

Kristine Helsør Johansen
Mari Bendikte Brødsjømoen
Brage Solstrand Pedersen

Analyse av utbygging av ny pumpekraft

Bacheloroppgave i Bachelor i ingeniørfag, fornybar energi
Veileder: Jacob J. Lamb
Mai 2023

Kristine Helsør Johansen
Mari Bendikte Brødsjømoen
Brage Solstrand Pedersen

Analyse av utbygging av ny pumpekraft

Bacheloroppgave i Bachelor i ingeniørfag, fornybar energi
Veileder: Jacob J. Lamb
Mai 2023

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



Kunnskap for en bedre verden

FENT 2900 - Bacheloroppgave Fornybar energi

Analyse av utbygging av ny pumpekraft

Mari Bendikte Brødsjømoen
Kristine Helsør Johansen
Brage Solstrand Pedersen

Vann- og vindenergi
Energilagring



Institutt for energi-
og prosessteknikk

Bacheloroppgave

Project title (ENG): Analysis of pumped storage hydropower	Gitt dato: 18.11.2022
Oppgavens tittel (NOR): Analyse av utbygging av pumpekraft	Innleveringsdato: 22.05.2023
	Antall sider rapport/sider vedlagt: 65/23
Gruppedeltakere: Mari Bendikte Brødsjømoen Kristine Helsør Johansen Brage Pedersen	Veileder: Jacob J. Lamb
	Prosjektnummer: BIFOREN23-04
Oppdragsgiver: TrønderEnergi AS	Kontaktperson hos oppdragsgiver: Aslak Bøhle Foss

Fritt tilgjengelig:

Tilgjengelig etter avtale med oppdragsgiver:

Rapporten frigitt etter:

Gruppedeltakere signaturer:

Kristine Helsør Johansen
Kristine Helsør Johansen

Mari Bendikte Brødsjømoen
Mari Bendikte Brødsjømoen

Brage S. Pedersen
Brage Solstrand Pedersen

Forord

Denne bacheloroppgaven er skrevet våren 2023, av studenter på studieprogrammet Ingeniør fornybar energi ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, NTNU. Oppgaven utgjør 20 studiepoeng og er skrevet for vår oppdragsgiver TrønderEnergi.

Vi ønsker å takke veileder i TrønderEnergi, Aslak Bøhle Foss, for god oppfølging, faglig innspill, ekskursjon og annen hjelp. Takk til veileder på NTNU, Jacob J. Lamb, for veiledning i oppgaveskrivingen, hjelp og innspill.

Videre rettes det stor takk til Kaspar Vereide og Leif Lia for bidrag med fagkunnskap om pumpekraft.

NordPool fortjener også en takk, for å gi tilgang til kraftpriser gjennom deres egne server.

Gruppen er svært takknemlig ovenfor instituttet vårt, institutt for energi- og prosesseteknikk, som tilrettelegger og oppmuntrer til å skrive for aktuelle aktører i næringslivet. Dette gjelder også TrønderEnergi som ga oss mulighet til å skrive om et spennende og dagsaktuelt tema.

Arbeidet med oppgaven har vært utfordrende og givende. Det har gitt oss et faglig påfyll som gjør oss bedre rustet for vår videre karrierevei.

Sammendrag

For å nå Europas mål om karbonnøytralitet i 2050 er det behov for utfasing av fossile energikilder som erstattes av fornybare energikilder. Energien fra fornybare kilder må forbrukes straks den blir produsert. Dette fører til store utfordringer for kraftsystemet ettersom majoriteten av utbyggingen av fornybare energikilder er uregulerbare. En del av løsningen er å implementere teknologier for energilagring. Det eksisterer mange former for energilagring og pumpekraftverk er en av disse. Bacheloroppgaven tar for seg analyse for potensialet for pumpekraftverk i TrønderEnergi sin portefølje.

Første del av oppgaven handlet om å kartlegge behovet for pumpekraft og fremtidsutsiktene. Videre ble det kartlagt hvilke vannkraftverk det var mest aktuelt å bygge ut til et pumpekraftverk. Til slutt ble Litjossen kraftverk valgt ettersom dette er kraftverket med størst fallhøyde og installert kapasitet. Kraftverket egner seg også bra ettersom det ikke er noen interessekonflikter eller vernede områder i nærheten. Det ble gjennomgått flere valgmuligheter når det kom til teknisk utforming av pumpekraftverket. Alternativet som skilte seg best ut var å etablere en ny stasjonshall i parallell til dagens stasjonshall. Dette muliggjorde gjenbruk av eksisterende tilløpstunnelen og hindret stans av kraftverket i byggeperioden. Totalkostnad for investeringen ble beregnet til å være 308,8 MNOK.

Andre del av oppgaven handlet om å beregne lønnsomheten til investeringen. Dette ble gjort ved å utvikle et simuleringsprogram i MATLAB som beregnet inntekter og utgifter basert på døgnpumping. Kraftprisene la grunnlaget for beregningene og ble hentet fra Nordpool. Sentrale verdier som ekstra årlig inntekt med pumpekraft, nåverdi, internrente og nedbetalingsår ble så beregnet. Simuleringene som ble gjennomført tok utgangspunkt i 2021 og 2022 kraftpriser. Tilfellet med 2021-priser tok utgangspunkt i en installert effekt på 80 MW. Resultatet viste en inntektsøkning på 29,0 MNOK. Nåverdien med 40 års økonomisk levetid og 5 % diskonteringsrente ble 189,3 MNOK, internrenten ble 9,11 % og nedbetalingstiden 15,6 år. Simuleringer med 2022-priser ble gjort med både 80 MW installert effekt og 197 MW. For tilfellet med 80 MW ble ekstra inntekt 47,7 MNOK, dette resulterte i at nåverdien ble beregnet til 508,9 MNOK, internrenten ble 15,38 % og nedbetalingstiden 8,0 år. For tilfellet med 197 MW ble kun de ekstra inntektene beregnet. Resultatet viste en inntektsøkning på 186,6 MNOK. De øvrige beregningene ble omgått på grunn av for stor usikkerhet rundt nødvendige investeringskostnader.

Basert på disse verdiene ble det konkludert med at pumpekraft i Litjossen kraftverk er lønnsomt med prisvariasjonene som kraftmarkedet opplevde i 2021 og 2022. Dette er fordi nåverdiene er positiv, internrentene er høyere enn diskonteringsrenten og nedbetalingstiden er mindre enn den økonomiske levetiden.

Abstract

To reach Europe's aim to become carbon neutral by 2050, it is necessary to gradually reduce fossil energy sources. The energy from renewable sources needs to be used the moment it is produced. This leads to great challenges for the power system since the majority of the new renewable energy is intermittent. A part of the solution is to implement energy storage technology. There are multiple forms of energy storage, and pumped storage hydropower, PSH, is one of them. This bachelor thesis includes analysis of the potential of PSH amongst the hydropower plants owned by TrønderEnergi.

The first part of the thesis was to map the need for PSH and the future prospects for it. Furthermore, the most relevant power plants for expanding to pump storage plants, PSPs, were mapped. In the end, Litjossen power plant was chosen because of the large head and installed capacity. Another advantage with this power plant is that there are no conflicts of interest or protection restrictions in the area. Multiple solutions for the technical design of the PSPs were examined. The best solution for the chosen location was to build a new station hall parallel to the existing station hall. This made it possible to reuse the existing headrace tunnel and prevent loss of income during the construction period. The total cost of investment was 308,8 MNOK.

Secondly, the thesis included the calculation of profitability. This was done by developing a simulation program in MATLAB. The simulation program calculated income and expenses based on pumping within the day, and the power prices used were imported from NordPool. Important values like extra income with PSH, present value, internal interest rate and repayment period were then calculated. The simulations used power prices from 2021 and 2022. 80 MW installed power was used in the instance with prices from 2021. This resulted in an increase of income equivalent to 29,0 MNOK. The present value with 40 year economic lifespan and 5 % discount rate was 189,3 MNOK, the internal interest rate was 9,11 % and the repayment period was 15,6 years. Both 80 MW and 197 MW were used as installed power with the power prices from 2022. For the instance with 80 MW the extra income was 47,7 MNOK, this resulted in present value equivalent to 508,9 MNOK, internal interest rate equivalent to 15,38 % and repayment period equivalent to 8,0 years. For the instance with 197 MW, only the extra income was calculated, and constituted 186,6 MNOK. The other calculations were excluded due to the large amount of uncertainty regarding the cost of investment.

Based on these values, installing a PSP in Litjossen power plant is a profitable investment with the price variations experienced in the power market in 2021 and 2022. This is because the present value is positive, the internal interest rate is larger than the discount rate and the repayment period is less than the economic lifespan.

Symbolliste

β	Avløpsvinkel, [°]
η	Virkningsgrad, [-]
ρ	Tetthet, [kg/m ³]
a	Årlig kontantstrøm, [NOK]
A	Areal, [m ²]
D	Diameter, [m]
E_k	Kinetisk energi, [J]
E_p	Potensiell energi, [J]
g	Tyngdeakselerasjon, [9,81 m/s ²]
h	Barometertrykk, [m]
H	Fallhøyde, [m]
inv	Investeringskostnader, [NOK]
L	Rørdiameter, [m]
n	Antall aggregat, [-]
T	Turtall, [rpm]
P	Effekt, [W]
r	Rente, [-]
Q	Slukeevne, [m ³]
t	Tid, [h]
T	Turtall, [rpm]
T_b	Brukstid, [h]
u	Hastighet, [m/s]
V	Volum, [m ³]

Forkortelsesliste

aFRR	Sekundærreserver
CAES	Compressed Air Energy Storage
CCGT	Konvensjonelle gasskraftverk
FCR	Primærreserver
FFR	Frekvensreserver
GWh	Gigawattimer
HRV	Høyere regulerte vannstand
KVO	Kraftverkene i Orkla
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattimer
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LCPG	Levelized Cost of Peak Generation
LRV	Lavere regulerte vannstand
mFFR	Tertiærreserver
MNOK	Millioner norske kroner
moh	Meter over havet
MW	Megawatt
MWh	Megawattimer
NaN	Ingen tallverdi
NNV	Netto nåverdi
NPSH	Netto positiv sugehøyde
OCGT	Open cycle gas turbine
RPT	Roterende pumpe turbin
TWh	Terrawattimer
VVS	Varme ventilasjon og sanitær

Innhold

Symbolliste	IV
Forkortelsesliste	V
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Mål	1
1.3 Problemstilling	1
1.4 Begrensninger	2
1.5 Struktur	2
2 Teori	3
2.1 Teknisk teori	3
2.1.1 Grunnleggende om pumpekraft	3
2.1.2 Tekniske løsninger for elektromekanisk utstyr	6
2.1.3 Kavitasjon	8
2.2 Energilagring	10
2.2.1 Bakgrunn for behovet for energilagring	10
2.2.2 Ulike energilagringssystemer	11
2.3 Økonomi	14
2.3.1 Skatter og avgifter	14
2.3.2 Lønnsomhet	15
2.3.3 Hydrogen som premissetter	19
2.3.4 Lønnsomhet pumpekraftverk mot gasskraftverk	20
2.3.5 Systemtjenester	21
2.3.6 Beregning av lønnsomhet	24
2.4 Bærekraftsaspekter	25
3 Kartlegging	27
3.1 Kartlegging av faktorer som gjør et pumpekraftverk vellykket	27
3.2 Kartlegge hvor i Trøndelag	27
3.2.1 Metode for valg av lokasjon	27
3.3 Litjfossen Kraftverk	28
3.3.1 Utvidelse av Storfossmagasinet	29
4 Teknisk utforming	32
4.1 Scenarier	32
4.1.1 Valg av scenario	32
4.2 Kostnader	32
4.2.1 Kostnadsgrunnlag	33
4.2.2 Kraftstasjon	33
4.2.3 RPT	33
4.2.4 Generator	34
4.2.5 Påregnelige anleggskostnader	34
4.2.6 Inntakskonus og stålforet trykksjakt	34
4.2.7 VVS	35
4.2.8 Avløpstunnel	35
4.2.9 Sugerørsluke	35
4.2.10 Elektriske installasjoner	36
4.2.11 Varegrind	36

4.3	Kostnadssituasjon 2022	36
5	Resultater	37
5.1	Kostnadsberegninger investering	37
5.2	Antagelser for simuleringsprogram	37
5.3	Forklaring av simuleringsprogram	39
5.4	Resultater fra simuleringene med 2021-strømpriser	41
5.5	Resultater fra simuleringene med 2022-strømpriser	42
6	Diskusjon	45
6.1	Magasinvolumentets betydning	45
6.2	Investeringskostnader	46
6.3	Kostnader og inntjening	46
6.4	Begrensninger	48
6.5	Bærekraftspåvirkning	49
6.6	Videre arbeid	50
7	Konklusjon	51
	Referanser	i
A	Kraftverk som ble vurdert	I
B	Orklavassdraget	IV
C	Tegning av Litjfossen	VII
D	Utrekninger turbin og pumpe	VIII
E	Investeringskostnader	X
E.1	Kostnadsberegninger	X
E.1.1	Kraftstasjonen	X
E.1.2	RPT	X
E.1.3	Generator	X
E.1.4	Påregnelige anleggsomkostninger	X
E.1.5	Stålforet trykksjakt	XI
E.1.6	Avløpstunnel	XI
E.1.7	Sugerørsluke	XI
E.1.8	Varegrind	XI
F	Simuleringsprogram i MATLAB	XII

Liste over figurer

2.1	Figuren viser en prinsippskisse av hvordan et pumpekraftverk fungerer. [7]	3
2.2	Illustrasjon av Ternært aggregat (venstre) og RPT(Høyre). [11].	6
2.3	Skade på løpehjul som følge av kavitasjon. Foto:privat.	9
2.4	Prinsippskisse dykking av turbin. H_s overstiger 0 når tilstrekkelig dykking er oppnådd. [10]	9
2.5	Kraftforbruk fra 1960 frem til 2040 for de ulike sektorene [14].	11
2.6	Lagringskapasitet pumpekraft, batterier og CAES og gass i GWh [21].	12
2.7	IEA har illustreret ulike systemtjenester og hvilke teknologi som har kapasitet til å tilby disse tjenestene. [20]	13
2.8	Figuren viser kostnadene for ulike energilagringstjenester i USD per kWh per syklus. Grafen er fra 2014. [21]	13
2.9	Bildet viser prisutviklingen for Lithium-ionebatterier fra 2013 til 2022 [22].	14
2.10	Grafen til venstre viser forventet kraftproduksjon i Norden. Grafen til høyre viser forventet installert effekt fra solkraft, land og havvind. Begge grafene er beregnet i tidsrommet 2022-2050. [4]	16
2.11	Framskrivning av prisvariasjon gjennom året og innad i uken i Sør-Norge, kraftprisområde NO2, for henholdsvis 2025 og 2040. [14]	16
2.12	Gjennomsnittlig variasjon i timespris i NO2 gjennom vinter(blå) og sommer(gul). [4]	17
2.13	Varighetskurve for tysk kraftpris i simulerte tidsstaider 2030-2050. Grå kurve og svart kurve viser historisk pris i henholdsvis 2022 og 2010-2020. [4]	18
2.14	Varighetskurver for kraftpriser i Sør-Norge i 2025 og 2040 i basisscenariotet til NVE i et gjennomsnittså (svart), våtår (lys blå) og tørrår (mørk blå). Det grå skraverte feltet viser marginalkostnadene for gasskraft, mens det grønne feltet viser prisene på kraftforbruk til produksjon av hydrogen. [14]	18
2.15	Sammenligning av energitetthet (på vekt og volumbasis) for hydrogen og andre relevante drivstoff/energibærere som batteri. [28]	19
2.16	Figuren illustrerer virkningsgrad for de ulike prosessene fra hydrogenproduksjon til re-elektrifisering. [29]	19
2.17	Lønnsomhet for investering i pumpekraftverk, for forskjellige strategier angående markedsdeltakelse [30].	20
2.18	LCOE som funksjon av lastfaktor. Pumpekraftverket er plottet med gjennomsnittlige pumpepriser mellom 10-50 €/MWh. [31]	21
2.19	LCPG for 20 % lastfaktor som funksjon av effekt pris. Pumpepris er satt til 43€/MWh, dette tilsvarer halvparten av beregnet variabel kostnad av CCGT. Dotted linjer tilsvarer variable kostnader for OCGT(sirkler) og CCGT(firkanter).[31]	21
2.20	Tidslinjen beskriver når ulike aktiviteter og handler gjennomføres. Finansielle og langsiktige kontrakter skjer flere måneder eller år før driftstimen. Klarering i spotmarkedet og reservemarkedene skjer stort sett dagen før. En kan handle i intradagmarkedet nesten helt frem til driftstimen. I driftstimen forbrukes kraften som er handlet. Dersom det oppstår ubalanser, aktiveres reservene anskaffet at Statnett for å håndtere disse.[32]	22
2.21	Tidslinje med aktiveringstid og relativ effektrespons for de ulike reservene. [32]	23
2.22	Veikart for implementering av nordisk balanseringsmodell.[34]	23

3.1	Eksisterende oppdemmet område er skravert i gult, oppdemmet område ved HRV 525 moh er skravert inn i blått. Kartutsnittet er hentet fra NVE Atlas [51]	30
3.2	Terrengprofil for eventuell ny dam. [52]	31
5.1	80 MW pumpekraft med strømpriser fra 2021: Driftsinntekter er 198,8 MNOK, driftskostnader er 64,5 MNOK og profitt er 134,4 MNOK	41
5.2	Resultat fra 80 MW pumpekraft og strømpriser fra 2022: Driftsinntekter er 274,9 MNOK, driftskostnader er 48,6 MNOK og profitt er 226,3 MNOK.	43
5.3	197 MW pumpekraft med strømpriser fra 2022: Driftsinntekter er 476,7 MNOK, driftskostnader er 111,5 MNOK og profitt er 365,2 MNOK	43
A.1	Håen kraftverk	I
A.2	Litjossen kraftverk	II
A.3	Sama kraftverk	III
A.4	Skjærivatn kraftverk	III
C.1	Lengdeprofil Litjossen kraftverk[50]	VII

Liste over tabeller

2.1	Sammenligning mellom ternært aggregat og reversibel pumpeturbin.[11]	7
2.2	Erfaringsmessige verdier på parametrene a og b.[10]	10
3.1	Kraftverk karakteristikk	28
4.1	Kostnadsutvikling vannkraftprosjekter indeksregulering 2015-2022	33
5.1	Tabell for investeringskostnader.	37
5.2	Antagelser i simuleringsprogram for 80 MW pumpekraft.	38
5.3	Antagelser i simuleringsprogram for 197 MW pumpekraft.	38
5.4	Resultater fra simulering med 2021-strømpriser.	42
5.5	Resultater fra simulering med 2022-strømpriser.	44
E.1	Grunnlag og forutsetninger for nye anlegg	X

1 Innledning

Innledningen tar for seg bakgrunn, mål, problemstilling, begrensninger og struktur.

1.1 Bakgrunn

For at Europa skal nå sine mål om å bli klimanøytralt innen 2050 må kraftsystemet avkarboniseres, i tillegg er det en økende kraftetterspørsel generelt sett. Etterspørselen må dekkes opp av fornybare energikilder, der andelen vind- og solkraft er de raskest voksende og med størst potensial. Disse energikildene er væravhengig og kraftverkene produserer ikke nødvendigvis når etterspørselen er størst. Dermed er ytterligere integrering av uregulerbar fornybar kraft, blant annet, avhengig av at energilagringsskapasiteten i kraftsystemet økes.

I Norge utgjør vannkraft mesteparten av kraftproduksjonen. Den gjennomsnittlige årlige produksjonen fra det utbygde vannkraftsystemet var per 01.11.2022 anslått til å være 136,7 TWh. 11,9 TWh av dette var fra små kraftverk. I Norge er den totale installerte effekten for vannkraft 33,7 GW. [1] Omtrent 50 % av den totale energilagringsskapasiteten i vannkraftsreservoarer i Europa ligger i norske reservoarer. Dog er det kun bygd ut ti pumpekraftverk i Norge med en samlet installert effekt på 1 400 MW. [2] Til sammenligning har Europa installert 44 000 MW [3]. Den beskjedne utbyggingen av pumpekraftverk i Norge kan nettopp skyldes den store tilgangen til regulerbar vannkraft som har vært mer enn nok til å dekke kraftetterspørselen. Det norske kraftoverskuddet er i dag ca 17 TWh i et normalår[4]. Dette er i ferd med å endres.

Som følge av at forbruket øker mye raskere enn produksjonen ventes det at det allerede årene rundt 2030 vil være et kraftunderskudd i Norge. Fra 2035 vil kraftunderskuddet være dekket inn av ny kraftproduksjon som i hovedsak vil komme fra vind- og solkraft som må forbrukes straks det blir produsert.[4] Dette vil kunne føre til en revitalisering av posisjonen til pumpekraftverk i energimiksen og spille en viktig rolle i framtidens kraftsystem.

Selv om et pumpekraftverk ikke vil bidra til økt energiproduksjon i seg selv, vil det tilrettelegge for økt utbygging av fornybare energikilder. Et pumpekraftverk har kapasitet til å lagre energi når produksjon overgår etterspørselen og dermed levere reservekraft i perioder forbruket er høyere enn produksjonen. Andre fordeler med pumpekraftverk er at det kan erstatte dyre topplastverk som benytter fossile energikilder som kull og naturgass, leveranse av systemtjenester og flomdemping. [5]

Denne oppgaven skal derfor se nærmere på potensialet for pumpekraft i Midt-Norge.

1.2 Mål

Målet med oppgaven var å kartlegge hvilket vannkraftverk eid av TrønderEnergi som egner seg best for utbygging til pumpekraft, og om det lønner seg økonomisk. Av FNs bærekraftsmål er nr. 7, ren energi til alle, og nr. 13, stoppe klimaendringene, de viktigste målene for denne oppgaven [6].

1.3 Problemstilling

Opgaven er analyse av utbygging av ny pumpekraft. Dette er en åpen oppgave, men gruppen valgte å fokusere på kvalitativ studie av pumpekraftverkene i Norge, ettersom det kun er ti

kraftverk, for deretter å finne best egnet sted i Midt-Norge. Problemstillingen er derfor hvor i Midt-Norge det er mest aktuelt med pumpekraft, og er det lønnsomt?

1.4 Begrensninger

I forbindelse med lønnsomhetsberegningene ble det utviklet et simuleringsprogram ved bruk av programvaren MATLAB. Dette simuleringsprogrammet har noen begrensninger. Begrensningene kommer som følge av vurderinger som ble gjort med tanke på reelle begrensninger for valgt lokasjon, men også kodetekniske begrensninger. Det ble gjort en vurdering om at det kun var hensiktsmessig å utnytte prisvariasjoner innad i hvert døgn, og programmet tok derfor ikke høyde for prisvariasjoner i hver uke, måned eller sesonglagring. I nåverdiberegningene ble det antatt en konstant årlig kontantstrøm, istedenfor ulik kontantstrøm for hvert år som det reelt sett vil være. Det er også unøyaktigheter i programmet som gjør at det ikke er mulig å regne ut start/stopp-kostnadene helt nøyaktig.

I programmet ble det antatt en makspris for den høyeste minsteprisen i døgnet en var villig til å pumpe opp vann for. Hvilken pris dette vil være, vet en ikke i praksis, men ble satt til en ønsket verdi fra TrønderEnergi.

I tillegg ble kun en eurokurs satt ved omregning fra euro til NOK. Det ble ikke tatt hensyn til at valutakursen er i konstant endring, siden dette ikke var fokuset i oppgaven.

Investeringskostnadene er et grovt estimat basert på NVE sitt kostnadsgrunnlag for vannkraft utgitt i 2016, som videre er indeksregulert av Norconsult til og med 2022-nivå.

1.5 Struktur

Kapittel 2 Teori inneholder teori rundt pumpekraft. Dette inkluderer prinsipp, tekniske komponenter, økonomi og bærekraft. Her blir det også presentert ligninger som blir brukt i utregninger.

Kapittel 3 Kartlegging tar for seg metoden for valg av lokasjon. I tillegg står det informasjon om de fire kraftverkene valget sto mellom, og vurderinger som ble gjort for å komme frem til Litjfossen kraftverk.

Kapittel 4 Tekniske komponenter tar for seg ulike alternativer for utforming ved utbygging av eksisterende kraftverk til pumpekraft. Det inkluderer også investeringskostnadene for de ulike tekniske komponentene for scenarioet som ble ansett som best egnet.

Kapittel 5 Resultater viser resultatene fra de økonomiske beregningene som er gjort, både investeringskostnader og simuleringene. Antagelsene for simuleringsprogrammet og forklaring av den er også tatt med her.

Kapittel 6 Diskusjon tar for seg resultatene og kommenterer dem i forhold til teorien. Her blir det tatt opp usikkerheter og uklarheter rundt resultatene.

Kapittel 7 Konklusjon gir en oppsummering av de viktigste resultatene, og svarer på problemstillingen som ble satt.

2 Teori

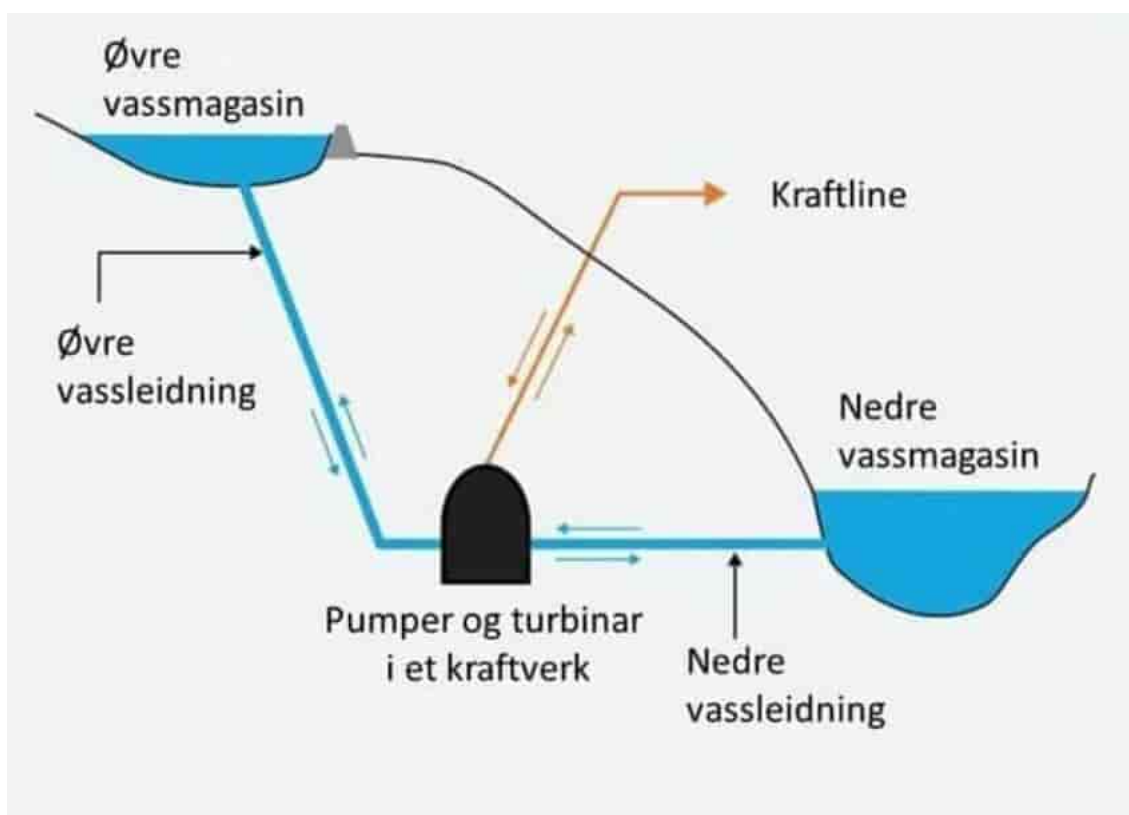
Dette kapitlet tar for seg den nødvendige teorien for oppgaven. Dette innebærer en forklaring av hva pumpekraft er og hvilke formål den kan dekke. Videre blir økonomi og bærekraftshensyn omtalt.

2.1 Teknisk teori

I dette delkapitlet blir teknisk teori om pumpekraftverk gjennomgått.

2.1.1 Grunnleggende om pumpekraft

Pumpekraftverk fungerer i utgangspunktet som et konvensjonelt vannkraftverk. Det som skiller pumpekraftverk fra konvensjonelle vannkraftverk er at det kan brukes til å lagre energi fra kraftsystemet i perioder der uregulerbar kraftproduksjon overstiger etterspørselen. Systemet trenger altså et nedre og øvre magasin slik at vann fra nedre magasin kan ved hjelp av en pumpe transportere vann opp til det øvre magasinet. På den måten lagres energi i perioder med overskudd til perioder hvor det oppstår knapphet på energi og kraftverket kan slippe det lagrede vannet gjennom turbinen og produsere elektrisitet til kraftsystemet.[7] En prinsippsskisse av virkemåten til et pumpekraftverk er illustrert i figur 2.1. Dette er en av de energilagringemetodene som har størst lagringspotensial og blant de mest effektive med en syklusvirkningsgrad på 70-85 % [8].



Figur 2.1: Figuren viser en prinsippsskisse av hvordan et pumpekraftverk fungerer. [7]

I Norge er det ti pumpekraftverk, med totalt 1 369 MW installert effekt. Disse ti pumpekraftverkene ble primært bygget med tanke på å fylle øvre magasin gjennom sommerhalvåret for å sikre forsyning gjennom vinteren, dette blir omtalt som sesongbasert pumpekraftverk. Med omstillingen av energisektoren og økt effektbehov blir døgn- og ukesbaserte

pumpekraftverk mer aktuelt. Sammenlignet med Europa har Norge lite pumpekraft, det henger sammen med at Norge har over 50 % av den regulerbare vannkraften i Europa og har med det nok reguleringskapasitet i kraftsystemet. [7]

Utnyttelse av vannenergi

Når vannet befinner seg i det øvre magasinet har det høydepotensiell energi (E_p). Når vannet slippes ned gjennom vannveien blir den potensielle energien ved hjelp av tyngdekraften omgjort til kinetisk energi (E_k). [9]

Den kinetiske energien utnyttes ved at vannet ledes inn på turbinhjulet, dette fører til at vannet får løpehjulet i turbinen til å rotere som dermed omdanner den kinetiske energien til mekanisk rotasjonsenergi. Videre er turbinen koblet via en aksling til en generator som nyttegjør seg av den mekaniske energien til å produsere elektrisk energi som tilslutt føres videre til en transformator og ut på kraftnettet. [9]

Effekt fra et pumpekraftverk

Effekten (P) et pumpekraftverk i turbinmodus kan yte, øker proporsjonalt med fallhøyden og vannstrømmen. Effekten kan beregnes fra følgende ligning (2.1) [9].

$$P_{turbin} = Q \cdot \rho_{vann} \cdot g \cdot H \cdot \eta_{turbinmodus} \quad (2.1)$$

Hvor Q er slukeevne (m^3), ρ_{vann} er tetthet ($1000kg/m^3$), g er tyngdeakselerasjon ($9.81m/s^2$), H er fallhøyde, η_{turbin} er en samling av de ulike tapsbidragene.

