



Bacheloroppgave

Nye Mågeli Kraftverk –
Kapasitetsutvidelse og drift med
effektregulering

William Matre

Knut Ivar Røraas

Hans Rørtveit

Elkraftteknikk

Fakultet for Ingeniør- og Naturvitenskap

Lasse Hugo Sivertsen

30.05.2022

Jeg bekrefter at arbeidet er selvstendig utarbeidet, og at referanser/kildehenvisninger til alle

kilder som er brukt i arbeidet er oppgitt, jf. Forskrift om studium og eksamen ved Høgskulen på Vestlandet, § 12-1.

Dokumentkontroll

<i>Rapportens tittel:</i> BO22EB-63 Mågeli Kraftverk - Kapasitetsutvidelse og drift med effekterregulering	<i>Dato/Versjon</i> 30. mai. 2022/0.13
	<i>Rapportnummer:</i> BO22EB-63
<i>Forfatter(e):</i> William Matre Knut Ivar Røraas Hans Rørtveit	<i>Studieretning:</i> HEEL22
	<i>Antall sider m/vedlegg</i> 97
<i>Høgskolens veileder:</i> Lasse Hugo Sivertsen	<i>Gradering:</i> Åpen
<i>Eventuelle Merknader:</i> Vi tillater at oppgaven kan publiseres.	

<i>Oppdragsgiver:</i> Statkraft	<i>Oppdragsgivers referanse:</i>
<i>Oppdragsgivers kontaktperson(er) (inkludert kontaktinformasjon):</i> Hans Henrik Haukaas Hanshenrik.haukaas@statkraft.com	

Revisjon	Dato	Status	Utført av
0.11	03.05.22	Første utkast	William Matre, Knut Ivar Røraas og Hans Rørtveit
0.12	16.03.22	Revidert utkast	Lasse Sivertsen
0.13	30.05.22	Korreksjon av innhold og ferdigstilling	William Matre, Knut Ivar Røraas og Hans Rørtveit

Forord

Denne rapporten er vårt avsluttende arbeid på bachelorgraden vår i studieretning elkraftteknikk. Rapporten er utført ved Høgskulen på Vestlandet, i samarbeid med Statkraft AS. Hensikten med prosjektrapporten er å gi et ryddig og oversiktlig bilde av prosjektet vi har jobbet med, og kunne levere en god rapport tilbake til Statkraft.

I løpet av prosjektet har vi vært i kontakt med flere ansatte i Statkraft, Hans Henrik Haukaas har vært vår kontaktperson i Statkraft. Vår veileder Lasse Hugo Sivertsen har vært til stor nytte og kommet med gode innspill. Vi har også vært i kontakt med ABB og Rainpower. Vi ønsker å rette en stor takk til alle som hjulpet oss med å gjennomføre dette prosjektet.

Vi begynte med dette prosjektet i slutten av 2021, og avsluttet 30. mai 2022. Vi er en gruppe på tre personer, Knut Ivar Røraas, William Matre og Hans Rørtveit.

Denne rapporten henvender seg til alle med interesse for vannkraft.

Sammendrag

Denne rapporten inneholder tekniske og økonomiske utregninger på maskinstørrelser og effekttap i overføring til koblingsanlegg for Nye Mågeli kraftverk i Tyssedal. Beregningene er gjort med hensyn til dagens kraftsituasjon og forventede endringer i kraftmarkedet. Rapporten bygges rundt Statnett og NVE sine langsiktige kraftmarkedsanalyser. Disse beskriver hvordan kraftmarkedet vil utvikle seg med hensyn til klima og utbygging av regulerbar og ikke regulerbar kraft.

Med bakgrunn i disse beregningene har vi valgt turbintype, installert effekt i kraftstasjonen og kabel for overføring til koblingsanlegg. Vi har og sett på det økonomiske med å bygge om Nedra Bersavatn kraftverk til en pumpestasjon.

Etter ønske fra Statkraft var det fokus på en løsning som ga god effektstyring og lønnsomhet. Dette har vært fokusområdet gjennom prosjektperioden, og vi mener det kommer godt frem i rapporten.

Kraftstasjonen vil ha en installert effekt på omtrent 80 MW. Dette tilsvarer en driftstid på omtrent 2900 timer. Dette vil bli en vesentlig oppgradering med hensyn til effekregulering, da dagens installasjon er på omtrent 35MW med en driftstid på 5700 timer.

Innholdsfortegnelse

Dokumentkontroll	2
Forord	3
Sammendrag	3
1 Innledning	7
1.1 Oppdragsgiver	7
1.2 Problemstilling.....	7
1.3 Krav	8
1.4 Fremgangsmåte.....	8
1.5 Hjelpemidler	8
1.6 Excel	8
2 Introduksjon	9
2.1 Dagens anlegg.....	9
2.2 Vår løsning	11
2.3 Oppbygning av et vannkraftverk	12
3 Prosjektering og økonomiske valg.....	14
3.1 Økonomisk.....	14
3.2 Tilsig.....	18
3.3 Fallhøyde	20
3.4 Nedre Bersåvatn pumpestasjon	22
3.5 Kostnad.....	26
3.5.1 Kostnad turbin	26
3.5.2 Kostnad fullstendig elektroteknisk installasjon.....	30
3.5.3 Kostnad tunnel.....	32
3.6 Valg av slukeevne og driftstid	37
4 Turbin.....	43
4.1 Fartstall	44
4.2 Peltonturbin	45
4.2.1 Maskinstørrelse peltonturbin	46
4.2.2 Turtall peltonturbin.....	47
4.2.3 Fartstallutregning peltonturbin	47

4.3	Francisturbin.....	48
4.3.1	Maskinstørrelse francisturbin	49
4.3.2	Turtall francisturbin.....	50
4.3.3	Fartstallutregning francisturbin	50
4.3.4	Hi Francis	51
4.4	Virkningsgrad	52
4.5	Valg av turbin	53
4.6	Turbinregulator	54
4.6.1	Sammenhengen mellom turtall, moment og frekvens	54
5	Generator.....	56
5.1	Generator i kraftstasjon	57
6	Transformator	60
6.1	Transformatorens virkemåte.....	60
6.2	Valg av transformator	61
7	Tilknytning til Åsen-koblingsanlegg	62
7.1	Kabel.....	62
7.1.1	Spenningsfall i kabel	64
7.1.2	Effekttap i kabel.....	67
7.1.3	Valg av kabel	70
7.1.4	Spenning i kabel etter en time	70
7.2	Kortslutningsberegninger	73
7.2.1	Stasjonær kortslutning.....	74
7.2.2	Transient kortslutning.....	78
7.2.3	Subtransient kortslutning.....	79
7.2.4	Oppsummering kortslutningsberegninger	80
7.3	Vern	81
7.3.1	Enlinjeskjema Nye Mågeli kraftstasjon.....	82
7.3.2	Enlinjeskjema Åsen koblingsstasjon	84
8	Oppsummering.....	86
9	Konklusjon.....	88
10	Referanser.....	89

Figurliste.....	92
Formelliste.....	93
Tabelliste	94
Appendiksliste.....	94

1 Innledning

1.1 Oppdragsgiver

Vår oppdragsgiver er Statkraft AS. De har drevet med det verden trenger mest, fornybar energi siden 1895. I dag er de Europas største leverandør av fornybar energi. Med sine 4600 ansatte i 18 forskjellige land er de en global markedsaktør innen energihandel, med miljøvennlig kraftproduksjon på om lag 70TWh. [1]

Vi kom i kontakt med Statkraft i 2019 når vi skulle skrive hovedprosjekt på Fagskolen, og var heldige nok til å få samarbeide med de igjen nå på bacheloroppgaven. I startfasen av prosjektet var vi mye i kontakt med Statkraft og diskuterte løsninger på vår problemstilling.

1.2 Problemstilling

Vi skal se på kapasitetsutvidelse og drift med effekregulering av nye Mågeli kraftverk. Det løses ved å øke slukeevnen til kraftverket, slik at det får mer tilgang på vann når det produserer effekt. Dette er for å bistå nettet med mye effekt når det trengs, istedenfor lavere effekt over lengre tid. Det er veldig relevant nå siden mye av kraften som blir produsert, og kommer til å bli utviklet fremover, ikke er regulerbar. Dette medfører at strømprisene varierer mye og er uforutsigbare. Dette betyr i hovedsak valg av slukeevne, turbin, generator og trafo.

Vurderinger som bør gjøres om tiden strekker til:

- Bygge om Nedre Bersåvatn kraftverk til pumpestasjon.
- Tilkobling til koblingsanlegg.

1.3 Krav

Statkraft stiller seg åpne til hvordan vi velger å løse prosjektet. Kravet de derimot har satt, er at kraftverket skal kunne brukes til effekterregulering. Vi mener prosjektet bør oppfylle følgende krav:

- Velge slukeevne som er mest økonomisk gunstig.
- Ha bedre muligheter til effekterregulering enn dagens anlegg

1.4 Fremgangsmåte

Vi har tidligere skrevet et lignende prosjekt om kraftverk inne i Tyssedal. Det ga oss mulighet til å komme tidligere i gang med arbeidet knyttet til tekniske beregninger, istedenfor å bruke tid på å bli kjent med området.

I oppstartsfasen av prosjektet jobbet vi sammen om hva vi ville ha med i prosjektet, og hvordan vi ønsket å løse problemstillingen. Videre begynte vi å jobbe med hver vår arbeidsoppgave. Dette gjorde det mulig for alle å jobbe med prosjektet uten at alle er samlet. Store deler av arbeidet har allikevel blitt gjennomført sammen. Det har gjort det mulig for oss å reflektere rundt løsninger sammen og gitt oss en god totaloversikt over oppgaven. Gjennom prosjektperioden har vi hatt regelmessige møter med veileder for faglige innspill og hjelp til oppbygning av oppgaven.

1.5 Hjelpemidler

For å løse oppgaven har vi hovedsakelig funnet informasjonen vi trenger gjennom rapporter publisert av NVE og Statnett, og lærebøker. Vi har og vært i kontakt med mange folk i forskjellige stillinger i Statkraft.

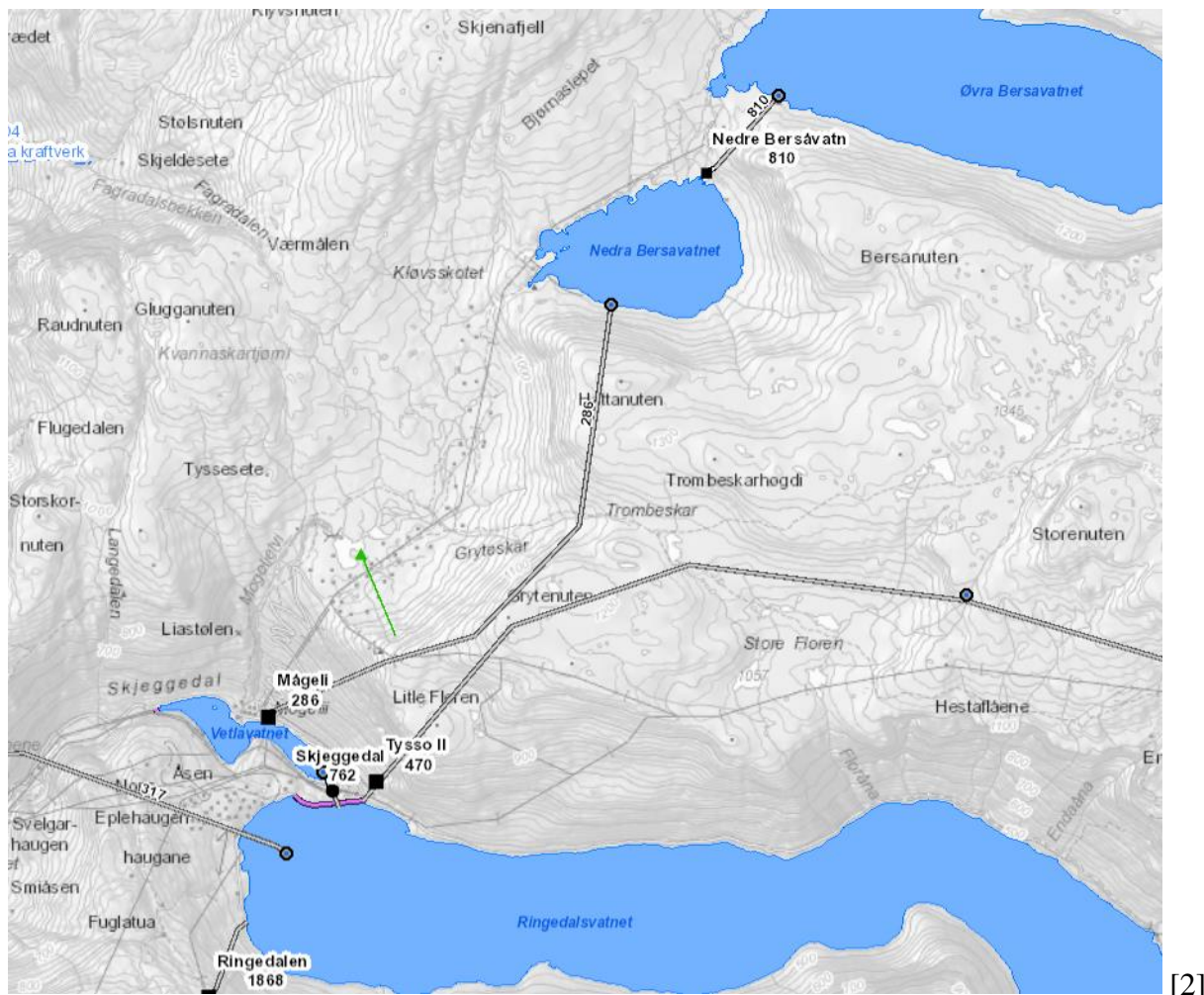
1.6 Excel

Excel-arket vårt er en stor del av bacheloroppgaven. Oppgaven og valg er bygget rundt utregningene vi har gjort i Excel. Vi har beregnet forventet strømpris i årene fremover i tid, med bakgrunn i NVE og Statnett sine langsiktige kraftmarkedsanalyser. Videre har vi brukt strømprisene i utregninger for å finne den mest økonomiske løsningen. Her sammenligner vi investering i kraftverk mot salgspris på produsert kraft i løpet av levetiden til kraftverket. Videre har vi sammenlignet beregningene i diagrammer. Det gir et analytisk og oversiktlig grunnlag for valgene som tas. Excel-filen ligger som Appendiks C. Økonomiske og tekniske beregninger.

2 Introduksjon

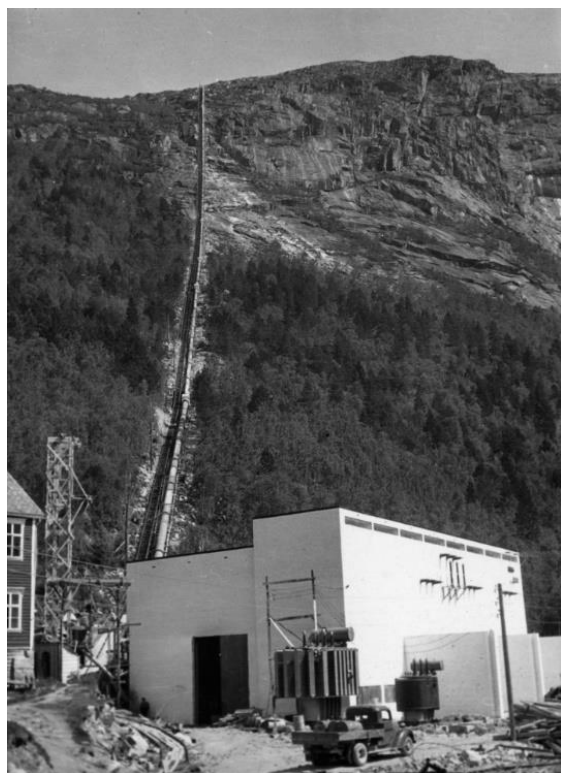
Kraftverket skal driftes ved effekregulering, dette medfører at driftstiden må ned og maskinene i anlegget må bli større. I dag går kraftverket store deler av året, men med mer effekregulering skal det bare produsere kraft når behovet er størst. De neste årene kommer effektbehovet til å øke, noe som fører til at kraftproduksjonen må utbygges. Mye av kraftproduksjonen som blir utbygget i dag og i årene som kommer er sol og vindenergi. Det er uregulerbar kraft som fører til at vannkraftanleggene må bli mer regulerbare. Sol og vindkraftanleggene produserer mest på sommerstid, men avtar på vinterstid da effektbehovet øker. Vannkraftanleggene må da produsere mer om vinteren når effektbehovet er størst, som fører til stor variasjon i strømprisene og høye strømpriser på vinteren.

2.1 Dagens anlegg



Figur 1 Kart over Tyssedal

Mågeli kraftverk ble bygget i 1956 og ligger i Skjeggedal ovenfor Tyssedal, i Ullensvang kommune. I dag renner vannet fra Nedra Bersavatnet som er magasin for kraftverket og har utløp i Vetlavatnet, dette gir en fallhøyde på 610 meter. Ved denne vannveien går det ikke tunnel inne i fjellet hele veien. Et stykke ned mot kraftverket går vannet i en rørgate som ligger ute i dagen, som vist på bildet under. Et problem med dette er at den er vanskelig å komme til, den er dyr å vedlikeholde og Statkraft er redd den kan fryse om vinteren. Dette medfører at kraftverket må produsere hele vinteren for at det ikke skal fryse. [3]



[3]

Figur 2 Mågeli kraftverk under bygging

Etter vannet har rent ut i Vetlavatnet pumpes det opp til Ringedalsvatnet ved hjelp av Skjeggedal pumpestasjon. Ringedalsvatnet er et stort magasin for Oksla kraftverk som slipper vannet ut i havet.



Figur 3 Kart over Tyssedal

Mågeli har i dag to pelton-turbiner på 17,5 MW hver og en driftstid på om lag 5700 timer. Problemet med å få ned driftstiden og øke maskinstørrelsen med dagens løsning, er i hovedsak Nedre Bersavatn kraftverk og Nedra Bersavatn. Nedre Bersavatn kraftverk blir en flaksehals da den bare har en slukeevne på 7,5 m³/s som renner ut i Nedra Bersavatn. Dette er et lite magasin på 3 millioner m³. Det fører til at det blir vanskelig å øke slukeevne med denne løsningen, siden det er liten lagringsmulighet ved Nedra Bersavatn.

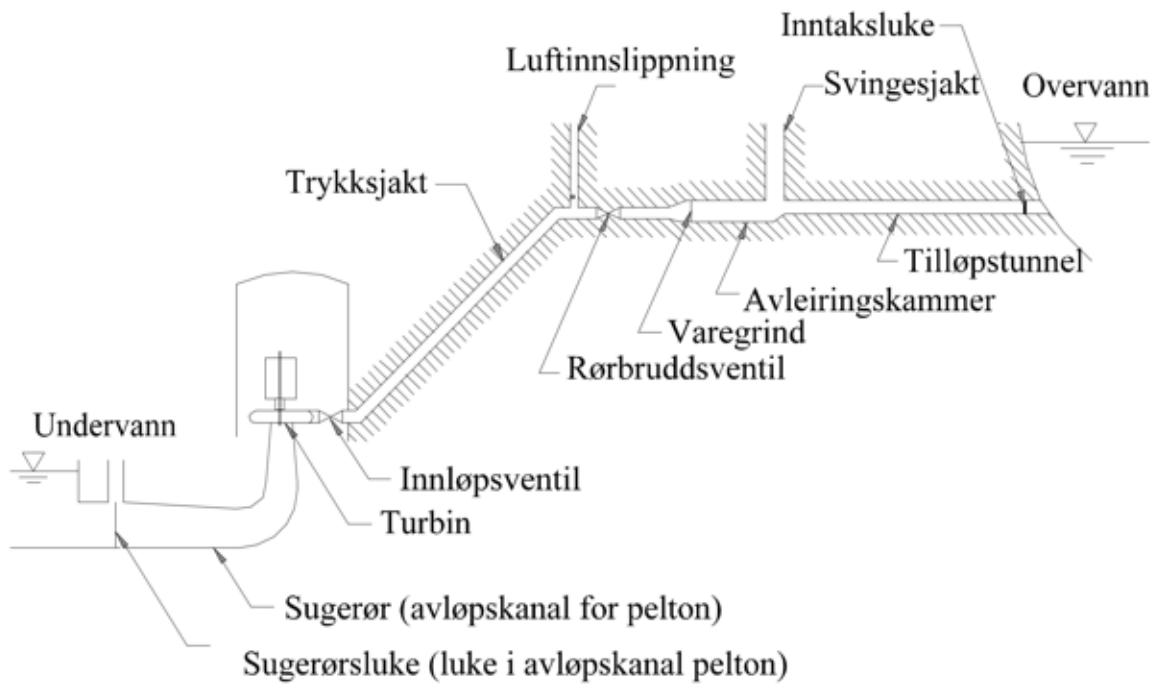
2.2 Vår løsning

Øvra Bersavatnet er et magasin på 96,9 millioner m³ som har stor mulighet for regulering og lagring av vann. Vår løsning blir å bore tunnel inne i fjellet fra Øvra Bersavatnet og ned til Ringedalsvatnet. Med denne løsningen står vi mye friere til valg av slukeevne og driftstid, siden Øvra Bersavatnet er et mye større magasin.

Siden vi ikke skal slippe vannet i fra Nedre Bersavatnet mister vi et stort tilsig her. Derfor må det vurderes om det vil lønne seg å bygge om Nedre Bersavatn kraftverk til en pumpestasjon for å utnytte tilsiget.

Vi skal ha utløp i Ringedalsvatnet i stedet for Vetlavatnet som vannet renner ut i nå. Da taper vi noe fallhøyde, men slipper Skjeggedal pumpestasjon, som vil være økonomisk gunstig uansett strømpriser. Dette regnet vi på i vår Hovedprosjektoppgave på Fagskolen i 2020. Vi tenker å plassere kraftverket ved siden av Tyssø 2 og bruke samme tilkomstportal. Videre vil vi gå med kabler over til Åsen koblingsstasjon som vi skal koble oss til for videre distribusjon. [3]

2.3 Oppbygning av et vannkraftverk



[4]

Figur 4 Oppbygning av vannkraftverk

Overvann: Vannstanden i demningen/magasinet.

Inntaksluke: En luke som åpner og lukker tilgangen på vann. Luken er der for at det skal være mulig å drive vedlikehold i tilløpstunnelen og varegrinda.

Avleiringskammeret: Her blir sand, stein og lignende samlet opp.

Varegrind: En rist som hindrer større gjenstander fra å komme seg til kraftstasjonen, slik at rør og turbiner ikke blir påført unødvendig stor slitasje.

Svingsjakt: Sjakten er der for å hindre at trykket i rørgaten ned til kraftverket ikke skal overstige et visst trykk.

Rørbruddsventil: En ventil som blir benyttet om det blir rørbrudd, eller om det skal være vedlikehold lenger nede i systemet.

Innløpsventil: Skal kunne stenge av vannet inn til turbinen.

Turbin: Selve «vannhjulet» som omformer energien i vannet, til energi som generatoren kan gjøre om til elektrisk energi.

Sugerør: Røret som fører vannet ut fra turbinen til utløpsvannet.

Sugerørsluke: Den er der for å kunne tømme vannet i sugerøret, slik at det er mulighet for å drive vedlikehold.

Undervann: Det er vannstanden i magasinet kraftverket renner ut i, brutto fallhøyde blir nivåforskjellen mellom undervann og overvann. [4]

3 Prosjektering og økonomiske valg

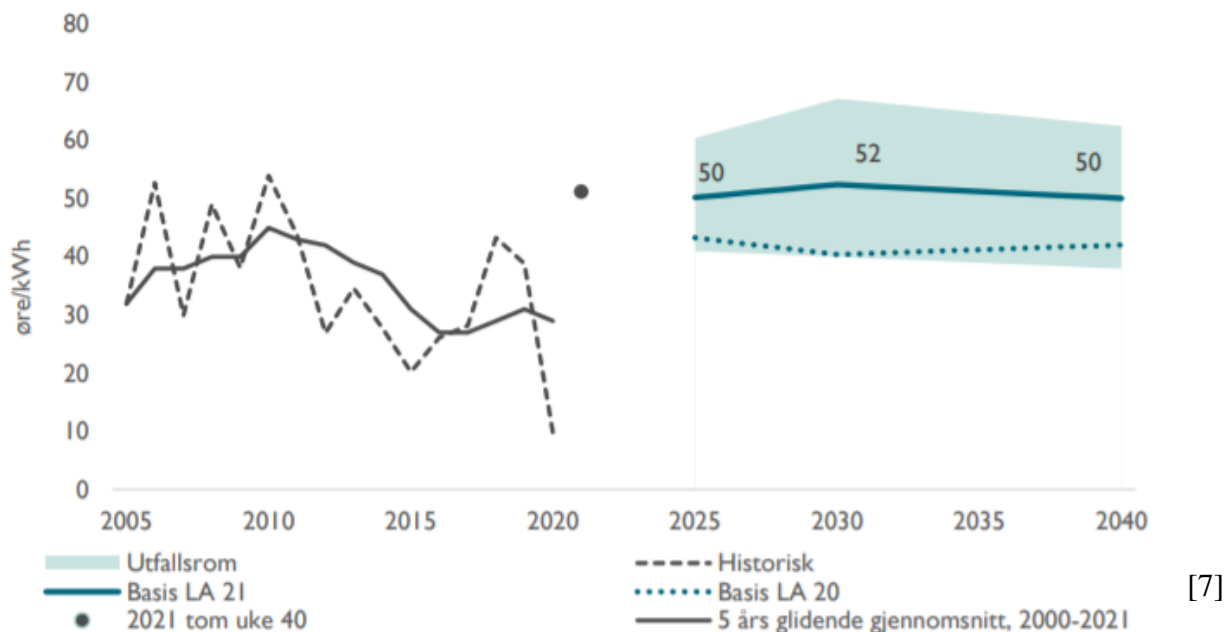
3.1 Økonomisk

Valg av slukeevne vil i stor grad bli en økonomisk beregning. Dette blir en sammenligning mellom fortjeneste på solgt kraft, og investering i maskiner og tunnel. Større slukeevne vil føre til større maskiner og færre driftstimer. Færre driftstimer vil være gunstig om man tar utgangspunkt i at man klarer å produsere effekt når strømprisen er på sitt høyeste.

