



**Høgskulen
på Vestlandet**

BACHELOROPPGÅVE

Nye Hardeland Småkraftverk

Utarbeide Teknisk Spesifikasjon For Elektromekanisk Utrustning.

New Hardeland Small Hydro Power Plant

Prepare Technical Specification For Electromechanical Features.

Bacheloroppgåve

HO2-300

Avdeling for ingeniør- og naturfag

Institutt for ingeniør- og teknologifag

Ingeniørfag – elektro, energi, elkraft og miljø

19.05.2017

Tal ord: 28 793

Espen Aar

Tom Erik Berg

Thomas Røssland

Eg stadfestar at arbeidet er sjølvstendig utarbeida, og at referansar/kjeldetilvisingar til alle kjelder som er brukt i arbeidet er oppgitt, jf. *Forskrift om studium og eksamen ved Høgskulen på Vestlandet, § 10.*

Avtale om elektronisk publisering i Høgskulen på Vestlandet sitt institusjonelle arkiv (Brage)

Eg gir med dette Høgskulen på Vestlandet løyve til å publisere oppgåva *Nye Hardeland Småkraftverk* i Brage dersom karakteren A eller B er oppnådd.

Eg garanterer at eg har opphav til oppgåva, saman med eventuelle medforfattarar. Opphavsrettsleg beskytta materiale er nytta med skriftleg løyve.

Eg garanterer at oppgåva ikkje inneheld materiale som kan stride mot gjeldande norsk rett.

Ved gruppeinnlevering må alle i gruppa samtykke i avtalen.

Fyll inn kandidatnummer og namn og set kryss:

[29] Espen Aar

JA NEI

[31] Tom Erik Berg

JA NEI

[23] Thomas Røssland

JA NEI

STUDENTRAPPORT

Campus Førde, Svanehaugsvegen 1, 6812 FØRDE www.hvl.no

TITTEL Nye Hardeland Småkraftverk	RAPPORTNR.	DATO 19.05.2017
PROSJEKTITTEL HO2-300 Bacheloroppgåve	TILGJENGE Open	TAL SIDER 123
FORFATTARAR Espen Aar Thomas Røssland Tom Erik Berg	ANSVARLEGE RETTLEIARAR Joar Sande RETTLEIARAR Nils Westerheim STYRINGSGRUPPE Eirik P. Ulvenes Inger Johanne B. Hagen	
OPPDRAAGSGJEVAR Sunnhordland Kraftlag (SKL)		
SAMANDRAG I oppdrag frå Sunnhordland Kraftlag skal vi sjå på ein mogleg løysing til nye Hardeland Kraftverk. Det skal mest sannsynlegvis byggast eit nytt småkraftverk ved sida av dagens Hardeland kraftverk. Vi skal utarbeide teknisk spesifisering for elektromekanisk utrustning. Av forslaga skal det vurderast kva som gir best løysing og inntening, samt skal det utarbeidast materialliste og kostnadsoverslag.		
SUMMARY In assignment from Sunnhordland Kraftlag we will be looking at a possible solution to the new Hardeland power plant. It will most likely be built a new small hydro power plant next to the existing Hardeland power plant. We shall prepare a technical specification for electromechanical outfitting. Out of the proposals it shall be considered which gives the best solutions and profit, as well as to work out a material-list and cost estimate.		
EMNEORD Hovudrapport, Nye Hardeland småkraftverk, Bacheloroppgåve, Småkraftverk		

Føreord

Denne rapporten er ein del av vår bacheloroppgåve ved Høgskulen på Vestlandet, campus Førde. Oppgåva utgjer 20 av totalt 180 studiepoeng som ein skal ha for å få godkjent bachelorgrad. Prosjektgruppa består av tre avgangsstudentar som går på studielinja "Ingeniørfag – Elektro, energi, elkraft og miljø". To av personane på gruppa har gått y-vegen medan tredje person går ordinær.

Oppdragsgjevaren vår er Sunnhordland Kraftlag, heretter kalla SKL, med hovudkontor i Stord kommune i fylket Hordaland. Vi har fått som oppgåve å utarbeide ein teknisk spesifisering for elektromekanisk utrustning til det nye småkraftverket oppdragsgjevar vurderer å bygge ved sidan av det eksisterande kraftverket i Hardeland.