Tapsbidragene innbefatter tap i vannvei, turbin, generator og transformator. Ligningen for total virkningsgrad kan dermed representeres slik som i ligning (2.2) [9].

$$\eta_{turbinmodus} = \eta_{vannvei} \cdot \eta_{turbin} \cdot \eta_{gen} \cdot \eta_{trans} \quad (2.2)$$

Effekten konsumert i pumpemodus kan uttrykkes ved bruk av ligning (2.3) [10].

$$P_{pumpe} = \frac{Q \cdot \rho_{vann} \cdot g \cdot H}{\eta_{pumpemodus}} \quad (2.3)$$

$\eta_{pumpemodus}$ er gitt i ligning (2.4)

$$\eta_{pumpemodus} = \eta_{vannvei} \cdot \eta_{pumpe} \cdot \eta_{gen} \cdot \eta_{trans} \quad (2.4)$$

Ved å bruke virkningsgraden til pumpedrift og turbindrift kan syklusvirkningsgraden til pumpekraftverket uttrykkes som virkningsgraden til $\eta_{pumpemodus}$ multiplisert med $\eta_{turbinmodus}$, slik som vist i ligning (2.5)[9].

$$\eta_{syklus} = \eta_{turbinmodus} \cdot \eta_{pumpemodus} \quad (2.5)$$

Syklusvirkningsgraden kan blant annet brukes som lønnsomhetsgrense for drift av pumpekraftverk ettersom den legger grunnlaget for å finne nødvendig prisforskjell mellom strømforbruk og strømproduksjon. Ligningen for nødvendig finnes i ligning (2.6)

$$\text{prisforskjell}_{\text{nødvendig}} = \frac{1}{\eta_{\text{syklus}}} \quad (2.6)$$

Videre finner en ved å studere ligningene for pumpeeffekt og turbineffekt at det ved samme effekt og virkningsgrad for pumpe og turbin vil slukeevnen i turbinmodus være høyere enn for slukeevnen i pumpemodus. Dermed vil det ta kortere tid å forbruke vannet som pumpes opp enn å pumpe opp vannet. Forholdet kan uttrykkes ved å dele slukeevnen i pumpemodus med slukeevnen i turbinmodus slik som i ligning (2.7).

$$\frac{Q_{\text{pumpe}}}{Q_{\text{turbin}}} \quad (2.7)$$

Dette er et forhold det er viktig å ta hensyn til når drift av pumpekraftverk skal planlegges.

Pumpepotensial

Pumpepotensialet defineres i denne sammenheng som den tiden det tar å tømme et magasin eller fylle magasin for vann ved sammenhengende bruk av pumpe.

Utregningen er representert på følgende måte som i ligning (2.8).

$$\text{Pumpetid} = \frac{V_{\text{mag}}}{Q_{\text{forbruk}}} \quad (2.8)$$

Hvor pumpetid er gitt i timer, V_{mag} er tilgjengelig magasinivolum gitt i kubikkmeter, Q_{forbruk} er gitt i kubikkmeter per time og representerer slukeevnen til pumpen summert eller fratrukket midlere uregulert tilsig avhengig om magasinet henholdsvis fylles eller tømmes.

Energiproduksjon

Ligningen til energiproduksjonen til et kraftverk over en gitt tid er gitt i ligning (2.9) [9].

$$E = \bar{P} \cdot t_{\text{periode}} \quad (2.9)$$

Her er energien lik gjennomsnittlig effekt (\bar{P}) multiplisert med den gitte tiden (t_{periode}). Energiproduksjonen benevnes med watt per time(Wh).

Ytre forhold som blant annet tilsig og kraftteterspørsel, varierer gjennom året. Derfor vil et vannkraftverk tilpasse utnyttelsen av den installerte effekten utfra behov og kapasitet. Kapasitetsutnyttelsen til et kraftverk er ofte av interesse. En metode å fastslå kapasitetsutnyttelsen er å finne brukstiden. Brukstiden er den tiden et kraftverk måtte vært i drift ved full ytelse for å produsere årlig produksjon. Ligningen for brukstid (T_b) er gitt i (2.10).[9]

$$T_b = \frac{E}{P_{\text{turbin}}} \quad (2.10)$$

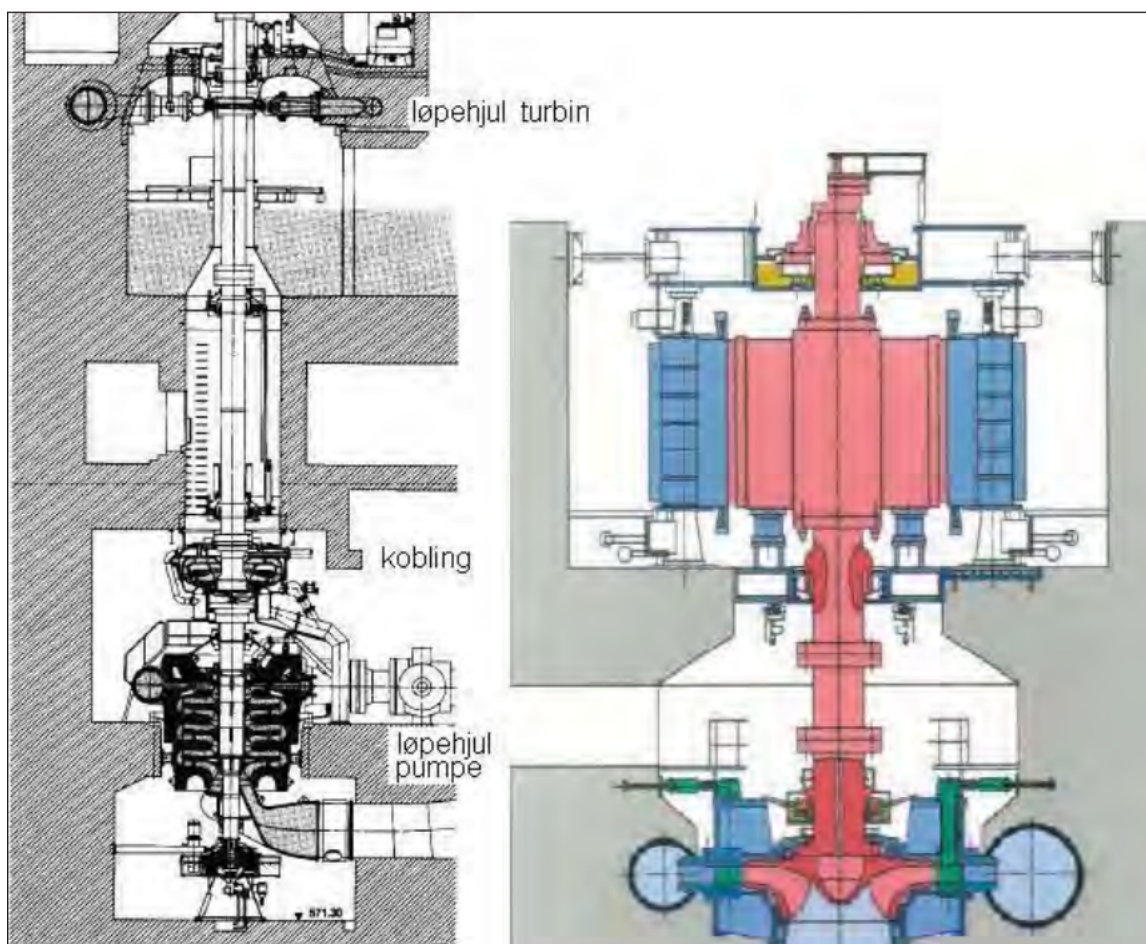
T_b gir altså et mål på hvor stor andel av den installerte kapasiteten som blir benyttet.

2.1.2 Tekniske løsninger for elektromekanisk utstyr

Dette delkapitlet vil omhandle de to mest aktuelle tekniske løsningene for pumpekraftverk, ternære aggregat og reversible pumpe turbiner. Videre vil turtallsregulerte aggregat bli omtalt. Til slutt vil aktuelle oppstartsmetoder gjennomgås.

Ternære aggregat og Reversibel Francis Turbin

Ternære aggregat er utrustet med et løpehjul og en roterende pumpe på samme aksling. Ettersom løpehjulet er optimalisert for turbindrift og pumpen er optimalisert for pumpedrift har ternære aggregat en høyere virkningsgrad enn reversibel pumpe turbin (RPT). Dette kommer som følge av at RPT går fra pumpe til turbinmodus ved å endre rotasjonsretning til løpehjulet og vice versa. På grunn av ulike hydrologiske parametre mellom modusene er det kun mulig å optimalisere virkningsgraden for en av de. Vanligvis blir optimaliseringen av pumpemodusen prioritert ettersom optimal hastighet under pumpedrift som regel er høyere enn turbindrift.[11] En løsning på denne problematikken er å innrette pumpe turbinen med regulerbart turtall, dette vil bli utdypet i kap 2.1.2.



Figur 2.2: Illustrasjon av Ternært aggregat (venstre) og RPT(Høyre). [11].

Ternære aggregat har sin forte i pumpekraftverk der trykkehøyder overstiger 400m. Mens RPT er ofte det foretrukne alternativet ved trykkehøyder lavere enn 400m. Videre har RPT ytterligere fordeler med kompakt aggregat, lavere kostnader både knyttet til investering og drift og vedlikehold. En utfyllende sammenligning er presentert i tabell 2.1.[11]

Tabell 2.1: Sammenligning mellom ternært aggregat og reversibel pumpeturbin.[11]

Konsept	Ternært aggregat	Reversibel pumpeturbin
Investering	-	+
Plassbehov	-	+
Virkningsgrad	+	-
Installasjonsdybde	+	-
Trykkehøyde	+	-
Driftskostnad	-	+
Vedlikehold	-	+

Turtallregulert pumpeturbin

I konvensjonelle vannkraftverk driftes turbin og generator med konstant rotasjonshastighet for å levere ønsket nettfrekvens. Turtallsregulerte pumpeturbiner er fristilt fra dette kravet ettersom de ikke er direkte koblet opp til nettet. [8]

Dette medfører flere fordeler både for kraftsystemet generelt og pumpekraftverket spesielt. For kraftsystemet vil turtallregulert pumpeturbin bidra til større fleksibilitet til kraftsystemet og i større grad tilby ettertraktede systemtjenester. Pumpekraftverket vil med variabel turtallsdrift kunne driftes med en høyere virkningsgrad og større driftsmessig handlefrihet. I tillegg vil fare for kavitasjon og vibrasjon reduseres. [8]

Turtallsregulerte pumpeturbiner kan driftes både med asynkron- og synkrongenerator. Begge disse krever ekstra elektriske komponenter, blant annet frekvensomformer. Dette medfører en merkostnad på 50-125 % sammenlignet med utstyr som driftes med fast turtall [12].

Oppstartsprosedyre RPT

Det er i hovedsak fem utbredte oppstartsmetoder til en RPT. Disse fem er listet nedenfor.[2]

- *Luftstart med pony-motor, mykstart eller frekvensomformer.* Oppstartsprosedyren starter med at vannet fjernes fra spiralhuset ved at luft tvinges inn ved hjelp av en kompressor. Deretter startes enhetene i pumpemodus mens pumpen roterer i luften. Rotoren akselereres ved hjelp av en pony-motor, mykstart eller frekvensomformer til den når full hastighet. Når rotasjonshastigheten er justert til synkron hastighet, slippes luften ut, ved vannet tillates å strømme tilbake i spiralhuset, og pumpingen starter.
- *Direkte start.* Starter med å koble pumpemotoren direkte til kraftnettet fra stillstand. Dette er den enkleste og mest tradisjonelle metoden, der både nettet og enheten må tåle en høy startbelastning, og dermed egnet kun for små enheter, der både nettet og maskinene kan takle det. Prosedyren er kjennetegnet av høyt startmoment og full spenning og frekvens fra start på pumpen og kapasiteten på nettet.
- *I vann med frekvensomformer.* Frekvensomformereren står for opptrapping av omdreiningshastigheten fra null til del- eller fullast. Dette gjør at frekvensomformereren kobler pumpen skånsomt inn på nettet og hindrer frekvensfall.
- *I vann med mekanisk back-to-back oppstart med turbin.* Denne metoden implementeres med en mekanisk forbindelse mellom turbinen og pumpen. Dette kan oppnås i pumpekraftverk der pumpen og turbinløperne er på samme aksling. I denne prosedyren starter en først turbinen og akselererer hele enheten til den nominelle rotasjonshastigheten. Etter synkroniseringen lukkes inntaksventilen til turbinen, samtidig som pumpens ventil åpnes

i parallell, og pumpingen starter.

- *I vann med elektrisk back-to-back oppstart med generator.* Denne metoden innebærer å starte en pumpe ved å bruke en nærliggende generator. De to maskinene (generator og pumpemotor) er koblet sammen gjennom det elektriske systemet, noe som gjør at begge mottar en elektrisk strøm. Som et resultat begynner løpehjulet å rotere, noe som fører til at frekvensen øker. Dette øker frekvensen som igjen får motoren til å øke hastigheten sin til den synkroniseres med generatorens rotasjonshastighet. Når motoren når den synkron hastigheten, kobles den fra generatoren, turbinen slås av, og pumping kan begynne.

Ideell oppstartsmetode varierer fra situasjon til situasjon så det må tas en vurdering i hvert enkelt tilfelle.

2.1.3 Kavitasjon

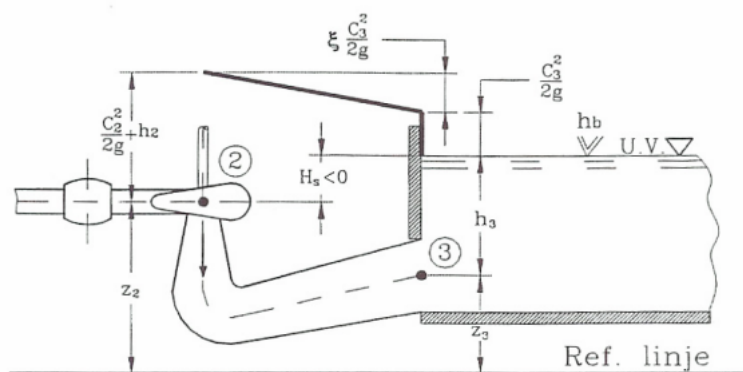
Et viktig aspekt å hensynta ved installasjon av pumpekraftverk er unngåelse av kavitasjon. Kavitasjon er en spesiell form for erosjonskorrosjon som oppstår ved dannelse av gassbobler i en væske nær metalloverflaten. Fenomenet kavitasjon oppstår hvis det statiske trykket i en væske synker til under damptrykket. Da vil det dannes gassbobler som blir kondensert dersom trykket stiger. [13]

Virkemåten til pumper gjør at de er særlig utsatt for kavitasjon. Ettersom lavt damptrykk på sugesiden i pumpen kan føre til dannelse av gassbobler, mens det høyere trykket på trykksiden gjør at gassboblene kollapser. Kollaps av gassbobler fører til skader på løpehjulet ved at små biter av løpehjulet løsner. Vedvarende kavitasjon vil minske virkningsgraden og i verste fall føre til havari av aggregat. [13] Resultatet av kavitasjon på en francisturbin kan ses i figur 2.3.



Figur 2.3: Skade på løpehjul som følge av kavitasjon. Foto:privat.

Kavitasjon kan unngås ved å sørge for tilstrekkelig dykking av turbinen. Prinsippskisse av en dykket turbin med konseptforklaring er illustrert i figur 2.4.



Figur 2.4: Prinsippskisse dykking av turbin. H_s overstiger 0 når tilstrekkelig dykking er oppnådd. [10]

Formelen for nødvendig dykking presenteres i kompendium Pumper og Turbinerskrevet av H. Brekke og er vist i ligning (2.11) [10].

$$H_s = h_b - h_{va} - NPSH_t \quad (2.11)$$

H_s er krav til dykking, h_b er barometer trykk, ved havnivå er barometertrykket 10,3 m (minus 0,12 m per 100 moh), h_{va} er vannets damptrykk som er 0,125 med vanntepemeratur ved 10°C, NPSH (netto positiv sugedyde), er et høydenivå som bestemmer grenseverdien for den høydeposisjonen en fullturbin kan ha over nederste magasin. Verdien til NPSH avhenger av aktuell dimensjon for løpehjulet til turbinen. For fastsetting av NPSH benyttes ligning (2.12).[10]

$$NPSH_t = a \frac{c_{m2}^2}{2 \cdot g} + b \frac{u_2^2}{2 \cdot g} \quad (2.12)$$

Parametrene a og b er enhetsløse og påvirkes av turbinkarakterstikk. Intervallet disse parametrene vanligvis befinner seg i kan finnes i tabell 2.2.

Tabell 2.2: Erfaringsmessige verdier på parametrene a og b.[10]

Parameter	Turbin	Pumpe
a	1,05 <a <1,15	1,6 <a <2,0
b	0,05 <b <0,15	0,2 <b <0,25

c_{m1} er gitt som funksjon av vannføringen, Q (m^3/s), og turbinens utløpsdiameter, $D_2(m)$ slik som i ligning (2.13) [10].

$$c_{m1} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_2^2} \quad (2.13)$$

u_1 er gitt som funksjon av utløpsdiameter som er D_2 gitt i m og turtall er T gitt i rpm.

$$u_1 = \frac{\pi \cdot D_2 \cdot T}{60} \quad (2.14)$$

u_1 ligger vanligvis mellom 35 og 43 m/s [10].

Videre kan sammenhengen at tangens til turbinens avløpsvinkel (β) er lik c_{m1} delt på u_1 brukes til å regne ut c_{m1} . Dette er vist i ligning (2.15).

$$\tan \beta = \frac{c_{m1}}{u_1} \rightarrow c_{m1} = \tan \beta \cdot u_1 \quad (2.15)$$

β ligger vanligvis mellom 13 og 19 grader [10].

Kravet til dykking kan altså finnes ved bruk av slukeevne, diameter, turtall og erfaringsmessig fastsetting av parameterne a og b.

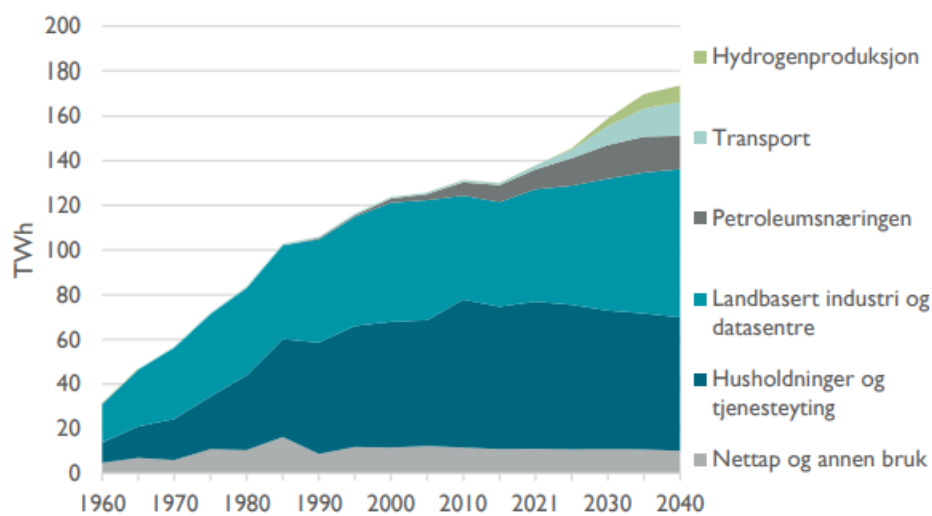
2.2 Energilagring

I dette delkapitlet blir behovet for energilagringstønsninger utdypet. Videre blir forskjellige energilagringsteknologier undersøkt og sammenlignet med pumpekraftverk.

2.2.1 Bakgrunn for behovet for energilagring

Ifølge NVE vil kraftforbruket i Norge øke med 36 TWh innen 2040. I 2021 var kraftforbruket 138 TWh, og hvis fremskrivningene til NVE legges til grunn, vil forbruket være økt 174 TWh

i 2040. Forbruket kan sees i figur 2.5. Økningen ventes å komme fra elektrifisering av petroleumsvirksomhet, transport og gjennom ny industri. Prognosen for økt kraftforbruk er basert på planer som er lagt for sektorene. Videre er det i prognosen tatt høyde for at det vil skje tiltak innen energieffektivisering. Hvis ikke dette skjer vil forbruksøkningen mot 2040 bli høyere. I analysen fra NVE har de også antatt utbygging av kraftproduksjon på 28 TWh innen 2040. Dette vil medføre et kraftunderskudd. Økningen mot 2030 hovedsakelig kommer fra vann- og solkraft, ettersom konsensjonsbehandlingen for landbasert vindkraft ble stanset i april 2019, og den ikke har begynt for vindkraft til havs per oktober 2021. [14]



Figur 2.5: Kraftforbruk fra 1960 frem til 2040 for de ulike sektorene [14].

Statnett har gjort en kortsiktig markedsanalyse for 2022-2027, og også ifølge dem vil det bli kraftunderskudd, allerede i 2027. Økningen i forbruket som Statnett anslår er fra ca. 140 TWh i 2022 til 164 TWh i 2027, dette gir en økning på 24 TWh. I likhet med NVE skriver Statnett at det økte kraftforbruket hovedsakelig skyldes elektrifisering av energi- og industrisektoren og transport, men også på grunn av ny industri. Norge har i dag et kraftoverskudd på omtrent 17 TWh i et normal år og den planlagte kraftutbyggingen i perioden er på rundt 6 TWh, hvor vannkraft er det største bidraget. Forutsetningene lagt til grunn for denne analysen er rimelig sikre planer og vedtak, i tillegg til politiske mål og virkemidler. Nasjonale planer, analyser og eksterne prognoser er også tatt med. [15]

I Midt-Norge har det kommet søknader til Statnett og andre regionale nettselskaper om økt forbruk på 5 000 MW. Med dette bidraget vil dagens forbruk i området bli tredoblet. Søknadene om ny produksjon er på 300 MW. Regionen har allerede effekt- og energiunderskudd, og dette vil øke med ovennevnte planer. Det er planlagt å øke nettkapasiteten med 700-750 MW innen 2026. Dette skal skje gjennom å øke transformator kapasiteten. Flere områder med nettførsterkning er planlagt ferdigstilt innen 2030, blant disse er Trondheimsområdet, Nordmøre og Romsdal. [16]

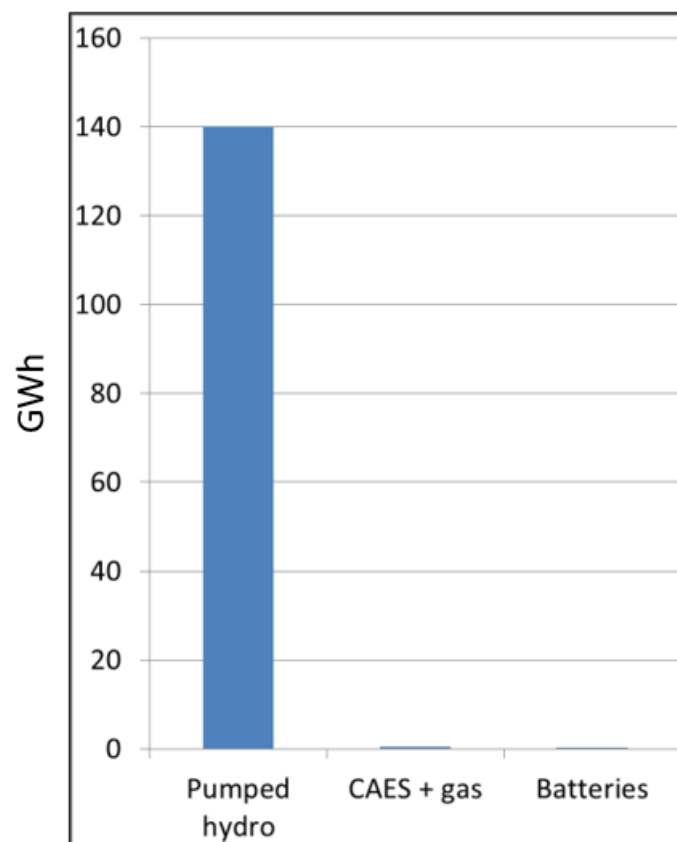
2.2.2 Ulike energilagringssystemer

Det er flere potensielle løsninger på kraftunderskudd og mangel på stabile energikilder. En del av løsningen er bruk av batterier og brenselceller. Disse teknologiene vil nå bli omtalt.

Den coulombiske virkningsgraden til litium-ionebatterier kan bli høy, ca. 98 % etter 40 sykluser

[17]. Totalvirkningsgraden i et system vil bli lavere enn dette, ettersom det er flere deler i energisystemer hvor en bruker batterier. I elbiler vil for eksempel virkningsgraden til batteriet multipliseres med virkningsgraden til konverterne, motoren, og resten av elementene i systemet, slik at en ender på typisk 80-95 % for hele systemet [18]. Brenselceller i seg selv har en virkningsgrad på rundt 60 %, men hvis en tar med kompressoren blir det 54 % [18]. Hvis en ser på varmegjenvinning, kan virkningsgraden bli 80-85 % [19]. Ved bruk av hydrogen varierer syklusvirkningsgraden fra 21-29 %, avhengig av bruksområde[20].

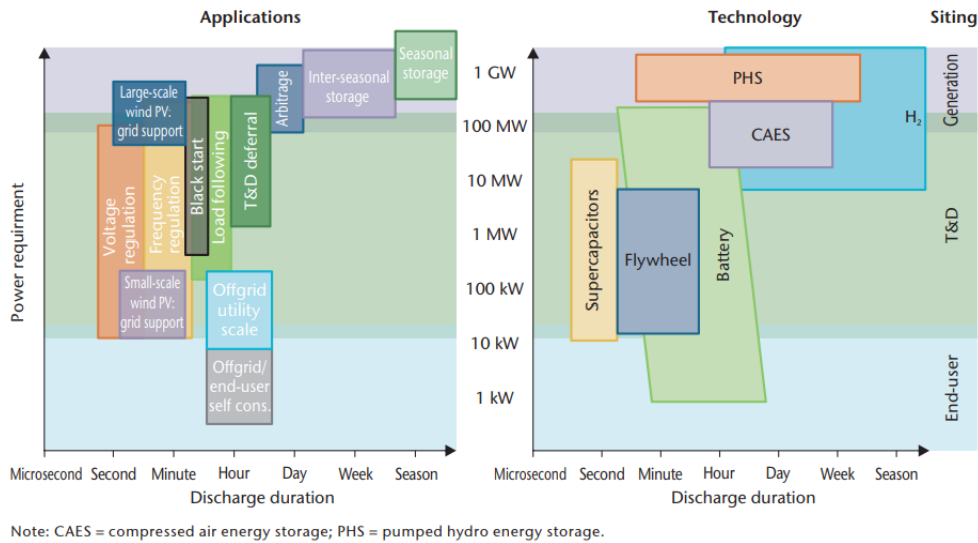
Når det kommer til storskala lagringskapasitet av energi er det tydelig at pumpekraft kommer best ut av batterier og CAES (Compressed Air Energy Storage) og gass, se figur 2.6 [21].



Figur 2.6: Lagringskapasitet pumpekraft, batterier og CAES og gass i GWh [21].

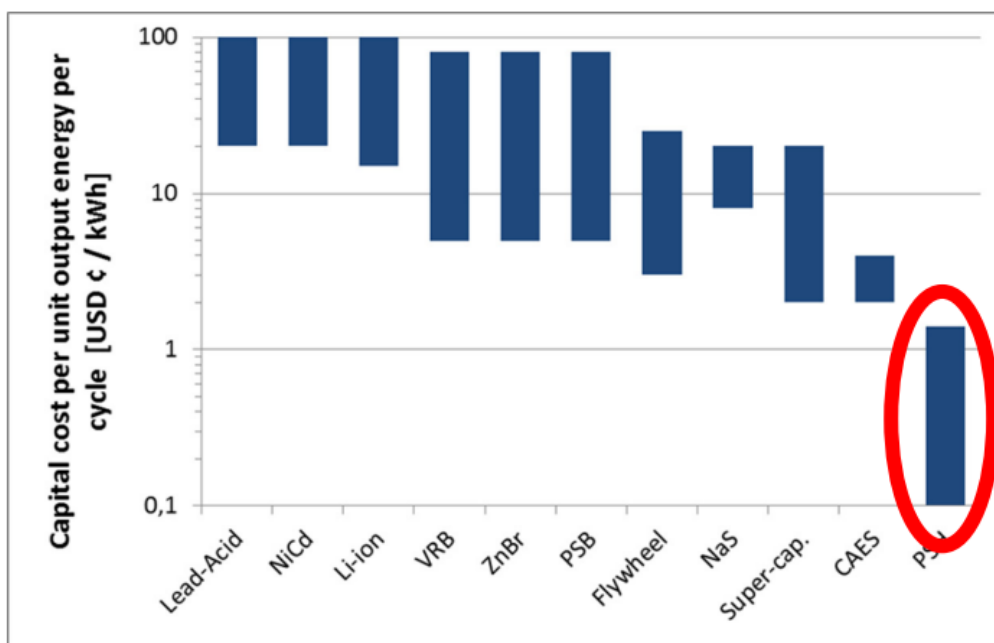
Hvis en ser på ulike energilagringsteknologier, og ser på levering av effekt over en tidsperiode, kommer også pumpekraft bra ut. Pumpekraft kan levere mer effekt over en større tidsperiode enn for eksempel batterier, men konkurrerer i stor grad med hydrogen, se figur 2.7. [20]

2 TEORI

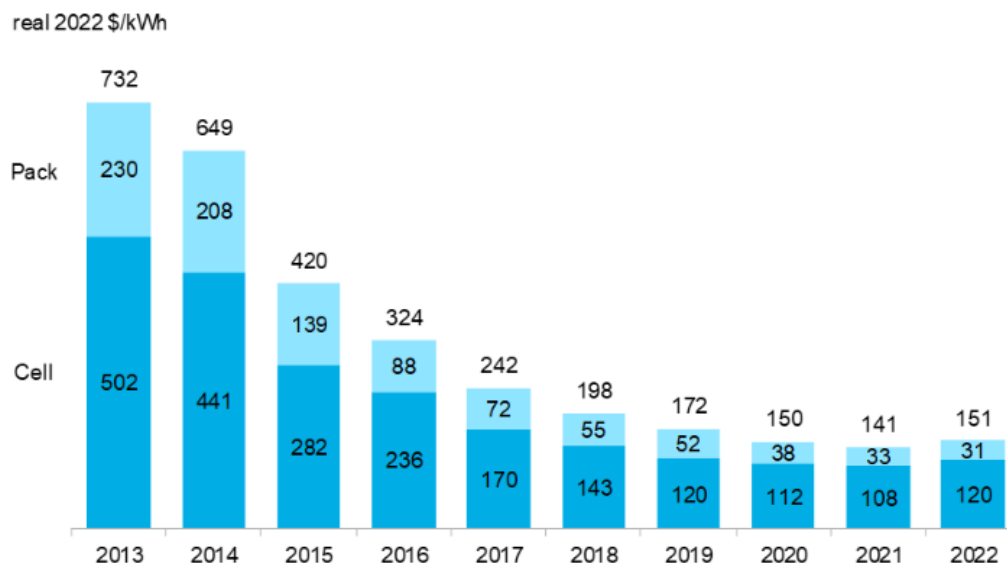


Figur 2.7: IEA har illustreret ulike systemtjenester og hvilke teknologi som har kapasitet til å tilby disse tjenestene. [20]

Økonomisk er pumpekraft også et godt alternativ blant de vurderte energilagringssystemer, som en kan se i figur 2.8 og 2.9. Grafen i figur 2.8 viser kostnader for pumpekraft, samt andre energilagringssystemer, oppgitt i USD cent/kWh per syklus [21]. Oversikten er fra 2014, så det er en stund siden, men figur 2.9 viser utviklingen i prisen for lithium-ionebatterier, oppgitt i USD/kWh [22]. Ifølge Battery University er det 300 til 500 utladnings-/oppladningssykluser for lithium-ionebatterier [23]. Hvis en tar prisen fra 2022, 151 USD/kWh, og deler på 500 sykluser, ender en opp med 0,302 USD per kWh per syklus, som fortsatt er mye høyere enn kostnaden for pumpekraft, som er mindre enn 0,02 USD/kWh per syklus. Nå viser riktignok figur 2.8 kostnadene, og figur 2.9 priser, så det er antakelig lagt på en viss fortjeneste, men prisen er fortsatt vesentlig høyere enn kostnadene for pumpekraft.