Inntekten til kraftverket vil avhenge av hvilke strømpriser vi får i årene framover, mens investeringen vil kun avhenge av størrelsen på maskinene i kraftverket. I samråd med Statkraft har vi satt levetiden til kraftverket til 60 år. Inntekten vil avhenge av hvordan strømprisene utvikler seg. Siden kraftverket skal bidra til effekregulering av nettet, vil ikke gjennomsnittspriser være veldig relevant. Derimot vil veksling i strømpriser være veldig aktuelt, da kraftverket skal driftes ved de høyeste strømprisene.

For å kalkulere kostnadene ved utbygging av kraftverket har vi brukt NVE sitt kostnadsgrunnlag fra 2016, med kostnadsnivå fra januar 2015. Her har de diagrammer med grafer som representerer de forskjellige utgiftspostene. I våre beregninger har vi tatt med kostnadene for turbin, tunnel og fullstendig elektroteknisk installasjon. Dette er de største utgiftspostene, og vi mener de vil gi et godt inntrykk av hvilke kostnader vi kan forvente. For å finne optimal slukeevne og størrelse på maskinene, har vi beregnet kostnaden for kraftverket fra en driftstid på 600 timer til 5700 timer, med intervall på 100 timer. Da kostnadsgrunnlaget er fra 2015 har vi lagt til konsumprisindeksen fra 2015 til 2022, denne tilsvarer 17,8%. [5]

I kostnadsgrunnlaget er ikke byggherreutgifter inkludert. Statkraft mener vi kan legge til 20% av totalkostnad, for å ta høyde for byggherreutgifter og uforutsette utgifter. [6]



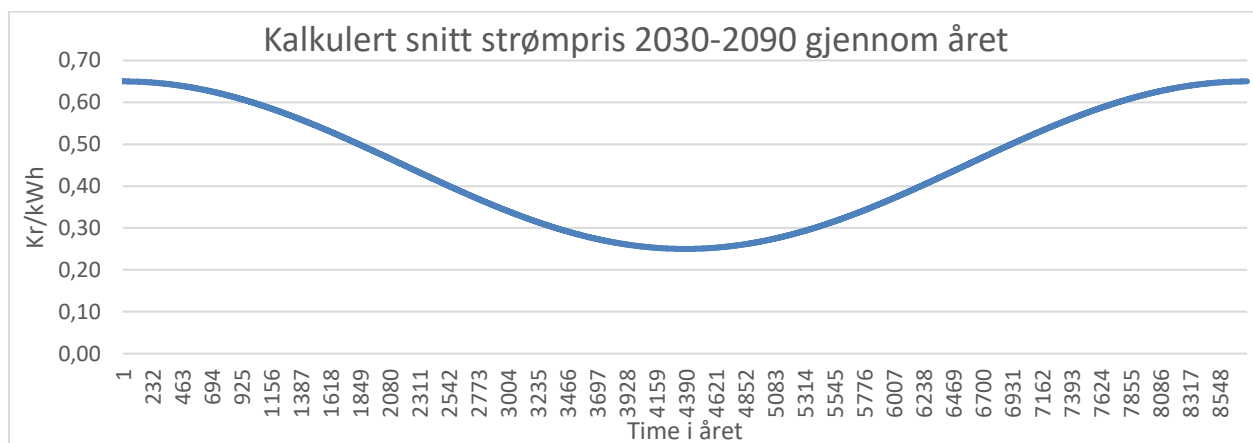
Figur 5 Forventet strømpris-utvikling fra Statnett

Det er stor variasjon i strømprisen for tiden. NVE publiserte i oktober 2021 en rapport som beskriver kraftmarkedet fra 2021 til 2040. Her gir de uttrykk for at strømprisen vil stige litt frem til 2030, og deretter synke litt fram mot 2040. Det er òg forventet at strømprisene vil variere mye, dette skyldes utbygging av mye ikke-regulerbar kraft, eksempelvis sol- og vindkraft.

Som vi ser på figur 5, vil snittprisen trolig ligge rundt 50-52 øre/kWh i årene fremover [7]. Som tidligere nevnt er ikke snittpris veldig relevant, da kraftverket vil ha som oppgave å bistå nettet når effektterspørselen er stor. Kraftverket vil da driftes når strømprisene er på sitt høyeste. Snittprisen kan derimot gi oss en pekepinn på hvilken pris strømmen vil veksle rundt.

Statnett har publisert en langsiktig markedsanalyse for Norden og Europa. Simuleringene de har gjort med hensyn til vær og ikke-regulerbar kraft, tilsier at prisene i 2040 vil variere fra 60€/MWh til 20€/MWh med en snittpris på omtrent 40€/MWh [8]. Med utgangspunkt i en valutakurs der 1EUR≈10NOK, vil dette tilsvare omtrent 60 øre/kWh, 20 øre/kWh og 40 øre/kWh.

I vår beregning har vi tatt utgangspunkt i begge analysene. Historisk sett vil prisene være lavere på sommeren enn om vinteren. Dette skyldes høyere forbruk i forbindelse med oppvarming på vinterstid, og mangel på tilsig til magasinene. Vi har laget en cosinus-kurve (figur 6) som skal representere den gjennomsnittlige prisen i løpet av ett år, fra 2030 til 2090. Den vil veksle fra 0,65kr/kWh til 0,25kr/kWh med et gjennomsnitt på 0,45kr/kWh.



Figur 6 Forventet gjennomsnittlig strømpris gjennom året i tidsperioden 2030-2090

Denne kurven representerer strømprisene vi har tatt utgangspunkt i. X-aksen viser et år delt opp i timer, starten av x-aksen vil da være starten av året og slutten vil være ved utgang av året. Y-aksen representerer strømpris i kr/kWh.

Når vi har regnet ut forventet inntekt i løpet av levetiden til kraftverket, har vi tatt utgangspunkt i at man vil treffe de timene strømprisen er høyest, deretter lagt til en usikkerhet. Denne usikkerheten har vi kommet fram til etter samtale med Anders Korvald i Statkraft. Han mener det vil være omtrent 90% sannsynlighet for å produsere kraft på de 3000 høyeste timene i løpet av året, og 80% sannsynlighet ved de 2000 høyeste timene. Eksempelvis vil snittprisen på 3000 timer bli gjennomsnittet av de 3000 høyeste timene multiplisert med sannsynligheten, deretter er resterende av prisen regnet på snittpris.

Eksempel:

Snittpris på 3000 timer = 0,61kr/kWh

Sannsynlighet = 90%

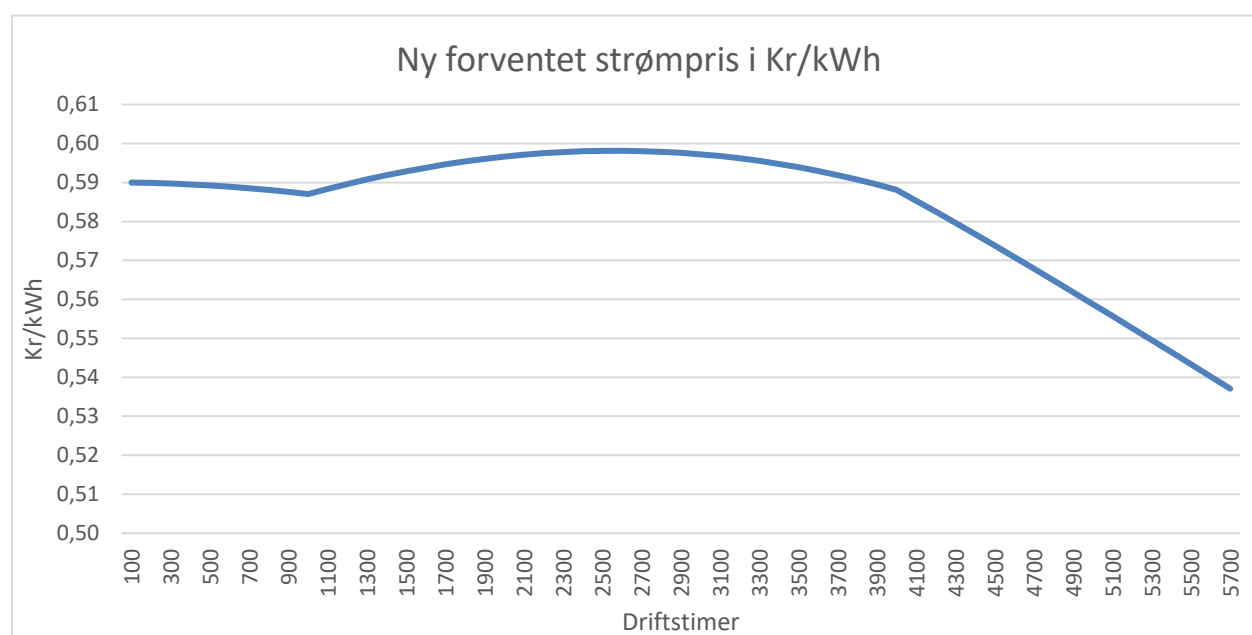
Snittpris i løpet av året = 0,45kr/kWh

Snittpris vi har brukt i vår beregning:

Formel 1 Forventet strømpris

$$0,61 * 0,9 + (1 - 0,9) * 0,45 = 0,6kr/kWh$$

For utregninger av resterende timer, se Appendiks C. Økonomiske og tekniske beregninger



Figur 7 Gjennomsnittlig forventet strømpris de kommende årene

Figur 7 viser forventet strømpris ut ifra informasjonen og utregningene presentert over. Vi ser den får en «knekk» rundt 1000 timer, herfra øker sannsynlighet for å produsere effekt når strømprisen er på sitt høyeste.

3.2 Tilsig

Tilsiget til Nedre Bersavtn er i gjennomsnitt 150 millioner kubikkmeter i løpet av et år. Dette er et gjennomsnitt av tilsiget over flere år. Det er forventet at nedbøren i Norge skal øke. Hvor stor denne økningen blir avhenger av hvor mye vi forurenses. I hovedprosjektet kom vi frem til et forventet tilsig på omtrent 163,34 millioner kubikkmeter i 2080, noe Statkraft mente var realistisk å forvente. Dette har vi regnet ut med hensyn til data fra norsk klimaservicesenter og metrologisk institutt. De ser på forskjellige scenarier frem i tid med hensyn på forurensing og forbruk, og hvordan dette påvirker klimaet fremover. For en grundigere gjennomgang av utregninger, se Appendiks A. Forventet nedbør i Mågelistrengen i 2080. Vi regnet ut snittet mellom de forskjellige scenarioene og kom fram til et tilsig på omtrent 163,34 millioner kubikkmeter. Dette er en økning i tilsig på 13,34 millioner kubikkmeter. Det tilsvarer en økning i driftstid på:

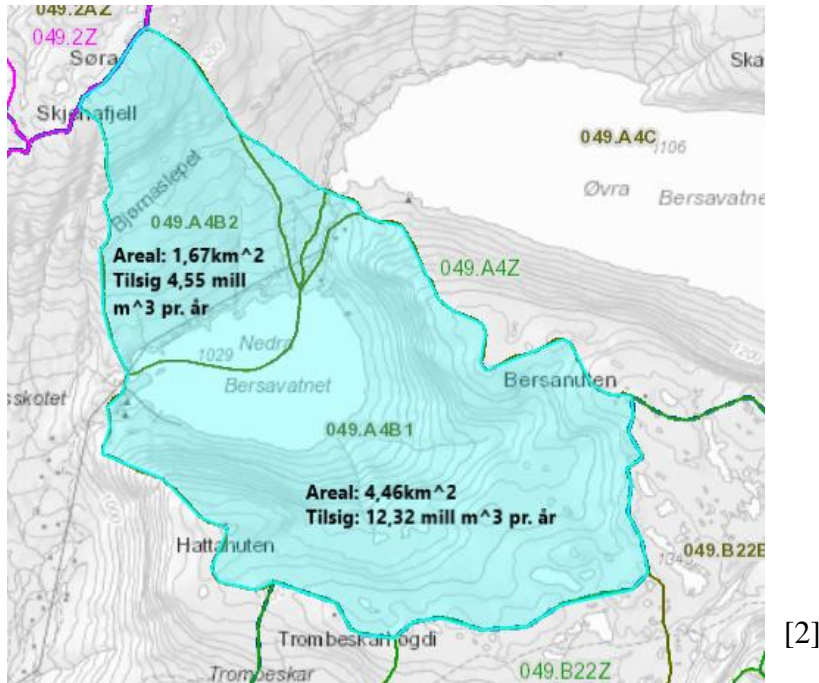
Formel 2 Økning av tilsig i prosent

$$\text{Økning av tilsig i prosent} = \frac{\text{Økning i tilsig}}{\text{Nåværende tilsig}} * 100\%$$

$$\text{Økning i prosent} = \frac{13,34}{150} * 100 = 8,9\%$$

En økning i driftstid på 8,9% vil ikke ha stor innvirkning i drift av kraftverket. Dette er ikke noe vi trenger å ta spesielt hensyn til ved videre prosjektering av kraftverket. Vi vil dermed bruke nåværende tilsig for tekniske beregninger.

Siden det nye kraftverket skal ha Øvra Bersavatnet som magasin, må vi trekke fra tilsiget til Nedra Bersavatnet.



Figur 8 Nedbørsfelt Nedre Bersavatn

Totalt areal:

$$1,67\text{km}^2 + 4,46\text{km}^2 = 6,13\text{km}^2$$

Totalt tilsig:

$$4\,550\,000\text{m}^3 + 12\,320\,000\text{m}^3 = 16\,870\,000\text{m}^3$$

Tilsiget til Øvra Bersavatn blir da:

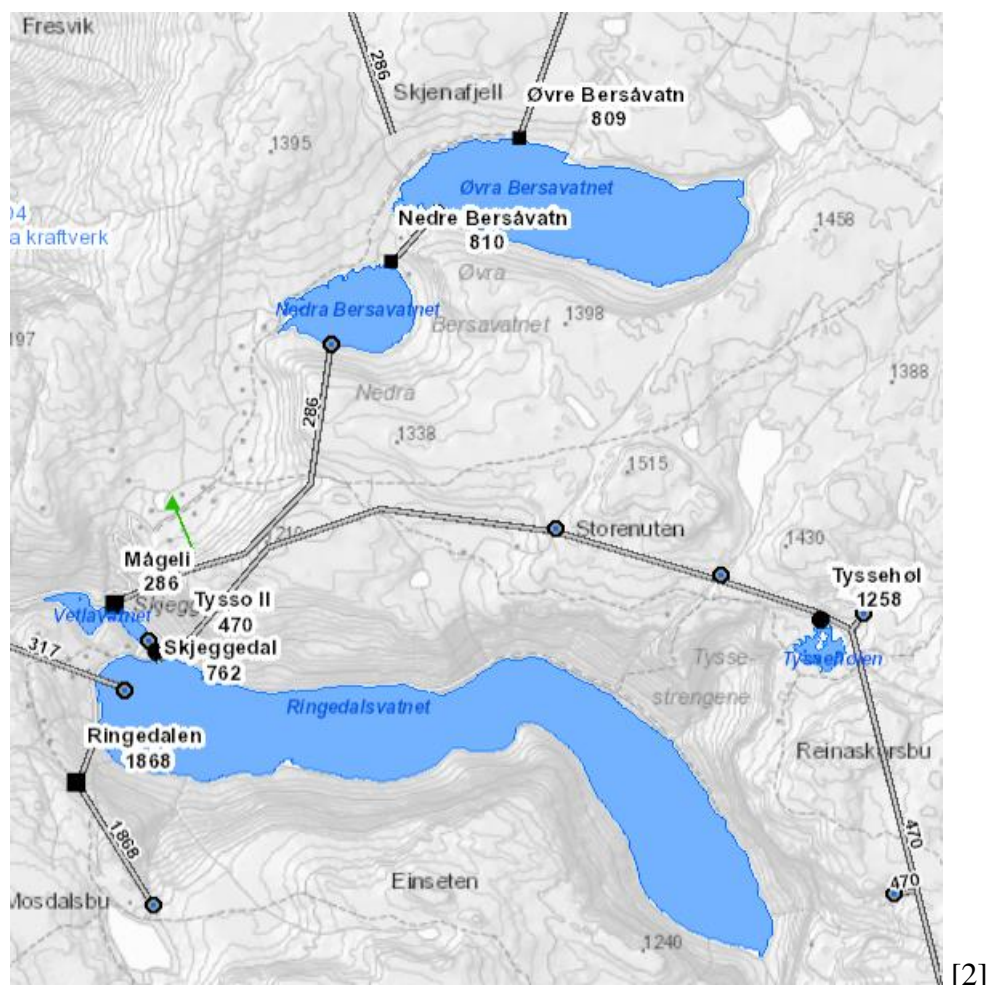
$$150\,000\,000\text{m}^3 - 16\,870\,000\text{m}^3 = 133\,130\,000\text{m}^3$$

Det bør vurderes om Nedre Bersåvatn kraftverk skal bygges om til en pumpestasjon for at tilsiget til Nedra Bersavatnet skal bli utnyttet.

3.3 Fallhøyde

Øvra Bersavatnet skal brukes som vannmagasin, fra Øvra Bersavatnet skal det gå tunell inne i fjellet med utløp i Ringedalsvatnet.

Høyeste regulert vannstand for Øvra Bersavatnet er 1106moh, og laveste regulerte vannstand er 1063,3 moh. Vi bruker midlere regulerte vannstand fra Øvra Bersavatnet som er 1084,65moh, siden magasinet ikke alltid er fullt. Høyeste regulerte vannstand for Ringedalsvatnet er 464moh. Ved valg av peltonturbin er det denne utløpshøyden vi må ta utgangspunkt i, siden peltonturbinen ikke skal dykkes. Ved valg av francisturbin kan man senke turbinen noen meter siden den skal operere i dykket drift. Da Ringedalsvatnet sjeldent er fullt kan man hente ganske mange meter i fallhøyde ved valg av francisturbin. [9]



Figur 9 Kart over Tyssedal

Med utgangspunkt i høyeste regulerte vannstand for Ringedalsvatnet gir dette oss en brutto fallhøyde på 620,75m. Fallhøyden vil variere noe ettersom magasinene ikke alltid er fulle. Siden kraftverket skal fungere som et effektverk vil det trolig fylle opp magasinet i løpet av sommerhalvåret, for å produsere mest mulig effekt på vinterhalvåret når prisene historisk sett er høyere.

Tilsiget til magasinet Øvra Bersavatnet er omtrent 133 millioner m³, og magasin størrelsen er 96,9 millioner m³. Dette betyr at tilsiget er $133/96,9=1,37$ ganger størrelsen på magasinet. Magasinet kan dermed ikke romme hele tilsiget gjennom året, og kraftverket må driftes på flere tider av året.

For utregning av netto fallhøyde må vi trekke fra et falltap på 5% fra brutto fallhøyde. Dette er et erfaringstall vi har fått fra Voith som i realiteten er umulig å beregne eksakt, men er noe som blir brukt i praksis. Dette gir oss en netto fallhøyde på 589,71m. [10]

3.4 Nedre Bersåvatn pumpestasjon

Dersom Nedre Bersåvatn kraftverk bli bygget om til en pumpestasjon, vil nye Mågeli kraftverk få et økt tilsig på 16,87 millioner kubikkmeter. Med en netto fallhøyde på 589,7m tilsvarer dette en økt effekt på:

Formel 3 Økt effekt i GWh dersom Nedre Bersåvatn kraftstasjon bygges om til pumpestasjon

$$P^* = \frac{H^n * V * g * \rho}{3\,600 * 1\,000\,000\,000} = \frac{589,7 * 16\,870\,000 * 9,81 * 1000}{3\,600 * 1\,000\,000\,000} = 27,11 \text{ GWh}$$

P^* – Effekt	[GWh]
ρ – Vannets relative massetetthet	[1000 kg/m ³]
g – Tyngdens akselerasjon	[9,81 m/s ²]
V – Årlig tilsig	[16 870 000 m ³]
H^n – Netto fallhøyde	[589,7 m]

Fallhøyden Nedre Bersåvatn kraftverk utnytter fra Øvra Bersavatnet er 65m. Om man skal pumpe 16,87 millioner kubikkmeter vann opp 65m med en virkningsgrad på 0,90 [11], får man et forbruk på:

Formel 4 Effektforbruk for å pumpe ekstra tilsig opp til Øvra Bersavatnet i GWh

$$P^* = \frac{H^n * V * g * \rho}{3\,600 * 1\,000\,000\,000 * \eta} = \frac{65m * 16\,870\,000m^3 * 9,81 * 1000}{3600 * 1\,000\,000\,000 * 0,90} = 3,32GWh$$

P^* – Effekt	[GWh]
ρ – Vannets relative massetetthet	[1000 kg/m ³]
g – Tyngdens akselerasjon	[9,81 m/s ²]
V – Magasinstørrelse	[16 870 000 m ³]
H^n – Netto fallhøyde	[65 m]
η - Virkningsgrad pumpe	[0,90]

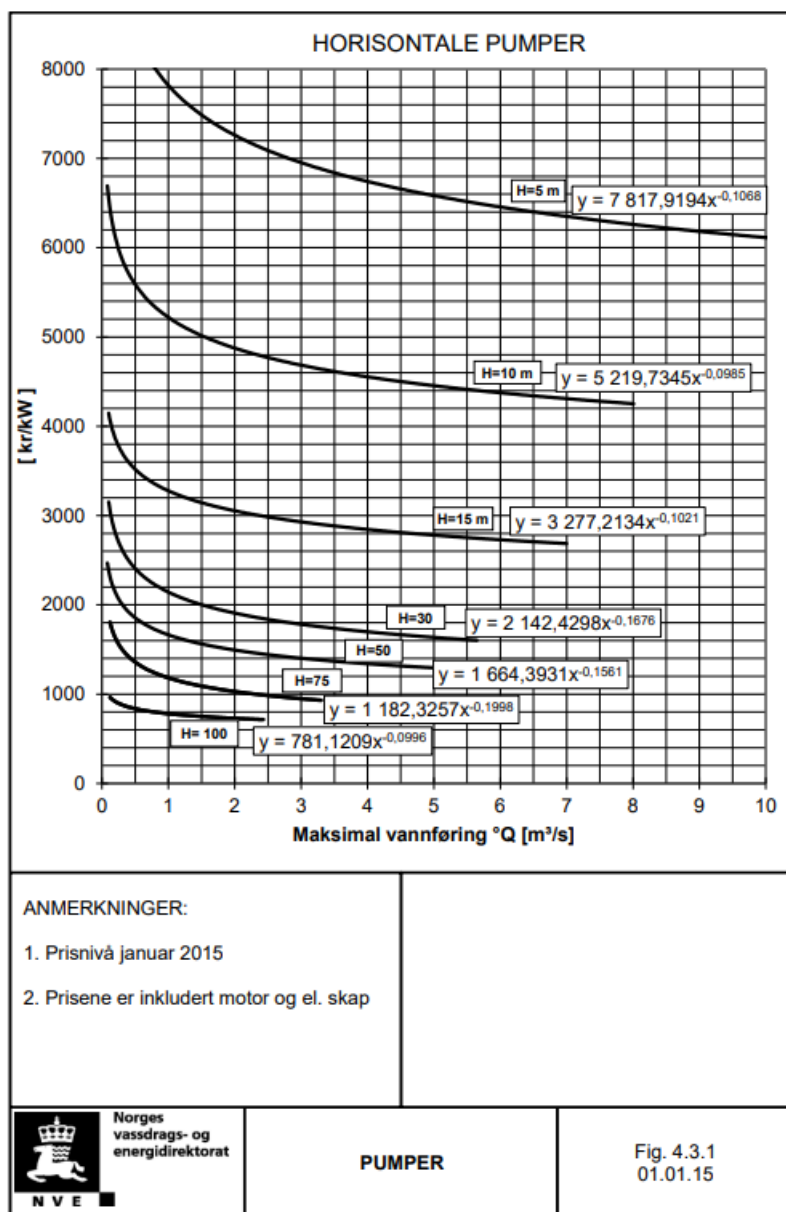
Dette medfører et overskudd på:

Formel 5 Effektoverskudd ved pumpestasjon

Økt effekt – effektforbruk på pumpestasjon = Effektoverskudd

$$27,11GWh - 3,32GWh = 23,79GWh$$

Grafene representerer forskjellige høyder vannet skal pumpes opp. Ved de forskjellige grafene er det skrevet funksjoner for grafen, dette gjør det mulig for oss å regne ut eksakte verdier for y-aksen. X-aksen viser maksimal vannføring i m^3/s og y-aksen viser kostnaden til pumpen i kr/kW.



Figur 10 Diagram med prisoversikt for pumper

[11]

Kurvene på figur 10 viser hvor stor slukeevne standardprogrammet til pumpene ved de aktuelle høydene er. For vår del vil kurven som representerer en høyde på 75 meter være den nærmeste. Denne har en maks slukeevne på 3,5 m³/s.

Siden Nedra Bersavatnet har liten reguleringsevne, tar vi utgangspunkt i at pumpestasjonen ikke alltid kan driftes på de laveste strømprisene. Vi bruker forventet gjennomsnittpris i løpet av året på 0,45kr/kWh. Vi regner med at det vil koste omtrent 500 000kr i året i tillegg for å drifte stasjonen [3]. I løpet av et år vil det koste:

Formel 6 Årlig kostnad pumpestasjon

*Effektforbruk * strømpris + driftskostnad = Årlig kostnad pumpestasjon*

$$3\,320\,000\text{kWh} * 0,45 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} + 500\,000\text{kr} = 1\,994\,000\text{kr}$$

Øvra Bersavatnet har god reguleringsevne, noe som betyr at vannet som pumpes opp kan lagres, og brukes til produksjon av kraft når strømprisene er høye. Vi tar utgangspunkt i utregningene våre på forventet strømpris, og regner med å drifte kraftverket når strømprisen er på 0,60kr/kWh. Vi regner med en peltoneturbin med virkningsgrad på 0,92, en generator med virkningsgrad 0,985 og en trafo med 0,99. Kraftverket vil da få en ekstra inntekt i året på:

Formel 7 Årlig ekstra inntekt ved økt tilsig

*Økt effekt * strømpris * virkningsgrad (turbin, generator, trafo) = Årlig inntekt*

$$27\,110\,000\text{kWh} * \frac{0,60\text{kr}}{\text{kWh}} * 0,92 * 0,985 * 0,99 = 14\,593\,000\text{kr}$$

I løpet av året vil dette tilsvare et ekstra overskudd på:

Formel 8 Årlig overskudd ved ombygging til pumpestasjon

Økt årlig inntekt – Årlig kostnad = Årlig overskudd

$$14\,593\,000\text{kr} - 1\,994\,000\text{kr} = 12\,599\,000\text{kr}.$$

Med utgangspunkt i en levetid på 60 år, tilsvarer dette en økt inntekt i løpet av levetiden til kraftverket og pumpestasjonen på:

Formel 9 Økt inntekt i løpet av levetiden

$$\text{Årlig overskudd} * 60 = \text{Økt inntekt i løpet av levetiden}$$

$$12\,599\,000 \text{ kr} * 60 = 755\,940\,000 \text{ kr}$$

Vi kommer ikke til å gjøre noen beregninger på kostnad tilknyttet ombygging av Nedre Bersåvatn kraftverk til en pumpestasjon. Vi ser det som realistisk å anta at det vil være lønnsomt med denne ombyggingen, da den økte inntekten blir såpass stor. Videre i rapporten tar vi utgangspunkt i at denne pumpestasjonen blir bygget, det vil si at magasinet får et årlig gjennomsnittlig tilsig på 150 millioner m³.

3.5 Kostnad

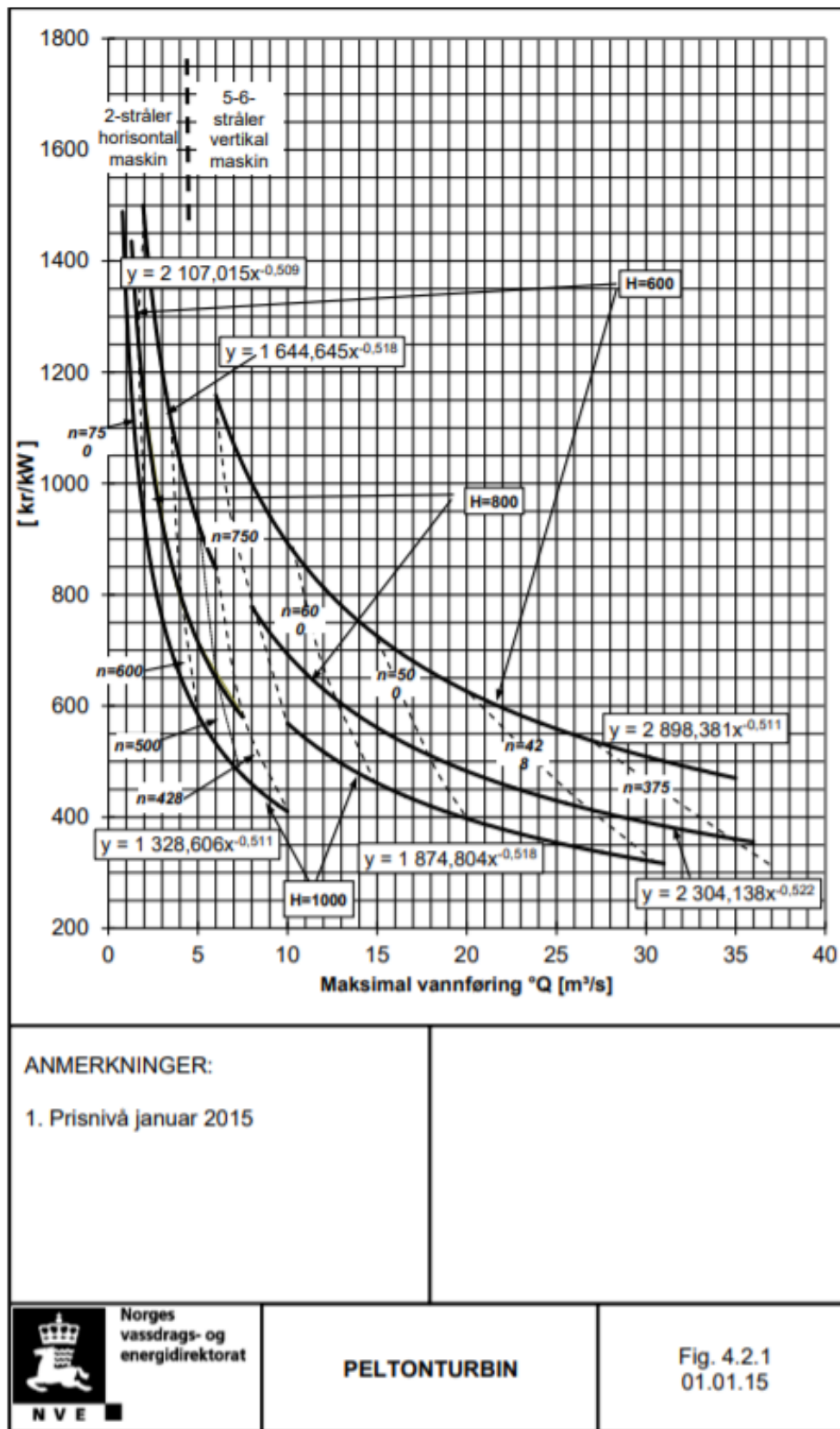
Kostnadene våre er hentet fra diagrammene i NVE sitt kostnadsgrunnlag for vannkraft. Siden diagrammene er i fra 2015 har vi lagt til konsumprisindeksen fra 2015 til 2022, denne tilsvarer 17,8%.

3.5.1 Kostnad turbin

Det økonomiske ved valg av turbin er en viktig del. Størrelsen på investeringen har betydning for nedbetalingstid og total fortjeneste på kraftverket. En viktig del vil være kostnaden på selve turbinen.

For å gjøre beregning av kostnaden til turbin har vi tatt utgangspunkt i diagrammene i NVE sitt kostnadsgrunnlag for vannkraft. Diagrammene ligger vedlagt nedenfor. Det gir et anslag av kostnaden for turbin i et vannkraftverk i fjell, gitt ved forskjellige turtall. Det er et diagram for peltonturbiner og et for francisturbiner. Diagrammene tar utgangspunkt i slukeevne og fallhøyde for å gi et prisanslag. Vi har brukt prisene for 5-6 stråler vertikal maskin.

Grafene i figur 11 og 12 representerer kostnaden i kr/kW ved forskjellige vannføringer (m^3/s). De stiplede linjene mellom grafene som er merket med n og et tall representerer turtallet til turbinen. Turtallet til turbinen settes til verdien til den nærmeste stiplede linjen. Hvilken graf som skal leses av velges ut ifra fallhøyde. Grafene er merket med h og fallhøyden. For vår del er grafene med $h = 600$ riktig å bruke. Denne fallhøyden blir representert av to forskjellige grafer. En for vannføringer fra omtrent $1 \text{ m}^3/\text{s}$ til $8 \text{ m}^3/\text{s}$, og en fra omtrent $6 \text{ m}^3/\text{s}$ til $35 \text{ m}^3/\text{s}$. Grafene har funksjoner knyttet til seg, som gjør det mulig å regne ut eksakte y-verdier for den respektive grafen. Det er disse vi har brukt i våre beregninger.



[11]

Figur 11 Prisoversikt og turtall for peltonturbin

Ved en fallhøyde på 600m er grafen gitt av funksjonen:

Formel 10 Funksjon kostnad peltonturbin

$$y = 2\,898,381 * x^{-0,511}$$

y – Kostnad for turbin [Kr/kW]

x – Maksimal vannføring [13,9 m³/s]

Eksempel på utregning ved en maksimal vannføring på 13,9 m³/s:

$$y = 2\,898,381 * x^{-0,511} = 2\,898,381 * 13,9^{-0,511} = 755,22\text{Kr/kW}$$

Total kostnad ved turbinstørrelse på 80 MW:

Formel 11 Kostnad turbin

*Kostnad turbin pr kW * turbinstørrelse i kW = Kostnad turbin*

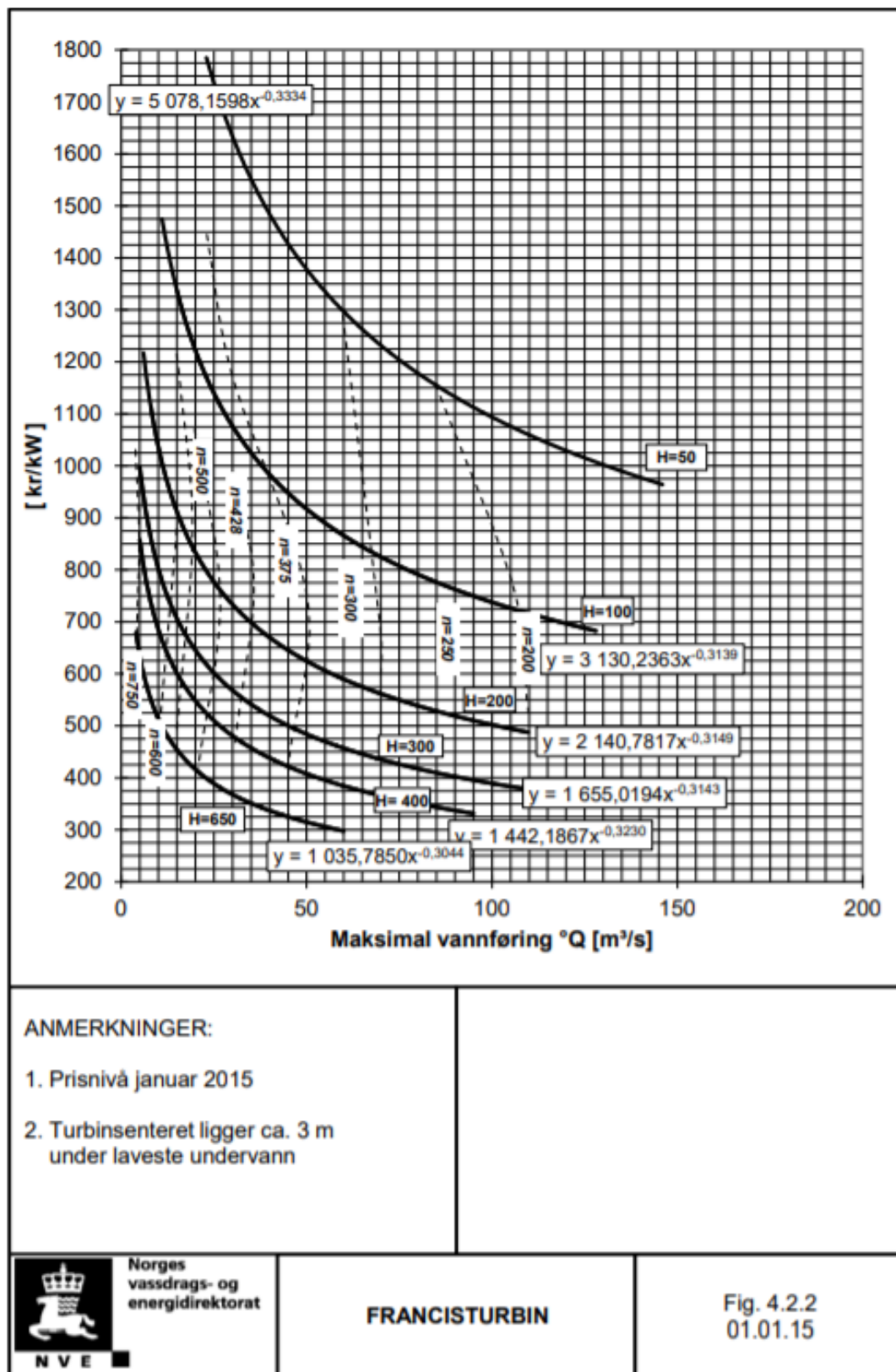
$$755,22 * 80\,000 = 60\,417\,777\text{ Kr}$$

For å ta høyde for eventuelle bytter av løpehjul, service og vedlikehold på turbin, har vi etter samtaler med Statkraft besluttet å legge til kostnaden av to løpehjul til total kostnad for turbin. Kostnaden for et løpehjul utgjør omtrent 15-30% av kostnaden for en ny turbin [11]. Om vi setter kostnaden av nytt løpehjul til 20% blir total kostnad av turbin pluss to løpehjul:

Formel 12 Total kostnad turbin

*Kostnad turbin * Kostnad 2 løpehjul = Total kostnad turbin*

$$60\,417\,777 * 1,4 = 84\,584\,888\text{ Kr}$$



[11]

Figur 12 Prisoversikt og turtall for francisturbin

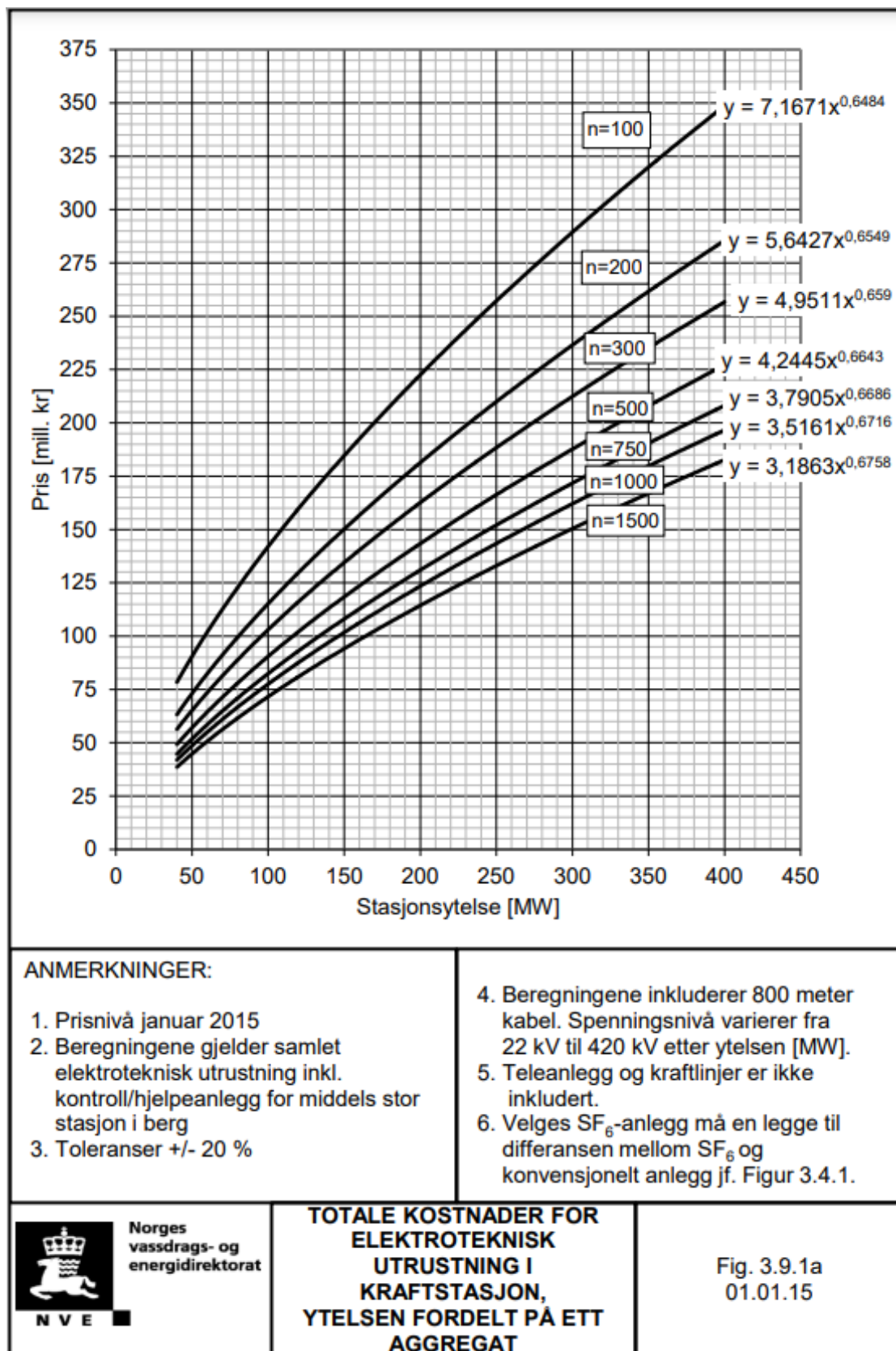
3.5.2 Kostnad fullstendig elektroteknisk installasjon

For å gjøre beregning av kostnaden tilknyttet elektroteknisk installasjon har vi tatt utgangspunkt i diagrammet nedenfor. Det gir et anslag av kostnaden for fullstendig elektroteknisk installasjon i et vannkraftverk i fjell, gitt ved forskjellige turtall. Ved turtallene som ikke er representert i diagrammet, har vi regnet ut gjennomsnittet av prisen til de to nærmeste turtallene. Turtallene ved de forskjellige installasjonene leser vi ut fra diagrammet for kostnad turbin.

I fullstendig elektroteknisk installasjon inngår generator, transformator, høyspent koblingsanlegg, kontrollanlegg, hjelpeanlegg, kabler og kraftlinjer. Når det gjelder høyspent koblingsanlegg skal vi koble oss til Åsen koblingsstasjon som eksisterer i dag. Dette vil vi spare mye på, da vi bare må bytte ut eksisterende tilkobling.

Kraftstasjoner som blir bygget i dag vil være ulike med tanke på størrelse og løsninger, vår kostnadsberegning blir da generell for kraftverk av denne størrelsen.

Grafene i figur 13 representerer kostnad i millioner kroner for fullstendig elektroteknisk installasjon ved forskjellige turtall. Kostnadene blir beregnet ut fra stasjonsytelsen og turtall. Grafene har funksjoner tilknyttet seg, disse har vi brukt i våre beregninger for å få nøyaktige tall.



[11]

Figur 13 Oversikt over totale kostnader for elektroteknisk utrustning i kraftstasjon

Ved et turtall på 500rpm er grafen gitt av funksjonen:

Formel 13 Funksjon for kostnad fullstendig elektroteknisk installasjon

$$y = 4,2445 * x^{0,6643}$$

y – Totale kostnader for fullstendig elektroteknisk installasjon [kr]

x – Stasjonsytelse [80 MW]

Eksempel på utregning ved en maskinstørrelse på 80 MW:

$$y = 4,2445 * x^{0,6643} = 4,2445 * 80^{0,6643} = 77\,990\,000 \text{ Kr}$$

3.5.3 Kostnad tunnel

Beregning av kostnaden til tunnelen avhenger av arealet og lengden på tunnelen. I våre beregninger har vi tatt utgangspunkt i en vannhastighet på 2,5 m/s [12]. Arealet på tilløpstunnelen vil da variere med slukeevnen til turbinen. Figur 14 viser en mulig vannvei fra magasinet til kraftstasjon.

Maks lengde (luftlinje + høydemeter):

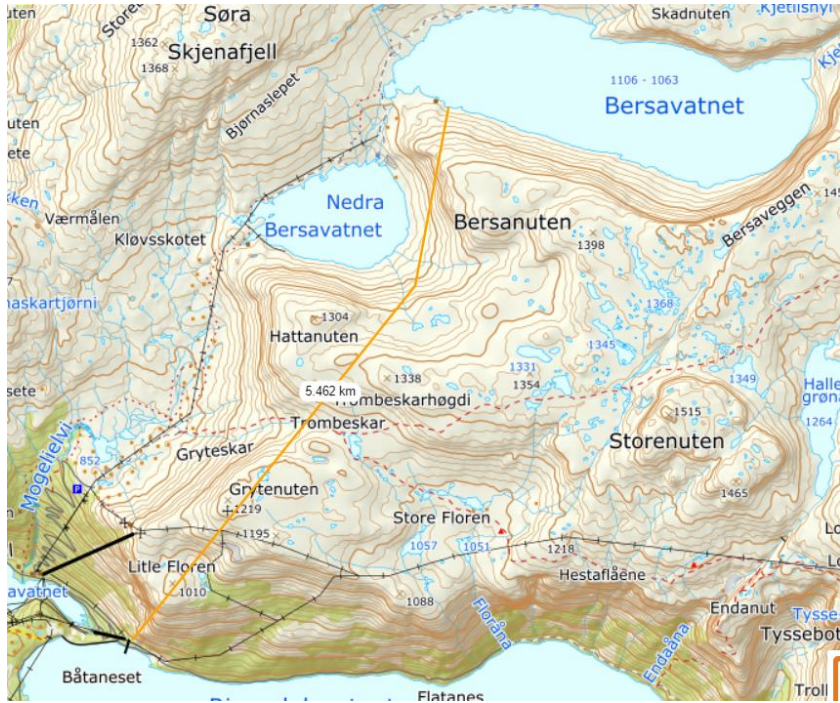
$$5462 + 600 = 6062m$$

Vi tar utgangspunkt i at kraftstasjonen vil ligge omtrent like langt inn i fjellet som Tysso 2. Den har en adkomsttunnel på omtrent 550m.

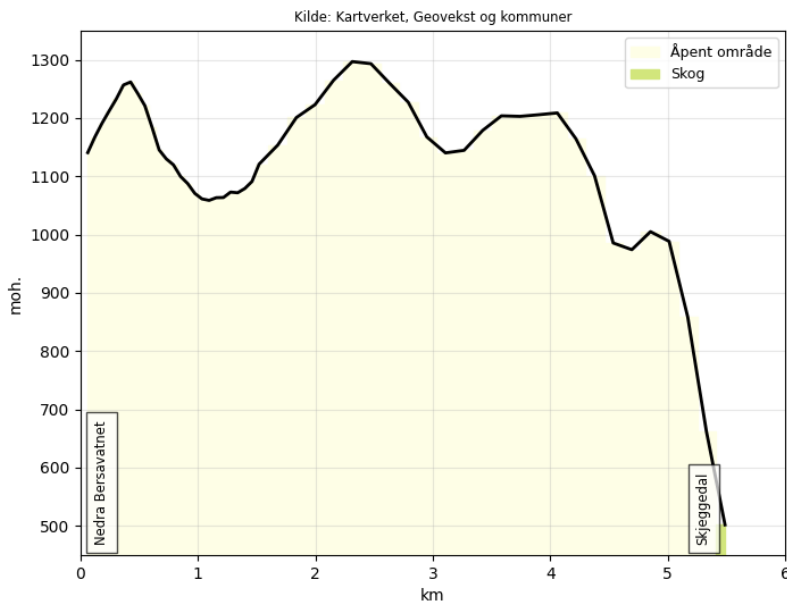
Uten adkomsttunnel:

$$6062 - 550 = 5512m$$

Tilløpstunnelen vil da bli omtrent 5500m.



Figur 14 Forslag til tilløpstunnel



Figur 15 Høydeprofil for terrenget over tilløpstunnelen

For beregning av kostnad på tilløpstunnel har vi brukt NVE sitt kostnadsgrunnlag for vannkraftverk. De har laget et diagram som viser utgifter ved sprenging av tunnel. I diagrammet under har vi tatt utgangspunkt i grafen som viser totalpris. Utregering av arealet på tilløpstunnelen krever at vi vet slukeevnen til turbinen.