Figur 2.8: Figuren viser kostnadene for ulike energilagringssystemer i USD per kWh per syklus. Grafen er fra 2014. [21]



Figur 2.9: Bildet viser prisutviklingen for Lithium-ionebatterier fra 2013 til 2022 [22].

Pumpekraft kan derfor være en viktig del av løsningen på kraftunderskudd. Det tar tid å bygge ut, men hvis en vurderer utbygging i eksisterende kraftverk vil det ta vesentlig kortere tid.

2.3 Økonomi

Med endringen og omstillingen i energimiksen hvor fossile energikilder fases ut og erstattes av intermitterende fornybare energikilder oppstår og aktualiseres det nye behov. Disse behovene består i stor grad av produksjonsfleksibilitet og systemtjenester, og går blant annet ut på lagring av energi og balansekraft. Dette må til for å sikre adekvat energiproduksjon i perioder hvor den øvrige energiproduksjonen ikke tilfredsstiller forbruket.

Dermed oppstår det nye markeder og en tilhørende betalingsvillighet for systemer som kan levere slike tjenester. Pumpekraftverk vil med sine store lagringsmuligheter og hurtige produksjonsregulering kunne stille med systemtjenester og utnytte egenskapen produksjonsfleksibilitet.

2.3.1 Skatter og avgifter

Skattlegging av pumpekraftverk følger samme skatteregler som tradisjonelle vannkraftverk. Vannkraftforetak er underlagt særskilte skatteregler knyttet til produksjon, omsetning, overføring og distribusjon. [24]

Overskuddet i kraftproduksjon skattes som alminnelig inntekt og har en skattesats på 22 prosent i 2023. I tillegg pålegges eiere av vannkraftverk som har generatorer større en 10 MVA å betale grunnrenteskatt og naturressursskatt. I tillegg må eiere betale skatter og avgifter som eiendomsskatt, konsesjonsavgift og konsesjonskraft.[25]

Grunnrenteskatt

Grunnrenteskatt tilfaller staten og ble fra og med inntektsåret 2022 økt fra 37 % til 45 %. Dette medfører at den formelle grunnrenteskattesatsen settes til 57,7 %. Samlet marginalsatt, grunnrenteskatt og selskapskatt, blir da 67 % for vannkraft. [26]

Grunnrenten beregnes som en normert markedsverdi av kraftproduksjonen fratrukket driftskostnader, konsesjonsavgift, eiendomsskatt og avskrivninger. I tillegg gis det fradrag for en friinntekt som skal kompensere for at investeringene avskrives og ikke kommer til fradrag umiddelbart. [25] Dette gir følgende utregning

$$\begin{aligned} \text{Grunnrente} = & (\text{spotmarkedspris} \cdot \text{produksjon}_{\text{inntektsåret}}) - \text{driftskostnader} \\ & - \text{konsesjonsavgift} - \text{eiendomsskatt} - \text{avskrivninger} - \text{friinntekt} \end{aligned}$$

Der flere kraftverk har samme eier regnes grunnrenten samlet for alle kraftverkene. [25]

Naturressursskatt

Naturressursskatt tilfaller kommunen(-e) og fylkeskommunen(-e) hvor regulerings-, vannfalls- og kraftstasjonen er lokalisert. Kommunene får 1,1 øre/kWh og fylkeskommunen mottar 0,2 øre/kWh. Skatten fastsettes på grunnlag av 1/7 av kraftverkets samlede produksjon for inntektsåret og de seks foregående. [24]

Konsesjonskraft og konsesjonsavgifter

Eiere av vannkraftverk har plikt til å levere inntil 10 % av inntektsgrunnlaget til kommunen som er berørt av utbyggingen som konsesjonskraft. Hensikten med konsesjonskraft er å sikre berørte kommuner forsyning av kraft til en rimelig pris. I de tilfeller der tildeling er større enn alminnelig forbruk i kommunen har fylkeskommunen rett på resterende kraft. [25]

I tillegg har eiere av større vannkraftverk også plikt til å betale konsesjonsavgift til stat og kommuner som er berørt av utbyggingen. Avgiften bergenes ut fra kraftgrunnlaget som er en teoretisk beregning av effekten som kraftverket faktisk kan gi. Dette grunnlaget beregnes ut fra naturhestekrefter (nat.hk.) hvor normal sats i nye konsesjoner er 24 kroner per nat.hk. til kommuner og 8 kroner per nat.hk. til staten. Tidligere gitte konsesjoner har svært varierende sats. [25]

Eiendomsskatt

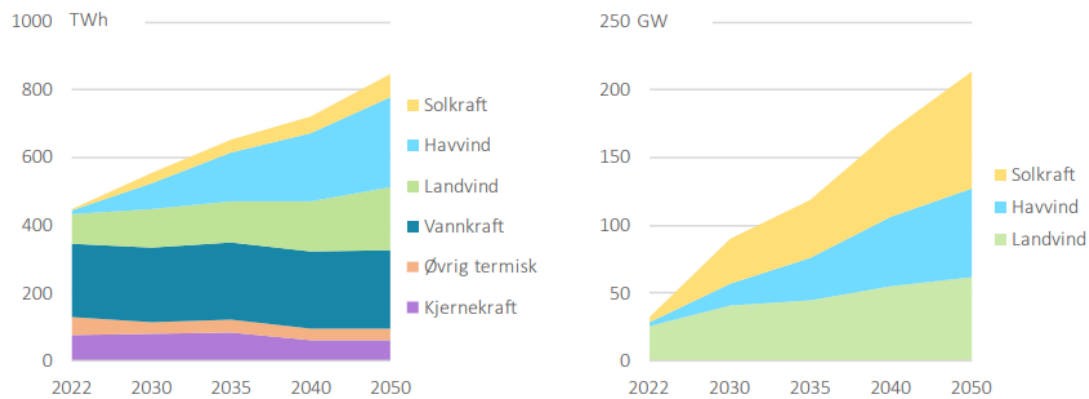
Eiendomsskatt betales til vertskommunen. For vannkraftanlegg skal anleggenes formuesverdi, som er markedsverdi, legges til grunn ved utskrivning av eiendomsskatt. For vannkraftverk med generatorer over 10 MVA, beregnes grunnlaget for eiendomsskatten som en nåverdi over uendelig tid av anslått verdi av fremtidige inntekter. Disse fremtidige inntektene blir fratrukket driftskostnader, grunnrenteskatt og sjablongmessige anslåtte utskiftningskostnader. Eiendomsskattegrunnlaget kan imidlertid ikke være lavere eller høyere enn henholdsvis 0,95 kroner per kWh og 2,74 kroner per kWh av anleggets gjennomsnittlige produksjon over en periode på sju år. Dette blir omtalt som minimums- og maksimumsreglene. [25]

En økning i grunnrenteskatt vil dermed isolert sett medføre en lavere formueskatt. En økning i grunnrenteskatten vil derimot ikke påvirke eiendomsskatten hvis den fastsettes etter minimums- eller maksimumsreglene. [26]

2.3.2 Lønnsomhet

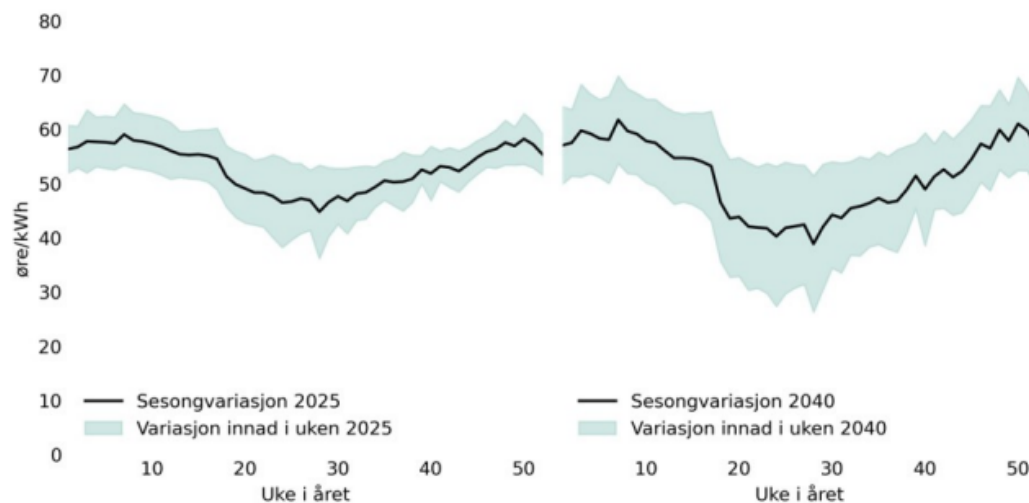
Det er forbundet et energitap ved lagring av energi ved bruk av pumpekraft. Det er dermed en forutsetning at prisforskjellen mellom lagring og produksjon må ligge på over syklusvirkningsgraden hvis det skal lønne seg med drift av pumpekraft.

2 TEORI



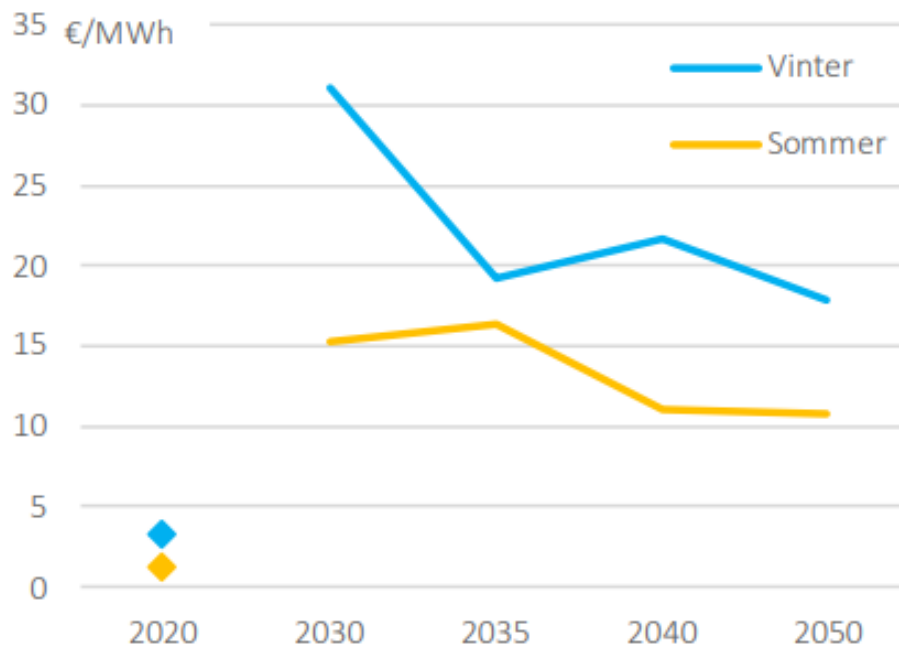
Figur 2.10: Grafen til venstre viser forventet kraftproduksjon i Norden. Grafen til høyre viser forventet installert effekt fra solkraft, land og havvind. Begge grafene er beregnet i tidsrommet 2022-2050. [4]

Figur 2.10 viser at det ventes en økning i kraftproduksjon fra dagens nivå på 450 TWh opp til 850 TWh i 2050. Denne økte kraftproduksjonen vil primært komme fra sol og vindkraft. I 2050 vil sol og vindkraft ha passert 200 GW installert effekt og stå for over 60 % av total kraftproduksjon. Energiproduksjonen fra disse vil variere fra fra time til time, uke til uke og sesong til sesong[27]. Følgelig ventes det økt volatilitet i kraftproduksjonen. I tillegg vil økte CO₂ avgifter og økte brenselpriser forsterke prisvariasjonen ytterligere [14].



Figur 2.11: Framskriving av prisvariasjon gjennom året og innad i uken i Sør-Norge, kraftprisområde NO2, for henholdsvis 2025 og 2040. [14]

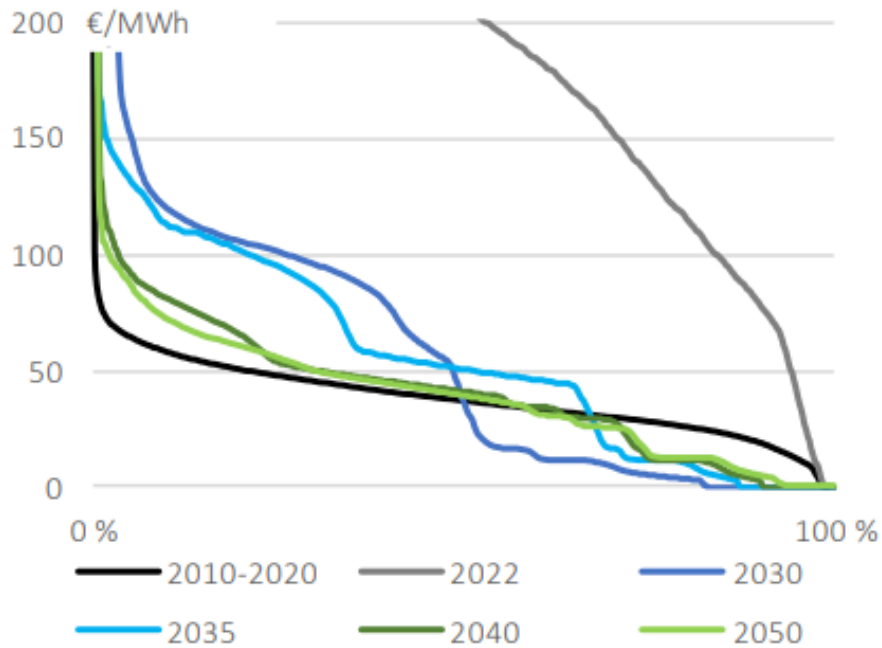
I NVEs langsiktige kraftmarkedanalyse som strekker seg fra 2021-2040 har det blitt gjennomført en framskriving for prisvariasjoner i Sør-Norge. Figur 2.11 illustrerer en forventet økt variasjon mellom vinter- og sommerhalvåret og innad i ukene fra 2025 til 2040. Videre ventes det av Statnett at gjennomsnittlig variasjon i timeprisen for vinter- og sommerhalvåret også vil øke, der variasjon i timesprisen vil ligge noe høyere gjennom vinteren sammenlignet med sommeren. Disse timesvariasjonene er skissert i 2.3.2.



Figur 2.12: Gjennomsnittlig variasjon i timespris i N02 gjennom vinter(blå) og sommer(gul). [4]

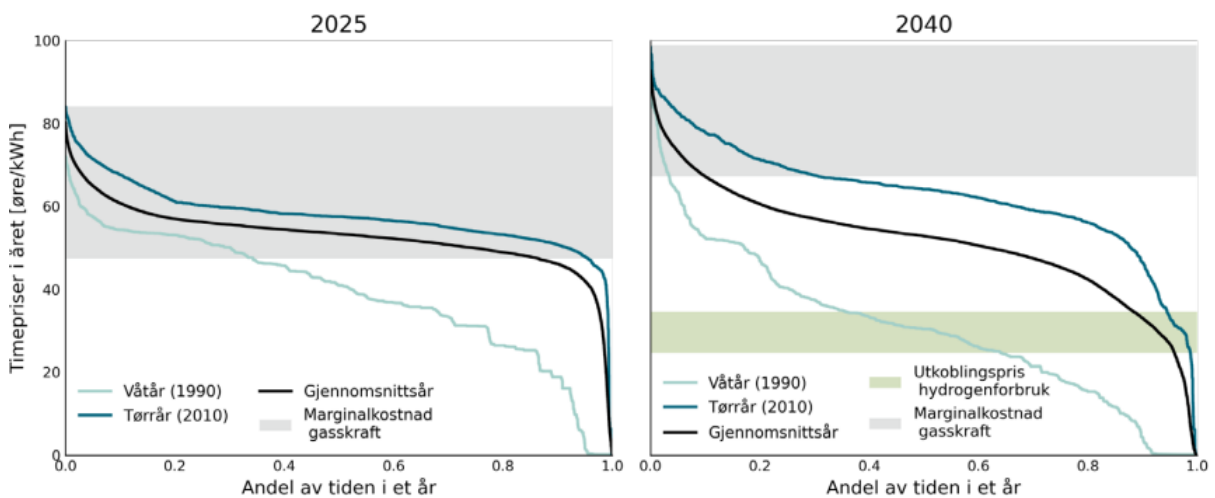
På det europeiske kontinentet forventer Statnett at det neste tiåret vil kraftmarkedet være preget av en høy prisvariasjon. Det ventes at i 2030 vil det være flere perioder hvor gasskraft er prissettende og kraftprisen er 100 €/MWh. Samtidig vil prisene i store perioder også være rundt null ettersom andelen vind og sol ventes å øke betydelig. Fra 2035 forutsettes det at fleksibilitet har oppnådd en tilstrekkelig andel i kraftmarkedet til å redusere tiden med nullpriser og vanlige gasskraftverk utkonkurreres av biogass og hydrogen. Dette fører til at både gjennomsnittsprisene og volatiliteten minskes. Imidlertid forventes det volatiliteten vil forbli høyere enn det var i perioden 2010-2020.[4] Disse slutningene er illustrert i figur 2.13. Dette betyr at både NVE og Statnetts forventede utvikling vil føre til at prismarginene mellom gunstige perioder med pumping og produksjon øker i årene fremover.

2 TEORI



Figur 2.13: Varighetskurve for tysk kraftpris i simulerte tidsstaider 2030-2050. Grå kurve og svart kurve viser historisk pris i henholdsvis 2022 og 2010-2020. [4]

Som illustrert i figur 2.14 ventes det at marginalkostnadene til gasskraft vil ha en markant økning fra 2025 til 2040. Dette er fordi termisk kraftproduksjonen vil være prissettende i en mindre andel av tiden. Derfor får CO₂ kvoter, kull- og gasspriser lavere innvirkning på kraftprisen i Europa og Norge mot 2040. Derimot er det i 2040 ventet at løsninger som hydrogen, batteri og brukerfleksibilitet får stor innvirkning på kraftprisene. Hydrogenproduksjon vil være med på å trekke kraftprisene opp i timene hvor tilgangen fra uregulerbar fornybar kraft er stor. Dermed vil hydrogenprisen være prissettende i Europa en betydelig andel av tiden i 2040. [14]



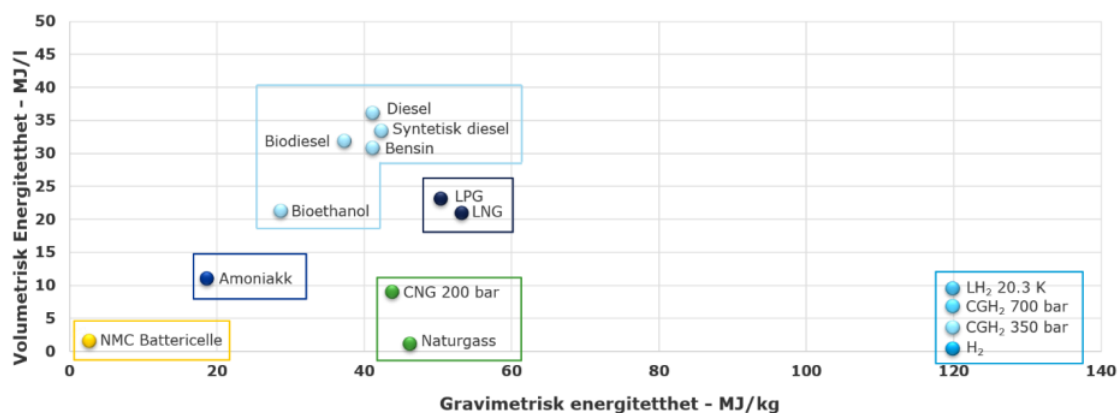
Figur 2.14: Varighetskurver for kraftpriser i Sør-Norge i 2025 og 2040 i basisscenarioet til NVE i et gjennomsnittså (svart), våtår (lys blå) og tørrår (mørk blå). Det grå skraverte feltet viser marginalkostnadene for gasskraft, mens det grønne feltet viser prisene på kraftforbruk til produksjon av hydrogen. [14]

2 TEORI

Forutsetningen om utstrakt bruk av batteri og hydrogen i kraftsystemet er usikker. I dagens kraftsystem spiller disse energibærerne en svært begrenset rolle, batteri har kun kapasitet til å bidra med prisreduksjon innad i døgnet. For å håndtere de lengre periodene hvor det er større etterspørsel enn produksjon kreves det andre energibærere som har større kapasitet. Det knyttes store forventninger til at hydrogen vil dekke dette behovet i fremtiden. [14]

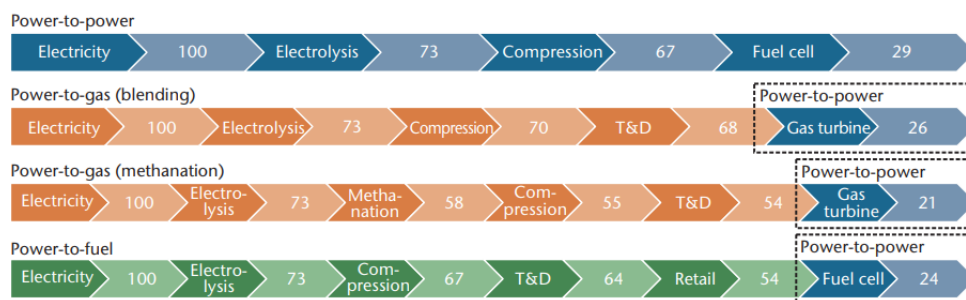
2.3.3 Hydrogen som premissetter

Hydrogen har flere anvendelsesområder som drivstoff i transportsektoren, brensel for oppvarming av bygninger eller i varmeintensiv industri, og som medium for å lagre energi fra fornybar kraftproduksjon.



Figur 2.15: Sammenligning av energitetthet (på vekt og volumbasis) for hydrogen og andre relevante drivstoff/energibærere som batteri. [28]

En av de store fordelene med hydrogen kommer fram i figur 2.15. Hydrogen har en energitetthet på 33kWh/kg som er betydelig høyere enn for eksempel batteri som har en energitetthet i underkant av 0,4 kWh/kg. I tillegg er selve forbruket av hydrogen utslippsfritt. Videre har grønt hydrogen den fordel at det kan produseres ved bruk av fornybar kraft, som medfører lavt klimafotavtrykk og perioder med overskudd av fornybar kraft vil bety en lav produksjonskostnad.



Figur 2.16: Figuren illustrerer virkningsgrad for de ulike prosessene fra hydrogenproduksjon til re-elektrifisering. [29]

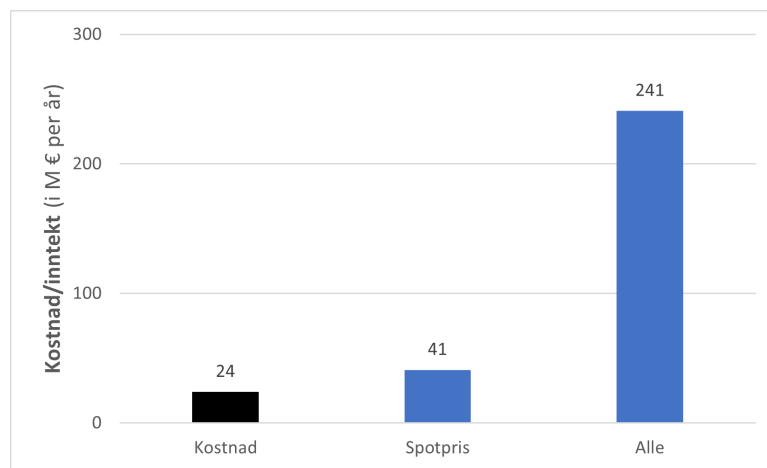
En del av utfordringene med bruk av hydrogen er virkningsgraden. Figur 2.16 viser at prosessen gir ut opptil 29 % av den elektrisiteten som opprinnelig ble tilført. Ved å benytte seg av ligning (2.5) finner man at salgsprisen må være 3,45 ganger høyere enn innkjøpsprisen.

Til tross for sin lave virkningsgrad har hydrogen kapasitet til å bidra med regulering fra timer til sesong. Dette kommer som følge av sin høye energitetthet sammenlignet med andre energibærere

[29]. Mens pumpekraft har kapasitet til å bidra fra sekunder opp til måneder, med en spesielt god kapasitet til å utnytte arbitrasje som oppstår i markedet, gjerne innenfor daghandelen. Hydrogen avhenger av betydelig variasjon i kraftpriser for å være konkurransedyktig innen dette segmentet. Dette kan en se i figur 2.7.

2.3.4 Lønnsomhet pumpekraftverk mot gasskraftverk

Lønnsomheten for investering i pumpekraftverk ble eksemplifisert i HydroBalance prosjektet og er illustrert i figur 2.17. I fremtidsbildet som ble lagt til grunn vil det gi lønnsomhet selv med deltakelse kun i spotprismarkedet. Om produsenten deltar i intradag, tilbyr balansekraft og reservekraft så vil lønnsomheten til investeringen øke tilnærmet med en faktor på seks. Dette er langt høyere enn den totale inntektsøkningen på 22,4 % som genereres av deltakelse i alle markeder. [30]



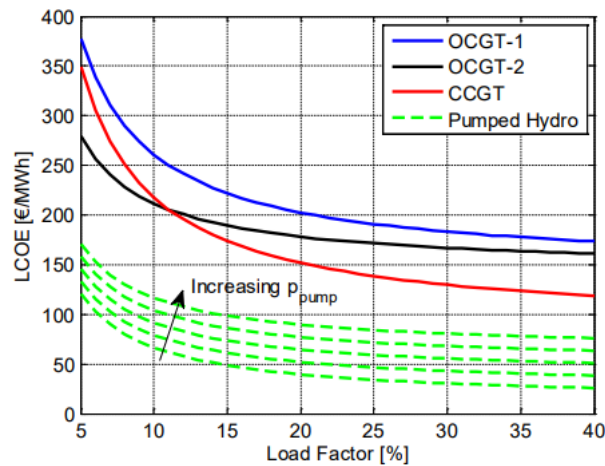
Figur 2.17: Lønnsomhet for investering i pumpekraftverk, for forskjellige strategier angående markedsdeltakelse [30].

Grunnen til at den ekstra inntekten som pumpekraft genererer har en større sensitivitet til markedsdeltakelse blir i rapporten pekt på å være at den totale inntekten avhenger i stor grad av det generelle prisnivået. For pumpekraft er derimot profitten avhengig av kraftpris volatilitet. Siden det er lagt til grunn at volatilitet for systemtjenester er høyere enn spotprismarkedet, vil lønnsomheten av investeringen være sterkt påvirket av deltakelse av vannkraft i det markedet.

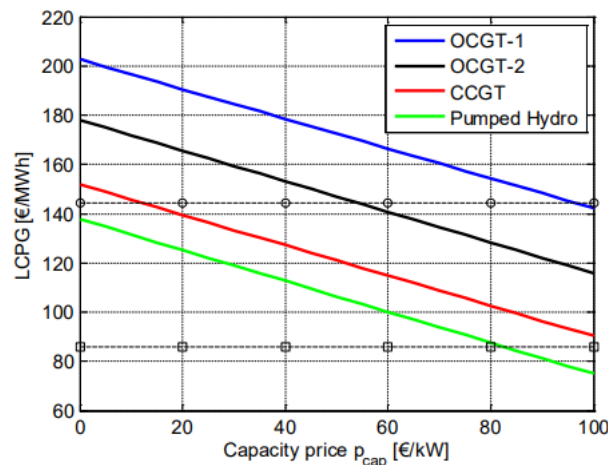
Konkurransedyktigheten til pumpekraftverk sammenlignet med bygging av nye konvensjonelle gasskraftverk (CCGT) og "Open Cycle Gas Turbine" (OCGT) ble undersøkt i en studie gjennomført i forbindelse med HydroBalance prosjektet. Først ble det undersøkt hvordan LL-levelized Cost of Electricity" (LCOE) varierte med utnyttelsesgraden av kraftverket, uavhengig om det blir kjørt som grunnlast- eller topplastverk.

Figur 2.18 viser LCOE for lastfaktorer fra 5 % til 40 %. Det fremkommer tydelig at selv med gjennomsnittlige pumpepriser på 50€/MWh gir pumpekraftverk de rimeligste kraftprisene. Hovedgrunnen til dette er at det er lagt til grunn at installasjon av pumpekraftverk ikke krever oppdemming av nye reservoarer.

LCOE gir kun en indikasjon på energikostnaden over teknologiens levetid. Dermed, for å undersøke kostnaden for elektrisitetsproduksjon i perioder hvor uregulerbare energikilder ikke kan dekke behovet ble Levelized Cost of Peak Generation" (LCPG) utviklet. LCPG er en metode som er basert på LCOE.



Figur 2.18: LCOE som funksjon av lastfaktor. Pumpekraftverket er plottet med gjennomsnittlige pumpepriser mellom 10-50 €/MWh. [31]



Figur 2.19: LCPG for 20 % lastfaktor som funksjon av effekt pris. Pumpepris er satt til 43€/MWh, dette tilsvarer halvparten av beregnet variabel kostnad av CCGT. Dotted linjer tilsvarer variable kostnader for OCGT(sirkler) og CCGT(firkanter).[31]

Figuren 2.19 viser at pumpekraft er den mest lønnsomme av de fire kraftverkene når det kommer til produksjon i perioder hvor produksjon fra uregulerbare energikilder ikke klarer å dekke etterspørselen. I tillegg viser grafen hvordan betaling for kapasitet er med på å senke LCPG for samtlige fleksible kraftverk. Dette viser dermed også fordelene og viktigheten av at norsk vannkraft får tilgang til et europeisk kapasitetsmarked som et ledd i å øke lønnsomheten.

2.3.5 Systemtjenester

Pumpekraftverk har den egenskapen at det kan driftes med høy grad av fleksibilitet. Med en høy fleksibilitet åpnes tilgangen til markedet for systemtjenester. Systemtjenester er ulike virkemiddel som statnett bruker for å sikre at det er en balanse mellom produksjon og forbruk, og riktig leveringskvalitet.