Eksempelvis ved en driftstid på 3000 timer får vi en slukeevne på omtrent:

Formel 14 Slukeevne

$$Q = \frac{V}{T * 3600}$$

Q – Slukeevne [m³/s]

T – Driftstid [3000h]

V – Tilsig til magasin [150 000 000m³]

$$Q = \frac{V}{T * 3600} = \frac{150\,000\,000}{3000 * 3600} = 13,9m^3/s$$

Arealet av tilløpstunnelen blir da:

Formel 15 Areal av tilløpstunnel

$$A = \frac{Q}{v}$$

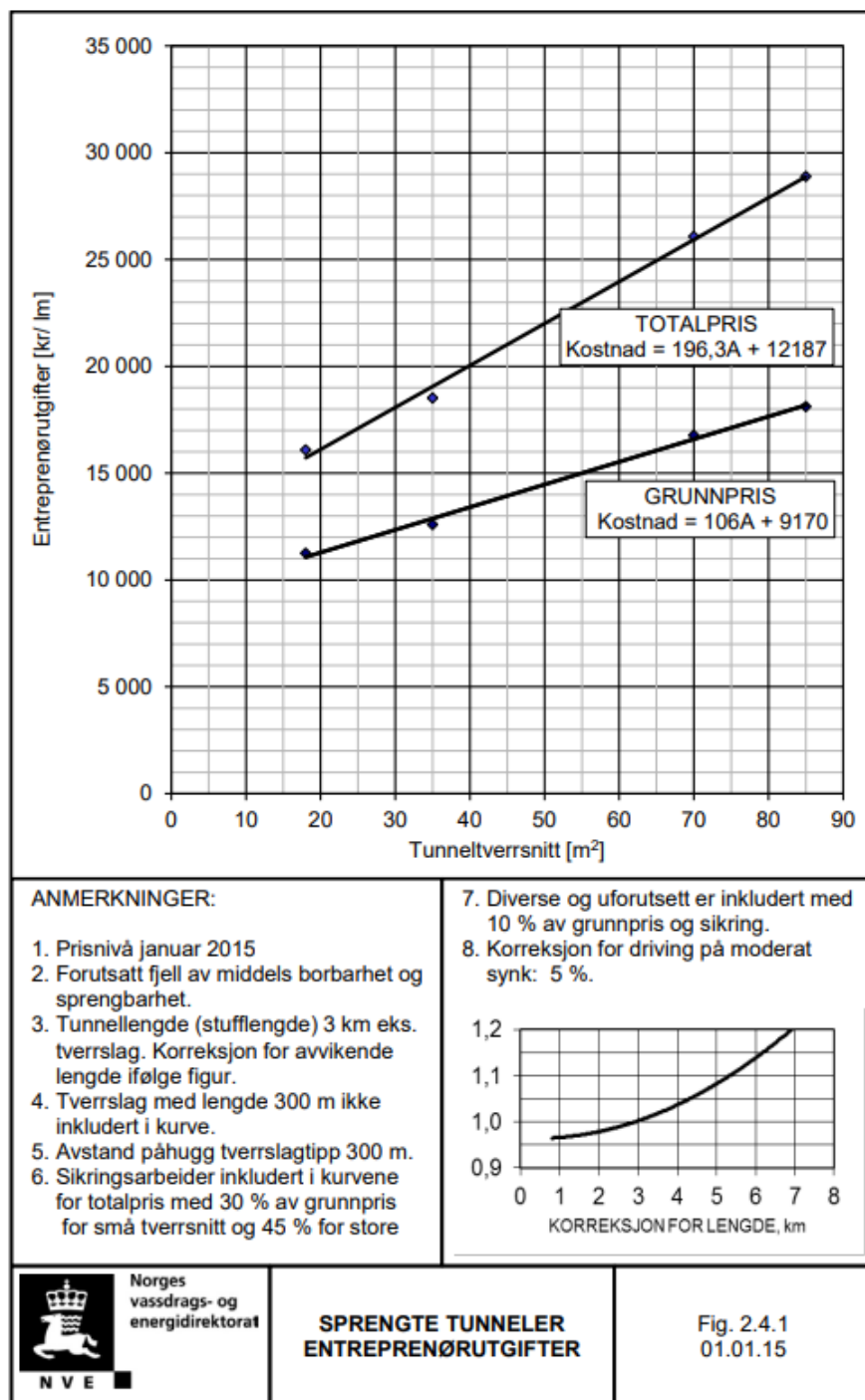
A – Areal tilløpstunnel [m²]

Q – Slukeevne [13,9m³/s]

v – Vannhastighet [2,5m/s]

$$A = \frac{Q}{v} = \frac{13,9}{2,5} = 5,56m^2$$

Grafene i figur 16 viser kostnader knyttet til sprenging av tunnel med hensyn til tunneltverrsnitt. Grafene har funksjoner knyttet til seg. I våre beregninger har vi brukt funksjonen knyttet til totalpris for å få en nøyaktig utregning.



[11]

Figur 16 Prisoversikt for tunnel

Grafen for totalpris er gitt av funksjonen:

Formel 16 Funksjon pris tunnel

$$y = 196,3A + 12\,187$$

y – Kostnad for tunnel [kr/lm]

A – Areal tilløpstunnel [5,56m²]

Eksempel på utregning ved et areal på 5,56m²:

$$y = 196,3A + 12\,187 = 196,3 * 5,56 + 12\,187 = 13\,278 \text{ kr/lm}$$

Total pris på 5500m:

Formel 17 Total kostnad tilløpstunnel

$$\text{Kostnad tunnel per lm} * \text{lengde tunnel} = \text{Total kostnad tilløpstunnel}$$

$$13\,278 * 5500 = 73\,029\,000 \text{ Kr}$$

Adkomsttunnel, stasjonshall og utgifter tilknyttet dette har vi hentet fra hovedprosjektet. Da vi skrev hovedprosjektet, fikk vi hjelp av AF-gruppen til å kartlegge disse kostnadene. Det blir i underkant av 60 millioner kroner. Oversikt over kostnader tilknyttet adkomsttunnel kan leses av i Appendiks C. Økonomiske og tekniske beregninger på arket som heter «Turbin» i celle B76.

Total kostnad på tunnel:

Formel 18 Total kostnad tunnel

$$\text{Kostnad tilløpstunnel} + \text{kostnad adkomsttunnel} = \text{Total kostnad tunnel}$$

$$73\,029\,000 + 60\,000\,000 = 133\,029\,000 \text{ Kr}$$

3.6 Valg av slukeevne og driftstid

Driftstiden til et kraftverk er hvor mange timer kraftverket kan produsere effekt med fullt pådrag i løpet av et år. Driftstid blir funnet ved å dividere tilsiget til magasinet i løpet av et år, på slukeevnen til turbinen i løpet av en time. Slukeevnen oppgis i m³/s. Slukeevnen i løpet av en time finner man ved å multiplisere slukeevnen med antall sekunder i en time. I en time er det 3600 sekunder.

Formel 19 Driftstid

$$T = \frac{V}{Q * 3600}$$

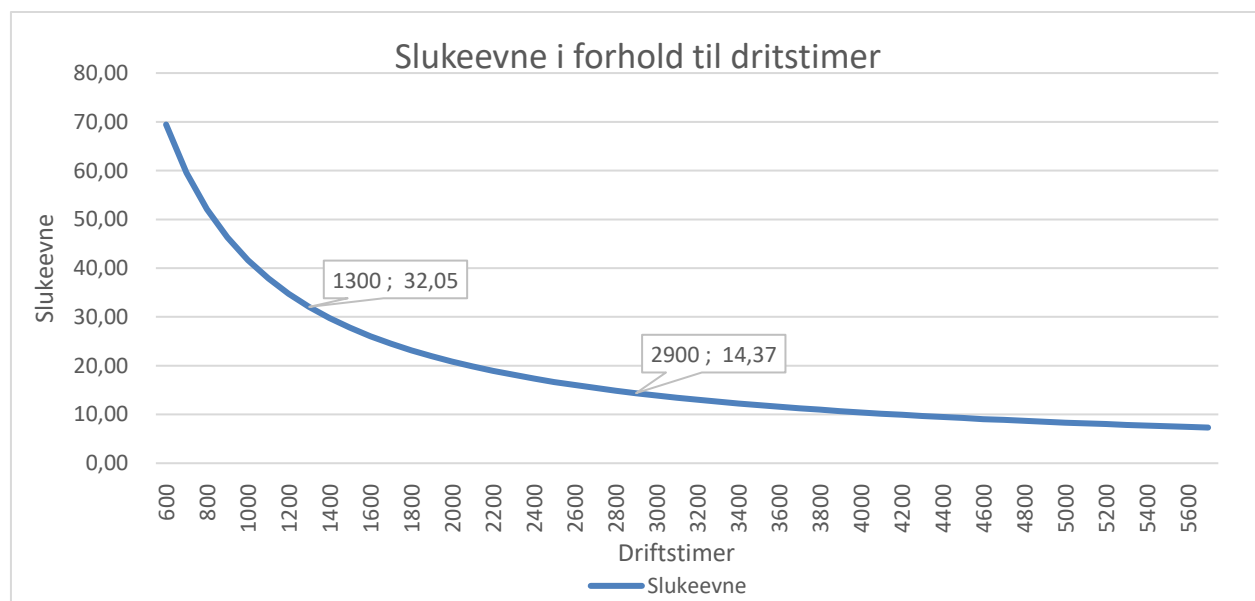
T – Driftstid [timer]

V – Tilsig til magasin [150 000 000m³]

Q – Slukeevne [32,05m³/s]

Eksempel på driftstid ved en slukeevne på 32,05 m³/s:

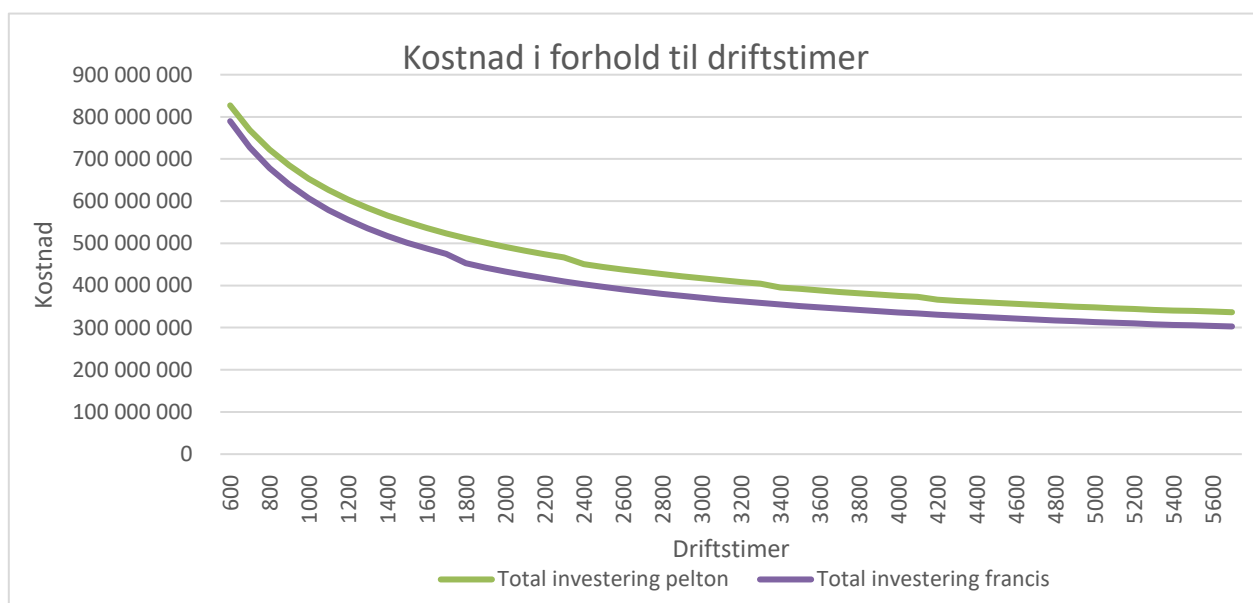
$$T = \frac{V}{Q * 3600} = \frac{150\,000\,000}{32,05 * 3600} = 1\,300 \text{ timer}$$



Figur 17 Slukeevne i forhold til driftstimer

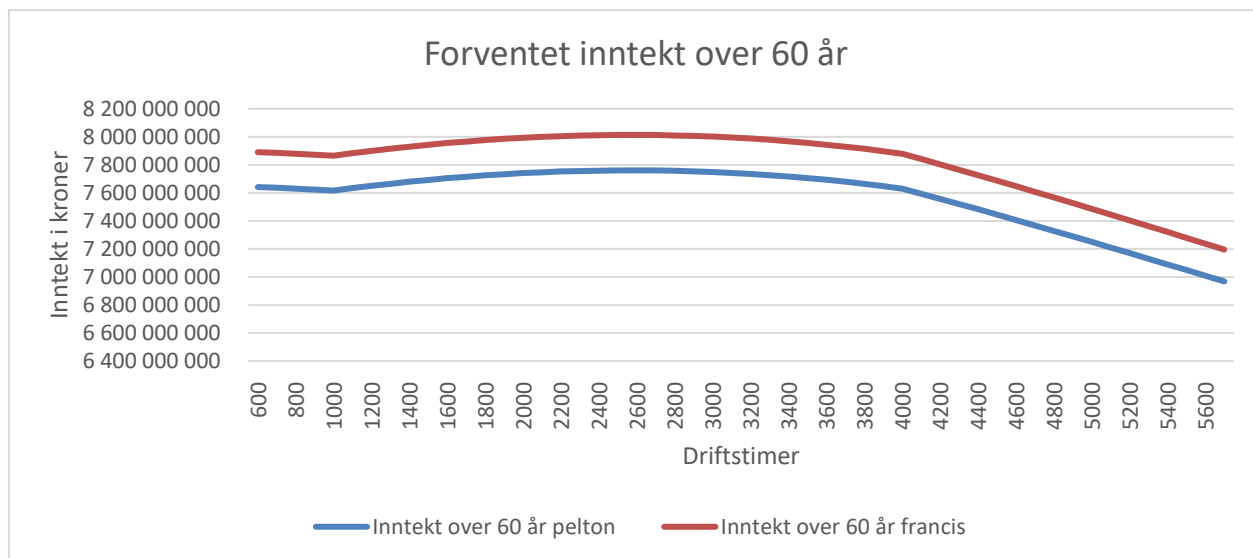
Ved valg av driftstid er det flere faktorer som vil spille inn. Ved kort driftstid vil man ha større frihet rundt vedlikehold av anlegget. Det blir derimot vanskeligere å produsere kraft på de timene i løpet av året hvor strømprisen er på sitt høyeste, da driftstiden er en mye mindre andel av året enn ved en høy driftstid. Driftstiden vil direkte påvirke størrelsen på kraftstasjonen i form av størrelse på tunneler, stasjonshall og maskinstørrelse. Kort driftstid tilsvarer større maskiner og tunneler, som igjen medfører større investeringer.

Lang driftstid vil gi en vesentlig mindre investering, og sannsynligheten for å produsere kraft på de høyeste strømprisene er høyere. Friheten rundt vedlikehold vil derimot bli mindre.



Figur 18 Kostnad i forhold til driftstimer

Grafene i figur 18 viser hvordan investering utvikler seg i forhold til driftstimer i løpet av et år. Vi har kommet frem til disse tallene ved hjelp av funksjonene vi har presentert i kapittel 3.5. Vi ser tydelig at det er knyttet en høyere investering til bygging av kraftverket dersom det driftes på få timer, sammenlignet med mange driftstimer. Som grafen viser er det knyttet en høyere investering til peltonturbiner enn francisturbiner. Dette skyldes at selve turbinen er dyrere, ellers er de andre kostnadene relativt like.



Figur 19 Forventet inntekt over 60 år ved forskjellige driftstimer

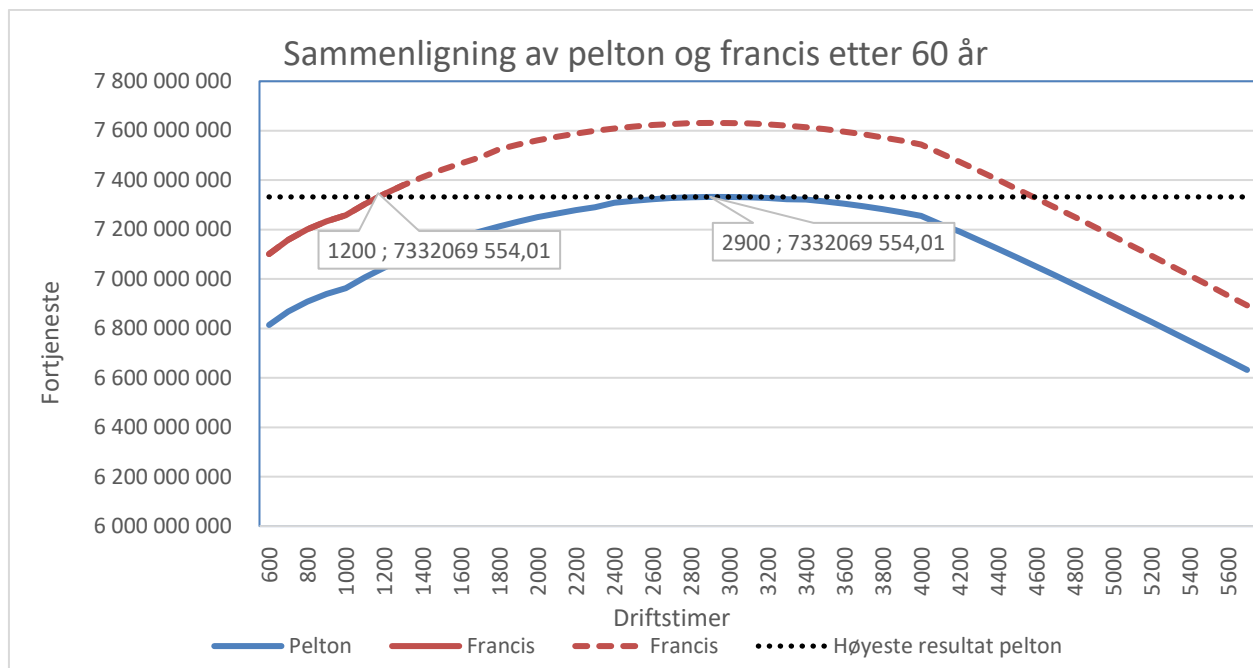
Figur 19 viser hvordan forventet inntekt i løpet av 60 år vil utvikle seg ved forskjellige driftstimer. Forventet inntekt er regnet ut med utgangspunkt i vår forventede gjennomsnittlige strømpris de neste 60 årene og forventet produsert effekt. Forventet produsert effekt over 60 år er regnet ut med bakgrunn i utregningen til formel 20, ganget med 60 år. Som figuren viser følger grafene hverandre likt med et skille på omtrent 250 000 000kr. Forskjellen mellom grafene skyldes at peltonturbinen har en virkningsgrad på 92% og francisturbin har virkningsgrad på 95%.

Formel 20 Forventet årlig produsert effekt

$$P^* = \frac{H^u * V * g * \rho * \eta_t * \eta_g * \eta_T}{3\,600 * 1\,000\,000\,000}$$

$$P^* = \frac{589,7 * 150\,000\,000 * 9,81 * 1000 * 0,92 * 0,985 * 0,99}{3\,600 * 1\,000\,000\,000} = 216,2 \text{ GWh}$$

P^* – Effekt	[GWh]
η_t – Virkningsgrad turbin	[0,92]
η_g – Virkningsgrad generator	[0,985]
η_T – Virkningsgrad trafo	[0,99]
ρ – Vannets relative massetetthet	[1000 kg/m ³]
g – Tyngdens akselerasjon	[9,81 m/s ²]
V – Årlig tilsig	[150 000 000 m ³]
H^u – Netto fallhøyde	[589,7 m]



Figur 20 Sammenligning av resultat for pelton- og francisturbin

Grafene i figur 20 viser forventet resultat etter 60 år for peltonturbin og francisturbin ved forskjellige driftstider. Y-aksen viser resultat med hensyn til forventet inntekt over 60 år, og investering i tunnel, turbin og fullstendig elektroteknisk installasjon. Forventet inntekt er regnet ut fra driftstimer og strømprisene vi har regnet oss frem til ved de forskjellige driftstidene. X-aksen viser driftstimer i løpet av et år.

Den stiplede linjen for francisturbin er det knyttet usikkerhet rundt om er gjennomførbar. Dette er grunnet fartstallet ved de gitte parameterne. Det forsøkes en del på høytrykk francisturbin for tiden. Da dette kraftverket trolig ikke skal bygges før om flere år, ser vi det som hensiktsmessig å ta med den stiplede linjen tilknyttet francisturbin. Det gjør det enkelt å ta en ny beslutning når kraftverket skal bygges dersom det har vært en utvikling i høytrykk francisturbin.

Den stiplede svarte linjen viser høyeste inntekt for en peltonturbin, vi ser at francisturbinen må ha en minimum driftstid på 1200 timer for at det skal lønne seg å bruke francisturbin.

Ut ifra grafene i figur 20 ser vi at kurvene er ganske flate fra en driftstid på omtrent 2400 timer til 3800 timer. Driftstiden som fører til høyest resultat er 2900 timer. Dette gir en slukeevne på:

Formel 21 Slukeevne

$$Q = \frac{V}{T * 3600}$$

Q – Slukeevne [m³/s]

T – Driftstimer [2900h]

V – Tilløp [150 000 000m³]

$$Q = \frac{V}{T * 3600} = \frac{150\,000\,000}{2900 * 3600} = 14,37 \text{ m}^3/\text{s}$$

Vi har og valgt å se på muligheten rundt bruk av en francisturbin. Siden fallhøyden er såpass høy, er det knyttet usikkerhet rundt om dette er gjennomførbart, dette tar vi for oss i kapittel 4.3.4. Hi francis. Som figur 20 viser, vil og francisturbinen ha best resultat på 2900 timer. Det er derfor ønskelig med en driftstid så nærme det som mulig. Med bakgrunn i våre beregninger på fartstall i kapittel 4.3.3 fartstallutregning francisturbin, vil høyeste driftstid ligge på omtrent 1300 timer. Fremover i tid kan det godt tenkes at det vil være mulig å drifte francisturbin på flere timer. En driftstid på 1300 timer gir en slukeevne på:

Q – Slukeevne [m³/s]

T – Driftstimer [1300h]

V – Tilløp [150 000 000m³]

$$Q = \frac{V}{T * 3600} = \frac{150\,000\,000}{1300 * 3600} = 32,05 \text{ m}^3/\text{s}$$

Oppsummert vil da begge turbintypene ha best resultat på 2900 timer, som tilsvarer en slukeevne på 14,37m³/s. For francisturbin er ikke dette mulig, men en driftstid på 1300 timer vil resultere i en slukeevne på 32,05m³/s.

4 Turbin

Turbinen i et vannkraftverk transformerer energien i strømning over til rotasjonsenergi, og får generatorens rotor til å rotere ved hjelp av en aksling. Alle turbiner har et løpehjul som vannet strømmer mot. Disse løpehjulene kan ha forskjellig utforming, noe som gjør at det finnes forskjellige typer turbiner, med forskjellige virkningsgrader. Figur 21 viser et peltonløpehjul. Turbintypen bestemmes ut ifra fallhøyde og slukeevne. Det finnes i dag tre turbintyper som er nesten enerådende, og med god nok virkningsgrad. Det er kaplanturbin som passer for lave fall og stor slukeevne, francisturbin med mellomstore fall og stor slukeevne og peltonturbin med store fall og lav slukeevne [13].



[14]

Figur 21 Løpehjulet til en peltonturbin

4.1 Fartstall

Turbintype velges ut ifra et dimensjonsløst tall som kalles fartstall. Fartstall beregnes ut ifra slukeevne, fallhøyde og omdreiningstallet for turbinen. Med stor fallhøyde og relativt lav vannføring får vi et lavt fartstall. Med lav fallhøyde og stor slukeevne får en høyt fartstall. Vi ser på muligheten for å bruke peltonturbin og francisturbin. Peltonturbin brukes på lave fartstall og francisturbin på middels store fartstall som figur 22 viser. [15]

Med hensyn til våre økonomiske beregninger på driftstid og gjennomførbarhet med tanke på fartstall, har vi kommet frem til to ulike alternativer til slukeevne. Vi har sett på en løsning med peltonturbin og en med francisturbin. Turtallet til våre løsninger blir valgt ut ifra tabeller i NVE sitt kostnadsgrunnlag for vannkraft. Disse ligger under kapittel 3.5.1 kostnad turbin lenger opp i rapporten.

VOITH

Fartstall – typiske verdier

- Pelton $5 < nq < 35$
- Francis $20 < nq < 100$
- Kaplan $90 < nq < 300$

[3]

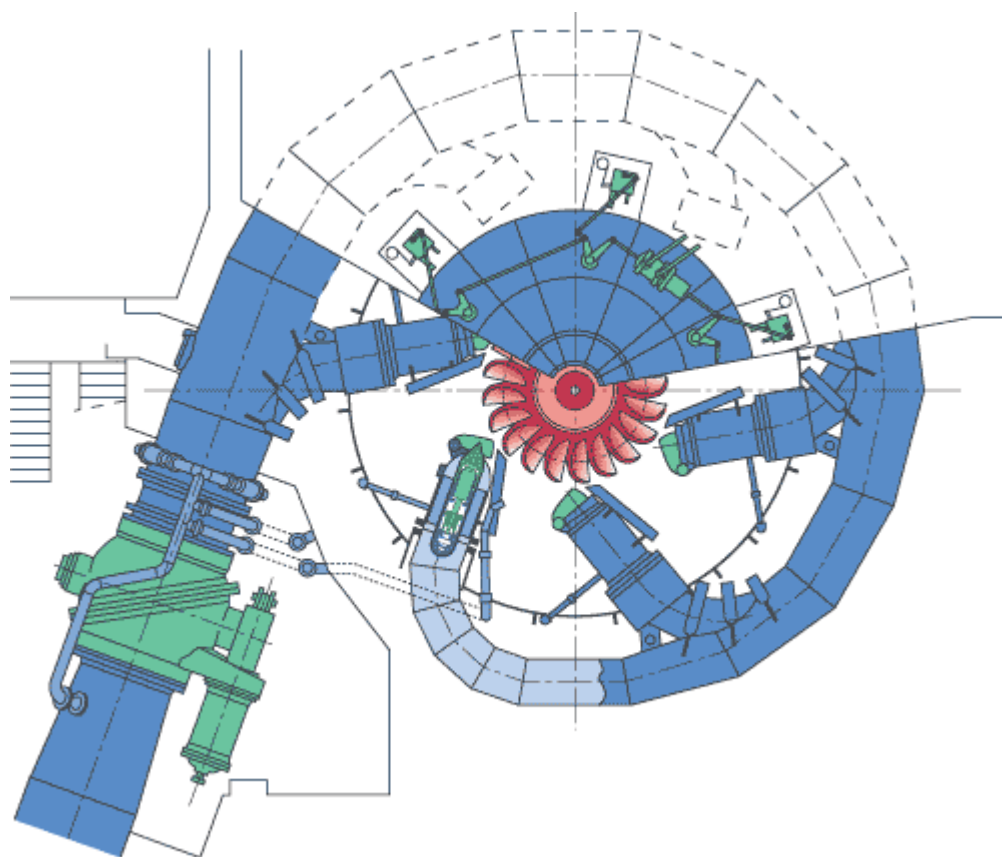
Figur 22 Fartstall

Figur 22 viser typiske verdier på fartstall for de ulike turbintypene. For en peltonturbin bør fartstallet være en plass mellom 5 og 35. Francisturbin har et høyere fartstall og bør ligge mellom 20 og 100.