Denne balansen i kraftsystemet oppnås ved at summen av produksjon, forbruk og netto import/eksport til enhver tid må være lik null. For å monitorere balansen i kraftsystemet benytter Statnett seg av relasjonen mellom balanse i produksjon og forbruk, og frekvensen i strømmettet. Når det er balanse mellom forbruk og produksjon endrer ikke frekvensen seg. Mer

forbruk enn produksjon medfører at frekvensen synker og mer produksjon enn forbruk medfører at frekvensen øker. Dermed gir frekvensen et mål på balanse i systemet. I Norge og Europa opereres strømmettet med en frekvens på 50 Hz. Dersom frekvensen ikke holdes på 50 Hz vil utstyr koblet på strømmettet ikke fungere optimalt. I ytterste konsekvens kan ubalanser føre til strømbrudd i hele eller deler av strømmettet. [32]

Tidslinje



Figur 2.20: Tidslinjen beskriver når ulike aktiviteter og handler gjennomføres. Finansielle og langsiktige kontrakter skjer flere måneder eller år før driftstimen. Klarering i spotmarkedet og reservemarkedene skjer stort sett dagen før. En kan handle i intradagmarkedet nesten helt frem til driftstimen. I driftstimen forbrukes kraften som er handlet. Dersom det oppstår ubalanser, aktiveres reservene anskaffet av Statnett for å håndtere disse.[32]

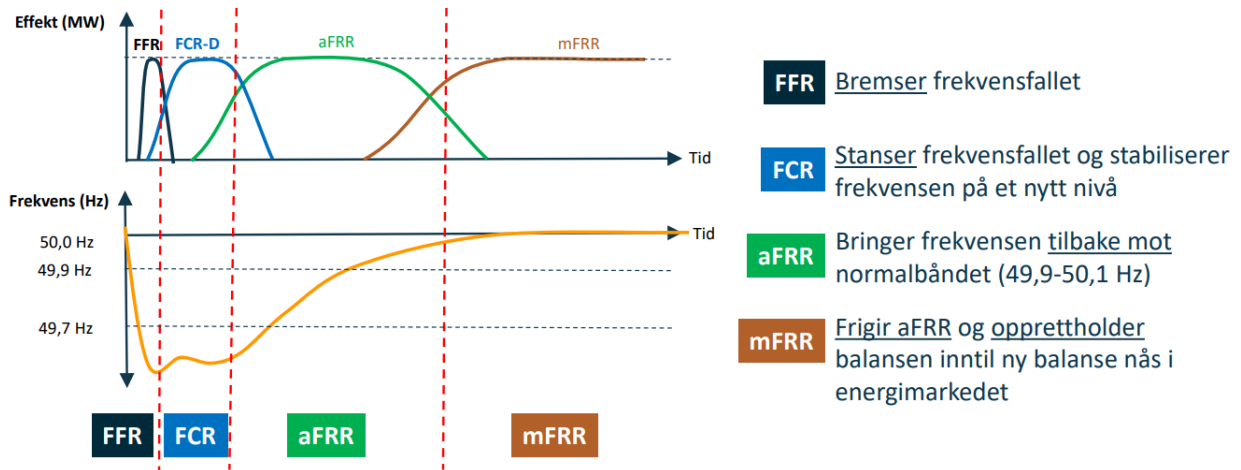
I Norge er kraftsystemet innrettet slik som illustrert i figur 2.20. Kraftmarkedet som innbefatter spotmarkedet og intradagmarkedet sørger for at kraftsystemet er i balanse en time før faktisk leveranse. Dette skjer gjennom en markedsavklaring gjennom en felles kraftbørs. Deretter er det Statnett den systemansvarlige som overtar ansvaret for balansen. [32]

Det vil ofte oppstå avvik og uforutsette hendelser fra markedsavklaring gjennom kraftbørsen til faktisk leveranse. Dermed er det opp til Statnett å håndtere oppdukkende hendelser i kraftsystemet, slike hendelser kan være at det er en differanse i prognoser og faktisk forbruk og produksjon. Fleksibiliteten, reserver, anskaffer Statnett gjennom ulike produkter i sine reservemarkeder. Her får aktørene betalt for å justere forbruket sitt eller produksjon hvis det oppstår behov for det.[33]

Statnett benytter seg i dag av fire kategorier av reserveprodukter som har ulik responstid og varighet. Figur 2.21 viser hvilke reserver som brukes når og hvilke formål det dekker. Raske frekvens reserver (FFR) er en reserve med responstid på 0,7-1,3 sek som aktiveres for å forhindre frekvensfall under 49,0 Hz ved store feil i kraftsystemet. FFR skal deaktiveres innen 30 sekunder og da skal primærreserver (FCR) være fullt aktivert og stabilisere frekvensen. Etter 2 minutter skal sekundærreserver (aFRR) være fullt aktivert for å ta frekvensen tilbake til normalbåndet mellom 49,9 og 50,1 Hz. Når dette er oppnådd overtar tertiærreserver mFFR oppgaven ved å opprettholde nødvendig balanse frem til ny balanse oppnås i energimarkedet.[32]

Med de omfattende omveltningene i kraftsystemet som er i anmarsj forventer Statnett at fleksibilitet får en større etterspørsel og blir mer verdifull i fremtiden. Økt elektrifisering, endret produksjonsmiks, og flere mellomlandsforbindelser medfører større og hyppigere ubalanser

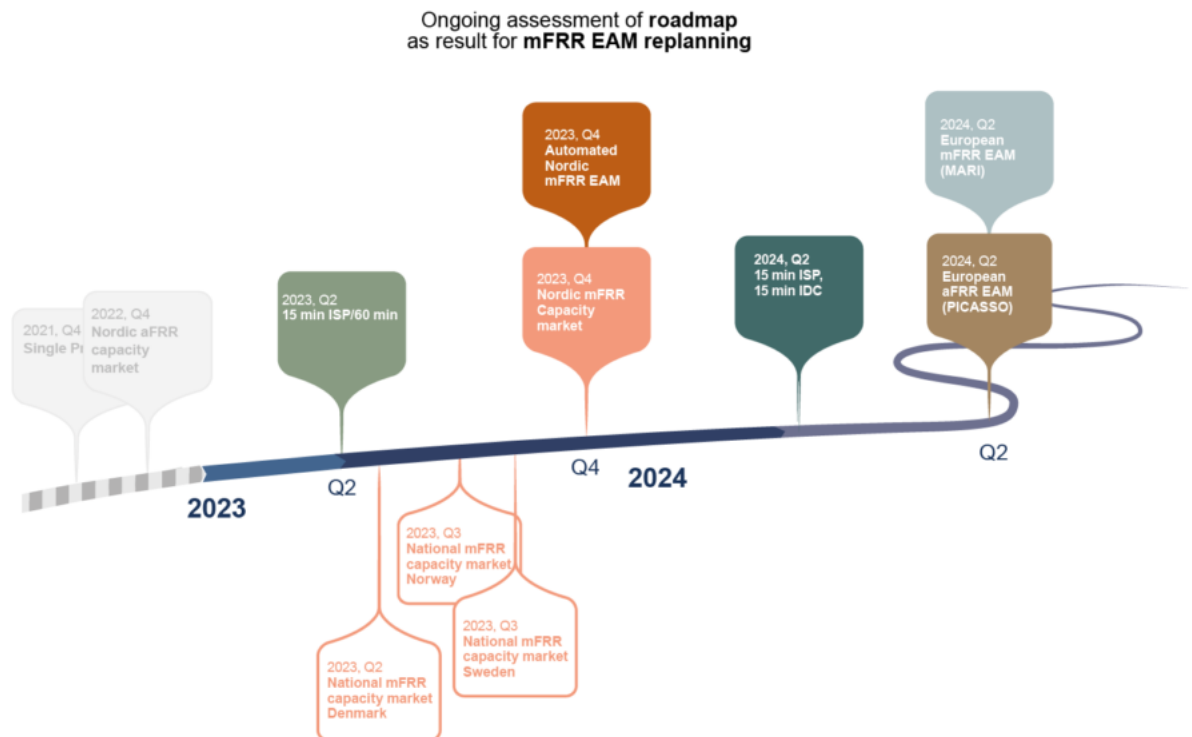
2 TEORI



Figur 2.21: Tidslinje med aktiveringstid og relativ effektrespons for de ulike reservene. [32]

mellom forbruk og produksjon. For å sikre effektiv drift og utnyttelse av kraftmarkedet, er det behov for nye metoder og større samarbeid over landegrenser. [33]

Statnett og de øvrige systemansvarlige i Norden har inngått et samarbeid for å utvikle og ta i bruk en ny modell for det nordiske kraftsystemet med kvartersoppløsning. Formålet med en nordisk balanseringsmodell er å balansere kraftmarkedet på en sikker og effektiv måte også i fremtiden. [34]



Figur 2.22: Veikart for implementering av nordisk balanseringsmodell.[34]

Figur 2.22 illustrerer det tentative veikartet for den nordiske balanseringsmodellen. Et nordisk kapasitetsmarked for aFRR ble lansert i fjerde kvartal 2022. Videre er et nordisk

kapasitetsmarked for mFRR ventet å bli lansert fjerde kvartal 2023. Etter en fullverdig integrering til et nordisk balansemarked er målet gå fra timesoppløsning til kvartesoppløsning av kraftmarkedet. Deretter skal Norden tilknyttes de europesike plattformene for aFRR (PICASSO) og mFRR (MARI). [35] En slik integrering av reservermarkeder vil øke etterspørselen etter Norges fleksible energiressurer og fasilitere for nye muligheter for aktører som tilbyr fleksibilitet.

En av systemtjenestene som pumpekraftverk har kapasitet til å levere er raske frekvensreserver (FFR). I 2018 ble det av Statnett arrangert en pilot der leveranse av FFR fra pumpekraft, industri og datasentre ble testet. Kravspesifikasjoner som måtte oppfylles av enheter som leverer FFR er følgende [36]:

- Frekvensnivå for aktivering 49,6 Hz
- Tid til full aktivering 2 sekunder
- Varighet 30 sekunder
- Hviletid etter aktivering 15 min (om ikke annet avtales)

FFR fra pumpekraft kan oppnås ved at det skjer en hurtig stans av pumpekraftverket når det kjøres i pumpemodus. Resultatet fra pilotprosjektet var at det aktuelle pumpekraftverket som deltok ikke hadde noen utfordringer med å fylle kravespesifikasjonene, bortsett fra reaktivering av FFR innen 15 minutter etter forrige aktivering. Leverandøren reserverte seg mot å være klar for ny utkobling innen 15 minutter. Dette kommer som følge av at etter en utkobling så må pumpekraftverket gjennom en hviletid og en oppstartsprosedyre som tok lenger tid en 15 minutter. Oppstartsprosedyre varierer fra pumpe til pumpe så det er mulig å innstallere en pumpe, slik som turtallsregulert RPT, som innfrir kravet om å være klar til ny utkobling innen 15 minutter. Ellers er det mulig å reservere seg mot kravet i sin helhet. [36]

2.3.6 Beregning av lønnsomhet

Lønnsomheten til investeringer kan fastsettes ved å beregne Netto nåverdi. Netto nåverdi gir nåverdien av fremtidige diskonterte kontantstrømmer. Positiv netto nåverdi indikerer at investeringen er lønnsom. Netto nåverdi blir beregnet med formel 2.16. [37]

$$NNV = -inv + a \cdot \frac{(1 - (1 + r)^{-\bar{a}r})}{r} \quad (2.16)$$

NNV er netto nåverdi, inv er investeringskostnader, a er årlig kontantstrøm, r er diskonteringsrente og \bar{a} er den økonomiske levetiden.

I tillegg kan lønnsomheten finnes ved å beregne internrente eller antall år det tar før investeringa er nedbetalt. Internrente regnes også ut med ligning 2.16, hvor NNV blir satt til 0 og r er den ukjente. Hensikten med internrenten er å finne hvor lønnsom en investering er i prosent. Størrelsen på renten som gir NNV 0 gir et bilde på hvor stor den prosentvise avkastningen blir. [38]

Nedbetalings tiden kan også finnes med ligning 2.16, ved at n settes som den ukjente, og NNV lik 0.

2.4 Bærekraftsaspekter

Verden står i dag ovenfor en klimakrise. Dersom gjennomsnittstemperaturen i verden øker med over 2°C sammenlignet med førindustriell tid, kan dette få fatale konsekvenser. Blant konsekvensene er mer ekstremvær, mulig kollaps av permafrost og økning av potensielt dødelige hetebølger. Dette kan få sosiale konsekvenser som kan føre til at flere må flykte og flere risikerer å sulte som konsekvens av dårlige avlinger.[39]

Bærekraft er et bredt begrep som fokuserer på de tre områdene, klima- og miljø, økonomi og sosiale forhold. Bærekraftig utvikling kan defineres som en utvikling som møter dagens behov uten å ødelegge mulighetene for fremtidige generasjoner til å møte sine behov. Det er viktig å fokusere på alle aspektene av bærekraft ettersom de er gjensidig avhengig av hverandre. Dersom et område blir ignorert, kan dette føre til negative konsekvenser på lang sikt.[40]

FN har utarbeidet 17 bærekraftsmål som har som mål å bekjempe ulikhet, stoppe klimaendringene og utrydde fattigdom innen 2030. To av disse bærekraftsmålene er spesielt relevante for denne oppgaven: bærekraftsmål nummer 7, som handler om å tilby ren energi til alle, og mål nummer 13, som handler om å stoppe klimaendringene. [6]

Ren energi til alle er viktig fordi produksjonen av vannkraft slipper ut 0 gram CO₂-ekvivalenter per kWh, mens produksjonen av gass, kull og olje slipper henholdsvis 364, 1000 og 775 g CO₂-ekvivalenter per kWh ved direkte utslipp fra produksjonen. Vannkraftproduksjon bidrar derfor til utslippsfri energiproduksjon, som er en viktig faktor for å oppnå bærekraftsmål nummer 13, å stoppe klimaendringene. [41] Vannkraft har også positive effekter i et samfunnsmessig og miljømessig perspektiv. Klimaendringene vil kunne gi lengre perioder med både tørke og økt nedbør. Regulerte vassdrag kan da bidra med å kunne dempe flommer og la vannet fra magasinene renne ned. Dette kan gjøre forholdene til akvatiske organismer bedre. <https://hydrocen.nina.no/Hjem/Hvordan-kan-vannkraft-h>

Et dilemma som ofte kan forekomme ved produksjon av fornybar energi er hva som bør bli tatt mest hensyn til av klima eller miljø. Når et pumpekraftverk skal bygges ut, er det knyttet mindre nødvendig naturinngrep å bygge ut i eksisterende vannkraftverk enn om det skulle blitt bygd ut et helt nytt kraftverk. Likevel er det flere hensyn som en bør være oppmerksom på om et pumpekraftverk skal bli bygd ut i eksisterende anlegg. Vannressursloven § 8 første ledd sier at:

“Ingen må iverksette vassdragstiltak som kan være til nevneverdig skade eller ulempe for noen allmenne interesser i vassdraget eller sjøen, uten at det skjer i medhold av reglene i § 12 eller § 15, eller med konsesjon fra vassdragsmyndigheten [42].”

Vannressursloven sier også noe om kantvegetasjonen i § 11 første ledd der det står at det skal opprettholdes et begrenset naturlig vegetasjonsbelte langs bredden av vassdrag med årssikker vannføring for å motvirke avrenning og for å gi et levested for planter og dyr [43]. Energilovforskriften Kapittel 3. Elektriske anlegg § 3-5 b sier at konsesjonæren har plikt til å sørge for minst mulig miljø- og landskapsmessige utfordringer i den grad det lar seg gjøre. Dette gjelder ved planlegging, utførelse og drift ved anlegget. [44]

Selv om vannkraftsproduksjonen er utslippsfri, medfører den allikevel miljøkonsekvenser. Når vannkraftsprosjekter blir bygget ut, legges ofte landarealer under vann og det blir bygd ut nye veier og kraftledninger. Når land blir oversvømt, kan dette påvirke landbaserte økosystemer. [45] Når vann blir pumpet opp vil vannet bli varmet opp litt. Når dette slippes ut til det øverste magasinet kan dette påvirke økosystemene som allerede er i magasinet. Noen arter har lav

toleranse for temperaturendringer, disse artene er som regel sjeldne. [46] Dersom vannkvaliteten er varierende mellom de to reservoarene, kan dette også ha en innvirkning på økosystemene. Det er også mulig at fisk kommer seg inn i turbinen, noe som ofte fører til død. Et tverrfaglig prosjekt med biologer, ingeniører, hydrologer og eksperter fra vannkraftbransjen har funnet en mulig løsning på dette problemet. Ved å bruke vannstrømninger til å lokke fisken vekk ifra turbinen. Prosjektet er utført på Laudal kraftverk. Det ble satt opp grunder som skapte vannstrømmer som går på skrått over strømreringen. For å dokumentere at dette fungerer trengs det mer forskning på dette området. I tillegg vil det være store forskjeller fra område til område når det er snakk om miljøutfordringer knyttet til vannkraft. [47]

Effektkjorte kraftverk som løper ut til en elv har større negative konsekvenser enn kraftverk som løper ut til innsjøer, magasiner eller fjorder. Laks kan ha stor nytte av at vannstanden reduseres saktere. Med en senkingsrisiko på 13 cm/t vil det være en betydelig reduksjon i hvor mange laks som blir strandet. Det er høyere risiko for raskere endringer i vannstanden i vinterstid i Norge siden lavere vanntemperatur fører til dårligere mobilitet hos fisk både direkte og indirekte. Restaurering av sideløp, utbygging av refuger, utjevne strandingsutsatte områder og bygge fordrøyningsbassenger er tiltak som kan gjøres for å dempe konsekvensene av vannstandsendringer. [48]

3 Kartlegging

Dette kapitlet går inn på faktorer som tidligere har gjort pumpekraft vellykket i Norge, og hvor i Midt-Norge det kan være aktuelt å bygge ut ny pumpekraft.

3.1 Kartlegging av faktorer som gjør et pumpekraftverk vellykket

Det er flere fellestrekk for pumpekraftverk i Norge. Disse fellestrekene kan anses som faktorer som er med på å gjøre et pumpekraftverk vellykket, og er tatt for seg i en rapport skrevet av tre professorer innen fagfeltet. Konklusjonen fra rapporten var tre spesifikke kjennetegn, disse tre er listet nedenfor:

- Bore- og sprengningsmetoden er brukt for å bygge tunnellene. Tunnellene er uforet, siden skandinaviske fjellkjeder har god bergkvalitet. For å kompensere for høyere ruhet ved uforet tunnel, som fører til høyere falltap, er tverrsnittet litt større enn det ville vært ved foret tunnel.
- Inni tunnelen, oppstrøms trykksjakta eller nedstrøms sugerøret, er det plassert steinfang. Dette er nødvendig siden tunnelen er uforet, som kan føre til ras. I tillegg kan arbeidsveien erodere bort.
- I Norge er det vanlig med flere bekkeinntak til hovedtunnelen. Siden tunnellene ofte er veldig lange, krysser de gjerne under flere mindre elver og bekker.

I tillegg til noen mer generelle.[2]

Sesonglagring har vært normen for pumpekraftverk i Norge, altså pumping i perioder med mye vann for å kunne lagre energien til perioder med høyere etterspørsel. Plasseringen av det største magasinet har typisk vært på store platåer over nedslagsfeltet, for å forhindre flom. Fallhøyden varierer fra 103 m til 465 m. Den installerte kapasiteten er 50 MW for halvparten av pumpekraftverkene, mens den andre halvparten har over 10 MW, men under 50 MW. Hensikten med dem da de ble bygget var å forsyne industrifabrikker med en effektintensiv og stabil energikilde. [2]

Ved kartlegging av aktuelle steder er fallhøyden og installert kapasitet noe som vil tas i betraktning. Det vil ikke nødvendigvis være et sesongbasert pumpekraftverk, så lagringskapasiteten trenger ikke nødvendigvis å være like stor som de allerede eksisterende. De tre fellestrekene er ikke direkte relevant for valg av lokasjon.

3.2 Kartlegge hvor i Trøndelag

Denne delen av oppgaven tar for seg framgangsmetoden til hvordan gruppen valgte kraftverket.

3.2.1 Metode for valg av lokasjon

Når lokasjonen for pumpekraftverket skulle bli kartlagt var det en rekke vurderinger som ble tatt.

Gruppen gikk først igjennom alle vannkraftverkene som er eid av TrønderEnergi på NVE sin kartkatalog. Der ble det funnet informasjon om hvordan hvert enkelt kraftverk er utformet samt geografisk utforming. Det ble også funnet grunnleggende informasjon om hvert enkelt kraftverk på TrønderEnergi sin nettside. Dette var informasjon som produksjon, installasjon og fallhøyde.

Etter at alle kraftverkene hadde blitt gått igjennom, ble kraftverkene uten to vannmagasiner eliminert ut. Vassli kraftverk, som er TrønderEnergi sitt eneste kraftverk med installert pumpe, ble også eliminert på grunn av lav kapasitet.

De kraftverkene som da sto igjen var Håen, Litjfossen, Sama og Skjærivatn. Under i tabell 3.1 er en oversikt over egenskapene de gjenværende kraftverkene har.

Tabell 3.1: Kraftverk karakteristikk

Kraftverk	Produksjon	Installert Kapasitet	Fallhøyde	Tunnellengde
Håen	150 GWh	30 MW	215 m	7580 m
Litjfossen	155 GWh	75 MW	288 m	8000 m
Sama	25 GWh	8 MW	51 m	1970 m
Skjærivatn	7 GWh	2,6 MW	121 m	620 m

Alle disse kraftverkene har mulighet for utbygging av ny pumpekraft, men ettersom oppgaven gikk ut på å finne det mest optimale kraftverket måtte det mer eliminering til. Av de allerede utbygde pumpekraftverkene som finnes i Norge i dag, er det ingen av dem som har så lav installert kapasitet som Sama og Skjærivatn har. Dette betyr ikke at det ikke er mulig å bygge ut, men disse kraftverkene vil ikke kunne produsere like mye som større kraftverk. Derfor ble disse sett på som uaktuelle.

Håen og Litjfossen har relativt lik produksjon, men Litjfossen skiller seg ut med en installert kapasitet på 75 MW. Det er 45 MW mer en Håen. Håen kraftverk renner ut i innsjøen Sokna som videre renner ut i Sokna vannkraftverk i elven Lundesokna. Med et pumpekraftverk i Håen, vil dette kunne påvirke kraftverket i Sokna.

Valget falt til slutt på Litjfossen vannkraftverk. Av alle vannkraftverkene som eies av TrønderEnergi, er dette kraftverket som kommer best ut på de forhåndsbestemte kriteriene. Av alle vannkraftverk med to magasiner, er dette kraftverket med både høyest installert kapasitet og fallhøyde. Avløpstunnelen til Kraftverket går til Storfossmagasinet, som er et kunstig oppdemmet magasin i elven Orkla.

Ettersom Litjfossen har en produksjon på 155 GWh og en installert kapasitet på 75 MW har kraftverket færre produksjonstimer enn Håen på 150 GWh og 30 MW. Dette vil si at kraftverket i Litjfossen kan bruke pumpen oftere når det ikke produseres energi. Det er heller ingen utpregede interessekonflikter eller vernede områder tilknyttet til området rundt kraftverket.

3.3 Litjfossen Kraftverk

Litjfossen kraftverk ligger i Tynset kommune og inngår som et av de fem kraftverkene i Orkla (KVO). Trønder Energi Kraft er operatør og har en eierpost på 35 %. Kraftverkene utnytter vannføringen i Orklavassdraget. Orklavassdraget innbefatter elvene Orkla, Grana og Ya, samt tilknyttede fallhøyder og bekkeinntak. KVO har en samlet midlere årsproduksjon på 1 250 GWh. [49]. En detaljert oversikt over vassdraget, med karakteristiske data for kraftverkene og overføringer er gitt i vedlegg F.

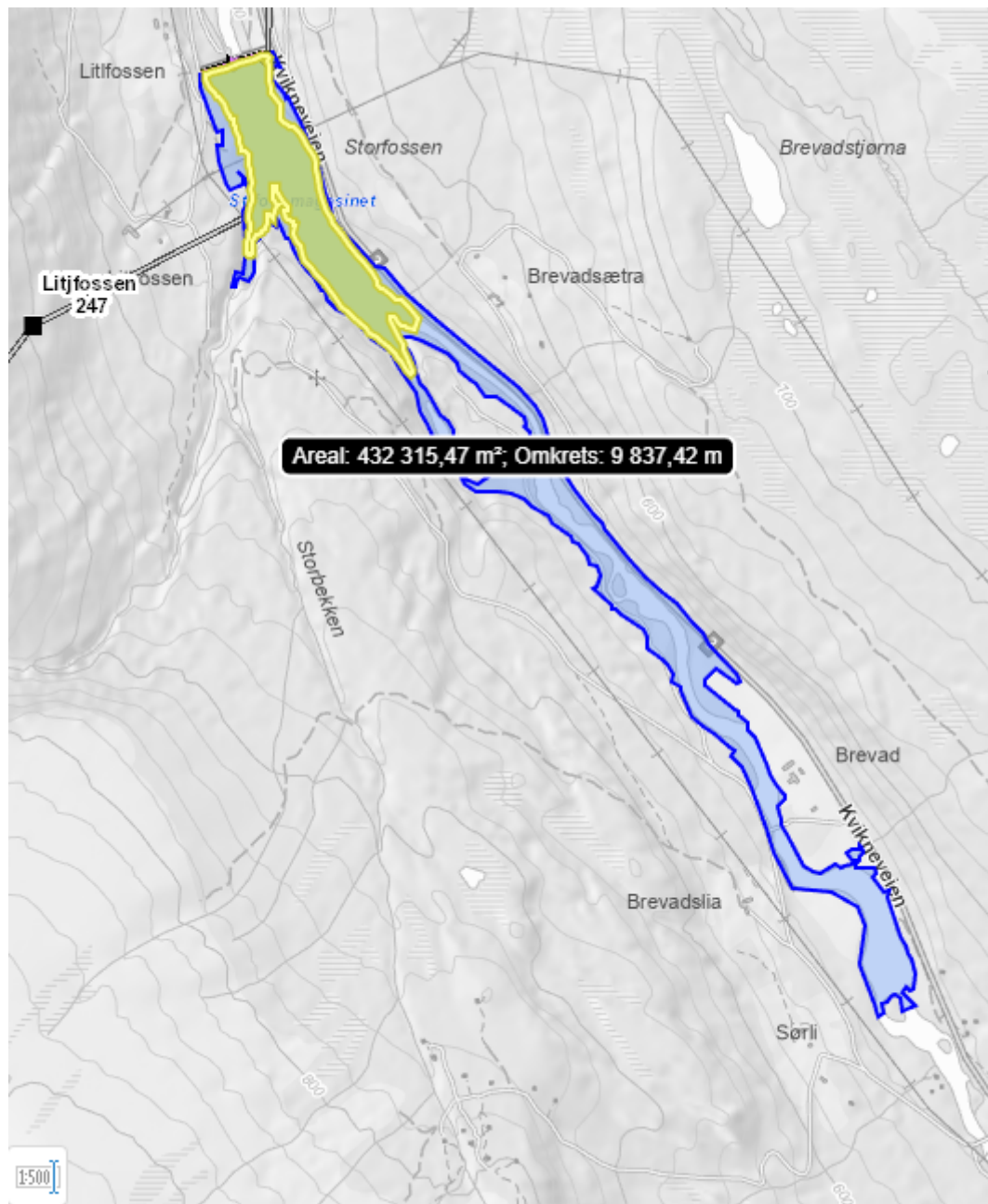
Litjfossen har installert en francis turbin med slukeevne på $30 \text{ m}^3/\text{s}$ som gir en installert effekt på 75 MW. Denne francis turbinen genererer en årlig kraftproduksjon på 155 Gwh som dermed gir en brukstid på omtrent 2 100 timer. En brukstid på 2 100 timer vil i utgangspunktet gi gode forutsetninger til å drifte et pumpekraftverk gitt at pumpepotensialet er tilstrekkelig.

Kraftverket utnytter vann med fallhøyde på 288 m fra Innerdalsmagasinet. Innerdalsmagasinet er et kunstig oppdemmet magasin og har et magasinivolum på 153 mill. m³. Utløpstunnellen går til Storfossmagasinet i Orkla. Med et areal ved HRV på 0,13 km² som gir et magasinivolum på 1,69 mill m³ benyttes magasinet til døgnregulering og inntaksmagasin for Brattset kraftverk. Lavere regulerte vannstand er 503 moh og høyere regulerte vannstand er på 519 moh. Tilsiget er både regulert og uregulert. Regulert tilsig kommer fra Litjfossen og Ulset kraftverk. Uregulert tilsig kommer fra det lokale nedslagsfeltet som har et areal på 320,3 km² og avrenning på 18,2 l/(s · km²). Dette gir midlere tilsig på 5,8 m³/s.[50] En detaljert lengdeprofil av Litjfossen kraftverk kan finnes i vedlegg C.

3.3.1 Utvidelse av Storfossmagasinet

Det foreligger planer hos TrønderEnergi kraft om rehabilitering av dammen i Storfossmagasinet. Gitt det relativt begrensede magasinivolumet vurderes det til at det vil være fornuftig å undersøke muligheter til å øke magasinivolumet og eventuelt vanntrykket i forbindelse med en rehabilitering av dammen. Økning av magasinivolumet er et konsesjonspliktig tiltak og kan ha store konsekvenser for berørte aktører.

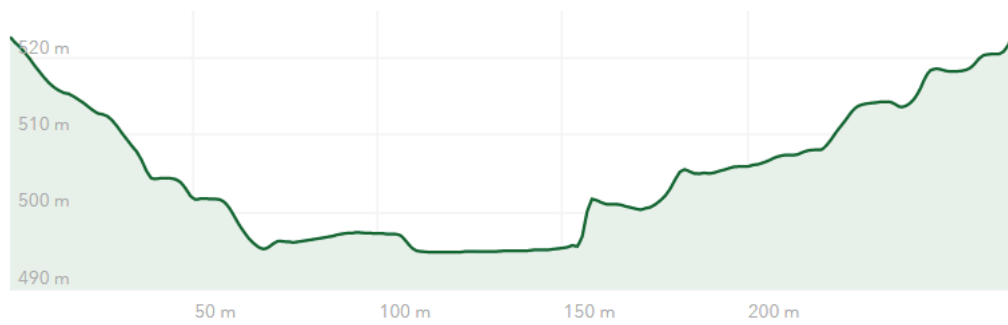
Magasinivolumet kan blant annet økes ved å øke damhøyden. En økning i HRV til 525 moh vurderes til å være en fornuftig økning gitt oppstrøms topografi og bebyggelse. Økningen vil resultere i at areal ved HRV økes til 0,43 km² og totalt magasinivolum vil dobles til 3,5 mill. m³. En slik løsning vil i dette tilfellet skape implikasjoner for omkringliggende infrastruktur. Deler av riksveien som går langs magasinet vil måtte enten heves eller legges om. Videre er det et gårdsbruk med tilhørende slåttemark på Brevad som delvis vil bli lagt under vann. En økning i HRV til 525 moh er illustrert i figur 3.1.



Figur 3.1: Eksisterende oppdemmet område er skravert i gult, oppdemmet område ved HRV 525 moh er skravert inn i blått. Kartutsnittet er hentet fra NVE Atlas [51]

En annen metode for å øke magasinvolument er å plassere dammen nedstrøms av eksisterende dam. En av de mest gunstige plasseringene i dalen for ny dam ligger 230 meter nedstrøms eksisterende dam. Terrengprofil er illustrert i figur 3.2. Utfra terrengprofilen vil den nye dammen ha tilnærmet samme gjennomsnittlig og maksimale høyde hvis HRV holdes på dagens nivå. Damlengden vil derimot måtte være i overkant av 250 meter, noe som er 50 meter lengre enn dagens dam. Ny plassering av dammen vil medføre en økning av magasinvolument på 0,8 mill. m^3 som gir 2,5 mill. m^3 totalt.