4.2 Peltonturbin

Vårt alternativ med peltonturbin har en slukeevne på 14,37 m³/s og en driftstid på 2900 timer.

Peltonturbin er en vannturbin som brukes på store fallhøyder. Det er en vannturbin av impulstypen, det vil si at den har nåler som sender vannstråler inn på løpehjulet. Derav fører impulsen fra en eller flere vannstråler til rotasjon på løpehjulet. Løpehjulet til en peltonturbin har en rekke skålformede skovler som vannstrålene treffer. En moderne peltonturbin har en virkningsgrad på 92% [14].



[14]

Figur 23 Illustrasjon peltonturbin

4.2.1 Maskinstørrelse peltonturbin

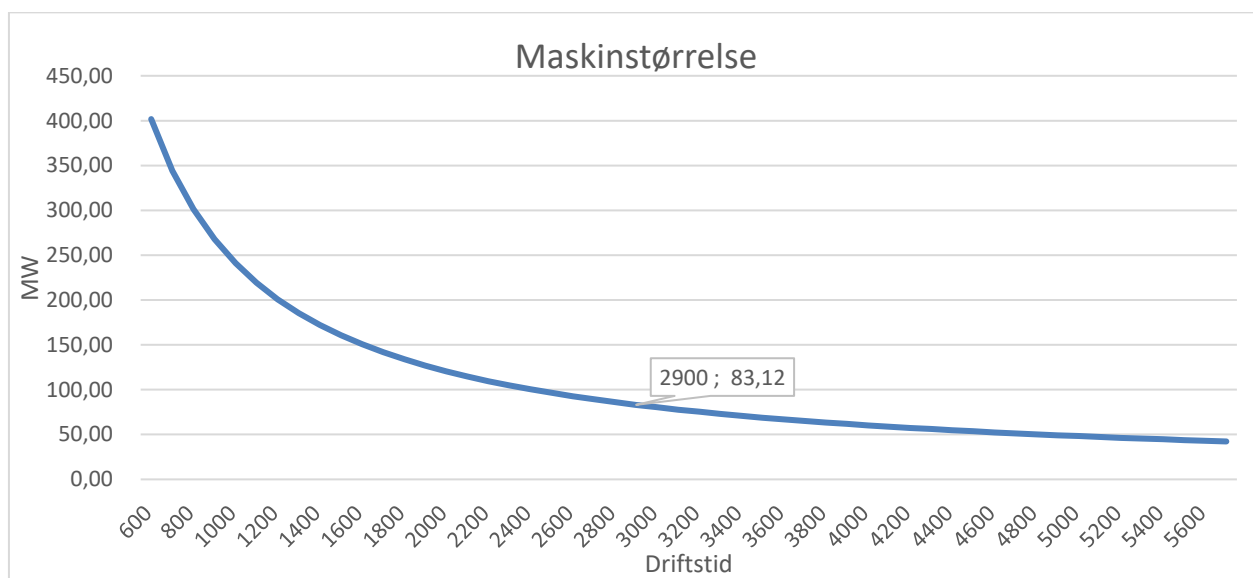
Formel 22 Maskinstørrelse vantturbin

$$P_{turbin} = \rho * g * H^n * Q$$

P_{turbin} – Aktiv effekt	[W]
ρ – Vannets relative massetetthet	[1000 kg/m ³]
g – Tyngdens akselerasjon	[9,81 m/s ²]
H^n – Netto fallhøyde	[589,71 m]
Q – Slukeevne	[14,37 m ³ /s]

$$P_{turbin} = \rho * g * H^n * Q = 1000 * 9,81 * 589,71 * 14,37 = 83,12 \text{ MW}$$

Grafen under er hentet fra Excel-filen vår, og viser hvordan maskinstørrelsen på turbin vil endres i forhold til driftstiden. Eksempelet som er fremhevet er en driftstid på 2900 timer som gir en slukeevne på 14,37 m³/s og en maskinstørrelse på 83,12MW.



Figur 24 Graf over maskinstørrelse i forhold til driftstid (peltonturbin)

4.2.2 Turtall peltonturbin

Turtall blir lest av til 500 rpm for peltonturbin på figur 11 i kapittel 3.5.1 kostnad turbin, da vannføring trolig vil ligge på omtrent 15 m³/s og fallhøyden er omtrent 600m.

4.2.3 Fartstallutregning peltonturbin

Formel 23 Fartstall peltonturbin

$$nq = n * \frac{\sqrt{Q}}{Hn^{0.75}}$$

nq – Fartstall

n – Turtall [500 rpm]

Q – Slukeevne [14,37m³/s]

Hⁿ – Netto fallhøyde [589,71m]

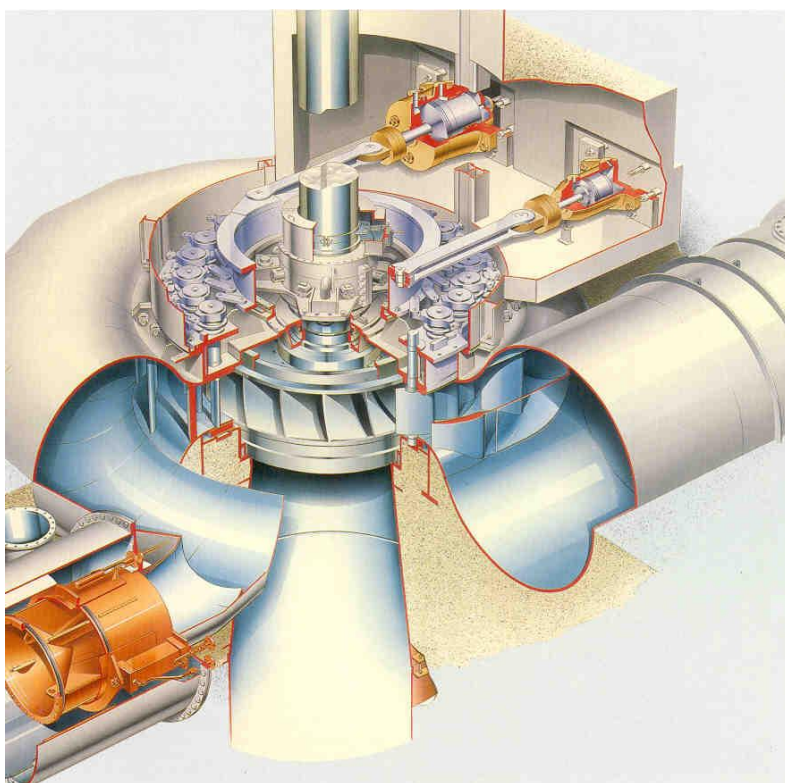
$$nq = n * \frac{\sqrt{Q}}{Hn^{0.75}} = 500 * \frac{\sqrt{14,37}}{589,71^{0.75}} = 15,84$$

Ut ifra fartstall i figur 22 ser vi at peltonturbin passer bra.

4.3 Francisturbin

Vårt alternativ med francisturbin har en slukeevne på $32,05\text{m}^3/\text{s}$ og en driftstid på 1300 timer.

Francisturbinen er best egnet for mellomstore og store fallhøyder fra ca 30-600m. Det er den mest brukte turbintypen i norske vannkraft i dag. Francisturbin er en reaksjonsturbin, det vil si at energioverføringen skjer når vannet strømmer gjennom turbinen. Turbinen må enten være innkapslet for å motstå trykket eller være fullstendig neddykket. I en francisturbin ledes vannet inn på turbinhjulet gjennom et spiralformet rør. Spiraltrømmelen ligner et sneglehus med en jevnt nedtrappende diameter på røret. Vannet ledes inn i den enden av røret der diameteren er størst. I senter av spiraltrømmelen er det en åpning der løpehjulet plasseres. Vannet treffer ledeskovlene som skaper rotasjonsbevegelse. Ledeskovlene kan reguleres, noe som gjør at vannstrømmen kan reguleres som igjen bestemmer ytelsen som generatoren produserer. Vannet forsvinner så ut av et rør i senter av spiraltrømmelen som kalles utløpsrøret eller sugerøret. Med en francisturbin kan vi forvente en virkningsgrad på rundt 95% [16].



[17]

Figur 25 Illustrasjon francisturbin

4.3.1 Maskinstørrelse francisturbin

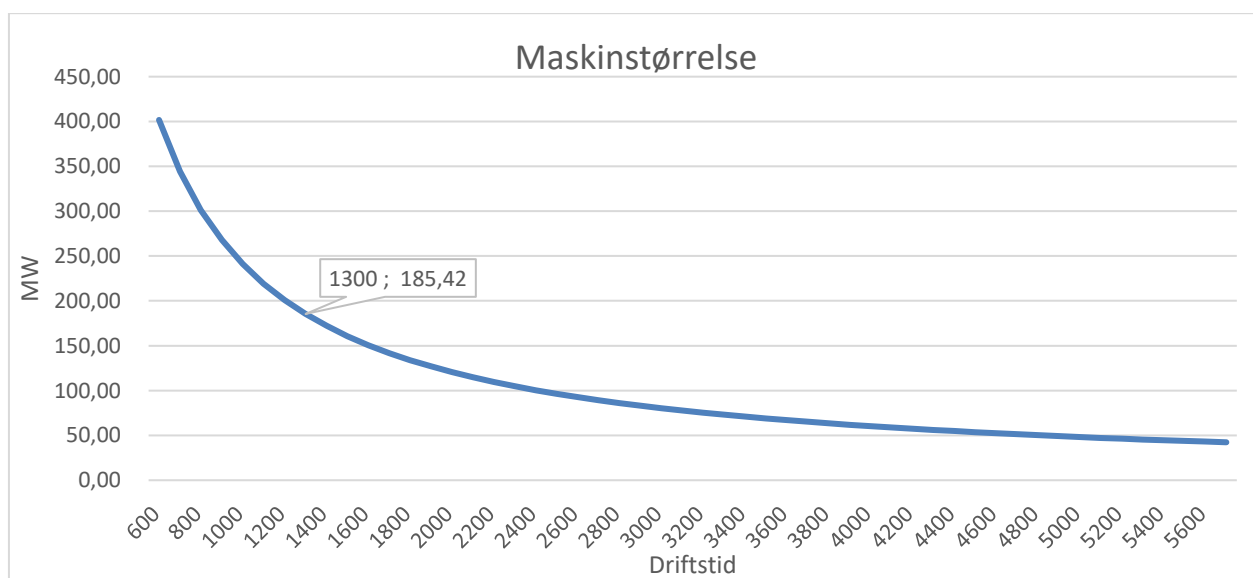
Formel 24 Maskinstørrelse turbin

$$P_{turbin} = \rho * g * H^n * Q$$

P_{turbin} – Aktiv effekt	[W]
ρ – Vannets relative massetetthet	[1000 kg/m ³]
g – Tyngdens akselerasjon	[9,81 m/s ²]
H^n – Netto fallhøyde	[589,71 m]
Q – Slukeevne	[32,05 m ³ /s]

$$P_{turbin} = \rho * g * H^n * Q = 1000 * 9,81 * 589,71 * 32,05 = 185,42 \text{ MW}$$

Grafen under er hentet fra Excel-filen vår, og viser hvordan maskinstørrelsen på turbin vil endres i forhold til driftstiden. Eksempelet som er fremhevet er en driftstid på 1300 timer som gir en slukeevne på 32,05 m³/s og en maskinstørrelse på 185,42MW.



Figur 26 Graf over maskinstørrelse i forhold til driftstid (francisturbin)

4.3.2 Turtall francisturbin

Turtall blir lest av til 428 rpm for francisturbin på figur 12 i kapittel 3.5.1 kostnad turbin, da vannføring trolig vil ligge på omtrent 32,05 m³/s og fallhøyden er omtrent 600m.

4.3.3 Fartstallutregning francisturbin

Formel 25 Fartstall francisturbin

$$nq = n * \frac{\sqrt{Q}}{Hn^{0.75}}$$

nq – Fartstall

n – Turtall [500 rpm]

Q – Slukeevne [32,05m³/s]

Hⁿ – Netto fallhøyde [589,71m]

$$nq = n * \frac{\sqrt{Q}}{Hn^{0.75}} = 428 * \frac{\sqrt{32,05}}{589,71^{0,75}} = 20,25$$

Ut ifra fartstall på figur 22 ser vi at francisturbin akkurat er innenfor.

4.3.4 Hi Francis

Med dagens utvikling i kraftmarkedet blir behovet for større reguleringsmuligheter av vannkraftverk mye større. Driftsmønsteret kommer til å endres fremover. Kraftverkene kommer til å kjøres med mer start og stopp, og da vil også slitasjen på turbinene økes. Dette stiller høyere krav til turbinene som skal velges. Dette er en stor utfordring med tanke på høytrykk francisturbin.

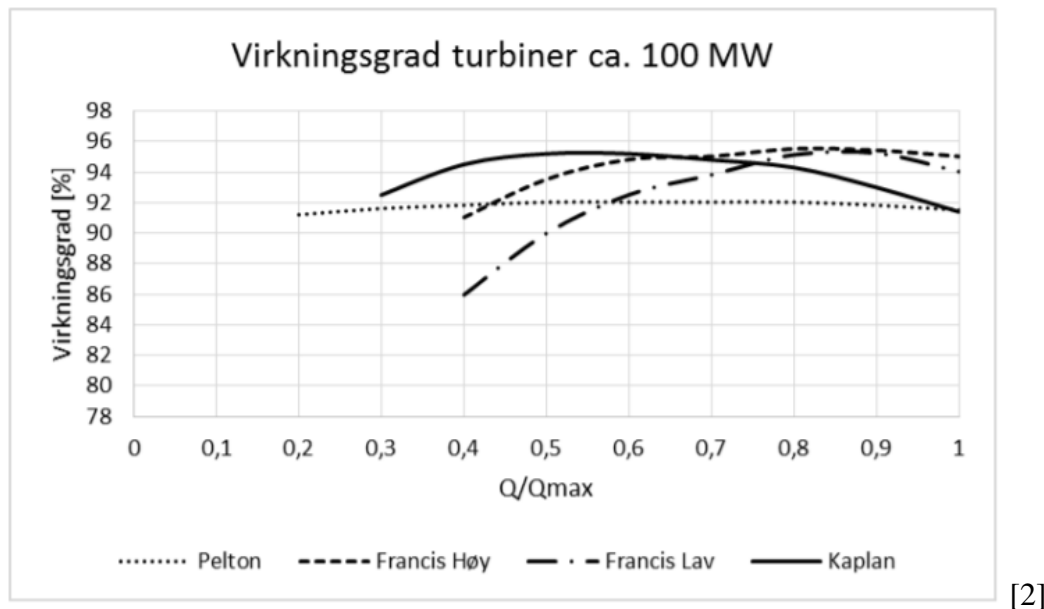
I dag foregår et stort forskningsprosjekt med navnet Hi Francis. Forskningsprosjektet er et samarbeid mellom kraftprodusenter, leverandører og forskningsmiljøer. Problemet med høytrykks francisturbiner er at løpehjulet slår sprekker. Skovlene på løpehjulet sprekker der det er svakest, altså der skovlene er sveist fast. Grunnen til at skovlene sprekker er at du får en endring i trykket på begge sider av skovlen. Dette fører til store vibrasjoner i skovlen som fører til at de svakeste punktene på skovlene sprekker. I verste tilfelle får en resonans mellom trykkpulser i fra vannet inn på skovlen og egenfrekvensen i skovlen.

Hovedmålet med Hi Francis prosjektet er å få sikker og pålitelig drift. De vil også prøve å oppnå lang levetid for francisturbinene med store fallhøyder som skal driftes i fremtidens energimarked. Kraftindustrien har i dag problemer med både nyinstallerte og gamle francisturbiner på store fallhøyder. Hovedproblemet er sprekker i løpehjulet som er forårsaket av trykksvingninger.

Ut ifra våre beregninger ser vi at francisturbin kunne vært det mest økonomisk gunstige valget. Men med våre utregninger på fartstall og utfordringene francisturbiner har med så store fallhøyder som i dette anlegget, ser vi på det som problematisk med francisturbin. [18]

4.4 Virkningsgrad

En viktig del av inntektene vil være virkningsgraden, siden den påvirker hvor mye kraft vi får ut av turbinen.



Figur 27 Oversikt over virkningsgrader for turbiner

Som vi ser i diagrammet over er virkningsgraden til francisturbin høyere enn peltonturbin [11]. På utregninger vi har gjort for kostnad på turbin ser vi og at francisturbinen vil være billigere enn peltonturbinen. Kort oppsummert vil det rent økonomisk lønne seg å velge francisturbin fremfor peltonturbin, da francisturbinen produserer mer effekt og koster mindre.

Fordelen med peltonturbin er at dersom man ikke kjører på full ytelse så synker ikke virkningsgraden, den holder seg stabilt på 92 %. En francisturbin har derimot best virkningsgrad med en ytelse på 80-90% og varierer litt utenfor dette området.

I utregningene våre på peltonturbin har vi brukt en virkningsgrad på 92 % og på francisturbin en virkningsgrad på 95%.

4.5 Valg av turbin

Vårt valg av turbin blir gjort ut ifra prosjekteringen og de økonomiske beregningene som er gjort ovenfor. Vi har tatt hensyn til det økonomiske, virkningsgrader og fartstallutregninger.

Fordelene med francisturbin er at den har mindre kostnader for selve turbinen og at virkningsgraden er noe høyere. Dette medfører at francisturbin blir det mest økonomiske valget i våre beregninger.

Med våre beregninger på fartstall ser vi at francisturbinen må ned på en driftstid på 1300 timer for at det skal være gjennomførbart. Ut ifra våre beregninger vil en francisturbin med driftstid på 1300 timer være mer lønnsom enn en peltonturbin med driftstid på 2900 timer.

Siden driftstiden blir så lav er man avhengig av å treffe de høyeste strømprisene for at francisturbin skal lønne seg, noe som kan være utfordrende.

Fallhøyden vår er også problematisk med francisturbin. Våre utregninger på fartstall viser at francisturbin akkurat er innenfor. Vi vet derimot at francisturbin med så store fallhøyder kan bli problematisk med tanke på driftssikkerhet og levetid.

Med bakgrunn i disse vurderingene har vi besluttet å velge peltonturbin. Dette er fordi peltonturbin er en turbintype som er godt egnet for vår fallhøyde og slukeevne. Den skal tåle det høye trykket og levere sikker drift. En driftstid på 2900 timer vil gjøre at Statkraft har mulighet til å kjøre kraftverket når behovet for kraft er størst og med stor sannsynlighet treffe de høyeste strømprisene.

Med utgangspunkt i våre økonomiske beregninger, ser vi at francisturbin vil være et bra alternativ dersom det blir utviklet løsninger som håndterer det høye trykket. Siden det er mye forskning på dette i dag, mener vi det bør vurderes francisturbin om det kommer noen gode løsninger de neste årene.

4.6 Turbinregulator

Vi har ikke gått i dybden på turbinregulator, men vi har tatt det med siden det er en viktig del i et kraftverk. I Norge har vi en fast nettfrekvens på 50 Hz som må være konstant, dette styres av turtallet til turbin og generator. Turbinregulatoren styrer dette ved å måle turbinens turtall og sørger for at dette holdes konstant ved å regulere pådraget til turbinen. [19]

Måten turbinregulatoren styrer dette på er ved å regulere vannstrømmen Q inn på turbinen. Formelen for $P_{turbin} = \eta * \rho * g * H^n * Q$. Det er kun slukeevnen (vannstrømmen) Q som kan reguleres.

Faktorene som påvirker turtallet til turbinen, er det påførte trykket på turbinen og belastning på generatoren. Belastningen fra nettet kan ses på som en motstand. Om man får en lastøkning på nettet, får man mer motstand på generatoren som er direkte koblet til turbinen. Videre vil turbinens turtall også påvirke frekvensen.

4.6.1 Sammenhengen mellom turtall, moment og frekvens

Formel 26 Effekt i turbin med hensyn til dreiemoment og omdreiningstall

$$P = T * \omega.$$

P – Effekt turbin [W]

ω – Omdreiningstallet [radianer/sek]

T – Dreiemoment [Nm]

Formel 27 Omdreiningstallet

$$\omega = \frac{2 * \pi * n}{60} \text{ der } n \text{ er turtallet (rpm).}$$

Som vi ser i formel 26 er det dreiemomentet og turtallet som bestemmer hvor mye effekt turbinen produserer. Ved lastøkning på nettet blir dreiemomentet til generatoren høyere, som er direkte tilkoblet til turbinen. Ved høyt dreiemoment, blir det tyngre å rotere løpehjulet. Vi kan ikke øke turtallet for å få ut mer effekt, siden dette må holdes konstant.

Når turbinen tilknyttes en trefaset synkrongenerator er det viktig at frekvensen holdes konstant [19]. Da gjelder følgende formel for frekvens:

Formel 28 Frekvens

$$f = \frac{n * p}{120}$$

f – Frekvens [Hz]

n – Turtall [rpm]

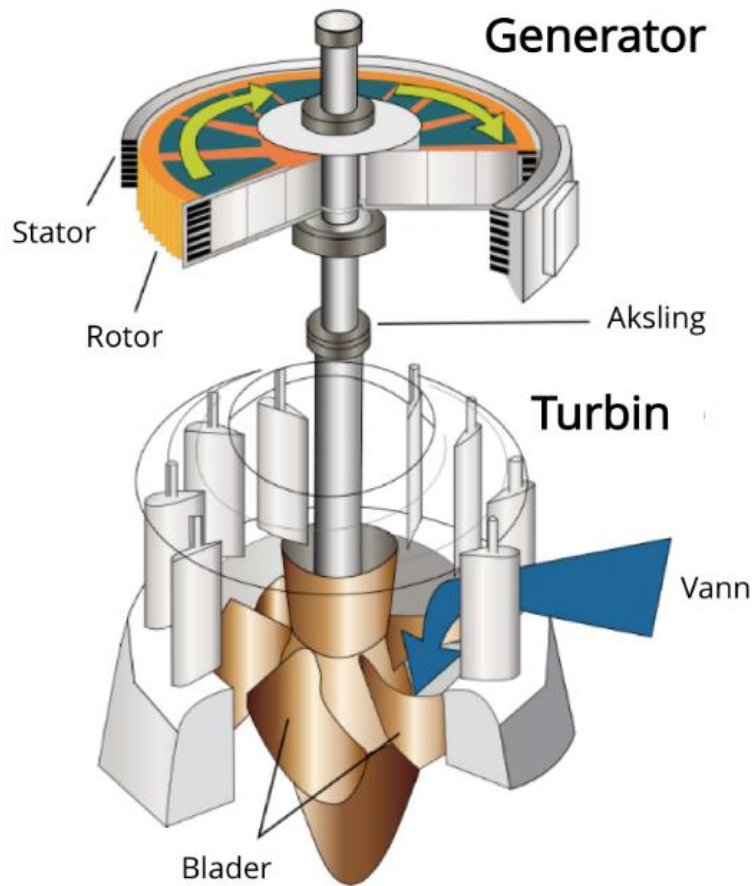
p – Poltallet på generatoren

Som vi ser i formel 28 er frekvensen avhengig av turtallet på turbinen, om turtallet synker vil også frekvensen synke. For å få høyere effekt kan vi derfor ikke øke turtallet, siden frekvensen må være konstant.

5 Generator

Generatoren gjør mekanisk energi fra vannet om til elektrisk energi, ved hjelp av induksjon. Det er den potensielle energien fra vannet som drar rotoren i gang. Hovedsakelig består en generator av en stator, og en rotor. Statoren består av viklinger, en kjerne og en ramme/hus. Rotoren er bygget opp av aksel, nav, rotor-ring, polsko, sleperinger, feltvikling og dempevikling.

Rotoren er direkte knyttet til turbinen med en aksling. Ved hjelp av magnetismen i vikingene i statoren og rotoren, vil det bli generert en spenning. [20]



[21]

Figur 28 Illustrasjon generator

5.1 Generator i kraftstasjon

Ved valg av generator i kraftstasjoner må det tas hensyn til en rekke ting. Vi har fått hjelp fra Rainpower, som har gitt oss en ferdig beregnet generator med alt av data som vi behøver.

Det som påvirker mest om det skal være vertikalt eller horisontalt aggregat, er installert effekt på anlegget og type turbin. Anlegg med installert effekt over 10MW er det kun vertikalt som er aktuelt.

Merkespenningen ut fra generatoren (generatorspenningen) har vi fått oppgitt fra Rainpower, og den er på 14kV.

Generatoren har en ytelse på 100 MVA, aktiv effekt på 86 MVA med turtall på 500 rpm og en effektfaktor på 0,86.

Det er en del generelle krav som må tas, og med generelle krav menes det at generatoren må kunne tåle de påkjenningene en kraftstasjon kan bli utsatt for med tanke på rusing, overspenninger, overbelastninger, kortslutninger og jordfeil. Disse generelle kravene er spesifisert i internasjonale normer som IEC 34. [20]

Valget om man skal benytte asynkron- eller synkrongenerator blir veldig lett for oss, ettersom kraftverk på over 5MVA bruker enerådende synkronmaskin som generator. [20] Vi trenger også synkrongenerator for å kunne ha drift på eget nett (drifte i øydrift). Synkronmaskinen produserer også sin egen reaktive effekt, og kan derfor stabilisere spenningen i svake nett. Den er noe dyrere enn asynkronmaskinen.