3 KARTLEGGING



Figur 3.2: Terrengprofil for eventuell ny dam. [52]

500 meter av riksveien nedstrøms dagens dam vil måtte legges om hvis en slik løsning velges. Videre vil en slik løsning føre til at kraftverkene Ulset, Litjfossen og Brattset unngår inntektstap ettersom de kan kjøres som normalt i byggeperioden.

4 Teknisk utforming

Dette kapitlet inneholder aktuelle tekniske utforminger og investeringskostnader for det valgte scenariet.

4.1 Scenarier

Ved utbygging av pumpekraft ved Litjfossen kraftverk er det tre ulike scenarier som blir ansett som mulig. Scenariene presenteres i delkapitlene under.

Scenario 1: Bytte eksisterende turbin med RPT

Scenario 1 er å benytte eksisterende kraftverk, men å bytte turbinen med RPT. Dette vil medføre at stasjonshallen må senkes, for å unngå kavitasjon, og en må ta stilling til om det skal bygges ny avløpstunnel. For dette alternativet må en også finne pris for RPT og sprengningsarbeid for senking av kraftstasjon. De største utfordringene vil her være at kraftverket må stoppes under utbygging, og tapte inntekter på grunn av dette, og å senke stasjonshallen.

Scenario 2: Benytte dagens turbin og installere pumpe/RPT parallelt.

Et annet alternativ er å bruke dagnes turbin og installere pumpe/RPT parallelt. En slik løsning krever at det blir bygget ut en ny stasjonshall i parallell til dagens. I tillegg må en finne pris for nytt aggregat og sprengningskostnader. Ved dette tilfellet er det nødvendig med to avløpstunneller, så prisen for dette må også finnes. Hvis det ellers er ekstra utstyr som trengs må pris avklares. Fordeler ved dette scenariet er at produksjonen kan gå som normalt under utbygging, og ved vedlikehold trenger en heller ikke stoppe produksjonen. Utfordringen her vil være å bygge ut en ny stasjonshall i parallell. En ulempe ved denne situasjonen er ekstra kostnader for en ekstra avløpstunnel.

Scenario 3: Nytt kraftverk i parallell til dagens

En tredje mulighet er å bygge helt ny tunnel, slik at en i teorien kan produsere energi samtidig som en pumper opp. Ved dette scenariet må sprengningskostnader finnes, og optimalt tverrsnitt for ny tunnel. I tillegg må pris for ny pumpe finnes, og eventuelt annet utstyr. Den største utfordringen her er tiden og arbeidet det vil ta å sprengne en helt ny tunnel og kraftstasjon.

4.1.1 Valg av scenario

Scenariet som blir ansett som det beste er scenario 2. Scenario 3 kan utelukkes basert på de ekstra kostnadene som påfølger av ny tunnel. Da gjenstår scenario 1 og 2. Ved begge scenarioene må det gjøres arbeider for å installere pumpeaggregat. Kravet til unngåelse av kavitasjon fører til at stasjonshallen må senkes ytterligere 15,3 m fra dagens nivå, utregning nødvendig senking finnes i vedlegg E. Dette vil føre til stans av kraftverket i byggeperioden og dermed et inntektstap. Dette unngås ved valg av scenario 2. I tillegg vil en i fremtiden unngå potensielle inntektstap knyttet til vedlikehold, i og med en har to fungerende aggregat. Videre vil denne løsningen gjøre at oppstart av pumpen kan gjennomføres med følgende metode, i vann med elektrisk back-to-back oppstart med generator.

4.2 Kostnader

Denne delen tar for seg kostnadsberegninger for valgte scenario.

4.2.1 Kostnadsgrunnlag

Beregningene som har blitt gjort i kostnadsberegningene er gjort med utgangspunkt i NVE sin rapport Kostnadsgrunnlag for vannkraftfra 2015 [53]. Siden den tid har prisene endret seg mye. Denne prisendringen er tatt høyde for ved å ta utgangspunkt i Norconsult sin oversikt over kostnadsutvikling. Ved å finne indeksreguleringen fra 2015 [54] og 2022 [55], ble differansen mellom 2015-nivå og 2022-nivå regnet ut. Indeksreguleringen er målt i prosent og er delt inn i kategoriene: maskiner, elektro, bygg generelt, tunneler og dammer. Tabell 4.1 viser indeksreguleringen 2015-2022.

Tabell 4.1: Kostnadsutvikling vannkraftprosjekter indeksregulering 2015-2022

Årstall	Maskin	Elektro	Bygg generelt	Tunneler	Dammer
2022	2,09	1,97	2,99	2,95	2,59
2015	1,5	1,4	2,2	1,96	1,83
Differanse:	0,59	0,57	0,79	0,99	0,76

4.2.2 Kraftstasjon

Det første som beregnes når kostnadene til kraftstasjonen skal beregnes er sprengningsvolumet. Sprengningsvolumet blir utledet ved hjelp av formel (4.1):

$$V = 78 \cdot H^{0,5} \cdot Q^{0,7} \cdot n^{0,1} \quad (4.1)$$

der V er utsprengt volum oppgitt i m^3 , H er netto fallhøyde oppgitt i m , Q er total maks vannføring oppgitt i m^3/s og n er antall aggregater. [53]

I dette tilfellet er netto fallhøyde 288 meter, maksimal vannføring er $30 m^3/s$ og det er ett aggregat. Resultatet fra disse beregningene er at volumet som trengs å sprenges ut er på $14\,315 m^3$ ut fra utregning gjort i (E.1).

Når sprengningsvolumet er beregnet, beregnes kostnadene ved utsprengningen. Den midlere enhetsprisen for sprenging, inkludert opplasting og transport, er $300 kr/m^3$. Betongvolumet skal dekke 20 % av det utsprengte volumet og har en pris på $2\,600 kr/m^3$. Armeringen har en vekt på $60 kg/m^3$ betong og koster $19\,000 kr/tonn$. Forskallingen utføres med $2,1 m^2/m^3$ betong til en pris på $1\,300 kr/m^2$. Prisen for sprengnings- og betongarbeidene regnes ut med en indeksregulering på 79 %. [53]

I tillegg til disse utgiftene er sikringsarbeider 15 % av sprengingskostnadene. Mur- og pussarbeider er 5 % av kostnadene for sprengings- og betongarbeidene, mens innredningene består av 15 % av sprengings- og betongarbeidene. Uforutsette kostnader står for 10 % av omkostningene nevnt i dette avsnittet. Det regnes også her med en indeksregulering på 79 %. Beregningene er vist i tabell E.1. [53]

4.2.3 RPT

Med utgangspunkt i tabell sammenligning mellom RPT og Ternære aggregat så blir det, på bakgrunn av fallhøyden på 288m og lavere investeringskostnader, valgt å legge til grunn en investering i RPT. Installert effekt blir bestemt av pumpepotensialet. Begrensninger i kapasiteten til Storfosdammen gjør at det ble vurdert at kun arbitrasje innad i døgnet som kan bli utnyttet.

Dermed settes det krav om at pumpen har kapasitet til å forbruke vannet ved sammenhengende bruk i 12 timer. Utregninger gjort for å finne installert effekt kan finnes i vedlegg E.

Når kostnadene for RPT skal beregnes, blir det tatt utgangspunkt i formelen for en francisturbin. Etter forslag fra Kostnadsgrunnlag for vannkraftlegges det til et prosenttillegg på 25 % for merkostnader med en pumpeturbin. Det blir også lagt til en indeksregulering for maskiner på 59 % fra 2015 til 2022. [53] Formelen er vist i (4.2):

$$y = 1655,0194 \cdot x^{-0,3143} \cdot RPT_{merkostnad} * Indeksregulering \cdot Ytelse \quad (4.2)$$

der y er prisen og x er maksimal vannføring.

Fallhøyden til kraftverket er 288 m, men er opprundet til 300 m av hensyn til forenkling og praktisk bruk. Den maksimale vannføringen er 30 m³/s. Prisen på en RPT med installert effekt på 80 MW er regnet i vedlegg E.2. [53]

4.2.4 Generator

For å beregne kostnaden for generatoren ble tabellen "Generatorpriser" i dokumentet "KK-ostnadsgrunnlag for vannkraftbenyttet". Turtallet på den eksisterende generatoren er 428,6 rpm. Det ble antatt at turtallet er 500 rpm ettersom det er den verdien som er oppgitt som er nærmest det reelle turtallet for ny generator. Formelen for en generator med turtall på 500 rpm er vist i (4.3):

$$y = 2,7774 \cdot x^{0,62} \quad (4.3)$$

der y er pris og x er ytelse.

Beregningene inkluderer en indeksregulering på 59 % for maskiner. For generatoren på 80 MW er kostnadene beregnet slik som i vedlegg (E.3). [53]

4.2.5 Påregnelige anleggsomkostninger

Etter prisnivået i januar 2015 var enhetsprisen for de totale bygningsmessige entreprenørutgiftene 2 250 kr/m³ for større stasjoner. I utregningen er indeksreguleringen satt til 79 % på bygg generelt og sprengningsvolumet er 14 315 m³. [53] De totale bygningsmessige entreprenørutgiftene er regnet ut i vedlegg (E.5)

Kostnadsoverslaget basert på individuell forprosjektdimensjonering og total enhetspris har en usikkerhet på mellom -30 % til +70 %. [53]

4.2.6 Inntakskonus og stålforet trykksjakt

Inntakskonusen regnes ut ved denne formelen (4.4) der det er tatt utgangspunkt i et falltap på 300 m:

$$kostnad = -0,076A^2 + 15,85A + 355 \quad (4.4)$$

der A er tunneltverrsnitt i m² og kostnad er entreprenørutgifter i 1 000 kr/lm. [53]

Når kostnadene til en stålforet trykksjakt skal beregnes inkluderer den også delen av vannveien som er foret med stål på oppstrøms side i tillegg til selve sjakten. Beregningene er tatt med utgangspunkt i NVE sitt Kostnadsgrunnlag for vannkraftverk. Kostnadene består av kostnader for entreprenøromkostninger i form av bygningsmessige arbeider og kostnader til innløpskonus(er) med varegrind og eventuelle grentunneler. [53]

Rapporten tar utgangspunkt i at kostnadene for trykksjakten kan regnes ut med formelen (4.5):

$$Kostnad = 15,52 \cdot e^{0,2923L} \quad (4.5)$$

der kostnaden er entreprenørutgifter gitt i 1 000 kr/lm sjakt og L er rørdiameter gitt i m. [53]

Rørdiameteren er 2,5 m og lengden på trykksjakten er 72 m [50]. Kostnaden for trykksjakten med en indeksregulering for tunneller på 99 % er regnet ut i vedlegg (E.6). [53]

Kostnaden for tunneltverrsnittet på 4,9 m² og en indeksregulering for tunneller på 99 % er regnet ut i vedlegg (E.7). Den samlede kostnaden med både trykksjakten og konusen er regnet ut i vedlegg (E.8). [53]

4.2.7 VVS

Forkortelsen VVS står for Varme Ventilasjon og Sanitær. Sanitær betyr i denne sammenhengen innvendige sanitære installasjoner. I 2015 var prisen for VVS ved en middels stor kraftstasjon typisk mellom 3-8 MNOK. Det er antatt at VVS-anlegget til Litjfossen vil ha en høy kostnad ettersom indeksreguleringen har økt siden prisanslaget ble publisert og for å heller overestimere enn å underestimere. [53]

4.2.8 Avløpstunnel

Avløpstunnellen til Litjfossen har et tverrsnitt på 26m². I følge NVE sitt kostnadsgrunnlag for vannkraft fra 2015 var grunnprisen for sprenging i tunnel på et tverrsnitt mellom 18-35 m² ca 11 000 kr/lm. [53]

Når det kommer til sikring vil både stuffsikring og bakstuffsikring bli inkludert. Det vil bli inkludert ekstra bolting, rensk, utstøping, sprøytebetong og noe injeksjon. For mindre tunneltverrsnitt slik som på avløpstunnellen på Litjfossen vil sikringen utgjøre et tillegg på 30 % av grunnprisen. Det vil også bli inkludert et tillegg på 10 % på grunnpris og sikringsarbeider for diverse uforutsette kostnader.[53]

Indeksreguleringen mellom 2015 til 2022 på tunneller har økt med 99 % og lengden på avløpstunnellen er ca 700 m. Bergeningen av avløpstunnellen er vist i vedlegg (E.9). Det er nærliggende å anta at det vil være lik pris på sprengingen av en avløpstunnel som ved en vanlig tunnel. Usikkerheten i beregningene er anslått til å være fra - 20 % til + 30 %. [53]

4.2.9 Sugerørsluke

Som regel monteres det avstengningsluker under vann for Francisturbiner som er dykket. Dette gjør at turbinen kan tømmes for vedlikehold, inspeksjon etc. Ettersom RPT-en er en Francisturbin er det relevant å regne ut kostnadene for denne. Formlen som er brukt er i vedlegg (4.6):

$$Pris = 0,5817 \cdot A^{0,3533} \quad (4.6)$$

der A er lukearealet i m^2 og Pris er lukepris i MNOK. [53]

Lukearealet ved det eksisterende kraftverket er $20 m^2$ og dykkingen er 21 m. Dette er regnet ut i vedlegg (D.1). Beregningen for sugerørsluken er i vedlegg (E.10)

4.2.10 Elektriske installasjoner

I følge NVE sitt kostnadsgrunnlag pleier elektriske installasjoner som lys og varme å ha en pris mellom 1-5 MNOK for en middels stasjon. Det er antatt at de elektriske installasjonene på Litjfossen vil ha en høy pris ettersom indeksreguleringen har økt kraftig i årene 2015-2022. [53]

4.2.11 Varegrind

Kostnaden for en varegrind regnes ut ved følgende formel (4.7):

$$Pris = 78,8 \cdot A^{0,7035} \quad (4.7)$$

der A er grindarealet oppgitt i m^2 og pris er gitt i 1 000 kr. [53]

Grindarealet er $30 m^2$ og høyden og bredden er henholdsvis 6 m og 5 m. Kostnaden er regnet ut i vedlegg (E.11).

4.3 Kostnadssituasjon 2022

I 2022 var kronkursen lav i forhold til eurokursen, dette påvirket kostnadene i stor grad ettersom 90 % av turbinutstyret og rundt 40 % av resterende mekaniske komponenter ikke er produsert i Norge. I samme periode ble det vanligere at mer utstyr ble laget av rustfrie materialer, dette bidro til høyere priser på luker og andre innstøpte komponenter. Pristilbudene på turbiner og mekanisk utstyr varierete ettersom det var redusert produksjonskapasitet, økt strømpris og økt pris for råvarer. Derfor var det forventet høyere produksjonspriser enn vanlig. Andre faktorer som påvirket kostnadene var en forverret geopolitisk situasjon og ettervirkninger fra pandemien. Dette førte til lengre leveringstider for mekanisk utstyr, der det for enkelte komponenter var en dobling av leveringstid. [55]

Det ble i 2022 planlagt flere utbygginger og oppgraderinger av kraftverk, men ettersom det var høye priser på utstyr og lange leveringstider, ble det færre enn forventet. Samtidig var det stort behov for oppgraderinger på generatorer, transformatorer og apparat- og kontrollanlegg. Konsumprisindeksen for varer og tjenester med arbeidslønn som dominerende faktor økte med 4,0 % fra 2021 til 2022, noe som bidro til høyere priser på elektrotekniske leveranser. [55]

5 Resultater

Resultatene inneholder funnene fra kostnadsberegninger for investering, antagelser for simuleringsprogram, forklaring av simuleringsprogrammet og resultatene fra det presentert.

5.1 Kostnadsberegninger investering

De totale kostnadene for utbygging av kraftverket er vist i tabell 5.1. Resultatet viser beregningene av scenario 2 der det er installert en RPT på 80 MW. For beregning av VVS og elektriske installasjoner er det valgt høyeste verdi av anslagsverdien fra 2015, ettersom kostnadene har økt de siste årene og for å heller overdimensjonere enn underdimensjonere. Totalsummen er 308,8 MNOK der over halvparten av kostnadene er elektromekanisk utstyr. Detaljerte kostnadsberegninger for den enkelte komponent er regnet ut i vedlegg E.1 ut ifra metoden i kapittel 4.2.

Tabell 5.1: Tabell for investeringskostnader.

Totale kostnader	80 MW
Komponenter	Pris (MNOK)
Kraftstasjon	51,1
RPT	90,4
Generator	66,8
Påregnelige anleggsomkostninger	57,7
Stålformet trykksjakt	5,5
VVS	8,0
Avløpstunnel	21,9
Sugerørsluke	1,7
Elektriske installasjoner	5,0
Varegrind	0,9
Totalt	308,8

5.2 Antagelser for simuleringsprogram

For å beregne lønnsomheten i prosjektet er det utarbeidet et simuleringsprogram i MATLAB. Forklaringen av simuleringsprogrammet kan finnes i delkapittel 5.3. De ulike tallverdiene som har blitt brukt i beregningene er vist i tabell 5.2 og 5.3. Strømprisene time for time for 2022 og 2021 er hentet fra nordpool [56]. For å laste ned all dataen i en fil måtte en inn på en server som nordpool ga tilgang til ved forespørsel. I tillegg er driftsmønsteret fra dagens produksjon i Litjossen kraftverk hentet fra TrønderEnergi.

Tabell 5.2: Antagelser i simuleringsprogram for 80 MW pumpekraft.

Antagelser gjort i koden for 80 MW	Verdier	Hentet fra
Installert effekt [MW]	80	Utrekning vedlegg D
Tilgjengelig magasinivolum for pumping [$mill.m^3$]	0,845	NVE Atlas [51]
Virkningsgrad $\eta_{pumpe/turbin}$ [%]	100	Utrekning vedlegg D
Virkningsgrad normaldrift η_n [%]	88	TrønderEnergi
Virkningsgrad pumping η_p [%]	88	TrønderEnergi
Tilsig Storfossmagasinet [m^3/s]	5,8	Norconsult [55]
Tetthet vann $\rho[kg/m^3]$	1000	Store norske leksikon [57]
Tyngdeakselerasjon $g [m/s^2]$	9,81	Store norske leksikon [58]
Fallhøyde $H [m]$	288	TrønderEnergi [59]
Eurokurs [kr/euro]	11,75	Norges bank [60]
Høyeste minpris en vil pumpe opp vann for [øre/kWh]	100	TrønderEnergi
Start/stopp-kostnader [NOK/(start-stopp)]	1200	TrønderEnergi
Investeringskostnad [MNOK]	308,8	Utrekning delkapittel 5.1
Økonomisk levetid [år]	40	NVE [61]
Diskonteringsrente [%]	5	TrønderEnergi

Virkningsgrad $_{pumpe/turbin}$ er virkningsgrad brukt i koden for forholdet mellom turbineffekt og pumpeeffekt, og er 100 % i tilfellet med 80 MW fordi slukeevne brukes som begrensende faktor i dette tilfellet, og ikke effekt.

Eurokursen er funnet ved å ta gjennomsnittet av to dager når strømprisene ble importert, 27.04.23 og 28.04.23 [60].

Tall som er hentet fra TrønderEnergi er spesifikke data om kraftverket, eller tall de har ønsket brukt i beregningene.

Tabell 5.3: Antagelser i simuleringsprogram for 197 MW pumpekraft.

Antagelser gjort i koden for 197 MW	Verdier	Hentet fra
Installert effekt [MW]	197	Utrekning vedlegg D
Tilgjengelig magasinivolum for pumping [$mill.m^3$]	2,5	Utrekning vedlegg D
Virkningsgrad $\eta_{pumpe/turbin} = \eta_{syklus}$ [%]	74	Utrekning vedlegg D
Virkningsgrad normaldrift η_n [%]	86	TrønderEnergi
Virkningsgrad pumping η_p [%]	86	TrønderEnergi
Tilsig Storfossmagasinet [m^3/s]	5,8	Norconsult [55]
Tetthet vann $\rho[kg/m^3]$	1000	Store norske leksikon [57]
Tyngdeakselerasjon $g [m/s^2]$	9,81	Store norske leksikon [58]
Fallhøyde $H [m]$	288	TrønderEnergi [59]
Eurokurs [kr/euro]	11,75	Norges bank [60]
Høyeste minpris en vil pumpe opp vann for [øre/kWh]	100	TrønderEnergi
Start/stopp-kostnader [NOK/(start-stopp)]	1200	TrønderEnergi
Investeringskostnad [MNOK]	-	-
Økonomisk levetid [år]	40	NVE [61]
Diskonteringsrente [%]	5	TrønderEnergi

5.3 Forklaring av simuleringsprogram

Her blir simuleringsprogrammet gjennomgått i detalj, ettersom dette har utgjort en stor del av oppgaven. Koden kan sees i vedlegg F. Simuleringene inkluderer 80 MW for både 2021 og 2022 priser. Og 197 MW for 2022 priser.

Først ble driftsmønsteret for Litjfossen kraftverk for 2022 importert. Deretter ble strømprisene for 2021 og 2022 med timesoppløsning importert. Basert på dette ble driftsinntektene med dagens driftsmønster regnet ut både med 2021 og 2022 priser. Her ble det antatt at virkningsgraden for turbinen var inkludert i driftsmønsteret, ettersom dataene viste mengden energi som ble sendt ut på strømmettet. Strømprisen ble så multiplisert med kursen for euro når den ble hentet ut, ettersom prisene var oppgitt i euro/MWh. Etter det ble produksjonsdataen hver time, oppgitt i MWh, multiplisert med strømprisen for hver time. Denne prosessen ble repetert for hver time i løpet av hele året, og summert til slutt.

Videre ble driftsinntekter, driftskostnader og profitt regnet ut. Her ble også produksjonsdataen fra Litjfossen kraftverk og strømprisene tatt i bruk. Brukstiden for normaldrift ble deretter regnet ut som vist i ligning 2.10. Dette ble gjort for hver enkelt time gjennom året, og deretter summert. Brukstiden for pumping ble også beregnet. Denne ble regnet ut med ligning ???. Da ble det funnet antall timer det er mulig å pumpe sammenhengende før en viss andel av magasinet er tømt, og dette ble så multiplisert med antall døgn i året.

Virkningsgraden for turbin og pumpe ble deretter satt til 88 % ved 80 MW, og 86 % ved 197 MW, på grunn av økt falltap ved høyere slukeevne. Disse var ulike på grunn av ulik installert effekt som ble brukt i utregningene. Det var også tatt høyde for økt falltap ved pumping med den høyeste installerte effekten, ved at denne ble multiplisert med syklusvirkningsgrad regnet ut med ligning 2.5. 146 MW ble da brukt som effekt for normaldrift, og 197 MW ved pumping.

To kontrollvariabler ble deretter opprettet, en for normaldrift og en for pumping, for å underveis sjekke hvor mange timer som faktisk ble brukt for normaldrift og pumping, slik at dette kunne dobbeltsjekkes opp mot brukstidene. I tillegg ble det opprettet 8 testvariabler, en for hvert alternativ koden kunne kjøre, for å sjekke at koden kjørte riktig.

Slukeevne for normaldrift og pumping ble funnet med ligning 2.1 og 2.3.

Itereringsalternativer

En for-løkke som itererte gjennom alle strømprisene for hver time i løpet av året ble deretter opprettet. For hvert døgn sjekket den om maksprisen delt på minprisen var høyere enn 1 delt på virkningsgraden, slik som ligning 2.6. I tillegg sjekket den flere andre betingelser, hvert alternativ koden kunne kjøre er beskrevet under.

Alternativ 1 - I første alternativ var maksprisen delt på minprisen større enn 1 delt på virkningsgraden for pumping. Det ble også sjekket om brukstiden for pumping var større enn null, slik at en fortsatt hadde vann som kunne pumpes opp. Deretter ble minprisen sjekka opp mot en absoluttverdi, ettersom en ikke vil pumpe hvis strømprisen er over en viss verdi. Hvis minprisen i døgnet var lavere, ble minprisen multiplisert med (installert effekt)·(1 time), og så satt inn i en vektor for driftskostnader. Deretter ble brukstiden for pumping redusert med en time, og brukstid for normaldrift økt med ligning 2.7, siden en da hadde mer vann å kjøre ned. Kontrollvariabelen for pumpetid ble også økt med en time. Prisen som ble brukt for å pumpe ble så fjernet fra matrisen den opprinnelig sto i, og erstattet med "NaN", not a number (ingen tallverdi), for å beholde dimensjonen på matrisen, slik at koden klarte å kjøre.

Så ble plasseringa for minprisen i originalmatrisen lagret, og verdien 1 ble satt inn på den gitte plassen i en matrise med dimensjon $365 \cdot 24$ med 0'er.

Videre ble det sjekket om brukstiden for normaldrift var større enn null, for å sjekke at det fortsatt var vann igjen til å produsere energi for. Dette var egentlig ikke nødvendig siden brukstiden for normaldrift ble økt etter en pumpet opp vann, men er ment som en sjekk på at koden kjører som den skal. Driftsinntekter ble så regnet ut ved at maksprisen i døgnet ble multiplisert med $(\text{installert effekt}) \cdot (1 \text{ time}) \cdot (\text{virkningsgrad}_{\text{pumpe/turbin}})$. Brukstiden for normaldrift ble så redusert med en time, og kontrollvariabelen ble økt med en time. Maksprisen ble så fjernet fra strømprismatrisen, og erstattet med NaN.

Alternativ 1b - Dette alternativet er nesten helt likt som alternativ 1, den eneste forskjellen er måten maksprisen ble fjernet og erstattet med NaN på. I den siste iterasjonen i hvert døgn var det nødvendig å gjøre det på en annen måte for at koden skulle kjøre.

Alternativ 2 - Alternativ 2 er likt som alternativ 1 når det gjelder pumping. Forskjellen er når koden sjekker brukstiden for normaldrift. Hvis brukstiden etter det har blitt pumpet opp vann er 0 eller negativ, kjører koden dette alternativet. Da blir strømprisen lagt til i en egen vektor kalt normaldrift, og NaN blir satt inn i strømprismatrisen. Siden brukstiden for normaldrift blir økt med x timer etter hver time med pumping skal dette alternativet i teorien ikke kjøre. Dette tilfellet er derfor et av alternativene som ikke skal bli brukt direkte, men er ment som en sjekk på at koden kjører som den skal.

Alternativ 3 - Tilfelle 3 er når absoluttverdien er lavere enn minprisen i døgnet. Da blir både maksprisen og minprisen satt inn i normaldrift-vektoren, og erstattet med NaN i matrisen de opprinnelig var plassert i.

Alternativ 3b - Alternativ 3b er det samme som 3, bare utført på en annerledes måte, slik som alternativ 1b.

Alternativ 4 - Dette tilfellet kjøres hvis brukstiden for pumping er brukt opp. Siden den maksimale tiden en kan pumpe hvert døgn er 12 timer, like mange som par strømpriser i døgnet, skal ikke dette alternativet kjøre hvis alt er som det skal. Hvis magasinet derimot hadde vært mindre, slik at den maksimale tiden hadde vært mindre enn 12 timer, ville dette alternativet kjørt ved noen tilfeller. Det selve koden gjør er det samme som alternativ 3.

Alternativ 5 - Alternativ 5 vil kjøre om prisforskjellen mellom maksprisen og minprisen er for liten, altså makspris delt på minpris er lavere enn 1 delt på virkningsgrad for pumping. Selve koden gjør det samme som alternativ 3.

Alternativ 5b - Tilfelle 5b er det samme som 5, bare at koden utføres litt annerledes, slik som 1b og 3b.

To av testvariablene som ble opprettet var forventet å ha en verdi på null, alternativ 2 og 4, i tilfelle noen tallverdier ikke stemte. Summen av alternativ 1b, 3b og 5b var forventet å være 365, ettersom koden i disse alternativene ble utført for siste iterasjon i døgnet.

Videre ble normaldrift-vektoren sortert i synkende rekkefølge. Deretter ble denne iterert gjennom. Hvis brukstiden for normaldrift var større enn null, ble driftsinntekter regnet ut som i alternativ 1. En time ble så trukket fra brukstiden, og en time lagt på kontrollvariabelen for normaldrift.

Beregning av start-stopp-kostnader ble regnet ut ved hjelp av start-stopp-matrisen med 0'er og

l'ere. Denne ble først satt sammen til en vektor i kronologisk rekkefølge. Basert på dette ble antall ganger tallene i vektoren skiftet verdi fra null til en regnet ut. Dette ble kontrollert ved å summere antall timer matrisen registrerte at det ble pumpet opp vann, og sjekke denne verdien mot kontrollvariabelen for pumpetimer. Da ble det oppdaget at det var noen flere timer registret i utregning av start-stopp, og at dette skyldtes at noen strømpriser i døgnet hadde samme verdi. Etersom kostnadene for hver start-stopp er 1 200 kr, ble det lagt på en usikkerhetsmargin på (timedifferanse)*1 200 kr. Totalkostnadene for start-stopp av pumping ble regnet ut ved å multiplisere kostnad for hver start-stopp med antall start-stopp, og legge til usikkerhetsmarginen.

Energiproduksjonen og -forbruk ble så regnet ut med ligning 2.9 ved å bruke kontrollvariablene brukstid og installert effekt.

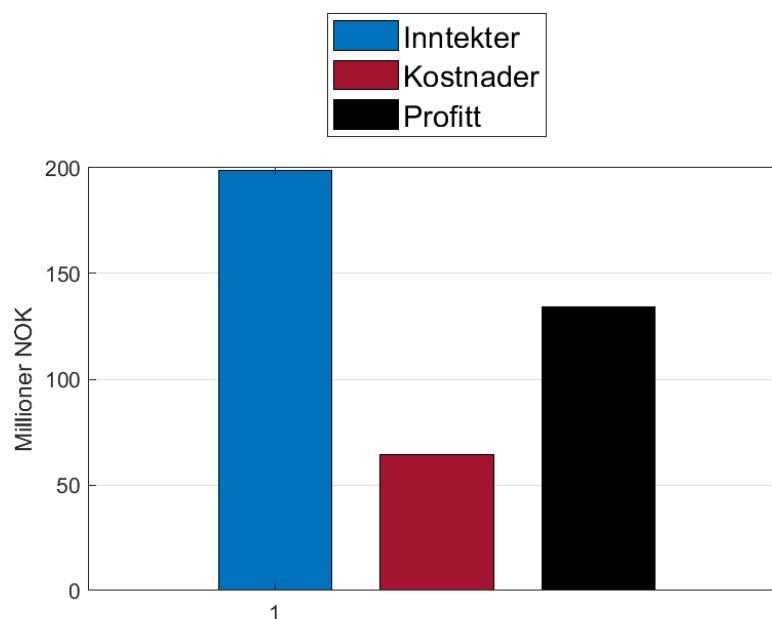
Verdier for driftsinntekter, driftskostnader, profitt, energiproduksjon og -forbruk ble så hentet ut. Kostnader for antall start-stopp med pumping er inkludert i driftskostnader. Profitt er her driftsinntekter fratrukket driftskostnader.

Nåverdi for situasjonen med pumpekraft ble så funnet. Dette ble gjort med ligning 2.16. Investeringskostnader for pumpekraft har blitt regnet ut i delkapittel 5.1 og vedlegg E.1. Årlig konstant kontantstrøm er ekstra årlige inntekter med pumpekraft, denne finens ved å ta profitt med pumpekraft minus driftsinntekter med dagens driftsmønster.

Internrente og antall år før en har nedbetalt investeringen ble også funnet. Begge disse verdiene ble funnet med innebygde MATLAB-funksjoner.

5.4 Resultater fra simuleringene med 2021-strømpriser

Nedenfor viser figur 5.1 resultatet fra 80 MW pumpekraft, med strømprisene fra 2021. Her er driftsinntektene 198,8 MNOK, driftskostnadene er 64,5 MNOK og profitt er 134,4 MNOK.



Figur 5.1: 80 MW pumpekraft med strømpriser fra 2021: Driftsinntekter er 198,8 MNOK, driftskostnader er 64,5 MNOK og profitt er 134,4 MNOK

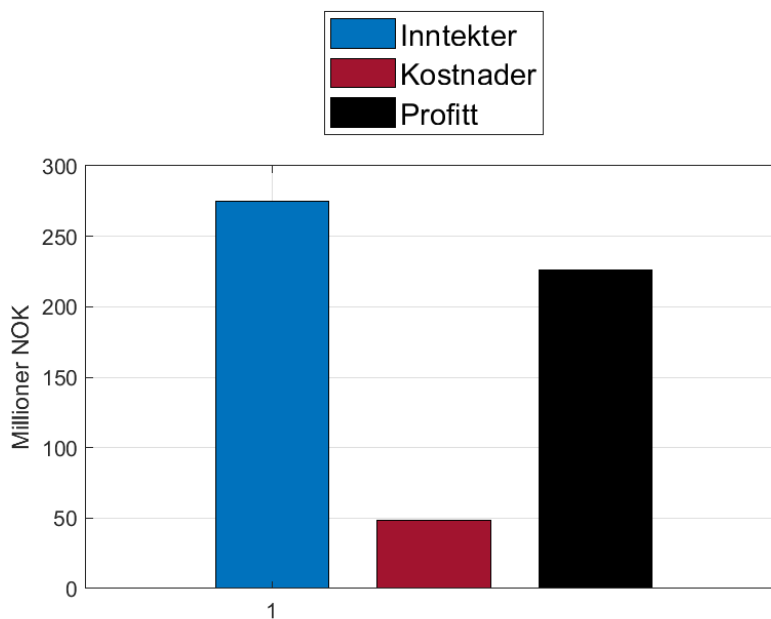
Tabell 5.4 viser resultatene fra simuleringene med 2021-strømpriser. Driftsinntekter, driftskostnader og profitt, som er vist i figuren ovenfor, er også inkludert i tabellen for å lettere sammenligne.

Tabell 5.4: Resultater fra simulering med 2021-strømpriser.

Resultater 2021-priser	Dagens drift 75 MW, 2021 priser	Pumpekraft 80 MW, 2021 priser
Driftsinntekter [MNOK]	105,4	198,8
Driftskostnader inkl. start/stopp[MNOK]	-	64,5
Start/stopp-kostnader pumping inkl.usikkerhet [NOK]	-	562 800
Usikkerhet start/stopp- kostnader pumping [NOK]	-	1 200
Profitt [MNOK]	105,4	134,4
Energiproduksjon [GWh]	173,9	308,4
Energiforbruk [GWh]	-	173,7
Brukstid normaldrift [h]	2319	3855
Brukstid pumping [h]	-	2171
Ekstra årlige inntekter med pumpekraft [MNOK]	-	29,0
Investeringskostnad [MNOK]	-	308,8
Nåverdi [MNOK]	-	189,3
Nedbetalingsår [år]	-	15,6
Internrente [%]	-	9,11

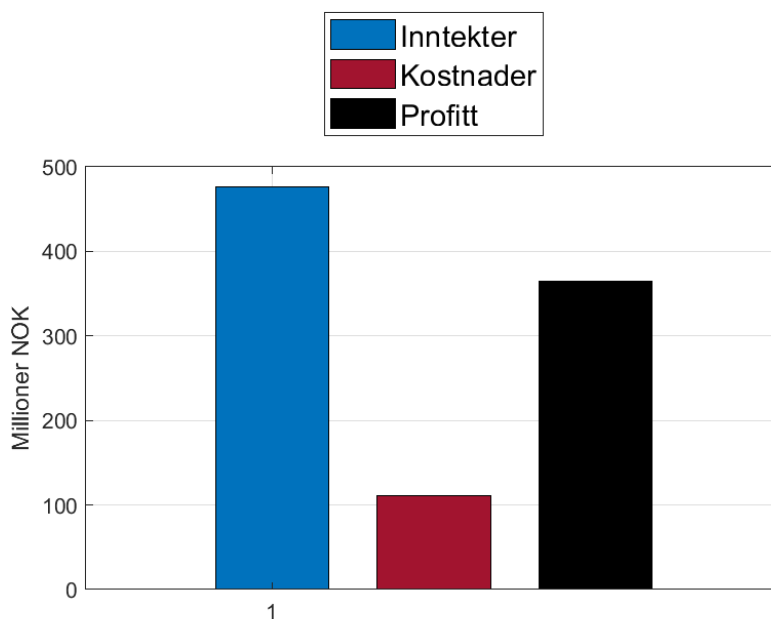
5.5 Resultater fra simuleringene med 2022-strømpriser

Figur 5.2 viser simuleringsresultat for situasjonen med pumpekraft med 80 MW og strømpriser fra 2022. Driftsinntekter er 274,9 MNOK, driftskostnader er 48,6 MNOK og profitt er 226,3 MNOK.



Figur 5.2: Resultat fra 80 MW pumpekraft og strømpriser fra 2022: Driftsinntekter er 274,9 MNOK, driftskostnader er 48,6 MNOK og profitt er 226,3 MNOK.

Det er også simulert en situasjon der magasinvolument er økt og dermed kapasitet til en høyere installert effekt på 197 MW. Dette er vist i figur 5.3. Driftsinntektene i dette tilfellet er 476,7 MNOK, driftskostandene er 111,5 MNOK og profitten er 365,2 MNOK.



Figur 5.3: 197 MW pumpekraft med strømpriser fra 2022: Driftsinntekter er 476,7 MNOK, driftskostnader er 111,5 MNOK og profitt er 365,2 MNOK

Tabell 5.5 viser resultatene fra simulering gjort med 2022-strømpriser. Her er også driftsinntekter, driftskostnader og profitt tatt med for å sammenligne.

Tabell 5.5: Resultater fra simulering med 2022-strømpriser.

Resultater 2022-priser	Dagens drift 75 MW, 2022 priser	Pumpekraft 80 MW, 2022 priser	Pumpekraft 197 MW, 2022 priser, Økt magasinivolum
Driftsinntekter [MNOK]	178,7	274,9	476,7
Driftskostnader inkl. start/stopp[MNOK]	-	48,6	111,5
Start/stopp-kostnader pumping inkl.usikkerhet [NOK]	-	570 000	552 000
Usikkerhet start/stopp- kostnader pumping [NOK]	-	9 600	14 400
Profitt [MNOK]	178,7	226,3	365,2
Energiproduksjon [GWh]	173,9	326,8	514,3
Energiforbruk [GWh]	-	197,4	460,2
Brukstid normaldrift [h]	2319	4085	3528
Brukstid pumping [h]	-	2468	2336
Ekstra årlige inntekter med pumpekraft [MNOK]	-	47,7	186,6
Investeringskostnad [MNOK]	-	308,8	-
Nåverdi [MNOK]	-	508,9	-
Nedbetalingsår [år]	-	8,0	-
Internrente [%]	-	15,38	-

6 Diskusjon

Diskusjonen kommenterer resultatene, og diskuterer hvorvidt disse samsvarer overens med teorien. Den går nærmere inn på magasinvolumentets betydning, investeringskostnader, kostnader og inntjening, begrensninger, bærekraftspåvirkning og videre arbeid.

6.1 Magasinvolumentets betydning

Dagens magasinvolument i Storfossmagasinet legger flere begrensninger på utnyttelsen av potensialet til pumpekraftverk. Pumpekraftverket vil under normale omstendigheter ikke bli driftet når Ulset og Bratsett kraftverk driftes av økonomiske hensyn. Under driftsimulering av pumpekraftverk kan det være fristende å pumpe vann som kommer fra Ulset Kraftverk. Det ville isolert sett kunne gi økt inntekter generert fra pumpekraftverket, men dette ville gitt et svært villedende bilde. Avkastningen på vannet som kommer fra Ulset Kraftverk vil være høyest ved å la det gå direkte til Bratsett Kraftverk. Videre, ettersom Storfossmagasinet er inntaksmagasin til Bratsett kraftverk legges det begrensninger på hvor stor del av magasinvolumentet kan avses til drift av pumpekraftverket. I simuleringene for 80 MW installert effekt som ble gjennomført, ble det vurdert at kun halve magasinvolumentet og midlere uregulert tilsig var tilgjengelig for drift av pumpekraftverket. Denne vurderingen ble gjort for å forhindre i størst mulig grad at drift av pumpekraftverket ville gi negative konsekvenser for drift av Bratsett.

På bakgrunn av disse faktorene vil et pumpekraftverk i Litjfossen for det meste bare kunne benyttes til å utnytte arbitrasje innad i døgnet. Installert effekt i pumpekraftverket ble dermed dimensjonert for å kunne pumpe sammenhengende opptil 12 timer. Dette fører til at markedsmulighetene for å utnytte prisforskjellene innad i ukene og mellom sesonger ikke vil kunne utnyttes direkte. Som tidligere omtalt forventes det at prisvariasjonvariasjonene mellom timer, innad i uken og sesongvariasjoner vil øke i årene fremover mot 2050. Dette gjør at fleksibiliteten i de forskjellige tidsegmentene vil bli mer verdt. Drift av pumpekraftverket innad i døgnet vil kunne indirekte føre til at verdien av vannet som kommer som tilsig til Innerdalsmagasinet vil økes da forbruket av dette vannet kan spares til sesonger med høyere priser.

Tar en utgangspunkt i figur 2.11 og figur 2.3.2 ser en at det for eksempel vil være gunstig å ha stort innslag av pumpekraftverkdrikt gjennom sommerhalvåret. På denne måten kan mye av tilsiget som kommer til Innerdalsmagasinet spares til vinterhalvåret når prisene er høyere uten at det går negativt utover driften av Bratsett kraftverk. Det er som nevnt tidligere, begrenset hvor mye av variasjonen innad i ukene som kan utnyttes. Variasjonen ventes å være størst gjennom sommerhalvåret, noe som er gunstig hvis det legges til grunn at pumpekraftverket primært benyttes i sommerhalvåret og store deler av vinterhalvåret blir tilsiget forbrukt. Utfordringen i dette tilfellet er at det ikke er kapasitet i Storfossmagasinet til å bedrive ukespumping.

For å bedre kapasiteten er magasinvolumentet nødt til å økes. En øking i reguleringshøyde med 6 meter vil føre til en dobling av magasinvolumentet til 3.5 mill m^3 og triple volumet som kan avses til pumping. Det vil øke handlingsrommet betydelig for et pumpekraftverk i Litjfossen, ved at kjøremønsteret i større grad kan tilpasses til ulike scenarier, herunder hva som til enhver tid er mest gunstig av drift innad døgnet eller uken. Videre vil en økning i damhøyde føre til at Bratsett vil oppnå en høyere energiekvivalent.

Begrensninger i simuleringsprogrammet

Simuleringsprogrammet ble utviklet med utgangspunkt i dagens magasinivolum. Programmet klarer på bakgrunn av dette kun å beregne lønnsomhet ved døgnpumping. Dermed har ikke potensielle inntekter fra ukes- og sesongvariasjon kunne blitt beregnet. Installert effekt i simuleringen med økt magasinivolum ble derfor valgt for å oppnå størst mulig inntektspotensial for pumping og produksjon innad i samme døgn, da ble begrensende faktor vurdert til å være kapasiteten i vannveien. Optimal installert effekt kan vise seg å bli noe lavere hvis inntekter fra pumping og produksjon innad i uken blir hensyntatt. Uansett vil det sannsynligvis vise seg at behovet og gevinsten av å øke installert effekt i Litjfossen blir stor.

6.2 Investeringskostnader

Resultatet fra kostnadsberegningene for de ulike komponentene til pumpekraftverket viste at det var 308,8 MNOK RPT med installasjon på 80 MW. Investeringskostnader til en RPT med installert effekt på 197 MW er ikke blitt regnet ut. Bakgrunnen for dette er at en rekke ukjente faktorer i regnestykket som gruppen ikke hadde mulighet til å finne ut av på tidspunktet oppgaven ble skrevet. Disse ukjente faktorene er presentert i avsnittet under.

Gitt at konsesjonssøknaden for utvidelse av Storfossmagasinet går gjennom, må en rekke tiltak gjennomføres. Utover hensyn og tilpasninger som må gjennomføres ved Bratsett Kraftverk, vil blant annet berørt infrastruktur måtte kompenseres. Videre må kraftstasjon, transformator og nettkapasitet tilpasses utfra hvilken effekt som blir foretrukket.

For alternativet med 80 MW installert effekt har det blitt gjort noen antakelser ved utregningene. Blant annet er det antatt at VVS og elektriske installasjoner har det høyeste anslaget som er foreslått i NVE sitt kostnadsgrunnlag. Grunnen til det er fordi indeksreguleringen har steget mye de siste årene og for at det tidlig i prosjektfasen er bedre å legge inn en viss margin for å ikke underbudsjettere kostnaden for utbyggingen.

Det er flere sosiale faktorer som gjør at prisene generelt i samfunnet har endret seg. I perioden fra 2015 til 2022 endret den geopolitiske situasjonen seg til det verre, dette påvirket de generelle kostnadene ved at leveringstidene ble lengre enn normalt. Samfunnet var også preget etter pandemien som også påvirket leveringstidene. Det kan antas at om disse situasjonene roer seg ned, vil også leveringstiden bli raskere og kostnadene vil minske. På den andre siden kan vedvarende høy etterspørsel etter fornybar kraftproduksjon bidra til at kostnadsnivået til komponentene opprettholdes.

Kostnadene for utbygging av ny pumpekraft vil variere fra kraftverk til kraftverk ettersom ingen kraftverk er like. De har ulik fallhøyde, ulik kapasitet og ulik fjellkvalitet for å nevne noe. Derfor vil det være vanskelig å kunne estimere nøyaktig hvor mye en slik utbygging vil koste. Det kan også komme uforutsette hendelser som gjør det mer utfordrende å ferdigstille prosjektet til estimert tid.

Kronekursen i forhold til euro var i 2022 svak. Ettersom 90 % av turbinutstyret og 40 % av de resterende mekaniske komponentene er produsert i utlandet vil dette påvirke kostnadene til elektromekansikutstyr kraftig.

6.3 Kostnader og inntjening

For å danne et grunnlag for lønnsomheten til pumpekraftverket ble det gjennomført simuleringer med utgangspunkt i strømpriser fra både 2021 og 2022. Dette ble gjort for å undersøke hvilken innvirkning pris og prisvariasjon har på lønnsomheten.

Tar en utgangspunkt i tabellene 5.4 og 5.5 for henholdsvis 2021 og 2022 og sammenligner inntekter fra dagens driftsmønster med 75 MW er inntektene i 2021, 105,4 MNOK og i 2022, 178,7 MNOK. Inntekten i 2022 er 1,7 ganger høyere enn i 2021. Ser en på de ekstra inntektene generert av pumpekraftverk er profitten 29,0 MNOK i 2021, i 2022 er profitten 1,64 ganger høyere og gir totalt 47,7 MNOK.

Profitten før skatt i 2022 resulterer i at investeringskostnadene vil være nedbetalt etter 8,0 år, og internrenten er 15,38 %. Siden kravet TrønderEnergi satte er lavere enn dette er utbyggingen lønnsom. Dette fører til at nåveriden av investeringen blir 508,9 MNOK.

Profitten generert i 2021 er lavere enn i 2022. Dette kan blant annet forklares ved å se på brukstid for pumping. I 2021 er brukstiden på 2 171 timer, noe som er 297 timer færre enn i simuleringen for 2022. Det viser at det i 2021 var en del færre gunstige timer å drifte pumpekraftverket på. Videre er driftskostnadene knyttet til pumpekraftverket 15,9 MNOK høyere i 2021 enn i 2022. Det betyr at prismarginen mellom pumping og produksjon også er lavere i 2021 enn i 2022. Selv om både marginene og brukstiden for pumpekraftverket er lavere i 2021 sammenlignet med 2022 er investeringen fortsatt lønnsom. Profitten i 2021 er nok til å gi en nedbetalingstid på 15,6 år og internrente på 9,11 %, noe som er godt innenfor kravet på 5 % og gir en nåverdi på 189,3 MNOK, 37 % av 2022-nåverdien. Det illustrerer at investeringen vil kunne tåle at det kommer år som er dårligere i form av lavere kraftpris og lavere prisvariasjon enn det som var tilfellet i 2022.

Hvilke strømpris og variasjon som legges til grunn er en vanskelig øvelse. Prisen vil som følge av en rekke faktorer variere fra år til år. Ettersom NVE har antatt 28 TWh kraftutbygging innen 2040, blant annet uregulerbar solkraft, blir det enda større variasjon i kraftpriser. Dermed kan det være rimelig å anta at prisene vil være mer som 2022 enn 2021.

Simuleringen for pumpekraft med 197 MW gir en profitt som er på 365,2 MNOK, som vist i figur 5.3. Dette er omlag 1,6 ganger så mye som profitten for 80 MW med 2022-strømpriser. De ekstra årlige inntektene generert fra pumpekraftverket står i tabell 5.5, og er 186,6 MNOK. Dette er 3,9 ganger så mye som for 80 MW. Altså en betydelig inntektsøkning, som kan begrunnes ut fra økt utnyttelse av prisvariasjonene og prisene generelt ettersom installert effekt er høyere.

Selv om det er knyttet en stor oppside inntektsmessig er det, som tidligere omtalt, potensielt store investeringer som må gjøres og usikkerhetsmomenter som må håndteres for å erverve denne inntekten. Størrelsesorden på disse investeringene er ikke blitt undersøkt. Utelatelsen kommer som følge av at det er flere aspekter som må hensyntas. Først og fremst burde det kjøres simuleringer som tar for seg hele KVO samlet og der det som et minimum inkluderes potensielle inntekter fra variasjoner innad i ukene og mellom sesonger. Optimalt sett burde det også inkluderes potensielle inntekter fra leveranse av systemtjenester og kostnader fra skatter og avgifter. Dette vil gi et helhetlig bilde på hvilke potensielle gevinster en økning i damhøyde og magasinivolum vil ha. Dernest kan kostnader knyttet til utbygging undersøkes nærmere og hvis tiltaket viser seg å være lønnsomt, kan konsesjonssøknad sendes.

For å øke inntektene ytterligere burde salg av systemtjenester undersøkes nærmere. Reservemarkedene er under store omveltninger hvor markeds plassene utvides til nordisk og etterhvert europeisk nivå. Figur 2.21 viser at omstillingen er godt i gang og at implementeringen til nordisk nivå ligger an til å være slutført iløpet av 2024. Etter det starter prosessen med å gå fra timesoppløsning til kvartersoppløsning av kraftleveranser. Deretter kobles det nordiske reservemarkedet til det europeiske. Gitt Norges store tilgang til regulerbar kraft er dette et

marked Norge har potensial til å bli en stor og viktig aktør i.

Dagens markedsituasjon medfører at det er relativt mange aktører som har kapasitet til å levere etterspørsel av systemtjenester til en lavere pris enn det et pumpekraftverk i mange tilfeller har mulighet til. For at systemtjenester fra pumpekraftverk skal bli en konkurransedyktig tjeneste å tilby, må tilgangen til det europeiske markedet åpnes og utbygging av intermitterende kraftproduksjon holde fram. Da kan det hende, for eksempel, at investeringskostnader knyttet til en turtallsregulert RPT kan forsvares. Men det er stadig knyttet usikkerhet til hvordan endelig markedsutforming blir og hvor stor betalingsviljen for de ulike tjenestene blir. Det kan dermed være fornuftig å avvente en eventuell utbygging av pumpekraftverket og anrette det med kapasitet til å tilby systemtjenester. Gitt at systemtjenestene blir etterspurt og verdsatt i det omfanget som forventes.

Skattelegging av vannkraften er også et viktig aspekt, men som ikke er tatt i betraktning ettersom det er et sammensatt tema og går utover vårt kompetanseområde. For eksempel blir grunnrenteskatten for selskap som står som eier av flere kraftverk samordnet. Utregningen av dette har gruppen hverken hatt informasjon eller kapasitet til å regne ut. Videre er skattelegging til syvende og sist et politisk anliggende. Det som kan kommenteres er at vannkraftbransjen er avhengig av å ha forutsigbare skatterammer for å kunne gjøre investeringer både i gamle og nye anlegg. Endring i skatteregler kan føre til at investeringer potensielt ender opp med å bli tapsprosjekt. En slik risiko kan medføre at investorer velger å skjerpe lønnsomhetskravet. Dette medfører potensielt at prosjekter som behøves for å oppfylle kraftetterspørselen, skrotes eller treneres fram til at det forhøyede lønnsomhetskravet innfris.

6.4 Begrensninger

100 øre/kWh er satt som høyeste minimumspris en er villig til å pumpe opp vann for, som en kan se i tabell 5.2 og 5.3. Årsaken til at denne grensen er satt, er at selv om prisene innad i et døgn vil variere mye, vil det være unaturlig å velge å pumpe opp vann hvis alle prisene i døgnet er veldig høye. Da vil en heller velge å produsere energi for den gitte strømprisen. Det var ønske fra TrønderEnergi om å bruke 100-150 øre/kWh som grense for dette. Valget falt på 100 øre/kWh, siden dette ga best resultat for 80 MW pumpekraft. Om dette valget var riktig å ta, kan diskuteres. I en reell situasjon, vil en ikke vite hvilken grense som gir best resultater.

I praksis vet ikke vannkraftprodusentene hvilke timer gjennom året som vil gi best betaling, istedenfor må det gjennomføres en kvalifisert gjetning basert på prognoser. I simuleringene våre er kraftprisen en faktor som allerede er kjent, dermed blir driftsmønsteret optimalisert etter hva kraftprisen faktisk var. Det medfører at de reelle verdiene vil avvike noe fra de verdiene som er presentert i resultatene. Likevel er det i simuleringene lagt like vilkår for de ulike scenarioene så de ulike alternativene kan sammenlignes med hverandre.

Vedlikeholdskostnader er ikke tatt med i beregningene. Hvis en ser på alternativet med 80 MW med 2022-priser er brukstiden 4 085 timer med normaldrift, og 2 468 timer med pumping. Deretter kommer 80 MW med 2021-priser, 3 855 timer normaldrift, og 2 171 timer pumping. 197 MW med 2022-priser har færrest, med 3 528 timer normaldrift og 2 336 timer pumping. Ved høyere brukstid er det naturlig å anta at det vil være større slitasje, og derfor større vedlikeholdskostnader. Dette er ikke tatt med i beregningene, siden det er vanskelig å vite størrelsen på vedlikeholdskostnader før aggregatene er satt i drift. Denne kostnaden kan allikevel påvirke resultatet.

I beregning av nåverdi er det gjort en forenkling ved å anta konstant årlig kontantstrøm. Det vil naturlig nok ikke bli nøyaktig lik energiproduksjon hvert år, og strømprisene vil heller ikke være like. Allikevel er det bedre å bruke faktiske verdier som har vært enn å forsøke å spå strømprisene og energiproduksjonen de neste 39 årene. Beregningene innad for det valgte året 2022 er også gjort i detalj, for hver time.

Ved beregning av antall start-stopp i løpet av et år ble det oppdaget at antallet start-stopp pumping ikke stemte med antall pumpetimer. Årsaken skyldtes at ved like strømpriser innad i døgnet ble alle plasseringene for en gitt minpris lagret. Dette ble forsøkt rettet opp i, men ved å legge inn begrensninger ble enda flere timer ikke registrert. Start-stopp-kostnader er 570 000 NOK (80 MW, 2022-priser), 562 800 NOK (80 MW, 2021-priser) og 552 000 NOK (197 MW), se tabell 5.5 og 5.4. Av dette er usikkerheten på henholdsvis 9 600 NOK, 1 200 NOK og 14 400 NOK, og dette er inkludert i start-stopp-kostnadene, som igjen er inkludert i driftskostnadene. Det er allikevel ikke så mye av totalbeløpet, ettersom totalsummene er oppgitt i millioner, mens usikkerheten er noen tusen kroner. Derfor kan en anta at dette gir et greit anslag, hvis en gjør overslag og legger på usikkerhetskostnaden slik som det er gjort her.

6.5 Bærekraftspåvirkning

Ved utbygging av ny pumpekraft i Litjfossen vil det både være positive og negative miljøkonsekvenser. På den positive siden vil økt produksjon av fornybar energi bidra til å minske behovet for energi fra andre kilder som potensielt kan være fossile. Dette er en enorm besparelse av CO₂-utslipp. Ettersom det er snakk om å bygge ut i et allerede eksisterende vannkraftverk, vil utslipp ved byggeprosessen være lavere enn om det skulle blitt bygget ut et nytt kraftverk. Det vil også være lite naturinngrep ettersom det er relativt lite nytt areal som må bygges ut. Ved Litjfossen er det ingen interessekonflikter som gjør at det blir utfordringer med å bygge ut. Det er heller ikke et område med spesielt behov for vern som det trengs å ta hensyn til. Vannkvaliteten er ganske lik i både øvre og nedre magasin, noe som gjør det lite problematisk for økosystemet når vannet blir mikset ved produksjon og pumping. Om kraftverket blir bygget ut vil det trolig holde lenge. Det er vanlig å regne med at vannkraftverk har en økonomisk levetid på 40 år, men de er ofte i drift lengre enn dette.

Noe som kan være greit å være oppmerksom på er det nye landarealet som blir lagt under vann ved en eventuell utbygging av Storfossmagasinet. Arealet som blir lagt under vann kan påvirke artsmangfoldet på landet. Det må trolig også legges ny vei på området, dette kan ha store klimagassutslipp. Det er også et gårdsbruk som må kjøpes ut ved en eventuell utbygging. Dette kan være utfordrende dersom eierne av gårdsbruket ikke går med på premisset. Det kan også være en fordel å være observant på rasfare i området etter en eventuell ny vannstand. Det som kan være en fordel med denne utbyggingen er at den vil kunne produsere svært etterspurt energi over minst 40 år. Ettersom TrønderEnergi har planer om å bygge ut Storfossmagasinet, kan det være fordelsmessig å øke magasinivolumet samtidig. På grunn av kraftmangelen, som kommer til å bli et større og større problem framover, er Norge avhengig av at det bygges ut mer kraft.

Dersom dammen ikke blir rehabilitert vil det bli mindre miljømessige utfordringer. Oppgaven har ikke undersøkt hvilke økosystemer som kan være truet, så det kan potensielt være utfordringer knyttet til dette. Miljømessige hensyn er viktige å ta ettersom konsesjonæren er lovpålagt å sørge for minst mulig miljø- og landskapsmessige utfordringer så langt det lar seg gjøre i følge Energilovforskriften kapittel 3 § 3-5 b.

6.6 Videre arbeid

Prosjektet som har blitt gjennomført har både tilrettelagt og lagt grunnlag for videre arbeid. Disse er listet nedenfor.

- Kartlegge størrelsesorden på kostnader knyttet til utvidelse av Storfossmagasinet og hvilke innvirking det vil ha på KVO generelt og drift av Litjfossen og Bratsett spesielt.
- Utvikling av simuleringsprogrammet slik at hele KVO blir inkludert og driftsplanlegging kan utvides til å kunne håndtere ukes og sesong tilpasset drift.
- Undersøke nærmere hvilke systemtjenester som kan være aktuelle å tilby og betaling for dette.
- Detaljprosjektene utbygningsarbeidet som er nødvendig for å gjennomføre en ombygging til pumpekraftverk.

7 Konklusjon

Litjossen framstår som et godt alternativ å velge ettersom kraftverket oppfyller kravene om å ha to magasiner, høy installert kapasitet og stor fallhøyde. Videre er det aktuelt da det ikke er noen interessekonflikter der eller vernede områder i nærheten. Likevel er det visse begrensninger knyttet til drift av pumpekraftverk i Litjossen. Magasinvolument i nedre magasin fører til at pumpekraftverket kun kan driftes innad i døgnet.

Selv med denne begrensningen viser simuleringer gjort med både kraftpriser fra 2021 og 2022 at en investering i pumpekraftverket oppfyller lønnsomhetskravet. Dette tyder på at investeringen tåler en viss forskjell i prisvariasjon fra år til år. Ventet utvikling av kraftsystemet indikerer at kraftprisen vil stabilisere seg på et lavere nivå enn det som var tilfellet for kraftprisen i 2022, men at det vil være større prisutslag på varighetskurven til kraftprisen. Det vil si, en større andel av tiden vil prisen både være svært lav og svært høy. Denne differansen har pumpekraftverk god kapasitet til å utnytte. Ved tilstrekkelig utbygging av fleksibel kraftforbruk og -produksjon vil prisnivået i perioder der kraftproduksjonen overstiger den alminnelige etterspørselen, trekkes opp. Dette vil bidra til at inntjeningen fra vind og solkraft vil bli større og dermed tilrettelegge for økt utbygging av fornybar kraft. Denne egenskapen er altså en positiv bidragsyter for å nå målene om et klimanøytralt Europa innen 2050. Samtidig er den selvødeleggende for pumpekraftverk med tanke på at den vil redusere inntektsmarginene hvis en stor nok andel fleksibilitet blir introdusert i energimiksen. Dermed er det gunstig å være tidlig ute med å tilby fleksibilitet da økningen i voliteten vil være størst i starten før den reduseres ettersom mer fleksibilitet introduseres.

Samfunnsmessige faktorer har hatt stor betydning på kostnadsberegningene. Ettersom det i 2022 var en forverret geopolitisk situasjon og nylig pandemi, var leveringstiden lengre i perioden som førte til høyere kostnader. Kostnadene som legges til grunn kan anses å være av svært usikker karakter.

I et bærekraftsperspektiv vil utbygging av pumpekraft i et regulert vassdrag være fordelmessig. Det blir sluppet ut lite CO₂ og vil legge beslag på et lite nytt areal sammenlignet med utbygging av pumpekraftverk i et uregulert vassdrag.