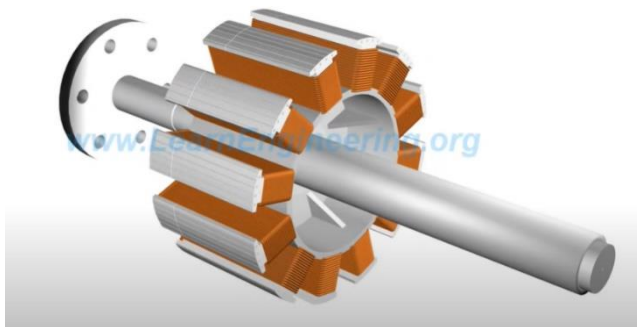
Når man skal velge hvordan generatoren skal kjøles er det avhengig av størrelsen på synkrongeneratoren. Luftkjøling er det vanligste å benytte seg av, sett bort i fra de aller største (over 200MVA). Med luftkjølte generatorer sirkulerer luften med radialventilasjon, som gjør at det blir dratt kald luft i både overkant og underkant av rotor for så videre å gå gjennom luftkanaler i statorblikket og videre ut gjennom statorhuset. Luften sirkulerer i et lukket kretsløp, og hindrer at det kommer ytre forurensninger inn i maskinen. Varmetapet som skal ledes vekk, kommer blant annet fra jerntap, magnetiseringstap, ventilasjonstap og friksjonstap. [20]

Ved valg av vern til synkronmaskin er det mye å ta hensyn til. Valg av vernene og hvor komplekse de er, avhenger av størrelse og verdi på maskinen. En standard synkronmaskin bør inneholde vern som beskytter mot

- kortslutning
- overbelastning
- overspenning
- overtemperatur i lager
- retureffekt
- oljetrykk i lager
- lagerstrømsvern
- vibrasjonsvern
- skjevlastvern (minusstrømsvern)

[22]

Som tidligere nevnt er turtallet viktig for å holde riktig frekvens. Den har og stor innflytelse på oppbygningen av en generator i form av hvor mange poler generatoren skal ha.



[23]

Figur 29 Rotor med 12 poler

Poltallet er antall poler på rotoren, og har noe å si på hvordan statoren skal vikles. For at generatoren vår skal kunne produsere en spenning med 50 Hz på 500 rpm, må den ha 12 poler slik som den i figur 29 har.

Formel 29 Utregning poltall i generator

$$p = \frac{120 * f}{n}$$

p – Poltallet på generatoren

f – Frekvens [50 Hz]

n – Turtall [500 rpm]

$$p = \frac{120 * f}{n} = \frac{120 * 50}{500} = 12$$

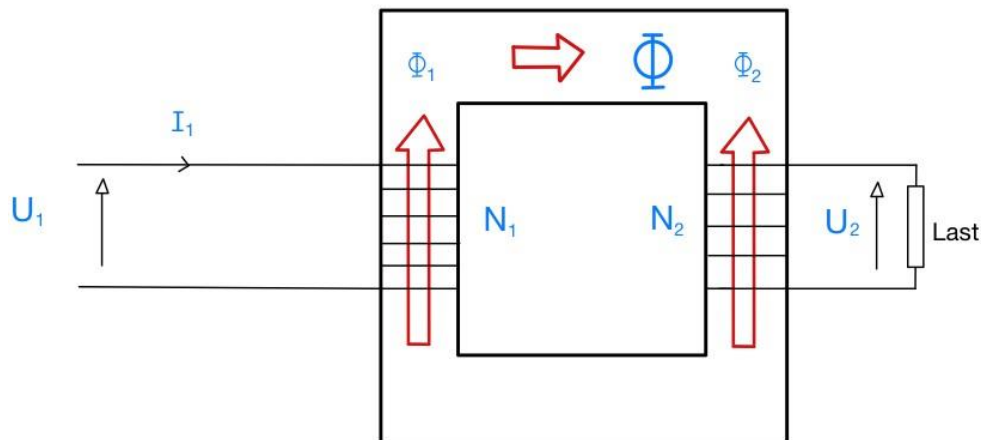
Som vi kan se i formel 29 blir poltallet kun påvirket av turtallet, den øker dersom vi har lavere turtall, og minker ved høyere turtall.

Ved utregningen her ser vi at poltallet vårt blir 12, det stemmer også overens med det tilbudet vi har fått fra Rainpower med generatorinfo.

Det må være en spenningsregulator med i bildet, det er en enhet som stabiliserer spenningen ut fra generatoren. Spenningen blir da stabil og jevn, selv om det er ujevn belastning på nettet. Dersom det blir økt belastning på nettet, vil det oppstå spenningsfall i generatoren. Da vil spenningsregulatoren øke magnetiseringsstrømmen i generatorens rotor, det medfører at magnetfeltet blir sterkere og generatorspenningen vil øke. Det motsatte vil skje hvis spenningen går over ønsket verdi. [[24]

6 Transformator

En transformator er et apparat som omsetter vekselspenning fra et gitt nivå til et høyere/lavere nivå. Vanligvis varierer spenningen som kommer fra generatoren mellom 8-20 kV for kraftstasjoner med tilsynelatende effekt på over 10MVA. Utspenningen fra trafoen ligger henholdsvis på spenningsnivåene 66, 132, 300 eller 400 kV.



Figur 30 Virkemåte transformator

6.1 Transformatorens virkemåte

Den gjensidige induksjonen mellom to strømkretser danner grunnlaget for virkemåten til transformatoren. Det enkleste trafoprinsippet som kan forklares vises på bildet her. Det er ved å legge to spoler rundt en jernkjerne. Den ene spolen kalt for primærvikling, med N_1 antall viklinger rundt jernkjernen blir påført en vekselspenning U_1 . Det vil da flyte en strøm i primærviklingen N_1 . Denne vekselstrømmen vil sette opp en vekslende magnetfluks Φ i jernkjernen. I forhold til Lenz' lov vil spolen sette opp en motindusert spenning E_1 i spolen som er proporsjonal med antall viklinger og endringshastigheten av fluksen. I en ideell transformator vil den motinduserte spenningen i sekundærviklingen være lik spenningen ut, $E_2=U_2$. [20]

Formel 30 Transformatorens omsetningsforhold

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

6.2 Valg av transformator

Hensyn vi har tatt ved valg av transformator er spenningsnivåene inn og ut av trafoen. Vi har fått oppgitt merkespenning ut fra generatoren på 14kV, som da blir spenningen vår inn på transformator. Spenningsnivået ut fra transformatoren må være lik spenningen som er på Åsen Koblingsanlegg, som er på 66kV.

7 Tilknytning til Åsen-koblingsanlegg

7.1 Kabel



Figur 31 Forslag til kabelføring fra kraftstasjon til koblingsanlegg

Figur 31 viser vårt forslag til kabelføring. Vi tar utgangspunkt i at det er mulighet for kabelføring i kabelkanal gjennom dam, og at kablene forlegges i trekantforlegning. Kabellengde vil da bli omtrent 1055 m. Strømføringsevnen til kabelen må være minimum:

Formel 31 Strømføringssevne kabel

$$I = \frac{P * \eta_t * \eta_g * \eta_T}{\sqrt{3} * U * \cos\Phi}$$

I – Strøm	[A]
P – Effekt	[83 120 kW]
η_t – Virkningsgrad turbin	[0,92]
η_g – Virkningsgrad generator	[0,985]
η_T – Virkningsgrad trafo	[0,99]
U – Spenning	[66 000 V]
$\cos\Phi$ – Faseforskyvingsvinkel	[0,86]

$$I = \frac{P * \eta_t * \eta_g * \eta_T}{\sqrt{3} * U * \cos\Phi} = \frac{83\,120\,000 * 0,92 * 0,985 * 0,99}{\sqrt{3} * 66\,000 * 0,86} = 758,5A$$

For valg av dimensjonerende strøm mener vi det vil være naturlig å legge til en lastøkning på 5%.

Dimensjonerende strøm blir da:

$$758,5 * 1,05 = 796,4A$$

Ved valg av kabel må vi ta hensyn til kostnadene knyttet til selve kabelen og effekttapet dens. Summerer vi dette vil vi ha et godt grunnlag for valg av kabel.

Vi har tatt utgangspunkt i produktkatalogen til Nexans når vi har valgt kabel. De aktuelle kablene for den dimensjonerende strømmen er:

Kabel	Ledertype	Tverrsnitt		Strømføringsevne		Meterpris	
TSLF 72 kV 1x800A	Aluminium	800,00	mm	1 065	A	600,00	Kr
TSLF 72 kV 1x1000A	Aluminium	1 000,00	mm	1 205	A	700,00	Kr
TSLF 72 kV 1x1200A	Aluminium	1 200,00	mm	1 295	A	800,00	Kr

Tabell 1 Aktuelle kabler

Datablad for kablene er lagt ved som Appendiks D.

7.1.1 Spenningsfall i kabel

I vårt tilfelle vil ikke spenningsfallet være veldig relevant siden kablene er relativt korte, noe som fører til et lavt spenningsfall. Vi har likevel valgt å ta det med da det er relevant ved lenger strekk.

Eksempel på utregning for TSLF 72 kV 1x1200A ved full last:

Fra Appendiks D:

$$r = 0,0247 \text{ Ohm/km} \quad x = 0,1 \text{ Ohm/km}$$

Generell data:

$$\cos \Phi_2 = 0,86 \quad \text{ind} = -30,68^\circ \quad l = 1055 \text{ m}$$

$$U_2 = 66 \text{ kV} \quad P = 74,57 \text{ MW} \quad I_1 = 758,5$$

$$I_1 \angle \Phi_1 = 758,5 \angle -30,68^\circ \text{ A}$$

$$R = 0,0247 * 1,055 = 0,0261 \Omega$$

$$X = 0,1 * 1,055 = 0,1055 \Omega$$

Utrekning spenningsfall:

Formel 32 Fasespenning

$$U_{1f} = \frac{U_2}{\sqrt{3}} + I_1 \angle \Phi_1 * (R + jX)$$

$$U_{1f} = \frac{66000}{\sqrt{3}} + 758,5 \angle -30,68^\circ * (0,0261 + j0,1055) = 38163 \angle 0,1^\circ V$$

Spenning ut av trafo:

Formel 33 Linjespenning

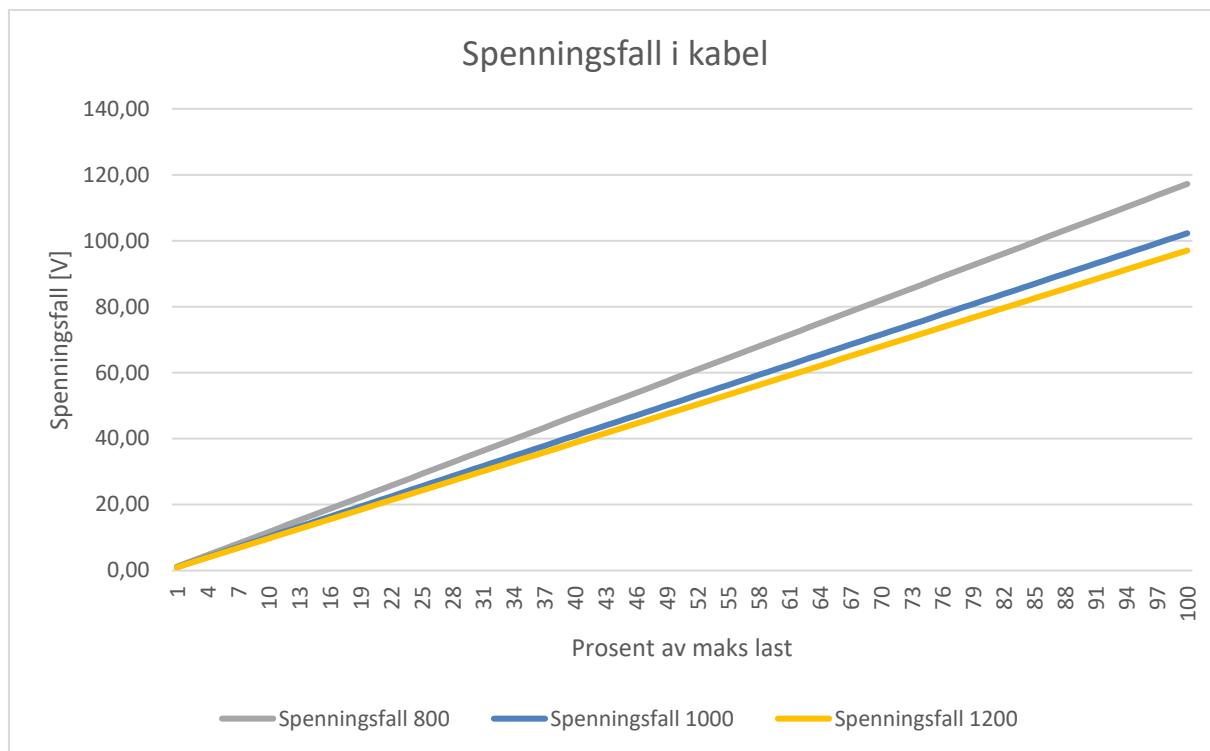
$$U_1 = \sqrt{3} * U_{1f} = 38163 * \sqrt{3} = 66100,3V$$

Spenningsfall i kabel:

Formel 34 Spenningsfall i kabel

$$U_1 - U_2 = 66100,3 - 66000 = 100,3V$$

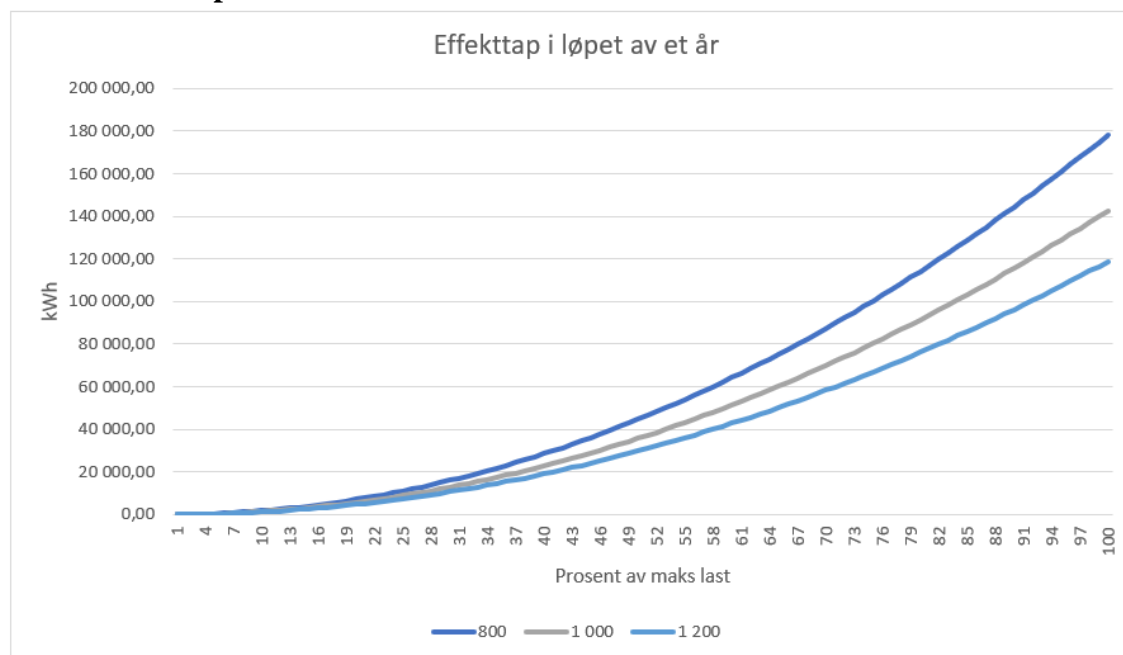
For at spenningen inn i Åsen koblingsanlegg skal være 66kV må spenningen ut av trafoen være 66100V ved maks last.



Figur 32 Spenningsfall i kabel

Diagrammet i figur 32 viser hvordan spenningsfallet i kabelen fra kraftstasjonen til Åsen koblingsanlegg utvikler seg med hensyn til lasten. Y-aksen viser spenningsfall i volt og x-aksen viser prosent av maks last. I diagrammet ser vi at spenningsfallet for kabelen med tverrsnitt på 800mm^2 er en del høyere enn ved tverrsnittene 1000mm^2 og 1200mm^2 . Grunnen til at grafene med tverrsnitt 1000mm^2 og 1200mm^2 følger hverandre ganske likt skyldes at de har lik fasereaktans per km.

7.1.2 Effekttap i kabel



Figur 33 Effekttap i løpet av et år i kabel

Figur 33 viser hvordan effekttapet til de forskjellige kablene vil utvikle seg ved forskjellige pådrag. Som vi ser, er det en klar forskjell mellom tapene i kablene ved maks pådrag. Ved maks pådrag vil effekttapet være omtrent 180 000kWh for TSLF 72 kV 1x800A, 140 000kWh for TSLF 72 kV 1x1000A og 120 000kWh for TSLF 72 kV 1x1200A.

Motstand i leder:

Formel 35 Motstand i leder

$$R = \frac{\rho * l}{A}$$

R – Motstand i leder [Ω]

ρ – Resistivitet [0,0264 Ω · mm² / m]

A – Tverrsnitt leder [1200 mm²]

l – Lengde [1055 m]

$$R = \frac{\rho * l}{A} = \frac{0,0264 * 1055}{1200} = 0,02321\Omega$$

Effekttap i kabel:

Formel 36 Effekttap i kabel

$$\Delta P = 3 * I^2 * R$$

ΔP – Effekttap	[W]
I – Strøm	[767,43 A]
R – Resistans i leder	[0,02321 Ω]

$$\Delta P = 3 * I^2 * R = 3 * 767,43^2 * 0,02321 = 41\ 008\text{W}$$

Formel 37 Effekttap i kabel i kWh

$$\Delta P^* = \frac{\Delta P * T}{1\ 000}$$

ΔP^* - Effekttap	[kWh]
ΔP – Effekttap	[41 008 W]
T – Driftstid	[2900 h]

$$\Delta P^* = \frac{\Delta P * T}{1\ 000} = \frac{41\ 008 * 2\ 900}{1\ 000} = 118\ 923\ kWh$$

Diagrammet under i figur 34 viser forventet kostnad tilknyttet kablene fra kraftstasjonen til koblingsanlegget. Nexans mener levetiden til kablene er omtrent 30-40 år, [25] vi har dermed tatt med 2 sett med kabler i beregningene våre. Videre har vi brukt den forventede strømprisen vi har regnet oss frem til tidligere, når vi har regnet på effekttapet. Denne er omtrent 0,60Kr/kWh.

Total kostnad tilknyttet kabel:

Formel 38 Kostnad kabel

$$\text{Kostnad} = \Delta P^* * \text{strømpris} * 60 \text{ år} + \text{meterpris kabel} * l * n$$

ΔP^* - Effekttap [118 923 kWh]

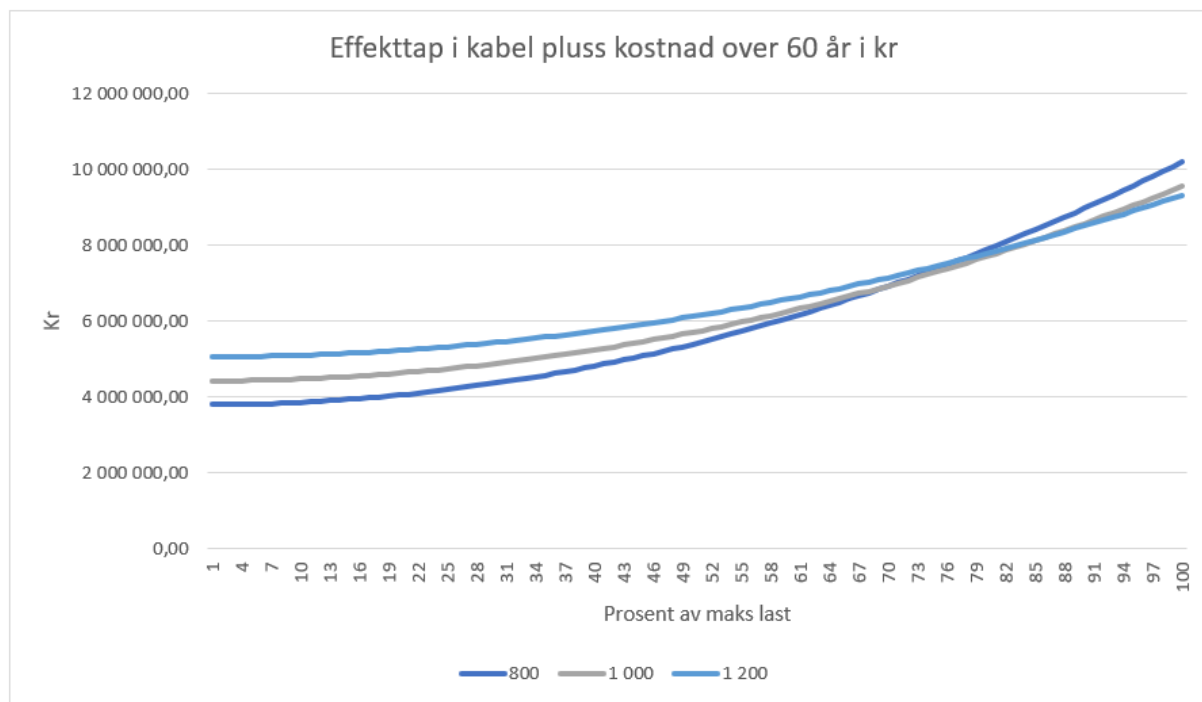
l – Kabellengde [1055 m]

n – antall lengder med kabel [6 stk]

Strømpris [0,60 kr]

Meterpris kabel [800 kr]

$$118\,923 * 0,60 * 60 + 800 * 1055 * 6 = 9\,345\,228 \text{ kr}$$



Figur 34 Effekttap i kabel pluss kostnad over 60 år

Som figur 34 viser vil det lønne seg å velge kabelen med tverrsnitt på 1200 mm² dersom kraftverket driftes på 87% av maks last eller mer. Dersom kraftverket driftes mellom 87% av maks last og 70% vil kabelen med tverrsnitt på 1000mm² lønne seg. Ved all drift under 70% av maks last vil det lønne seg med kabelen med tverrsnitt på 800mm².

7.1.3 Valg av kabel

Kraftverket skal driftes som et effektverk, da er det naturlig at det driftes opp mot maks last hele tiden. Virkningsgraden til turbinen er på sitt høyeste ved omtrent 85%. Med bakgrunn i dette mener vi kabelen TSLF 72 kV 1x1200A bør velges.

7.1.4 Spenning i kabel etter en time

Dersom en kabel ikke blir ladet ut til jord etter den har blitt koblet fra nettet, vil det bli liggende en spenning i kabelen. Kabelen virker da som en kondensator, der isolasjonen fungerer som dielektrikum mellom lederen og jord. Hadde det eksistert et perfekt isolasjonsmateriale, ville ikke spenningen i kabelen blitt utladet, men den hadde holdt på spenningen til effektbryteren ble koblet inn igjen. Det finnes derimot ingen perfekt isolasjon, det betyr at det alltid vil være en liten ledningsevne i isolasjonen. Dette medfører at kabelen vil lade seg sakte ut dersom det ikke blir satt spenning på den igjen.

Hensikten med denne utregningen er å vise viktigheten rundt sikkerhet ved arbeid på elektriske anlegg.

Utdrag fra datablad		
Leders diameter	41,7	mm
Isolasjonstykkelse	12	mm
Ytre diameter	81	mm
Relativ permittivitet	2,3	
Resistivitet i PEX	$1 \cdot 10^{14}$	$\Omega \cdot m$

Tabell 2 Kabeldata

Vi tar utgangspunkt i at kabelen har vært innkoblet med nominell spenning og at den kobles fra ved sin maksimale verdi. For å beregne spenningen i kabelen etter en time trenger vi kabelkapasitansen og isolasjonsresistansen for kabel. [22]

Kabelkapasitans per meter:

Formel 39 Kabelkapasitans per meter

$$C = \frac{2 * \pi * \epsilon_0 * \epsilon_r}{\ln \frac{r_2}{r_1}}$$

C – Kabelkapasitans per meter

[F/m]

ϵ_0 – Permittivitet konstant

[8,85*10⁻¹² F/m]

ϵ_r – Relativ permittivitet

[2,3 F/m]

r_1 – Indre radius

[20,85mm]

r_2 – Ytre radius

[40,5 mm]

$$C = \frac{2 * \pi * 8,85 * 10^{-12} * 2,3}{\ln \frac{40,5}{20,85}} = 1,926 * 10^{-10} \frac{F}{m}$$

Isolasjonsresistans per meter:

Formel 40 Isolasjonsresistans per meter

$$R = \frac{\rho}{2 * \pi} * \ln \frac{r_2}{r_1}$$

R – Isolasjonsresistans

[Ω *m]

ρ – Resistivitet

[1*10⁻⁴ Ω *m]

r_1 – Indre radius

[20,85 mm]

r_2 – Ytre radius

[40,5 mm]

$$R = \frac{1 * 10^{-4}}{2 * \pi} * \ln \frac{40,5}{20,85} = 1,0567 * 10^{-13} \Omega * m$$

Spenning over kabelisolasjon ved lysbuebrudd:

Formel 41 Spenning over kabelisolasjon ved lysbuebrudd

$$U_0 = \sqrt{2} * \frac{U}{\sqrt{3}}$$

U_0 – Spenning over kabelisolasjon ved lysbuebrudd [V]

U – Spenning [66 000 V]

$$U_0 = \sqrt{2} * \frac{U}{\sqrt{3}} = \sqrt{2} * \frac{66\ 000}{\sqrt{3}} = 53\ 888\ V$$

Spenningen mellom fase og jord i kabel etter tiden t:

Formel 42 Spenning mellom fase og jord i kabel

$$u_{C(t)} = U_0 * e^{-\frac{t}{R*C}}$$

$u_{C(t)}$ – Spenning mellom fase og jord etter tiden t [V]

U_0 – Spenning over kabelisolasjon ved lysbuebrudd [53 888 V]

R – Isolasjonsresistans [1,0567*10¹³ Ω*m]

C – Kabelkapasitans [1,926*10⁻¹⁰ F/m]

$$u_{C(3600)} = 53888V * e^{-\frac{3600}{1,0567*10^{13}*1,926*10^{-10}}} = 9191\ V$$

En time etter kabelen er koblet fra anlegget vil det ligge en spenning på omtrent 9,2 kV.