Referanser

- [1] *Vannkraft - NVE*, no. adresse: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/> (sjekket 07.05.2023).
- [2] L. I. Pitorac, K. Vereide og L. Lia, «Technical Review of Existing Norwegian Pumped Storage Plants», eng, 13, 2020, Accepted: 2020-11-13T14:05:29Z Publisher: MDPI, ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en13184918. adresse: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2687860> (sjekket 28.03.2023).
- [3] *Hydropower and Pumped Hydropower Storage in the European Union*, en. adresse: https://setis.ec.europa.eu/hydropower-and-pumped-hydropower-storage-european-union_en (sjekket 19.05.2023).
- [4] «Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050», 2023, Utgiver: Statnett. adresse: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>.
- [5] A. LACAL, N. Roberto FITZGERALD og L. Paul, «Pumped-hydro Energy Storage: Potential for Transformation from Single Dams», 2015, Utgiver: Publications Office of the European Union. adresse: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC68678>.
- [6] *FNs bærekraftsmål*, no_NO, apr. 2023. adresse: <https://www.fn.no/om-fn/fns-baerekraftsmaal> (sjekket 06.05.2023).
- [7] K. A. Rosvold og J. H. Halleraker, *pumpekraftverk*, no, jan. 2023. adresse: <http://snl.no/pumpekraftverk> (sjekket 08.02.2023).
- [8] M. Valavi og A. Nysveen, «Variable-Speed Operation of Hydropower Plants: A Look at the Past, Present, and Future», en, *IEEE Industry Applications Magazine*, årg. 24, nr. 5, s. 18–27, sep. 2018, ISSN: 1077-2618, 1558-0598. DOI: 10.1109/MIAS.2017.2740467. adresse: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8387741/> (sjekket 25.04.2023).
- [9] H. Karoliussen og T. Hennem, «Vannkraft Kompendium», no, 2019, Utgiver: NTNU.
- [10] H. Brekke, «Pumper og Turbiner Kompendium», no, 2003, Utgiver: NTNU.
- [11] H. o. V. P. C. Hamnaberg, «Pumpekraft i Noreg», 2011, Utgiver: NVE. adresse: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2011/rapport2011_22.pdf.
- [12] V. Koritarov, T. D. Veselka, J. Gasper mfl., «Modelling and Analysis of Value of Advanced Pumped Storage Hydropower in the United States», 2014, Utgiver: Argonne National Laboratory. adresse: <https://publications.anl.gov/anlpubs/2014/07/105786.pdf>.
- [13] H. Karoliussen og O. Burheim, «Korrosjonsformer», no, 2021, Utgiver: NTNU.
- [14] *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040*, no, 2021. adresse: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf (sjekket 09.03.2023).
- [15] *Statnetts kortsiktige markedsanalyse*, no, mar. 2023. adresse: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2022/kortsiktig-markedsanalyse-okende-forbruk-gir-kraftunderskudd-fra-2027/> (sjekket 09.03.2023).
- [16] *Ny industritilknytning i Midt-Norge krever økt kraftproduksjon*, no, mar. 2023. adresse: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2022/ny-industritilknytning-i-midt-norge-ma-folges-opp-av-okt-kraftproduksjon/> (sjekket 10.03.2023).
- [17] A. J. Smith, J. C. Burns, S. Trussler og J. R. Dahn, «Precision Measurements of the Coulombic Efficiency of Lithium-Ion Batteries and of Electrode Materials for Lithium-Ion Batteries», en, *Journal of The Electrochemical Society*, årg. 157, nr. 2, A196, 2010, ISSN:

00134651. DOI: 10.1149/1.3268129. adresse: <https://iopscience.iop.org/article/10.1149/1.3268129> (sjekket 27.03.2023).
- [18] L. Ursin, *Ekspertintervjuet: Slik virker en brenselcelle*, no, Section: to-grader, mar. 2021. adresse: <https://energiogklima.no/to-grader/ekspertintervju/ekspertintervjuet-slik-virker-en-brenselcelle/> (sjekket 27.03.2023).
- [19] D. GL, «Produksjon og bruk av hydrogen i Norge», no, jan. 2019. adresse: <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf> (sjekket 27.03.2023).
- [20] I. E. Agency, «Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells», en, 2015. adresse: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e669e0b6-148c-4d5c-816b-a7661301fa96/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf> (sjekket 27.03.2023).
- [21] M. Belsnes, «CEDREN, HydroBalance Feasibility check regarding Technology, Economy, Social acceptance», nov. 2014. adresse: https://www.cedren.no/Portals/Cedren/Publications/2014_11-04_Belsnes_Berlin-final.pdf?ver=LoQu0n5B0qQfarfc7hW1_g3d3d (sjekket 27.03.2023).
- [22] *Lithium-ion Battery Prices Rise for First Time Since 2010 to \$151/kWh - Mercom India*. adresse: <https://mercomindia.com/lithium-ion-battery-prices-rise-for-first-time-to-151-kwh> (sjekket 27.03.2023).
- [23] *BU-808: How to Prolong Lithium-based Batteries*, en, sep. 2010. adresse: <https://batteryuniversity.com/article/bu-808-how-to-prolong-lithium-based-batteries> (sjekket 27.03.2023).
- [24] *Vannkraft*, no, 2023. adresse: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/rapportering-og-bransjer/bransjer-med-egne-regler/vannkraft/> (sjekket 16.04.2023).
- [25] *SKATTELEGGING AV KRAFTSEKTOREN*, no, 2023. adresse: <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/skattlegging-av-kraftsektoren/#skattlegging-av-kraftproduksjon> (sjekket 16.04.2023).
- [26] *Økt grunnrenteskatt på vannkraft*, no, 2023. adresse: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/okt-grunnrenteskatt-pa-vannkraft/id2929115/> (sjekket 16.04.2023).
- [27] V. Koestler, M. E. Henriksen, M. Sidelnikova mfl., «Det svinger mer med fornybar strøm», 2020, Utgiver: NVE. adresse: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_44.pdf.
- [28] «PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE», 2019, Utgiver:DNV. adresse: <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>.
- [29] «Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells», 2015, Utgiver:IEA. adresse: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e669e0b6-148c-4d5c-816b-a7661301fa96/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>.
- [30] J. Charmasson, M. Belsnes, O. Andersen mfl., «Roadmap for large-scale balancing and energy storage from norwegian hydropower», 2018, Utgiver: CEDREN. adresse: https://www.cedren.no/Publications?udt_5869_param_detail=12512.
- [31] M. Korpås, O. Wolfgang og S. Aam, «Norwegian pumped hydro for providing peak power in a low-carbon European power market - Cost comparison against OCGT and CCGT», 2015, Utgiver: IEEE. adresse: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2391301>.

- [32] «Introduksjon til Statnett sine reservemarkeder», Utgiver: Statnett. adresse: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/reservemarkeder/slik-fungerer-reservemarkedene.pdf>.
- [33] *Verdien av regulerbar vannkraft*, no, 2021. adresse: <https://www.statnett.no/contentassets/b82dcf206acc4762b2abcc3182e5bc52/verdien-av-regulerbar-vannkraft-statnett-mars-2021.pdf> (sjekket 08.03.2023).
- [34] *Nordic Balancing Model*, en. adresse: <https://nordicbalancingmodel.net/roadmap-and-projects/> (sjekket 09.03.2023).
- [35] *Ny modell for balansering av det nordiske kraftsystemet med kvartersoppløsning*, no. adresse: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/prosjekter-og-tiltak/finere-tidsoppløsning-i-det-nordiske-kraftmarkedet/> (sjekket 09.03.2023).
- [36] «Fast Frequency Reserves 2018», Utgiver: Statnett. adresse: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/fast-frequency-reserves-pilot-2018.pdf>.
- [37] L. Gårseth-Nesbakk, *netto nåverdi*, no, jan. 2021. adresse: https://snl.no/netto_n%C3%5C%A5verdi (sjekket 21.05.2023).
- [38] *internrente*, no, jan. 2023. adresse: <https://snl.no/internrente> (sjekket 19.05.2023).
- [39] I. Borisoff, «Virksomheter av 1,5 °C global oppvarming», no,
- [40] *Bærekraftig utvikling*, no_NO, okt. 2021. adresse: <https://www.fn.no/tema/fattigdom/baerekraftig-utvikling> (sjekket 06.05.2023).
- [41] *Hvor kommer strømmen fra? - NVE*, no. adresse: <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/hvor-kommer-stroemmen-fra/> (sjekket 06.05.2023).
- [42] *Lov om vassdrag og grunnvann (vannressursloven) - Lovdata*. adresse: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2000-11-24-82#KAPITTEL_8 (sjekket 21.05.2023).
- [43] *Lov om vassdrag og grunnvann (vannressursloven) - Lovdata*. adresse: <https://lovdata.no/dokument/LTI/lov/2000-11-24-82> (sjekket 09.05.2023).
- [44] *Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften) - Kapittel 3. Elektriske anlegg - Lovdata*. adresse: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1990-12-07-959/KAPITTEL_3?q=milj%C3%5C%B8%5C%20og%5C%20landskap#KAPITTEL_3 (sjekket 21.05.2023).
- [45] N. Bazilchuk, *Mer vannkraft gir miljøkostnader*, nb-NO, jun. 2018. adresse: <https://gemini.no/2018/06/vannkraft-gir-miljokostnader/> (sjekket 08.05.2023).
- [46] J. A. Eie, *Vannkraft og miljø*. adresse: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2013/rapport2013_73.pdf (sjekket 21.05.2023).
- [47] *Turbulens skal redde fisk fra turbiner*, no, Section: teknologi, jul. 2021. adresse: <https://forskning.no/energi-fisk-innovasjon/turbulens-skal-redde-fisk-fra-turbiner/1881902> (sjekket 21.05.2023).
- [48] A. Harby og J. Bogen, *miljoebasert2012_01.pdf*, jan. 2014. adresse: https://nve.brage.unit.no/nve-xmlui/bitstream/handle/11250/2500887/miljoebasert2012_01.pdf?sequence=1&isAllowed=y (sjekket 09.05.2023).
- [49] *Kraftverkene i Orkla*. adresse: https://snl.no/Kraftverkene_i_Orkla (sjekket 12.04.2023).
- [50] Sweco, Å. R. Opland og T. Gjermundsen, *Opprustning/utvidelse av kraftverkene i Orkla, teknisk/økonomisk vurdering av mulige prosjekter*, 10. nov. 2015.
- [51] *NVE Atlas*. adresse: <https://atlas.nve.no/Html5Viewer/index.html?viewer=nveatlas#> (sjekket 16.05.2023).

REFERANSER

- [52] *Høydedata Karverket*, no. adresse: <https://hoydedata.no/LaserInnsyn2/> (sjekket 19.04.2023).
- [53] K. E. Stensby, *Kostnadsgrunnlag for vannkraft Kostnadsnivå januar 2015*. adresse: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_46.pdf (sjekket 20.04.2023).
- [54] E. Aamot, «KOSTNADSUTVIKLING VANNKRAFTPROSJEKTER INDEKSREGULERING FRA 1997 TIL 2015», Norconsult AS, Hovedkontor, Postboks 626, 1303 SANDVIKA, tekn. rapp., feb. 2016. adresse: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/200701379/1688736> (sjekket 13.05.2023).
- [55] T. Johnson, «KOSTNADSUTVIKLING VANNKRAFTPROSJEKTER INDEKSREGULERING FRA 1.1.1997 TIL 1.1.2023», no, *Norconsult AS, Hovedkontor*, nr. 5, feb. 2023.
- [56] *Market data*. adresse: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/N0/Hourly/> (sjekket 18.05.2023).
- [57] K. Hofstad, *massetetthet*, no, jan. 2023. adresse: <https://snl.no/massetetthet> (sjekket 15.05.2023).
- [58] K. Hofstad, *tyngdens akselerasjon*, no, jan. 2023. adresse: https://snl.no/tyngdens_akselerasjon (sjekket 15.05.2023).
- [59] *Litjossen*, no. adresse: <http://tronderenergi.no/produksjon/kraftverk/litjossen> (sjekket 16.05.2023).
- [60] *Valutakurser*, nb. adresse: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/> (sjekket 15.05.2023).
- [61] SWECO, B. Fladen, E. Holmqvist og D. Bachke, *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*, no, 2010. adresse: https://publikasjoner.nve.no/veileder/2010/veileder2010_01.pdf (sjekket 16.05.2023).
- [62] A. Eiken, B. H. Berge og J. Bredeveien, *Orkla utbyggingen: En oversikt over utbyggingen og kostnadene*, no, 1986.

A Kraftverk som ble vurdert

Aktuelle kraftverk

Håen

Byggeår: 1966

Produksjon: 150 GWh

Installasjon: 30 MW

Turbintype: Francis

Fallhøyde: 215 m

Tunnellengde: ca 7 581 m



Figur A.1: Håen kraftverk

Litjfossen

Byggeår: 1982

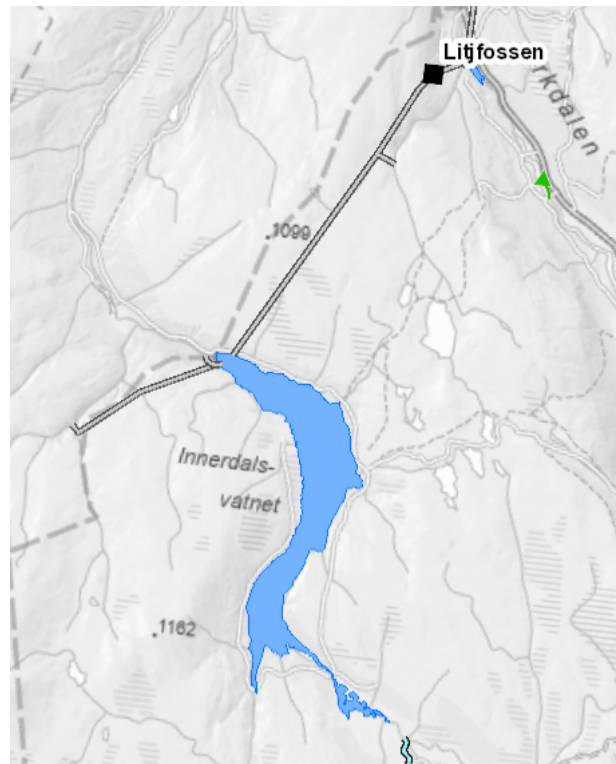
Produksjon: 155 GWh

Installasjon: 70 MW

Turbintype: Francis

Fallhøyde: 288 m

Tunnellengde: ca 8 008 m



Figur A.2: Litjossen kraftverk

Sama

Byggeår: 1979

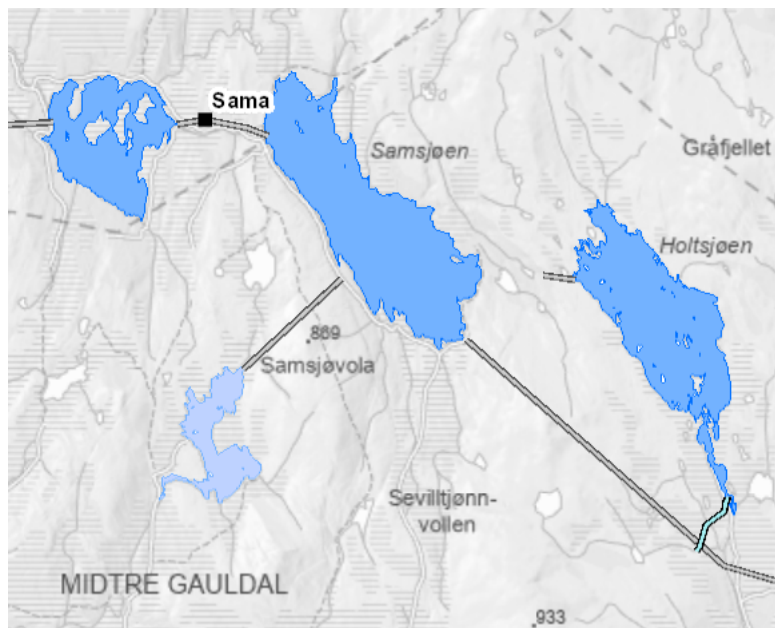
Produksjon: 25 GWh

Installasjon: 8 MW

Turbintype: Francis

Fallhøyde: 51 m

Tunnellengde: ca 1 968 m



Figur A.3: Sama kraftverk

Skjærlivatn

Byggeår: 1993

Produksjon: 7 GWh

Installasjon: 2,6 MW

Turbintype: Francis

Fallhøyde: 121 m

Tunnellengde: ca 620 m



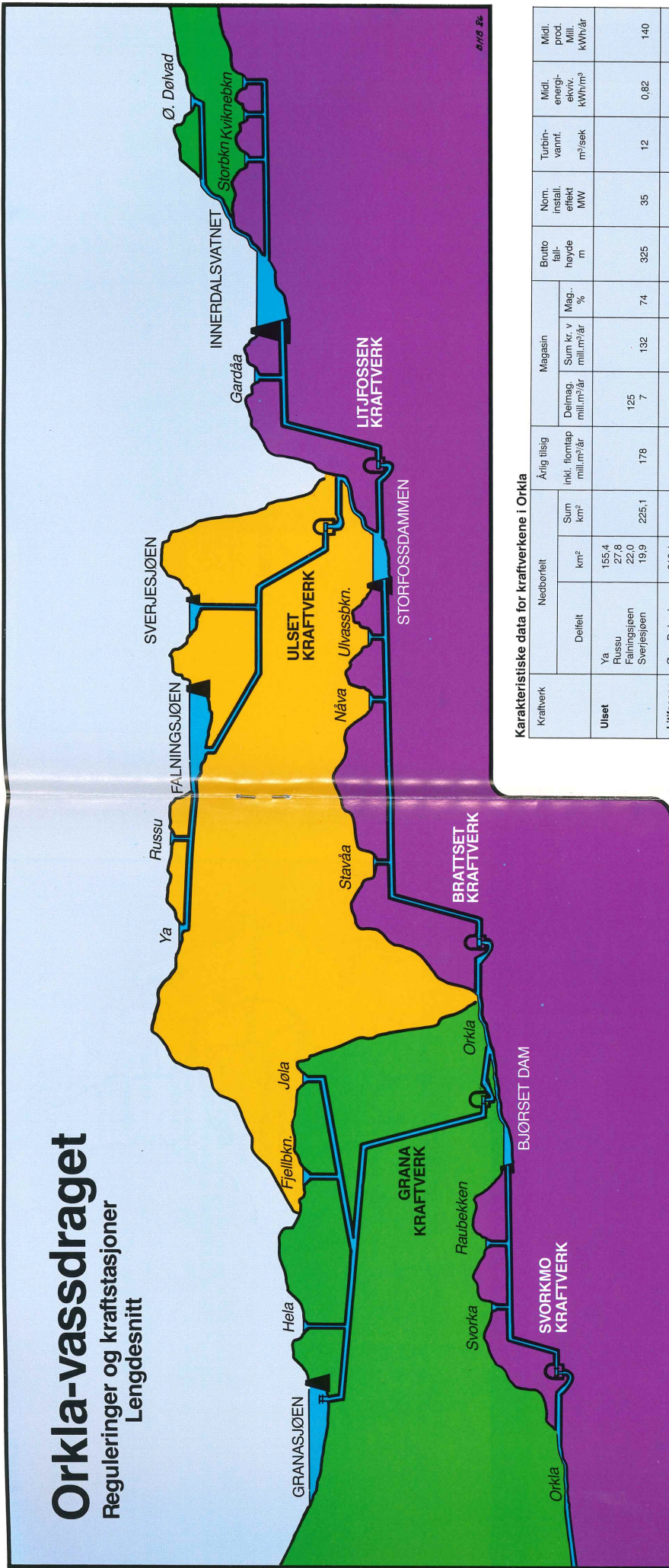
Figur A.4: Skjærlivatn kraftverk

B Orklavassdraget

Vedlagt på neste side, ligger oversiktsbilde over Orklavassdraget med tilhørende karakteristiske data for kraftverkene. [62]

Orkla-vassdraget

Reguleringer og kraftstasjoner
Lengdesnitt



Overføringer

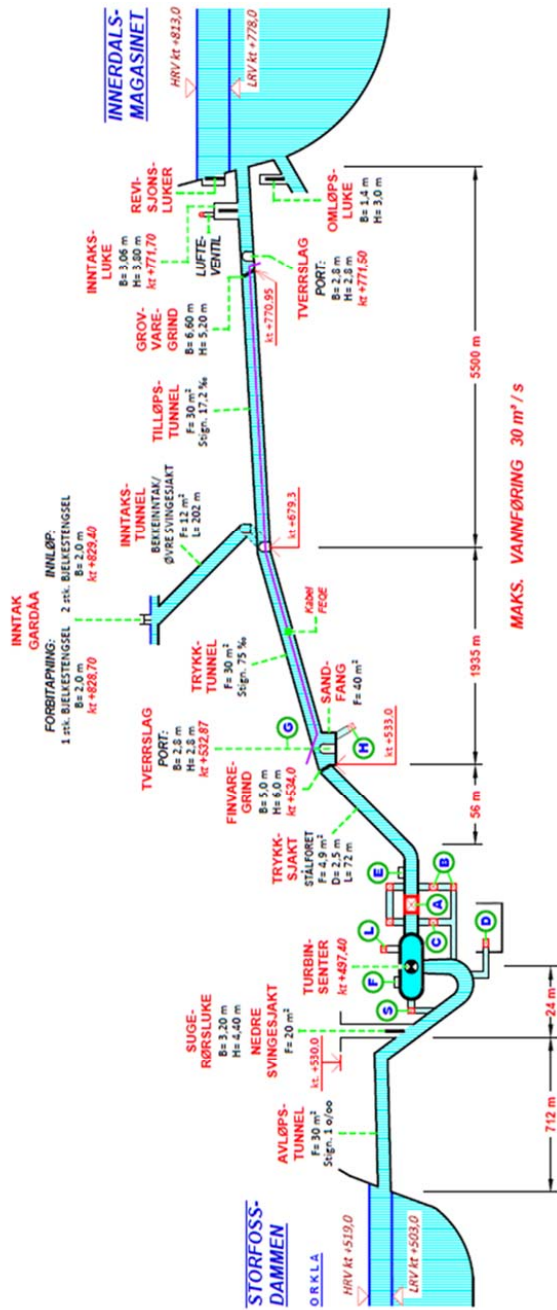
Kraftverk	Fra	Til	Intak		Sjakt		Tunnel	
			Terskel m.o.h.	Lengde m	Lengde m	Tversnitt m ²	Lengde m	Tversnitt m ²
Ulset	Ya	Falningsjøen	873,00	53	53	4,5	7310	15,9
	Russu	Overf. tunnelen	905,25	296	296	4,5		
	Sverjesjøen	Tiløpstumelen	867,70					
Litjossen	Orkla v/Dølvad	Imna	842,00	34	34	2 x 1,1	3800	20,0
	Nævingåa	Imnerdalsvatnet	851,20	42	42	1,1	3473	8,0
	Kviknebekken	Overf. tunnelen	831,45	70	70	0,3		
	Storbekken	Overf. tunnelen	851,20	196	196	12,0	60	30,0
Brattset	Gardåa	Tiløpstumelen	829,40					
	Ulvaassbekken	Tiløpstumelen	533,50	49	49	1,1		
	Næva	Tiløpstumelen	529,00	55	55	8,0		
Grana	Deaa Stavåa	Tiløpstumelen	521,00	76	76	6,0	725	8,0
	Hæla	Tiløpstumelen	661,50	110	110	4,0		
Svorkmo	Jøla	Tiløpstumelen	661,00	20	20	4,0	4110/330	8,0/20,0
	Fjellbekken	Overf. tunnelen	662,50	30	30	0,5		
Svorkmo	Raubekken	Tiløpstumelen	141,00	7	7	10,0	360/330	29,0/14,0
	Svorka	Tiløpstumelen	125,00				250	24,0

Karakteristiske data for kraftverkene i Orkla

Kraftverk	Nedbørareit		Årlig tilslag inkl. flomtap mill.m ³ /år	Magasin		Brutto fall-høyde m	Nom. install. effekt MW	Turbin-vannt. m ³ /sek	Midi. energi-ekv. kWh/m ²	Midi. prod. Mill. kWh/år
	Delareit km ²	Sum kr. v mill.m ³ /år		Delmag. mill.m ³ /år	Mag. %					
Ulset	Ya	155,4	178	132	74	325	35	12	0,82	140
	Russu	27,8								
	Falningsjøen	22,0								
Litjossen	Sverjesjøen	19,9	229	153	67	289	75	30	0,71	160
	Næva	14,2								
	Imnerdalsvatnet	104,1								
	Storbekken	4,0								
	Kviknebekken	11,9								
Brattset	Gardåa	219,1	631	287	45	273	2 x 40	36	0,64	400
	Næva	30,0								
	Imnerdalsvatnet	383,3								
	Storbekken	320,3								
	Kviknebekken	5,1								
Grana	Deaa Stavåa	47,2	261	139	53	462	75	18	1,14	280
	Næva	226,8								
	Imnerdalsvatnet	49,8								
	Storbekken	42,3								
Svorkmo	Fjellbekken	5,3	1833	426	23	99	34 + 20,5	65	0,21	270
	Brattset kr.v.	1041,5								
	Grana kr.v.	291,6								
	Bjørset	892,5								
Svorka	Raubekken	32,9	1833	426	23	99	34 + 20,5	65	0,21	270
	Svorka	239,6								
		2642,1	1833	426		319,5				1250

C TEGNING AV LITJFOSSEN

C Tegning av Litjfossen



A	DIGITAL RETEGNET: DN, ENDRINGER / JUSTERINGER	REB	24.01.2002
B		REB	
C		REB	
D		REB	
E		REB	
F		REB	
G		REB	
H		REB	
I		REB	
J		REB	
K		REB	
L		REB	
M		REB	
N		REB	
O		REB	
P		REB	
Q		REB	
R		REB	
S		REB	
T		REB	
U		REB	
V		REB	
W		REB	
X		REB	
Y		REB	
Z		REB	

KRAFTVERKENE I ORKLA

TrønderEnergi	
Prosjekt	LITJFOSSEN KRAFTVERK
Oppdragsnr.	B14-909-3
Oppdragsnavn	HYDRAULISK SYSTEM - PRINSIPESKISSE
Oppdragsleder	VEDLEGG TIL FYLINGS - OG TØMMEPROGRAM
Oppdragsnr.	B14 909 3
Oppdragsnavn	A

- A** HOVEDVENTIL TRYKKSJAKT
- B** TØMMEVENTIL TRYKKSJAKT
- C** TØMMEVENTIL FOR SPIRALTROMME
- D** TØMMEVENTIL FOR SUGERØR
- E** MANNLOKK PÅ TRYKKSJAKT
- F** MANNLOKK PÅ SPIRALTROMME
- G** TVERRSLAGSPORT
- H** TØMMEVENTIL VED PROPP
- L** LUFTEVENTIL PÅ SPIRALTROMME
- S** SIKKERHETSVENTIL

Figur C.1: Lengdeprofil Litjfossen kraftverk[50]

D Utregninger turbin og pumpe

Dykking av turbin

Nødvendig dykking ved finnes ved bruk av formel 2.11 og 2.12. Utregningen er presentert i (D.1)

$$H_s \leq (10,3 - (0,12 \cdot 5) - 0,125 - (1,8(\frac{\tan(16)39}{2 \cdot 9,81})^2 + 0,23\frac{39^2}{2 \cdot 9,81})) \leq -20,9m \quad (D.1)$$

Her har middelveien til samtlige parametre blitt brukt, dvs. $a = 1,8$ og $b = 0,23$, $\beta = 16\text{grader}$, $u_2 = 39\text{m/s}$ og barometertrykket h_b er blitt justert utfra LRV (503 moh) i Storfosdammen. Dagens turbin er dykket med 5,6 m, det betyr at en RPT må plasseres 15,3 meter dypere enn dagens turbin.

Turbinkarakterertsikk

Ønsket slukeevne til en pumpe kan finnes ved å bruke ligningen for pumpepotensialet (??) og løse med hensyn på slukeevne. Her settes inn ønsket pumpetid som deles på tilgjengelig magasinivolum. For å finne endelig slukeevne summeres slukeevnen som må til for å forbruke tilgjengelig magasinivolum med det tilsiget til nedre magasin. Slukeevnen brukes til å finne installert effekt i pumpemodus.

Ved dagens situasjon antas det at under gunstige perioder for drift av pumpekraftverket kun er uregulert tilsig og halve magasinivolumet til Storfosdammen som er tilgjengelig for å bli pumpet opp til Innerdalsvannet. Dette er antas ettersom det forutsettes at det, av økonomiske arsaker, er ønskelig å opprettholde vanntrykket til Bratsett kraftverk og at Ulset kraftverk ikke vil driftes når pumpekraftverket driftes. Dermed ansees kapasiteten til å kun være tilstrekkelig for å utnytte prisvariasjon innad i døgnet. Derfor settes kravet til 12 timers sammenhengende pumping.

Utregningen for forbruk av magasinivolumet blir som i ligning (D.2).

$$Q_{forbruk} = \frac{845000m^3}{12t \cdot 3600s/t} = 19,56m^3/s \quad (D.2)$$

Midlere uregulert tilsig Q_{tilsig} settes til $5,8m^3/s$. Ved å summere disse finnes total slukeevne slik som i (D.3).

$$Q_{total} = Q_{forbruk} + Q_{tilsig} = 25,36m^3/s \quad (D.3)$$

Nå kan en ved bruk av resultatet fra ligning (D.3) og ligning 2.3 finne installert effekt. Utregningen blir som følger (D.4)

$$P_{pumpe} = \frac{25,36m^3/s \cdot 1000kg/m^3 \cdot 9,81m/s^2 \cdot 288m}{0,88 \cdot 10^6} = 81,4MW \quad (D.4)$$

Justerer til 80 MW og finner dermed ny slukeevne i pumpemodus ved å skrive om og løse 2.3 med hensyn til slukeevne. Utregning finnes i ligning (D.5)

$$Q = \frac{80MW \cdot 10^6W/MW \cdot 0,88}{1000kg/m^3 \cdot 9,81m/s^2 \cdot 288m} = 24,92m^3/s \quad (D.5)$$

80MW er det som vil legge grunnlaget for utregning av både kostnad og inntjening.

D UTREGNINGER TURBIN OG PUMPE

Virkningsgrad $\eta_{pumpe/turbin}$ er derfor 100 % her.

Slukeevnen i turbinmodus finnes å løse ligning 2.1 med hensyn slukeevne. Utregningen er presentert i (D.6)

$$Q_{turbin} = \frac{80 \cdot 10^6}{1000kg/m^3 \cdot 9,81m/s^2 \cdot 288m \cdot 0,88} = 32,17m^3/s \quad (D.6)$$

Ved bruk av ligning 2.7 finner en ut hvor mange timer det tar å forbruke 1 time pumpetid i turbindrift ved samme effekt. Utregningen er presentert i ligning (D.7).

$$\frac{Q_{pumpe}}{Q_{turbin}} = \frac{24,92}{32,17} = 0,775 \quad (D.7)$$

Dermed tar det 0,775 timer i turbinmodus å forbruke vannmengden som ble pumpet opp i løpet av 1 time.

Med utgangspunkt i økning av HRV til 525 moh vil magasinivolum økes til $3,5mill.m^3$. Det vurderes da at det ikke vil være magasinivolumet i Storfossdammen som vil være begrensende faktor men vannveien mellom Storfossdammen og Innerdalsmagasinet for pumping innad i døgnet. Tilgjengelig volum for pumping er satt til 2,5 mill. m^3 , på bakgrunn av at dette er det maksimale volumet tilgjengelig for pumping. Dette er utdypet i kartlegging. For å unngå uforholdsmessige store falltap i vannveien settes øvre grense til $60 m^3/s$ som er dobbelt av dagens slukeevne.

Benytter ligningen for pumpeeffekt 2.3 finne installert effekt som må til for å kunne pumpe $60 m^3/s$. Her brukes det en virkningsgrad på 0,86 ettersom det vil være større press på vannveiene som vil resultere i større falltap. Utregning er vist i ligning (D.8)

$$P_{pumpe} = \frac{60m^3/s \cdot 1000kg/m^3 \cdot 9,81m/s^2 \cdot 288m}{0,86 \cdot 10^6} = 197MW \quad (D.8)$$

Utregningene viser at det er behov for en installert effekt på 197 MW.

Maksimal slukeevne på $60 m^3/s$ gjelder også for turbindrift. Ved bruk av 2.1. Utregningen er vist i ligning (D.9)

$$P_{turbin} = 60m^3/s \cdot 1000kg/m^3 \cdot 9,81m/s^2 \cdot 288m \cdot 0,86 = 146MW \quad (D.9)$$

Virkningsgraden til systemet med $60 m^3/s$ $\eta_{pumpe/turbin}$ finnes ved følgende utregning (D.10).

$$\eta_{pumpe/turbin} = \eta_{syklus} = \eta_{pumpe} \cdot \eta_{turbin} = 0,86 \cdot 0,86 = 0,74 \quad (D.10)$$

E Investeringskostnader

E.1 Kostnadsberegninger

E.1.1 Kraftstasjonen

$$V = 78 \cdot 288m^{0,5} \cdot 30m^3/s \cdot 1^{0,1} = 14\,314,48m^3 \quad (\text{E.1})$$

Tabell E.1: Grunnlag og forutsetninger for nye anlegg

	Pris	Resultat
Sprenging:	300 kr/m ³	4 294 344
Midlere enhetspris inkl oppl. og transport		
Betongvolum:	2600 kr/m ³	7 443 529, 6
20 % av utsprengt volum		
Armering: 60 kg/m ³ betong	19 000 kr/tonn	3 263 701,4
Forskaling: 2,1 m ² /m ³ betong	1 300 kr/m ²	7 815 706,1
Sum		22 817 281
Sikringsarbeider	0,15 % av sprengningskostnadene	644 151,6
Mur- og pussarbeider	0,05 % av sprengningskostnadene og betongvolum	1 140 864,06
Innredning	0,15 % av sprengningskostnadene og betongvolum	3 422 592,17
(gulvbelegg, maling, stål, glass, m.v.)		
Uforutsett	0,1 % av nevnte omkostninger	520 760,78
Sum		5 728 368,61
Totalsum		28 545 649,7
Totalsum med indeksregulering på 79 %		51 096 713

E.1.2 RPT

RPT med 80 MW:

$$y = 1655,0194 \cdot 30m^3/s^{-0,3143} \cdot 1,25 \cdot 1,59 \cdot 80 \text{ MW} = 90,35M\text{NOK} \quad (\text{E.2})$$

E.1.3 Generator

Generator med 80 MW:

$$y = 2,7774 \cdot 80 \text{ MW}^{0,62} \cdot 1,59 = 66,83M\text{NOK} \quad (\text{E.3})$$

E.1.4 Påregnelige anleggsmkostninger

Stasjonens installasjon:

$$N = 8,5 \cdot 30m^3/s \cdot 288m \cdot 1 = 73,44M\text{W} \quad (\text{E.4})$$

Totale bygningsmessige entreprenørutgifter:

$$2250kr/m^3 \cdot 1,79 \cdot 14314,48m^3 = 57,65MNOK. \quad (E.5)$$

E.1.5 Stålforet trykksjakt

Den samlede kostnaden for trykksjakten:

$$Totalkostnad = 15,52 \cdot e^{0,2923 \cdot 2,5} \cdot 72m \cdot 1,99 = 4,62 MNOK \quad (E.6)$$

Inntakskonus med en vanntrykkshøyde på 300 m:

$$Kostnad = (-0,076 \cdot (4,9m^2)^2 + 15,85 \cdot 4,9m^2 + 355) \cdot 1,99 = 857,37 \text{ tusen NOK} \quad (E.7)$$

Stålforet trykksjakt med inntakskonus:

$$Tot = 4617,8304 \text{ tusen NOK} + 857,3720 = 5,48 MNOK \quad (E.8)$$

E.1.6 Avløpstunnel

$$11000kr/lm \cdot 1,30 \cdot 1,99 \cdot 700m \cdot 1,10 = 21,91 MNOK \quad (E.9)$$

E.1.7 Sugerørsluke

$$Pris = 0,5817 \cdot 14,1^{0,3533} = 1,68 MNOK \quad (E.10)$$

E.1.8 Varegrind

$$Pris = 78,8 \cdot (30m^2)^0,7035 = 862,24 \text{ tusen NOK} \quad (E.11)$$

F Simuleringsprogram i MATLAB

```

1 close all;clear;clc;
2 % Bacheloroppgave
3 % Beregning av lonnsomhet ila en levetid
4
5 % Importere .mat fil
6 % save("filnavn.mat","Variabelnavn_i_matlab",-mat')
7 % lagre grafer: saveas(gcf,'filnavn.png')
8
9 % Importere filer:
10 drift_m = f_importer_driftsmonster('produksjon_litjfossen'); %
    importerer driftsmonster for 2022
11 pris = f_importer_strompris('strompris_trh_22_v2'); % importerer
    strompris for 2022 paa vektorformat
12 % for aa bruke strompris for 2020 eller 2021 bytt ...22... med
    ...20...
13 % eller ...21...
14
15 % Dagens inntekter
16 dagens_i = f_inntekt_drift_d(drift_m, pris); % regner ut
    driftsinntekter med dagens driftsmonster for 2022
17 sum_dagens_inntekt = sum(dagens_i) % regner ut totale
    driftsinntekter for 2022
18 x = [1; 2; 3]; % vektor med vilkaarlige tall som brukes for aa
    klare aa plotte soylediagram
19
20 inntekter_bar_d = bar(x(1),sum_dagens_inntekt*10^(-6),0.7,'b'); %
    plotter inntekter
21 inntekter_bar_d.FaceColor = [0 0.4470 0.7410]; % bestemmer
    fargenyanse
22 grid % rutenett
23 ylabel('Millioner NOK'); % navn y-akse
24 legend({'Inntekter'},"Textcolor", 'black', "Location", '
    northoutside',"FontSize",14); % navn soyle
25 hold off
26 saveas(inntekter_bar_d,'dagens_inntekter.png'); % lagrer figur
27
28 sum_drift_m = sum(drift_m)*10^(-3) % GWh
29 P = 75; %[MW] opprinnelig installert effekt
30 t_b = sum_drift_m/P*10^3 % brukstid dagens situasjon
31
32 % Endret driftsmonster
33 installert_effekt = 80; %MW
34 magasinvolum = 1690000*0.5; % [m^3]
35 pris_e = f_importer_strompris_m('strompris_trh_22_v2'); %
    importerer strompris for 2022 paa matriseformat, det er denne

```



```

    som brukes for aa beregne inntekter for pumpekraft
36 % for aa bruke strompris for 2020 eller 2021 bytt ...22... med
    ...20... eller ...21...
37
38 y_akse_e = f_inntekt_drift_e(drift_m, pris_e,installert_effekt,
    magasinvolum)*10^(-6) % de tre forste verdiene er oppgitt i
    MNOK, de to siste verdiene er oppgitt i TWh
39 y_akse_i_e = y_akse_e(:,1); % inntekter [MNOK]
40 y_akse_k_e = y_akse_e(:,2); % kostnader [MNOK]
41 y_akse_p_e = y_akse_e(:,3); % profitt [MNOK]
42
43 inntekter_bar = bar(x(1),y_akse_i_e,0.7,'b'); % plotter inntekter
44 inntekter_bar.FaceColor = [0 0.4470 0.7410]; % bestemmer
    fargenyanse
45 hold on
46 kostnader_bar = bar(x(2),y_akse_k_e,0.7,'r'); % plotter kostnader
47 kostnader_bar.FaceColor = [0.6350 0.0780 0.1840]; % plotter
    fargenyanse
48 hold on
49 profitt_bar = bar(x(3),y_akse_p_e,0.7,'k'); % plotter profitt
50 grid %rutenett
51 ylabel('Millioner NOK'); % navn y-akse
52 legend({'Inntekter','Kostnader','Profitt'},"Textcolor", 'black',
    "Location", 'northoutside',"FontSize",14); % navn soyler
53 hold off
54 saveas(profitt_bar,'lonnsomhet.png'); % lagrer figur
55
56 ekstra_inntekter = y_akse_p_e*10^6 - sum_dagens_inntekt % [NOK]
    profitt med pumpekraft - inntekt dagens driftsmonster
57
58 % Naaverdiberegning
59 investering = 308800000; % [NOK] sett inn som positiv verdi
60 ar = 40; % levetid aar
61 r = 0.05; % rente 5%
62 nv = f_n_konstant_kstrom(investering,ar,r,ekstra_inntekter) % [
    NOK] naaverdi med pumpekraft
63 antall_ar = annueterm(r,ekstra_inntekter,-investering) % [aar]
    antall aar for en begynner aa tjene paa investeringa
64 kontantstrom = [-investering repelem(ekstra_inntekter,ar)]; %
    kontantstrom vektor
65 internrente = irr(kontantstrom)*100 % internrente
66
67 % 2021
68 pris_21 = f_importer_strompris('strompris_trh_21_v2'); %
    importerer strompris for 2021 paa vektorformat
69 dagens_i_21 = f_inntekt_drift_d(drift_m, pris_21); % regner ut
    driftsinntekter med dagens driftsmonster for 2021 priser

```

```

70 sum_dagens_inntekt_21 = sum(dagens_i_21) % regner ut totale
    driftsinntekter for 2021
71
72 pris_e_21 = f_importer_strompris_m('strompris_trh_21_v2'); %
    importerer strompris for 2022 paa matriseforamt, det er denne
    som brukes for aa beregne inntekter for pumpekraft
73 % for aa bruke strompris for 2020 eller 2021 bytt ...22... med
    ...20... eller ...21...
74
75 y_akse_e_21 = f_inntekt_drift_e(drift_m, pris_e_21,
    installert_effekt,magasinvoluum)*10^(-6) % de tre forste
    verdiene er oppgitt i MNOK, de to siste verdiene er oppgitt i
    TWh
76 y_akse_i_e_21 = y_akse_e_21(:,1); % inntekter [MNOK]
77 y_akse_k_e_21 = y_akse_e_21(:,2); % kostnader [MNOK]
78 y_akse_p_e_21 = y_akse_e_21(:,3); % profitt [MNOK]
79
80 inntekter_bar_21 = bar(x(1),y_akse_i_e_21,0.7,'b'); % plotter
    inntekter
81 inntekter_bar_21.FaceColor = [0 0.4470 0.7410]; % bestemmer
    fargenyanse
82 hold on
83 kostnader_bar_21 = bar(x(2),y_akse_k_e_21,0.7,'r'); % plotter
    kostnader
84 kostnader_bar_21.FaceColor = [0.6350 0.0780 0.1840]; % plotter
    fargenyanse
85 hold on
86 profitt_bar_21 = bar(x(3),y_akse_p_e_21,0.7,'k'); % plotter
    profitt
87 grid %rutenett
88 ylabel('Millioner NOK'); % navn y-akse
89 legend({'Inntekter','Kostnader','Profitt'},"Textcolor", 'black',
    "Location", 'northoutside',"FontSize",14); % navn soyler
90 hold off
91 saveas(profitt_bar_21,'lonnsomhet_21.png'); %lagrer figur
92
93 ekstra_inntekter_21 = y_akse_p_e_21*10^6 - sum_dagens_inntekt_21
    % profitt med pumpekraft - inntekt dagens driftsmonster
94
95 % Naaverdiberegning
96 investering_21 = investering; % [NOK] sett inn som positiv verdi
97 ar_21 = 40; % levetid aar
98 r_21 = 0.05; % rente 5%
99 nv_21 = f_n_konstant_kstrom(investering_21,ar_21,r_21,
    ekstra_inntekter_21) % [NOK] naaverdi med pumpekraft
100 antall_ar_21 = annuterm(r_21,ekstra_inntekter_21,-investering_21)
    % [aar] antall aar for en begynner aa tjene paa investeringa

```

```

101 kontantstrom_21 = [-investering_21 repelem(ekstra_inntekter_21,
    ar_21)]; % kontantstrom vektor
102 internrente_21 = irr(kontantstrom_21)*100 % internrente
103
104 % okt magasinvolum og installert effekt
105 installert_effekt_ny = 197; %MW
106 magasinvolum_ny = 2500000; % [m^3]
107 pris_e_ny = f_importer_strompris_m('strompris_trh_22_v2'); %
    importerer strompris for 2022 paa matriseformat, det er denne
    som brukes for aa beregne inntekter for pumpekraft
108 % for aa bruke strompris for 2020 eller 2021 bytt ...22... med
    ...20... eller ...21...
109
110 y_akse_e_ny = f_inntekt_drift_e(drift_m,pris_e_ny,
    installert_effekt_ny,magasinvolum_ny)*10^(-6) % de tre forste
    verdiene er oppgitt i MNOK, de to siste verdiene er oppgitt i
    TWh
111 y_akse_i_e_ny = y_akse_e_ny(:,1); % inntekter [MNOK]
112 y_akse_k_e_ny = y_akse_e_ny(:,2); % kostnader [MNOK]
113 y_akse_p_e_ny = y_akse_e_ny(:,3); % profitt [MNOK]
114
115 inntekter_bar_ny = bar(x(1),y_akse_i_e_ny,0.7,'b'); % plotter
    inntekter
116 inntekter_bar_ny.FaceColor = [0 0.4470 0.7410]; % bestemmer
    fargenyanse
117 hold on
118 kostnader_bar_ny = bar(x(2),y_akse_k_e_ny,0.7,'r'); % plotter
    kostnader
119 kostnader_bar_ny.FaceColor = [0.6350 0.0780 0.1840]; % plotter
    fargenyanse
120 hold on
121 profitt_bar_ny = bar(x(3),y_akse_p_e_ny,0.7,'k'); % plotter
    profitt
122 grid %rutenett
123 ylabel('Millioner NOK'); % navn y-akse
124 legend({'Inntekter','Kostnader','Profitt'},"Textcolor", 'black',
    "Location", 'northoutside',"FontSize",14); % navn soyler
125 hold off
126 saveas(profitt_bar_ny,'lonnsomhet_ny.png'); % lagrer figur
127
128 ekstra_inntekter_ny = y_akse_p_e_ny*10^6 - sum_dagens_inntekt % [
    NOK] profitt med pumpekraft - inntekt dagens driftsmonster
  
```

```

1 function endeligfilnavn = f_importer_driftsmonster(y)
2     variabelnavn = readtable(y + ".xlsx", 'ReadVariableNames',
    true, 'VariableNamingRule', 'preserve'); % henter ut tall,
    vektorformat
  
```

```

3   midlertidig_navn = table2array(variabelnavn(14978:23737,"
      Produksjon Litjfossen (MWh/h)")); % endrer fra table til
      array, fra rad 14952 til 23712 (aar 2022), kolonne "
      produksjon"
4   endeligfilnavn = str2double(midlertidig_navn); % [
      driftsmonster[MWh(/h)]
5 end

```

```

1 function endelignavn = f_importer_strompris(y)
2   variabelnavn_22 = readtable(y + ".xls", 'ReadVariableNames',
      true, 'VariableNamingRule', 'preserve'); % henter ut tall,
      matriseformat
3
4   pris_22 = zeros(365,24); % lager en matrise med 0'er for aa
      faa riktig dimensjon
5   pris_22_v2 = []; % lager en tom vektor som fylles senere
6   for m = 1:365 % gaar gjennom hvert dogn i lopet av aaret
7     for n = 1:24 % gaar gjennom hver time i hvert dogn
8       pris_22(m,n) = table2array(variabelnavn_22(m+1,n+1)); %
          setter pris m,n inn i matrisen (+ 1 for aa begynne
          riktig sted i fila)
9     end
10    end
11   for m = 1:size(pris_22,1) % gaar gjennom pris_22-matrisen
12     pris_22_v2 = [pris_22_v2 pris_22(m,:)]; % gjor om til
          vektor, setter alle tallverdiene i hvert dogn inn i den
          nye variabelen
13   end
14
15   endelignavn = [pris_22_v2]; % [strompris[EUR/MWh]]
16 end

```

```

1 function endelignavn = f_importer_strompris_m(y)
2   variabelnavn_22 = readtable(y + ".xls", 'ReadVariableNames',
      true, 'VariableNamingRule', 'preserve'); % henter ut tall,
      matriseformat
3
4   pris_22 = zeros(365,24); % lager en matrise med 0'er for aa
      faa riktig dimensjon
5   for m = 1:365 % gaar gjennom hvert dogn i lopet av aaret
6     for n = 1:24 % gaar gjennom hver time i hvert dogn
7       pris_22(m,n) = table2array(variabelnavn_22(m+1,n+1)); %
          setter pris m,n inn i matrisen (+ 1 for aa begynne
          riktig sted i fila)
8     end
9   end
10 end

```

```

11     endelignavn = [pris_22]; % [strompris[EUR/MWh]]
12 end

```

```

1 function dag_inntekt = f_inntekt_drift_d(drift_d, spris_d)
2 % omregning for aa faa riktig benevning
3 strompris_d = spris_d*11.75; % [NOK/MWh] gjør om fra euro til NOK
4 reshape(strompris_d,[],1); %endrer fra horisontal til vertikal
   vektor
5 drift_i_d = zeros(length(drift_d),1); %setter opp en vektor med
   0'er for aa faa riktig dimensjon paa vektoren
6     for m = 1:length(drift_d) % gaar gjennom alle timene i
       drift_d
7         if drift_d(m) > 0 % hvis det produseres energi...
8             drift_i_d(m) = drift_d(m)*strompris_d(m); %... settes
               verdien i driftsinntekter til produksjon[MWh]*
               strompris[NOK/MWh] = [NOK]
9         else % hvis det ikke produseres energi...
10            drift_i_d(m) = 0; % ... settes inntekten til 0
11        end
12    end
13    dag_inntekt = drift_i_d; % inntekter [NOK]
14 end

```

```

1 function endret_inntekt = f_inntekt_drift_e(drift, spris,i_effekt
   ,m_volum)
2 % Virkningsgrad, ulik for pumping og kjoring
3 % omregning for aa faa riktig benevning
4 strompris = spris.*(11.75); % gjør om fra euro til NOK [NOK/MWh]
5 drift_i = []; %setter opp en vektor for driftsinntekter
6 drift_k = []; %setter opp en vektor for driftskostnader
7 dogn_pris = strompris; % lager en ny variabel for strompris fordi
   den senere skal reduseres
8 start_stopp = zeros(size(dogn_pris)); % setter opp en start/stopp
   pumping matrise for aa faa riktig dimensjon
9 t_b = 0; % starter med brukstid = 0
10 Produksjon = i_effekt; % Installert effekt [MW] (brukes med
   benevning MWh seinere, det antas at en produserer maks
   kapasitet i 1 time)
11 if Produksjon > 100 % situasjon med 197 MW
12     eta_n = 0.74; % virkningsgrad okt falltap sammenlignet med
       lavere effekt
13     eta_p = 0.86; %virkningsgrad pumping inkludert okt falltap
14     eta_n_sluk = 0.86; % virkningsgrad normaldrift
15 else % situasjon med 80 MW installert effekt
16     eta_n = 1; % virkningsgrad falltap
17     eta_p = 0.88; %virkningsgrad pumping
18     eta_n_sluk = 0.88; % virkningsgrad normaldrift

```

```

19 end
20 for m = 1:length(drift) % gaar gjennom alle tallene i
    driftsmonsteret
21     if drift(m) > 0 % hvis det produseres energi...
22         t_b = t_b + drift(m)/(Produksjon*eta_n); %... legges det
            til andelen av en fullasttime til brukstiden [h]
23     end
24 end
25 t_b_n = t_b; % [h] brukstid normal drift
26 q = 5.8; % Tilsig q [m^3/s]
27 m = m_volum;% [m^3] halvparten av magasinvolümet i Storfosdammen
28 p = 1000; % [kg/m^3]
29 g = 9.81; % [m/s^2]
30 H = 288; % [m]loftehoyde
31 Q_sluk = (Produksjon*10^6*eta_p)/(p*g*H); % [m^3/s] slukeevne
    pumping
32 t_b_m = m/((Q_sluk-q)*3600); % [h] brukstid pumping, tiden det
    tar aa pumpe opp halve magasinet = 12,2 h
33 t_b_p = floor(t_b_m)*365; % [h] maks brukstid pumping i dognet
    ganger antall dogn
34 Q_sluk_n = (Produksjon*10^6*eta_n)/(p*g*H*eta_n_sluk); %
    slukeevne normaldrift
35 normal_drift = []; % setter opp en vektor for normal drift
36 pumpetid = 0; % kontroll brukstid pumping
37 normaltid = 0; % kontroll brukstid normaldrift
38 % testvariablene er laget for aa sjekke hvor mange ganger koden
    kjorer hvert
39 % alternativ. Forventet verdi for test2 og test4 er 0, disse
    alternativene er for aa sjekke at koden kjorer som den skal.
40 test1 = 0;
41 test1b = 0;
42 test2 = 0;
43 test3 = 0;
44 test3b = 0;
45 test4 = 0;
46 test5 = 0;
47 test5b = 0;
48     for n = 1:length(dogn_pris(:,1)) % gaar gjennom alle
        stromprisene for hvert dogn i ett aar 365
49         for o = 1:12 % gaar gjennom prisforskjellene i lopet av
            et dogn
50             if 1/eta_p < (max(dogn_pris(n,:))/min(dogn_pris(n,:))
                ) % hvis andelen energi som trengs for aa pumpe opp
                    vann (1/eta), er mindre enn forholdet mellom
                    storst og minst prisforskjell...
51                 if t_b_p > 0 %... og brukstiden for pumping ikke
                    er "brukt opp" ...

```

```

52         if min(dogn_pris(n,:)) < 1000 % sjekker
           prisen opp mot en absoluttverdi paa x kr/
           MWh for hoyeste strompris en vil pumpe for
53         drift_k = [drift_k Produksjon*min(
           dogn_pris(n,:)); % ... pumpe det opp
           vann for minprisen i dognet [MWh * NOK/
           MWh = NOK]
54         t_b_p = t_b_p - 1; % 1 time trekkes fra
           brukstiden for pumping
55         t_b_n = t_b_n + Q_sluk/Q_sluk_n; % 1 time
           legges til brukstiden for normaldrift
56         pumpetid = pumpetid + 1; % kontroll
           brukstid pumping
57         indeks = find(strompris(n,:)==min(
           dogn_pris(n,:)); % finner indeksering
           for minprisen i strompris-matrisen som
           ikke er sortert
58         start_stopp(n,indeks) = 1; % setter
           verdien 1 paa den gitte indekseringen i
           start/stopp-matrisen
59         dogn_pris(n,:) = sort(dogn_pris(n,:), '
           ascend'); % sorterer prisene i stigende
           rekkefolge
60         dogn_pris(n,:) = [dogn_pris(n,2:end) NaN
           ]; % minprisen erstattes med Not a
           Number i dette dognet
61         x = nnz(isnan(dogn_pris(n,:))); % teller
           antall not a number
62         if t_b_n > 0 % ... og brukstiden for
           normaldrift heller ikke er brukt opp
63         drift_i = [drift_i Produksjon*max(
           dogn_pris(n,:))*eta_n]; % ...
           kjores det ned vann som normalt for
           maxprisen i dognet [MWh * NOK/MWh
           = NOK]
64         t_b_n = t_b_n -1; % 1 time trekkes
           fra brukstiden for normaldrift
65         dogn_pris(n,:) = sort(dogn_pris(n,:),
           'descend'); %sorterer prisene i
           synkende rekkefolge
66         normaltid = normaltid + 1; % kontroll
           brukstid normaldrift
67         if x < 23 % hvis det ikke er siste
           iterasjon i dognet...
68         dogn_pris(n,:) = [dogn_pris(n,(x
           +2):end) NaN(1,(x+1))]; %
           maxprisen erstattes med Not a
  
```

```

        Number i dette dognet
69     test1 = test1 + 1;
70     elseif x > 22 % hvis det er siste
        iterasjon i dognet
71         dogn_pris(n,:) = NaN(size(
            dogn_pris(n,:)); % maxprisen
            erstattes med Not a Number i
            dette dognet, bare med
            annerledes syntax
72         test1b = test1b + 1;
73     end
74     else % ... og brukstiden for normaldrift
        er brukt opp
75         normal_drift = [normal_drift max(
            dogn_pris(n,:)); % maxpris legges
            til normal_drift vektor
76         dogn_pris(n,:) = sort(dogn_pris(n,:),
            'descend'); %sorterer prisene i
            synkende rekkefølge
77         dogn_pris(n,:) = [dogn_pris(n,(x+2):
            end) NaN(1,(x+1))]; % maxprisen
            erstattes med Not a Number i dette
            dognet
78         test2 = test2 + 1;
79     end
80     else % ... hvis minprisen er hoyere enn
        grensa for pumping
81         normal_drift = [normal_drift max(
            dogn_pris(n,:)); % maxpris legges til
            normal_drift vektor
82         normal_drift = [normal_drift min(
            dogn_pris(n,:)); % minpris legges til
            normal_drift vektor
83         dogn_pris(n,:) = sort(dogn_pris(n,:), '
            ascend'); % sorterer prisene i stigende
            rekkefølge
84         dogn_pris(n,:) = [dogn_pris(n,2:end) NaN
            ]; % minprisen erstattes med Not a
            Number i dette dognet
85         x = nnz(isnan(dogn_pris(n,:))); % teller
            antall not a number
86         dogn_pris(n,:) = sort(dogn_pris(n,:), '
            descend'); %sorterer prisene i synkende
            rekkefølge
87         if x < 23 % hvis det ikke er siste
            iterasjon i dognet...
88             dogn_pris(n,:) = [dogn_pris(n,(x+2):

```



```

                                end) NaN(1,(x+1))]; % maxprisen
                                erstattes med Not a Number i dette
                                dognet
89                                test3 = test3 + 1;
90                                elseif x > 22 % hvis det er siste
                                iterasjon i dognet
91                                dogn_pris(n,:) = NaN(size(dogn_pris(n
                                ,:))); % maxprisen erstattes med
                                Not a Number i dette dognet, bare
                                med en annen syntax
92                                test3b = test3b + 1;
93                                end
94                                end
95                                else % ... hvis brukstiden for pumping er brukt
                                opp
96                                normal_drift = [normal_drift max(dogn_pris(n
                                ,:))]; % maxpris legges til normal_drift
                                vektor
97                                normal_drift = [normal_drift min(dogn_pris(n
                                ,:))]; % minpris legges til normal_drift
                                vektor
98                                dogn_pris(n,:) = sort(dogn_pris(n,:), 'ascend'
                                ); % sorterer prisene i stigende rekkefølge
99                                dogn_pris(n,:) = [dogn_pris(n,2:end) NaN]; %
                                minprisen erstattes med Not a Number i
                                dette dognet
100                               x = nnz(isnan(dogn_pris(n,:))); % teller
                                antall not a number
101                               dogn_pris(n,:) = sort(dogn_pris(n,:), 'descend
                                '); %sorterer prisene i synkende rekkefølge
102                               dogn_pris(n,:) = [dogn_pris(n,(x+2):end) NaN
                                (1,(x+1))]; % maxprisen erstattes med Not a
                                Number i dette dognet
103                               test4 = test4 + 1;
104                               end
105                               else % hvis prisforksjellen er for liten
106                               normal_drift = [normal_drift max(dogn_pris(n,:))
                                ]; % maxpris legges til normal_drift vektor
107                               normal_drift = [normal_drift min(dogn_pris(n,:))
                                ]; % minpris legges til normal_drift vektor
108                               dogn_pris(n,:) = sort(dogn_pris(n,:), 'ascend'); %
                                sorterer prisene i stigende rekkefølge
109                               dogn_pris(n,:) = [dogn_pris(n,2:end) NaN]; %
                                minprisen erstattes med Not a Number i dette
                                dognet
110                               x = nnz(isnan(dogn_pris(n,:))); % teller antall
                                not a number

```

```

111         dogn_pris(n,:) = sort(dogn_pris(n,:), 'descend');
           %sorterer prisene i synkende rekkefølge
112     if x < 23 % hvis det ikke er siste iterasjon i
           dognet...
113         dogn_pris(n,:) = [dogn_pris(n,(x+2):end) NaN
           (1,(x+1))]; % maxprisen erstattes med Not a
           Number i dette dognet
114         test5 = test5 + 1;
115     elseif x > 22 % hvis det er siste iterasjon i
           dognet...
116         dogn_pris(n,:) = NaN(size(dogn_pris(n,:))); %
           maxprisen erstattes med Not a Number i
           dette dognet, bare med annen syntax
117         test5b = test5b + 1;
118     end
119 end
120 end
121 end
122 normal_drift_v2 = sort(normal_drift, 'descend'); % sorterer
           normal_drift-vektoren i synkende rekkefølge
123 for o = 1:length(normal_drift_v2) % gaar gjennom normal_drift
           -vektoren
124     if t_b_n > 0 % hvis det fortsatt er vann aa kjore ned
           ...
125         drift_i = [drift_i Produksjon*normal_drift_v2(o)*
           eta_n]; % ... kjores det ned vann som normalt [
           MWh * NOK/MWh = NOK]
126         t_b_n = t_b_n - 1; % 1 time trekkes fra
           brukstiden for normaldrift
127         normaltid = normaltid + 1; % kontroll brukstid
           normaldrift
128     end
129 end
130 start_stopp_vektor = []; % lager en tom vektor for aa endre
           formatet fra matrise til vektor
131 for m = 1:size(start_stopp,1) % gaar gjennom start/stopp-
           matrisen
132     start_stopp_vektor = [start_stopp_vektor start_stopp(m,:)
           ]; % endrer formatet fra matrise til vektor
133 end
134 antall_start_stopp = sum(diff([0 start_stopp_vektor])==1); %
           summerer antall start/stopp i lopet av hele aaret
135 sum_start_stopp = sum(sum(start_stopp)); % summerer antall
           timer som det pumpes
136 % sum_start_stopp skal egentlig vaere likt som pumpetid, men
           det er noen
137 % timer forskjell, paa grunn av at noen strompriser er like,

```

```

    altsa er usikkerheten 1200 kr * timer forskjell = x kr +/-
    paa svaret
138 usikkerhet = 1200*(abs(sum_start_stopp-pumpetid))
139 normaltid
140 pumpetid
141 test1
142 test1b
143 test2
144 test3
145 test3b
146 test4
147 test5
148 test5b
149 produksjon_n = normaltid*Produksjon*eta_n; % [MWh]
150 forbruk_p = pumpetid*Produksjon; % [MWh]
151 start_stopp_k = 1200*antall_start_stopp + usikkerhet %
    kostnader start/stopp pumping
152 endret_inntekt = [sum(drift_i) sum(drift_k)+start_stopp_k sum
    (drift_i)-start_stopp_k-sum(drift_k) produksjon_n forbruk_p
    ]; % [inntekter[NOK], kostnader[NOK], profitt[NOK],
    energiproduksjon[MWh] og pumping[MWh]]
153 % Inntekter, kostnader og profitt er oppgitt i MNOK, og
    energiproduksjon og pumping er oppgitt i TWh i hovedfila
    beregning_lonnsomhet.mlx
154 end

```

```

1 function naverdi = f_n_konstant_kstrom(inv,ar,r,a)
2 naverdi = -inv + a*(1-(1+r)^-ar)/r; % regner ut naaverdi
3 end

```