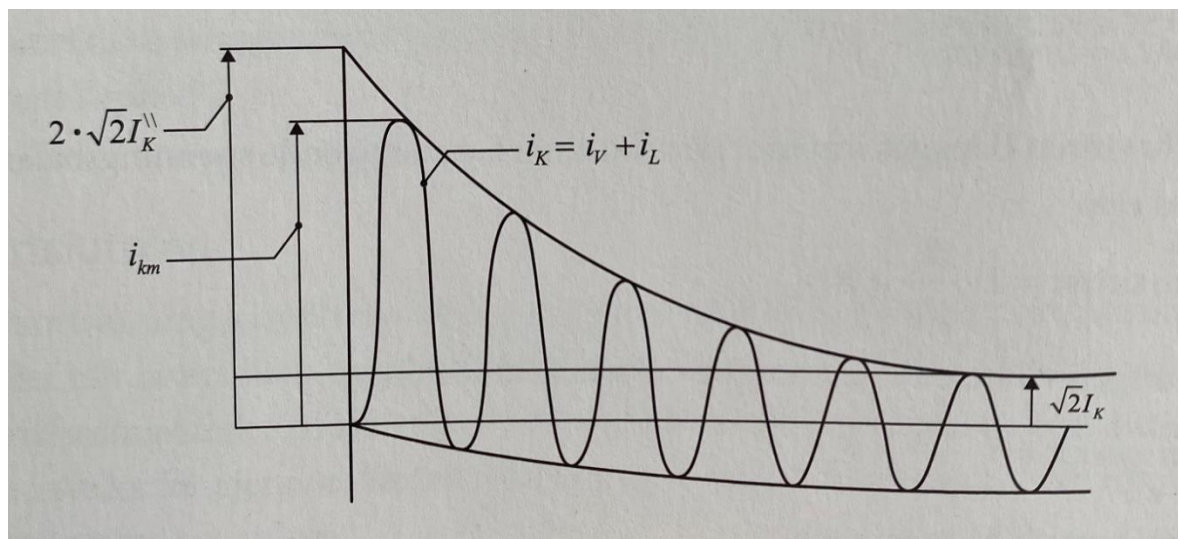
7.2 Kortslutningsberegninger

Vern og utstyr velges med bakgrunn i kortslutningsstrømmer. For mekanisk dimensjonering av anleggsdeler brukes den maksimale kortslutningsstrømmen som kan oppstå. Denne inntreffer momentant etter kortslutning og kalles gjerne maksimal støtstrøm (I_{km}).

For valg av effektbryter brukes gjerne den transiente kortslutningsstrømmen. Denne varer vanligvis kortere enn 1 sekund.

Den laveste kortslutningsstrømmen som oppstår er den stasjonære kortslutningsstrømmen. Det er strømmen som oppstår dersom feilen ikke kobles ut. Da stabiliseres strømmen seg på denne verdien. For termisk dimensjonering benyttes den stasjonære kortslutningsstrømmen.

Siden linje og trafo er passive komponenter vil ikke kortslutningsstrømmen endre seg fra stasjonær til transient eller subtransient kortslutning. Kortslutningseffekten vil dempes gjennom disse komponentene. Generatoren vil ha forskjellige verdier for stasjonær, transient og subtransient kortslutning.



[22]

Figur 35 Utvikling kortslutningsstrøm

Figur 35 viser hvordan kortslutningsstrømmen vil utvikle seg over tid. Den stasjonære kortslutningsstrømmen får vi når kurven stabiliserer seg, som vi ser helt til høyre i bildet. Før den har stabilisert seg har vi transient kortslutningsstrøm, og helt i starten av kortslutningen har vi subtransient kortslutning.

7.2.1 Stasjonær kortslutning

Kortslutningseffekten til trafoen beregnes på følgende måte:

Formel 43 Kortslutningseffekt i trafo

$$S_{kt} = \frac{S_N}{e_z}$$

S_{kt} – Transformatorens kortslutningsytelse [MVA]

S_n – Nominell effekt transformator [100 MVA]

e_z – Relativ kortslutningsspenning for trafo [0,075]

Vi har ikke fått tak i datablad på transformator. Vi har valgt å bruke en relativ kortslutningsspenning for transformator fra et eksempel i Lasse Sivertsen sin Høyspenningssystemer fra 2020 for å få en realistisk beregning på kortslutningseffekt.

$$S_{kt} = \frac{S_N}{e_z} = \frac{100}{0,075} = 1333,33MVA$$

Kortslutningseffekten til linjen beregnes på følgende måte:

Formel 44 Kortslutningseffekten til kabelen

$$S_{k-l} = \frac{U_n^2}{Z}$$

S_{k-l} – Høyspenningslinjens kortslutningsytelse [MVA]

U_n – Nominell spenning [66 KV]

Z – linjeimpedans [0,108 Ω]

$$S_{k-l} = \frac{U_n^2}{Z} = \frac{66^2}{0,108} = 40325MVA$$

For generatoren ved stasjonær kortslutning er kortslutningseffekten:

Formel 45 Stasjonær kortslutningseffekt for generator

$$S_{kg} = \frac{U_n^2}{X_d * X_{base}}$$

S_{kg} – Kortslutningseffekt generator [MVA]

U_N – Nominell spenning [66 KV]

X_d – Stasjonær reaktans generator [1,08 pu]

X_{base} – Basereaktans i generator [Ω]

For basereaktans i generator:

Formel 46 Basereaktans i generator

$$X_{base} = \frac{U_n^2}{S_n}$$

U_n – Nominell spenning generator [66 KV]

S_n – Nominell tilsynelatende effekt [100 MVA]

Om vi setter inn formelen for basereaktansen i generator, i formelen for stasjonær kortslutningseffekt i generatoren, blir stasjonær kortslutning fra generatoren:

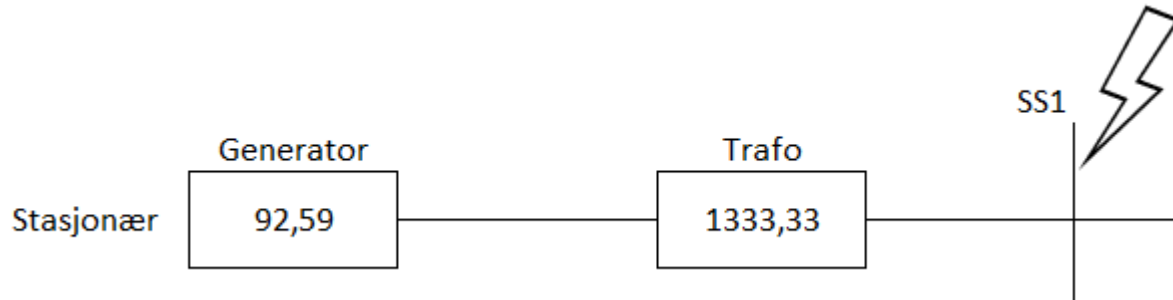
Formel 47 Ny formel stasjonær kortslutningseffekt generator

$$S_{kg} = \frac{U_n^2}{X_d * \frac{U_n^2}{S_n}} = \frac{S_n}{X_d}$$

Stasjonær reaktans i generator per unit (pu) leses ut av datablad for generator i Appendiks E.

Datablad synkrongenerator

$$S_{kg} = \frac{S_n}{X_d} = \frac{100}{1,08} = 92,59MVA$$



Figur 36 Prinsipiell oppbygning av systemet fram til SS1

Figur 36 viser prinsipiell oppbygning av systemet frem til første samleskinne, med kortslutningseffektene til generator og trafo.

Stasjonær kortslutning på samleskinne 1 (SS1) ved effektmetoden [22] blir:

Formel 48 Stasjonær kortslutningseffekt på samleskinne 1 (SS1)

$$S_{kSS1} = \frac{S_{kg} * S_{kt}}{S_{kg} + S_{kt}}$$

$$S_{kSS1} = \frac{S_{kg} * S_{kt}}{S_{kg} + S_{kt}} = \frac{92,59 * 1333,33}{92,59 + 1333,33} = 86,58 \text{ MVA}$$

Kortslutningsstrømmen på SS1 blir:

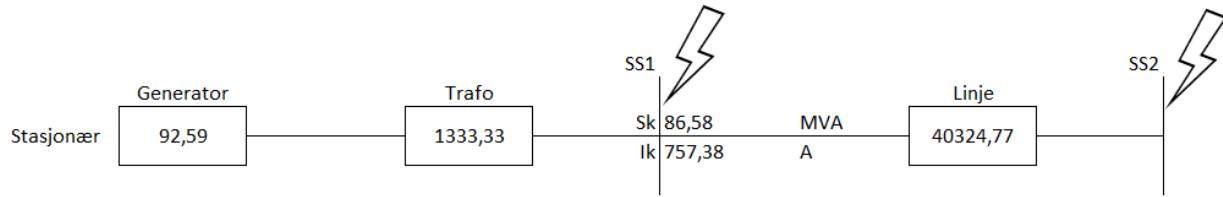
Formel 49 Kortslutningsstrøm SS1

$$I_{kSS1} = \frac{S_{kSS1}}{\sqrt{3} * U_{SS1}}$$

I_{kSS1} – Kortslutningsstrøm samleskinne 1 [A]

U_{SS1} – Spenning samleskinne 1 [66 000 V]

$$I_{kSS1} = \frac{S_{kSS1}}{\sqrt{3} * U_{SS1}} = \frac{86\,590\,000}{\sqrt{3} * 66\,000} = 757,5 \text{ A}$$



Figur 37 Prinsipiell oppbygging av systemet frem til SS2

Figur 37 viser prinsipiell oppbygging av systemet frem til første samleskinne, med kortslutningseffektene til generator, trafo og linje.

Stasjonær kortslutning på samleskinne 2 (SS2) ved effektmetoden [22] blir:

Formel 50 Stasjonær kortslutning samleskinne 2 (SS2)

$$S_{kSS2} = \frac{S_{kSS1} * S_{k-l}}{S_{kSS1} + S_{k-l}}$$

$$S_{kSS2} = \frac{S_{kSS1} * S_{k-l}}{S_{kSS1} + S_{k-l}} = \frac{86,58 * 40325}{86,58 + 40325} = 86,39 \text{ MVA}$$

Kortslutningsstrømmen på SS2 blir:

Formel 51 Kortslutningsstrøm SS2

$$I_{kSS2} = \frac{S_{kSS2}}{\sqrt{3} * U_{SS2}}$$

I_{kSS2} – Kortslutningsstrøm samleskinne 2 [A]

U_{SS2} – Spenning samleskinne 2 [66 000 V]

$$I_{kSS2} = \frac{S_{kSS2}}{\sqrt{3} * U_{SS2}} = \frac{86\,390\,000}{\sqrt{3} * 66\,000} = 755,7 \text{ A}$$

Ved utregning av transient og subtransient kortslutning brukes samme fremgangsmåte som vist over. Kortslutningseffekten til transformatoren og linjen er lik, siden de er passive komponenter. Transient og subtransient kortslutningseffekt på generatoren regnes ut på lik måte som stasjonær kortslutningseffekt, bare med transient og subtransient reaktans istedenfor stasjonær reaktans.

7.2.2 Transient kortslutning

Transient reaktans i generator per unit (pu) leses ut av datablad for generator i Appendiks E.

Datablad synkrongenerator

Transient kortslutning i generator:

$$S'_{kg} = \frac{S_n}{X'_d} = \frac{100}{0,26} = 384,62 MVA$$

Transient kortslutningseffekt på samleskinne 1:

$$S'_{kSS1} = \frac{S'_{kg} * S_{kt}}{S'_{kg} + S_{kt}} = \frac{384,62 * 1333,33}{384,62 + 1333,33} = 298,5 MVA$$

Transient kortslutningsstrøm på samleskinne 1:

$$I'_{kSS1} = \frac{S'_{kSS1}}{\sqrt{3} * U_{SS1}} = \frac{298\,500\,000}{\sqrt{3} * 66\,000} = 2611,2 A$$

Transient kortslutningseffekt på samleskinne 2:

$$S'_{kSS2} = \frac{S'_{kSS1} * S_{k-l}}{S'_{kSS1} + S_{k-l}} = \frac{298,5 * 40325}{298,5 + 40325} = 296,3 MVA$$

Transient kortslutningsstrøm på samleskinne 2:

$$I'_{kSS2} = \frac{S'_{kSS2}}{\sqrt{3} * U_{SS2}} = \frac{296\,390\,000}{\sqrt{3} * 66\,000} = 2592 A$$

7.2.3 Subtransient kortslutning

Subtransient reaktans i generator per unit (pu) leses ut av datablad for generator i Appendiks E.

Datablad synkrongenerator

Subtransient kortslutning i generator:

$$S''_{kg} = \frac{S_n}{X_d''} = \frac{100}{0,17} = 588,2 MVA$$

Subtransient kortslutningseffekt på samleskinne 1:

$$S''_{kSS1} = \frac{S''_{kg} * S_{kt}}{S''_{kg} + S_{kt}} = \frac{588,2 * 1333,33}{588,2 + 1333,33} = 408,1 MVA$$

Subtransient kortslutningsstrøm på samleskinne 1:

$$I''_{kSS1} = \frac{S''_{kSS1}}{\sqrt{3} * U_{SS1}} = \frac{408\ 100\ 000}{\sqrt{3} * 66\ 000} = 3570 A$$

Subtransient kortslutningseffekt på samleskinne 2:

$$S''_{kSS2} = \frac{S''_{kSS1} * S_{k-l}}{S''_{kSS1} + S_{k-l}} = \frac{408,1 * 40325}{408,1 + 40325} = 404 MVA$$

Subtransient kortslutningsstrøm på samleskinne 2:

$$I''_{kSS2} = \frac{S''_{kSS2}}{\sqrt{3} * U_{SS2}} = \frac{404\ 000\ 000}{\sqrt{3} * 66\ 000} = 3534 A$$

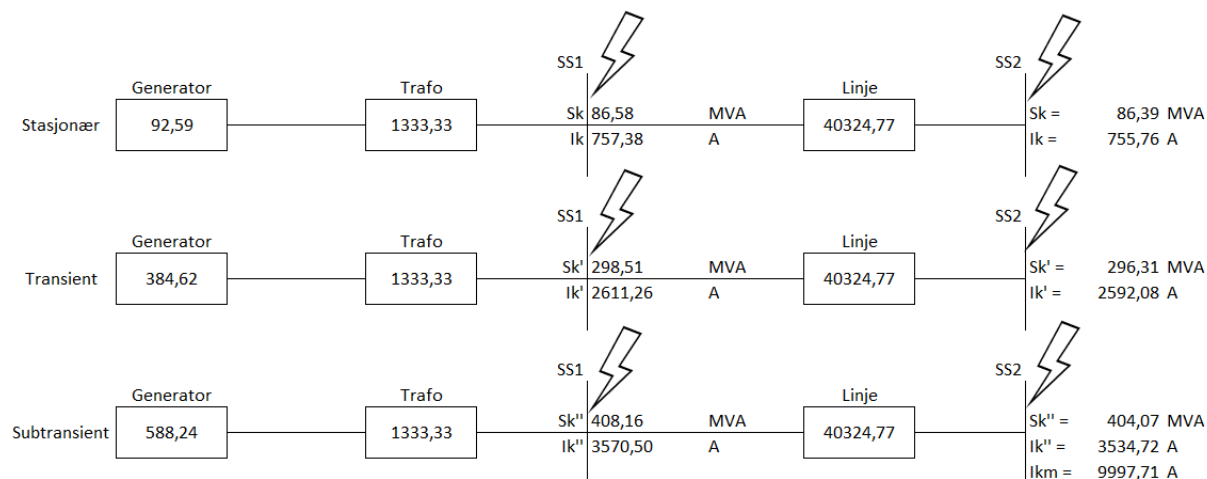
Mekanisk kortslutningsstrøm (maksimal støtstrøm):

Formel 52 Mekanisk kortslutningsstrøm

$$I_{km} = I''_k * 2 * \sqrt{2}$$

$$I_{km} = 3534,7 * 2 * \sqrt{2} = 9997,6A$$

7.2.4 Oppsummering kortslutningsberegninger



Figur 38 Kortslutningseffekter og strømmer i systemet

Som vi ser er kortslutningsstrømmen ved stasjonær kortslutning lavere enn strømmen i anlegget ved fullt pådrag. Dette skyldes at den stasjonære reaktansen i generatoren er over 1,0, noe som medfører at kortslutningseffekten på generatoren blir lavere enn nominell effekt. Som figur 38 viser, er kortslutningseffekten og kortslutningsstrømmen omtrent lik fra samleskinne 1 til samleskinne 2. Dette skyldes at linjen fra samleskinne 1 til samleskinne 2 er såpass kort, som fører til at linjeimpedansen blir veldig lav. Da blir kortslutningseffekten i linjen veldig høy, relativt til kortslutningseffekten på samleskinne 1. Det betyr at linjen sitt bidrag til å senke kortslutningseffekten blir veldig lav.

7.3 Vern

Vi har ikke gått i dybden på vern, men vi har tatt det med siden det er en stor del av å prosjektere et kraftverk. Under her har vi laget et forslag på et enkelt enlinjeskjema for kraftstasjonen, se figur 39.

Hovedoppgaven til kraftsystemet er å produsere, overføre og fordele elektrisk energi. Elektrisk energi er et omfattende og komplekst system, som består av mange komponenter det kan oppstå feil i. Kraftsystemet er en stor nødvendighet i det moderne samfunnet, og derfor er det viktig at feil som oppstår, skal finne sted så sjeldent som mulig og at de blir fjernet eller koblet av så fort som det er mulig. Vern skal beskytte utsyr, personer og eiendom som er med og rundt i kraftsystemet.

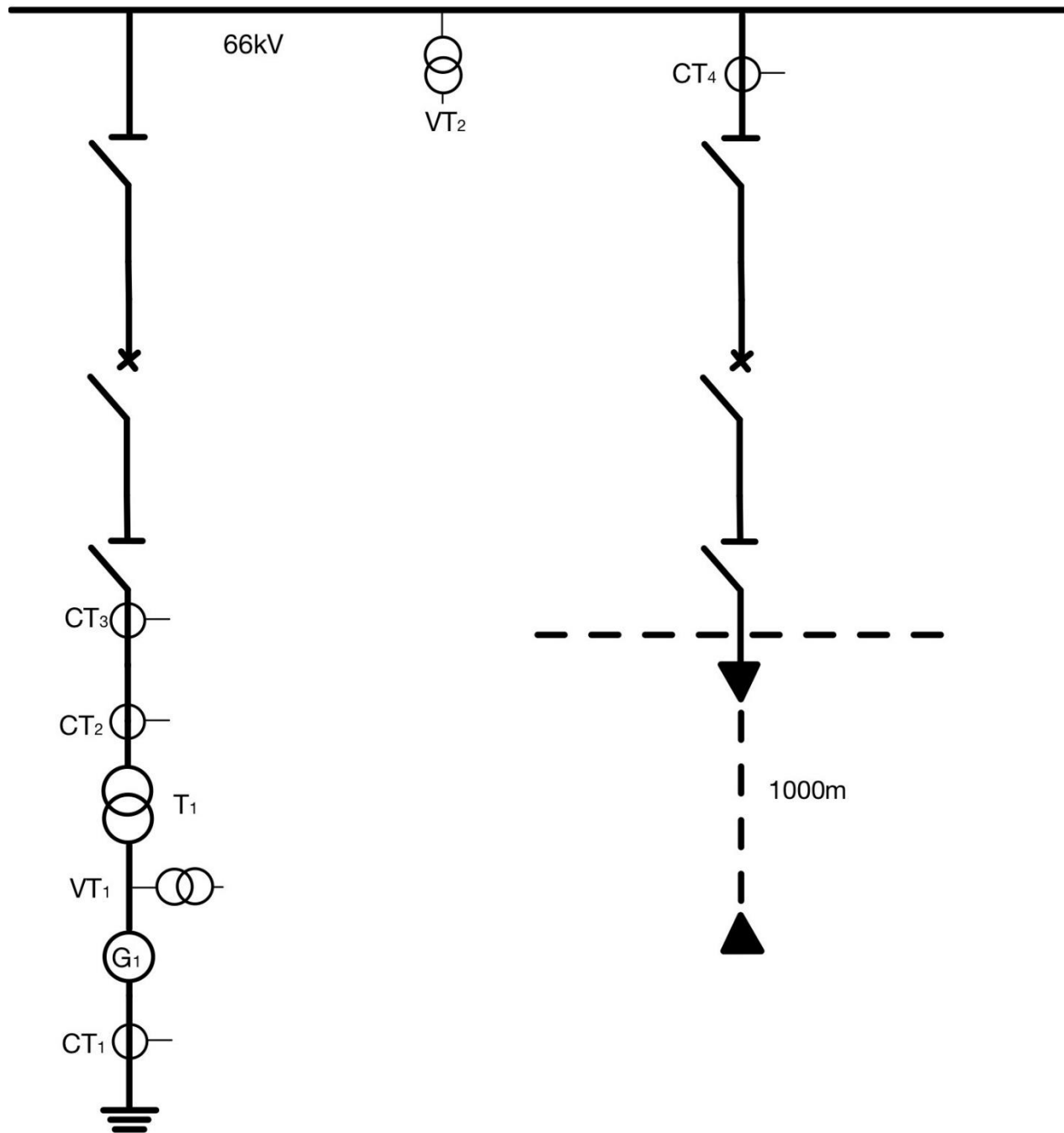
I høyspenningsanlegg må vernene som brukes være raske, sensitive og selektive [22]. Selektivitet betyr at bare vernet (sikringen) nærmest feilstedet skal løse ut dersom en feil oppstår. Man unngår derved at også «friske» deler av anlegget eller installasjonen faller ut [26].

De vanligste vernene i høyspenningsanlegg er overstrømsvern, distansevern, differensialvern og jordfeilvern. Etersom spenningen i anlegget vårt er 66kV og skal ut på regionalnettet, er det mest gunstig å sette inn et distansevern (impedansevern) som beskytter kabler og linjer på høyere spenningsnivå. Vi må også ha med differensialvern som beskytter generator og transformator. Differensialvern fungerer slik at det overvåker differansen i strøm mellom komponenter som skal beskyttes, i vårt tilfelle generator og transformator. Differensialvernet måler forskjellen mellom strømmene på primær og sekundærsiden, og summen av strømmene i alle tre fasene. Hvis strømmen ikke er lik på hver side av generator og trafo, så har vernet oppdaget en jordfeil eller kortslutning og vil bli koblet fra. [27]

Vi har ikke gjort noen spesifikke valg av vern, men om vi skulle gjort det hadde vi tatt utgangspunkt i kortslutningsberegningene som har blitt gjort.

Ved nyetablering av kraftverk og valg av vern må Statnett sin veileder «Funksjonskrav i kraftsystemet» (FIKS) benyttes. Under kapittelet «Vern i regionalnett» i FIKS finner man alt man trenger om krav til vernsystem, generelle funksjonskrav, hvilken jordingsmetode man skal benytte og innkoblingsautomatikken i anlegget.

7.3.1 Enlinjeskjema Nye Mågeli kraftstasjon



Figur 39 Enlinjeskjema kraftstasjon

Ovenfor har vi laget en løsning på hvordan vi skal koble generator og trafo sammen til linjeavgangen til Åsen koblingsstasjon. Nederst til venstre på figur 39 ser man at strømtransformatoren CT_1 er plassert mellom generatorens viklinger og jord. [22] Den andre strømtransformatoren CT_2 er plassert mellom transformatorens sekundærviklinger og første skillebryter. Disse blir plassert slik for å overvåke strømmen i generator og transformator. Strømtransformatorene sine målinger blir da inngangsverdien til differensialvernet.

Deretter ser man at spenningstransformatoren VT_1 måler spenning ut av generatoren.

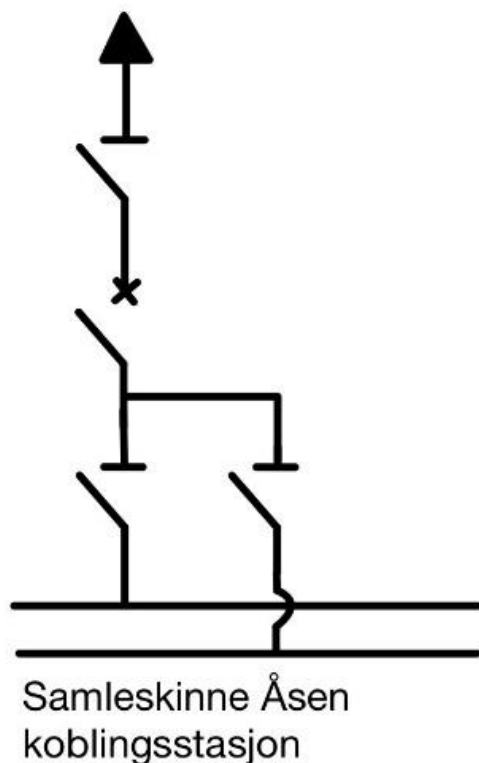
Strømtransformatoren CT_3 måler da strømmen inn på samleskinnen, og er koblet sammen med effektbryteren som vil slå ut dersom strømmen blir for høy.

Så kommer vi til skillebryteren som bare skal skape et fysisk skille i anlegget, og effektbryteren som skal bryte eventuelle kortslutningsstrømmer.

Spenningstransformatoren VT_2 plassert på samleskinnen og måler spenningen ut fra stasjonen.

Strømtransformator CT_4 måler strømmen som kommer fra stasjonen, og er koblet sammen med effektbryteren etter samleskinnen.

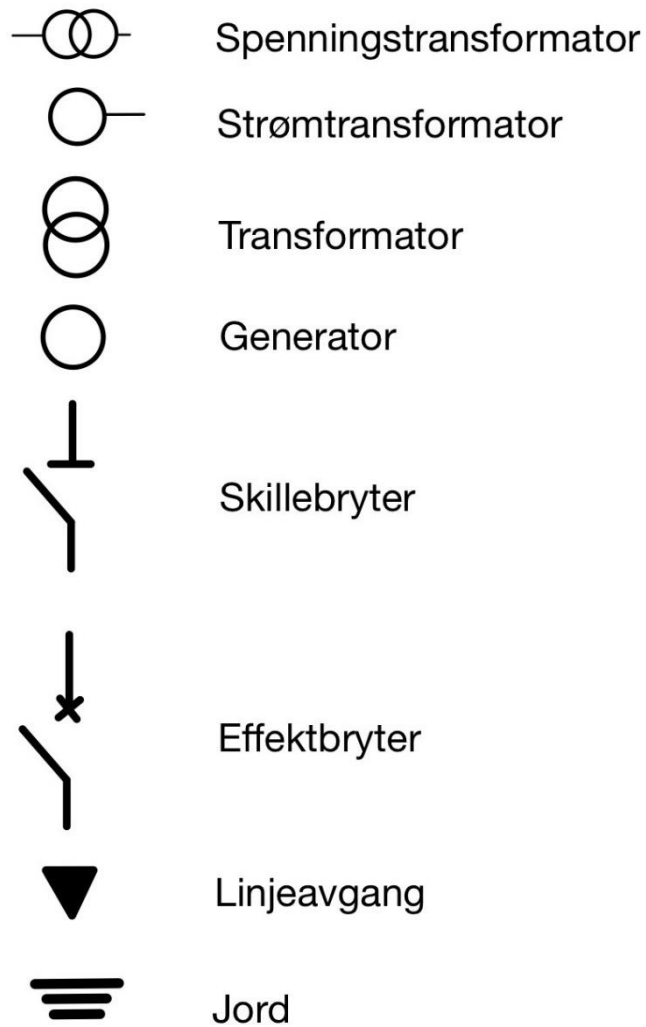
7.3.2 Enlinjeskjema Åsen koblingsstasjon



Figur 40 Linjeavgang Åsen koblingsstasjon

Åsen koblingsstasjon har en effektbryter for å bryte eventuelle kortslutningsstrømmer. Deretter kommer to skillebrytere, som er koblet på to forskjellige samleskinnesett. Dette er for å kunne utføre vedlikehold, uten å måtte avbryte driften. Dette er bare en løsning hvordan vi tenker å koble oss til Åsen koblingsstasjon, og ikke en reell prosjektering av Åsen.

Figur 41 Figurforklaring enlinjeskjema



8 Oppsummering

Med utgangspunkt i våre beregninger, ser vi det som mest økonomisk å bygge kraftverket slik at det får en driftstid på 2900 timer, dette tilsvarer en slukeevne på 14,37 m³/s. Med denne slukeevnen får vi en turbin på 83,12 MW. Med hensyn til problematikken knyttet rundt løpehjulet på francisturbiner ved høyt trykk, ser vi det som hensiktsmessig å velge peltonturbin. Det forskes derimot en del på dette feltet nå, noe som kan føre til andre forutsetninger rundt valg av turbin i fremtiden. Da kraftverket trolig ikke bygges før om flere år, vil det være naturlig å ta en ny vurdering rundt valg av turbin når den tid kommer.

Generatoren vi har fått tilbud på fra ABB har merkeeffekt på 100MVA med en $\cos \Phi$ på 0,86. Dette tilsvarer en aktiv effekt på 86MW. Videre har vi brukt generatorparametere vi fikk fra databladet til generatoren for å foreta kortslutningsberegninger.

Transformatoren velges ut ifra spenningsnivå ut fra generator, og spenningsnivå i koblingsstasjonen kraftverket skal kobles til. Spenningen ut fra generatoren er 14kv, og spenningen i Åsen koblingsstasjon er 66kv. Vi vil da benytte oss av en 14kv/66kv-transformator.

Ved valg av kabel fra kraftstasjonen til Åsen koblingsanlegg har vi sammenlignet effekttapet ved forskjellige tverrsnitt og kostnader knyttet til dette. Med utgangspunkt i en levetid på 20-30 år har vi regnet med innkjøp av 2 kabelsett. Effekttapet vil bli påvirket av tverrsnittet på lederen og strømmen som går i lederen. Dersom kraftverket driftes på 87% av maks pådrag eller mer vil det lønne seg med kabelen TSLF 72 kV 1x1200A fra Nexans. Vi mener det vil være naturlig å anta at kraftverket driftes over dette pådraget, da kraftverket skal bidra til effektregulering. Det vil da lønne seg å produsere så mye kraft som mulig de timene strømprisene er høyest. Virkningsgraden til peltonturbinen ligger stabilt fra omtrent 40% pådrag til fullt pådrag, dette vil dermed ikke ha noen betydning for hvilket pådrag turbinen skal driftes.

Det forventes en økt inntekt på omtrent 750 millioner kroner i løpet av 60 år, ved å bygge om Nedra Bersavatn kraftverk til en pumpestasjon. Med bakgrunn i kostnadene knyttet til Nye Mågeli kraftverk, ser vi det som sannsynlig at en ombygning av Nedra Bersavatn kraftverk vil koste mindre enn 750 millioner kroner. Dette skyldes mindre maskiner og kortere tunnel. Vi har besluttet at denne ombygningen bør gjennomføres.

I løpet av en levetid på 60 år mener vi totalt resultat til Nye Mågeli vil ligge på omtrent 7,3 milliarder kroner, minus kostnadene knyttet til bygging og drift av Nedra Bersavatn pumpestasjon.

9 Konklusjon

Med bakgrunn i våre beregninger har vi konkludert med at Statkraft bør bygge et kraftverk med en driftstid på 2900 timer, dette tilsvarer en slukeevne på 14,37 m³/s. Vi vil installere en peltonturbin. Stasjonsytelse blir 100MVA med en $\cos \Phi$ på 0,86. Transformatoren må transformere spenning fra 14kV/66kV. Nedra Bersavatn kraftvekt bør bygges om til en pumpestasjon.

10 Referanser

- [1 Statkraft AS, «www.statkraft.no,» Statkraft, [Internett]. Available:
] <https://www.statkraft.no/om-statkraft/>. [Funnet 14 02 2022].
- [2 «NVE vannkraft utbygd og ikke utbygd,» NVE, 01 01 2022. [Internett]. Available:
] <https://temakart.nve.no/tema/vannkraft>. [Funnet 05 Februar 2022].
- [3 J. Sandstå, H. Rørtveit, K. I. Røraas og W. Matre, «Nye Mågeli Kraftverk,» Bergen, 2020.
]
- [4 «Lyssetting.wordpress.com,» [Internett]. Available:
] <https://lyssetting.wordpress.com/2017/03/09/asda/>. [Funnet 25 Februar 2022].
- [5 Statistisk sentralbyrå, «ssb.no,» 10 Mars 2022. [Internett]. Available:
] <https://www.ssb.no/priser-og-prisindekser/konsumpriser/statistikk/konsumprisindeksen>.
[Funnet 15 Mars 2022].
- [6 A. Korvald, *Telefonsamtale*, Bergen, 2022.
]
- [7 H. Birkelund, F. Arnesen, J. Hole, D. Splide, S. Jelsness, F. H. Aulie og I. E. Haukeli,
] «Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040,» Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2021.
- [8 Statnett, «Statnett.no,» 20 November 2020. [Internett]. Available:
] https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50_revidert.pdf. [Funnet 29 Januar 2022].
- [9 H. H. Haukaas, *Telefonsamtale*, Bergen, 2022.
]
- [1 K. A. Rosvold, «www.snl.no,» Store Norske Leksikon, 23 09 2019. [Internett]. Available:
0] <https://snl.no/falltap>. [Funnet 06 03 2022].
- [1 Norconsult AS, «Kostnadsgrunnlag for vannkraft,» Norges vassdrags- og energidirektorat,
1] Oslo, 2015.

[1 Norconsult, «Økt installasjon i eksisterende vannkraft,» NVE, Oslo, 2011.
2]

[1 Wikipedia, «Wikipedia.no,» Wikipedia, 28 Februar 2022. [Internett]. Available:
3] <https://no.wikipedia.org/wiki/Vannturbin>. [Funnet 28 Februar 2022].

[1 Wikipedia, «Wikipedia.no,» Wikipedia, 3 Mars 2022. [Internett]. Available:
4] <https://no.wikipedia.org/wiki/Peltoneturbin>. [Funnet 3 Mars 2022].

[1 A. Kjølle, «Veileder i kvalitetssikring av små vannturbiner,» NVE, 2007.
5]

[1 Wikipedia, «Wikipedia,» Wikipedia, 3 Mars 2022. [Internett]. Available:
6] <https://no.wikipedia.org/wiki/Francisturbin>. [Funnet 3 Mars 2022].

[1 L. M. Hjorthol, «Gemini,» NTNU, 13 04 2015. [Internett]. Available:
7] <https://gemini.no/2015/04/hvorfor-sprekker-vannturbinene/>. [Funnet 23 03 2022].

[1 «Norwegian hydropower centre,» NVKS, 1 Desember 2019. [Internett]. Available:
8] <https://www.ntnu.edu/nvks/hifransis>. [Funnet 2 Mars 2022].

[1 Wikipedia, «Wikipedia,» Wikipedia, 16 Februar 2022. [Internett]. Available:
9] <https://no.wikipedia.org/wiki/Vannturbin>. [Funnet 16 Februar 2022].

[2 L. Sivertsen, Elektriske Maskiner, Bergen: Fagbokforlaget, 2019.
0]

[2 Ung Energi, «www.ungenergi.no,» 20 05 2022. [Internett]. Available:
1] <https://ungenergi.no/energibaerere/elektrisitet/generator/>. [Funnet 20 05 2022].

[2 L. Sivertsen, Høyspenningssystemer, Bergen: Fagbokforlaget, 2020.
2]

[2 Lesics, «www.youtube.com,» LearnEngineering, 2017. [Internett]. Available:
3] https://www.youtube.com/watch?v=tiKH48EMgKE&t=139s&ab_channel=Lesics. [Funnet 01
05 2022].

[2 K. A. Rosvold, «www.snl.no,» Store Norske Leksikon, 19 10 2021. [Internett]. Available:
4] <https://snl.no/spenningsregulator>. [Funnet 14 04 2022].

[2 Nexans, *Levetid kabel*, Bergen: Nexans, 2022.
5]

[2 K. A. Rosvold, «www.snl.no,» 31 Mars 2022. [Internett]. Available:
6] https://snl.no/selektivitet_-_i_elektriske_anlegg. [Funnet 21 April 2022].

[2 K. A. Rosvold, «www.snl.no,» Store Norske Leksikon, 26 12 2021. [Internett]. Available:
7] <https://snl.no/differensialvern>. [Funnet 10 05 2022].

[2 Meteorologisk institutt, 23 Januar 2020. [Internett]. Available: [https://www.met.no/vaer-og-8\] klima/det-bli-vatere](https://www.met.no/vaer-og-8] klima/det-bli-vatere).

[2 Norsk Klimaservicesenter, 23 Januar 2020. [Internett]. Available:
9] https://klimaservicesenter.no/faces/desktop/scenarios.xhtml?climateIndex=precipitation_amo-unt&period=Annual&scenario=RCP45®ion=NO&mapInterval=2085.

[3 A. Wedmark, *E-post*, Bergen, 2022.
0]

[3 Statkraft, 27 November 2019. [Internett]. Available:
1] <https://www.statkraft.no/Energikilder/vaare-kraftverk/norge/Mageli/>.

Figurliste

Figur 1 Kart over Tyssedal.....	9
Figur 2 Mågeli kraftverk under bygging.....	10
Figur 3 Kart over Tyssedal.....	11
Figur 4 Oppbygning av vannkraftverk.....	12
Figur 5 Forventet strømpris-utvikling fra Statnett.....	15
Figur 6 Forventet gjennomsnittlig strømpris gjennom året i tidsperioden 2030-2090.....	16
Figur 7 Gjennomsnittlig forventet strømpris de kommende årene.....	17
Figur 8 Nedbørsfelt Nedre Bersavatn.....	19
Figur 9 Kart over Tyssedal.....	20
Figur 10 Diagram med prisoversikt for pumper.....	23
Figur 11 Prisoversikt og turtall for peltonturbin.....	27
Figur 12 Prisoversikt og turtall for francisturbin.....	29
Figur 13 Oversikt over totale kostnader for elektroteknisk utrustning i kraftstasjon.....	31
Figur 14 Forslag til tilløpstunnel.....	33
Figur 15 Høydeprofil for terrenget over tilløpstunnelen.....	33
Figur 16 Prisoversikt for tunnel.....	35
Figur 17 Slukeevne i forhold til driftstimer.....	37
Figur 18 Kostnad i forhold til driftstimer.....	38
Figur 19 Forventet inntekt over 60 år ved forskjellige driftstimer.....	39
Figur 20 Sammenligning av resultat for pelton- og francisturbin.....	41
Figur 21 Løpehjulet til en peltonturbin.....	43
Figur 22 Fartstall.....	44
Figur 23 Illustrasjon peltonturbin.....	45
Figur 24 Graf over maskinstørrelse i forhold til driftstid (peltonturbin).....	46
Figur 25 Illustrasjon francisturbin.....	48
Figur 26 Graf over maskinstørrelse i forhold til driftstid (francisturbin).....	49
Figur 27 Oversikt over virkningsgrader for turbiner.....	52
Figur 28 Illustrasjon generator.....	56
Figur 29 Rotor med 12 poler.....	58
Figur 30 Virkemåte transformator.....	60
Figur 31 Forslag til kabelføring fra kraftstasjon til koblingsanlegg.....	62
Figur 32 Spenningsfall i kabel.....	66
Figur 33 Effekttap i løpet av et år i kabel.....	67
Figur 34 Effekttap i kabel pluss kostnad over 60 år.....	69
Figur 35 Utvikling kortslutningsstrøm.....	73
Figur 36 Prinsipiell oppbygning av systemet fram til SS1.....	76
Figur 37 Prinsipiell oppbygning av systemet frem til SS2.....	77
Figur 38 Kortslutningseffekter og strømmer i systemet.....	80
Figur 39 Enlinjeskjema kraftstasjon.....	82

Figur 40 Linjeavgang Åsen koblingsstasjon	84
Figur 41 Figurforklaring enlinjeskjema	85
Figur 42 Utvikling av nedbør i perioden 1900-2100.....	96
Figur 43 Utvikling av nedbør i perioden 1900-2100.....	96

Formelliste

Formel 1 Forventet strømpris	17
Formel 2 Økning av tilsig i prosent.....	18
Formel 3 Økt effekt i GWh dersom Nedre Bersåvatn kraftstasjon bygges om til pumpestasjon ..	22
Formel 4 Effektforkbruk for å pumpe ekstra tilsig opp til Øvra Bersavatnet i GWh	22
Formel 5 Effektoverskudd ved pumpestasjon	23
Formel 6 Årlig kostnad pumpestasjon	24
Formel 7 Årlig ekstra inntekt ved økt tilsig	24
Formel 8 Årlig overskudd ved ombygging til pumpestasjon	24
Formel 9 Økt inntekt i løpet av levetiden.....	25
Formel 10 Funksjon kostnad peltonturbin	28
Formel 11 Kostnad turbin	28
Formel 12 Total kostnad turbin.....	28
Formel 13 Funksjon for kostnad fullstendig elektroteknisk installasjon	32
Formel 14 Slukeevne.....	34
Formel 15 Areal av tilløpstunnel.....	34
Formel 16 Funksjon pris tunnel	36
Formel 17 Total kostnad tilløpstunnel	36
Formel 18 Total kostnad tunnel	36
Formel 19 Driftstid.....	37
Formel 20 Forventet årlig produsert effekt	40
Formel 21 Slukeevne.....	42
Formel 22 Maskinstørrelse vannturbin	46
Formel 23 Fartstall peltonturbin.....	47
Formel 24 Maskinstørrelse turbin	49
Formel 25 Fartstall francisturbin.....	50
Formel 26 Effekt i turbin med hensyn til dreiemoment og omdreiningstall	54
Formel 27 Omdreiningstallet	54
Formel 28 Frekvens.....	55
Formel 29 Utregning poltall i generator.....	59
Formel 30 Transformatorens omsetningsforhold.....	60
Formel 31 Strømføringsevne kabel	63
Formel 32 Fasespenning.....	65
Formel 33 Linjespenning	65

Formel 34 Spenningsfall i kabel.....	65
Formel 35 Motstand i leder	67
Formel 36 Effekttap i kabel.....	68
Formel 37 Effekttap i kabel i kWh.....	68
Formel 38 Kostnad kabel	69
Formel 39 Kabelkapasitans per meter	71
Formel 40 Isolasjonsresistans per meter	71
Formel 41 Spenning over kabelisolasjon ved lysbuebrudd.....	72
Formel 42 Spenning mellom fase og jord i kabel	72
Formel 43 Kortslutningseffekt i trafo.....	74
Formel 44 Kortslutningseffekten til kabelen.....	74
Formel 45 Stasjonær kortslutningseffekt for generator.....	75
Formel 46 Basereaktans i generator	75
Formel 47 Ny formel stasjonær kortslutningseffekt generator	75
Formel 48 Stasjonær kortslutningseffekt på samleskinne 1 (SS1).....	76
Formel 49 Kortslutningsstrøm SS1	76
Formel 50 Stasjonær kortslutning samleskinne 2 (SS2)	77
Formel 51 Kortslutningsstrøm SS2.....	77
Formel 52 Mekanisk kortslutningsstrøm.....	79

Tabelliste

Tabell 1 Aktuelle kabler	64
Tabell 2 Kabeldata	70

Appendiksliste

Appendiks A. Forventet nedbør i Mågelistrengen i 2080	Word
Appendiks B. Fremdriftsplan	Excel
Appendiks C. Økonomiske og tekniske beregninger	Excel
Appendiks D.1. Nexans TSLF 72-170kV 800A	PDF
Appendiks D.2. Nexans TSLF 72-170kV 1000A	PDF
Appendiks D.3. Nexans TSLF 72-170kV 1200A	PDF
Appendiks E. Datablad synkrongenerator	PDF

Appendiks A Forventet nedbør i Mågelistrengen i 2080

Dette er et direkte utklipp fra vår hovedprosjektoppgave fra teknisk fagskole i 2020.

“Nedbøren i Norge har økt med omtrent 20 prosent siden 1900, og foreløpige estimater antyder at den kommer til å øke med ytterligere 10 til 20 prosent mot slutten av århundret. Hvor stor økningen blir, avhenger av hvor mye vi forurenses.” [28]

Representative Concentration Pathways' (RCPer) beskriver forskjellige scenarioer for framtidig utvikling av globale klimagassutslipp.

Utslippene regnes om til klimapådriv i form av konsentrasjoner i atmosfæren. Tallet som er knyttet til RCPene refererer til anslått klimapådriv i året 2100 i forhold til midten av 18. århundret.

RCP4.5: stabile/ svakt økende utslipp til 2040; deretter reduserte utslipp

RCP4.5 innebærer at klimagasskonsentrasjonene i atmosfæren vil øke noe fram mot 2060, men at de stabiliseres ved slutten av århundret. Dette scenarioet krever en kraftig reduksjon i klimagassutslipp. Utslippene kan øke svakt i begynnelsen, men fra 2040 må de avta, og fra 2080 må utslippene stabiliseres på et nivå som tilsvarer ca. 40% av utslippene i 2012. Utslippsreduksjonen må skje samtidig som verdens befolkning – og behovet for matproduksjon – øker.

RCP4.5 scenarioet kan nås i en energieffektiv verden med ambisiøs klimapolitikk i de fleste land. På global skala beregnes under dette scenarioet en temperaturøkning på rundt 2,5 °C mot slutten av århundret, relativt til tidsrommet 1850-1900.

RCP8.5: kontinuerlig vekst i klimagassutslipp

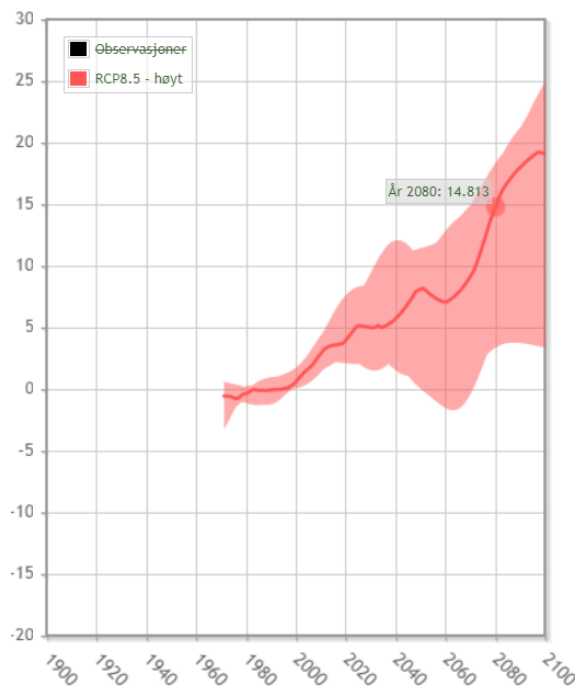
RCP8.5 er et scenario med høye klimagassutslipp. Det kalles ofte 'business as usual'-scenarioet, fordi økningen i klimagassutslipp i stor grad følger samme utvikling som vi har hatt de siste ti-årene. Scenarioet innebærer at dagens CO₂-utslipp tredobles innen

2100 i tillegg til en rask økning i metanutslipp. Verdens befolkning antas å øke til 12 milliarder innen 2100.

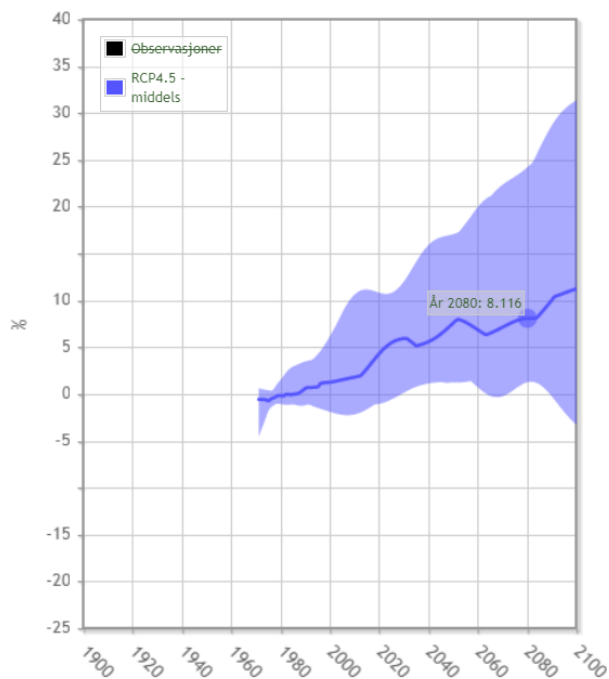
Under RCP8.5 er det svært sannsynlig at global temperaturøkning ved slutten av århundret blir mer enn 4 °C relativt til tidsrommet 1850-1900. I dette scenarioet vil klimagasskonsentrasjonen i atmosfæren – og global middeltemperatur -fortsette å stige etter år 2100. [29]

Da det er vanskelig å forutse fremtidig utvikling av globale klimagassutslipp, har vi regnet ut snittet mellom medianen til disse to scenarioene, og kommet fram til et forventet tilløp til Mågeli. Vi har forhørt oss med Statkraft og de mener det vil være realistisk å forvente dette tilløpet.

Dette er en viktig utregning for å forsikre oss om at kraftverket har kapasitet nok til å bruke alt vannet, og for fremtidige økonomiske beregninger.



Figur 43 Utvikling av nedbør i perioden 1900-2100



Figur 42 Utvikling av nedbør i perioden 1900-2100

[29]

Alle tilløpstall vises i Mm³

RCP8,5	Tilløp	Endring	Forventet tilløp i 2080
2007	185	2,10 %	208,03
2008	139	2,42 %	155,82
2009	126	2,69 %	140,88
Snitt			168,24

RCP4,5	Tilløp	Endring	Forventet tilløp i 2080
2007	185	2,10 %	195,89
2008	139	2,42 %	146,73
2009	126	2,69 %	132,66
Snitt			158,43

Snitt mellom RCP4,5 og RCP8,5 i 2080	163,34
--------------------------------------	--------

Tabell 1 Forventet nedbør i 2080

Denne tabellen viser hvordan tilløpet til Mågelistrengen kommer til å utvikle seg frem mot 2080. Dette er ved bruk av en RCP faktor som viser hvordan nedbørsmengden er i forhold til klimagassutslipp. Utslippene regnes om til klimapådriv i form av konsentrasjoner i atmosfæren. Tallet som er knyttet til RCPene refererer til anslått klimapådriv i året 2100 i forhold til midten av 18. århundret.

Når vi har regnet ut forventet tilløp i 2080 har vi først lest av endringen i 2007, 2008 og 2009. Tar vi 2007 som et eksempel ser vi at tilløpet har økt seg med omtrent 2%, som tilsvarer da 102%. Videre regnet vi oss frem til 1%, for deretter å så regne oss frem til omtrent 114%, som er det forventede tilløpet i 2080 ved RCP 8,5. Vi gjorde samme regnestykket med RCP 4,5. Deretter regnet vi ut forventet tilløp for begge scenarioene med tilløpet fra tre forskjellige år for å få muligheten til å regne ut et gjennomsnitt, noe som trolig vil gi et mer riktig tall.

Det er knyttet en viss usikkerhet til det presenterte regnestykket, og det kommer antakeligvis ikke til å stemme eksakt med det faktiske tilløpet i Mågelistrengen i 2080. Dette er på grunn av at uforutsette hendelser kan forekomme så langt fram i tid. Likevel tenker vi å bruke dette tilløpet i rapporten, da dette er det nærmeste man kommer et reelt tilløp, og viktigheten av å planlegge såpass langt fram i tid er stor.