Vi vil rette ei stor takk til oppdragsgjevar og rettleiarar ved SKL, Eirik P. Ulvenes og Inger Johanne B. Hagen for oppgåve og god rettleiing. Vi rettar også ei stor takk til våre lærarar og rettleiarar Nils Westerheim og Joar Sande.

Andre personar som også fortener ei takk er våre kontaktpersonar i følgjande bedrifter: Rainpower AS, Indar AS, Energiteknikk AS, Hymatek AS, ABB AS, Nexans Norway AS og Brødrene Dahl AS.

Gjennom denne oppgåva har vi fått moglegheita til å få eit innblikk i korleis planleggingsfasen til bygging og modernisering av kraftverk fungera. Vi har fått god trening i kontakt med aktuelt næringsliv og tileigna oss eit godt nettverk. Vi har fått ein djupare forståing for korleis ting er i kraftbransjen og lært oss å nytte gode og kunnskapsrike databaser.

Det skal også seiast at rapporten er skriven med omsyn på at lesar har ein viss forståing for grunnleggjande elektronikk.

Førde, 19.05.2017



Espen Aar



Tom Erik Berg



Thomas Røssland

Samandrag

SKL skal oppgradere dagens Hardeland Kraftverk. Dette kraftverket, bygd i 1958, har i dag dårlig utnytting av ressursar, høge driftskostnader og har utløypt den tekniske levetida. Med bakgrunn i dette ser SKL på moglege alternativ for oppgradering. Vi har fått i oppgåve å utarbeide teknisk spesifisering for eit småkraftverk på 9,99 MVA som skal erstatte dagens Hardeland Kraftverk. Ved å halde seg under 10 MVA slepp man unna grunnrente- og naturressursskatten som er ein av hovudgrunnane til at det er aktuelt å bygge småkraftverk.

Sidan både dam og vassveg skal nyttast vidare er mykje av arbeidet og kostnadane rundt oppgradering allereie blitt gjort. Kraftverket leverar i dag ei spenning på 11 kV og det er tiltenkt at det nye småkraftverket skal levere ei spenning til eit oppgradert nett på 22 kV.

Det er gjort målingar av tilsig frå Kritefeltet, over ei periode på 89 år, noko som gjev eit svært godt grunnlag for å finne middelvassføringa. Vi baserar ressursgrunnlaget vårt på dei 30 siste åra av målingane på grunn av historisk auking i vassføring.

Med dei naturgjevne parameterane har vi kunne systematisk valt komponentar og berekna deira størrelse for å sikre oss at dei passar til det nye småkraftverket. Vi har brukt teori og formalar frå det vi reknar som sikre kjelder. Det er også gjort simuleringar for å underbygge våre val.

Løysinga vi har kome fram til består av teknisk spesifisering for ein vertikal Pelton-turbin, synkrongenerator m/børstelaus magnetisering, kontrollanlegg, oljefyllt transformator, effektbrytar m/SF₆-gass som isolasjons- og brytarmedium, måletransformatorar og kabel som oppfyller det teknisk-økonomiske tverrsnitt.

Etter val av komponentar er det tatt ein økonomisk analyse der vi tek utgangspunkt i nytte- og kostnadsverknadar. Vi har gjort ei vurdering om oppgraderinga er lønsam, der vi også har tatt aktuelle skattar med i berekningane. Resultat av lønnsamheitsberekninga viser at kraftverket er svært lønsamt, sjølv etter ei undervurdering av kraftverket.

Innholdsliste

Føreord	3
Samandrag	4
Figurliste	8
Tabelliste	9
Innleiing	1
1.1 Problemstilling	2
1.2 Mål	2
1.2.1 Hovudmål	2
1.2.2 Delmål	2
1.3 Nytteverdi	3
1.4 Metodar og verkty	3
1.4.1 PSS Sincal	3
1.4.2 LabVIEW	3
1.4.3 REN (Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet).....	3
1.5 Tidlegare arbeid	3
2 Bakgrunn	4
2.1 Dagens Hardeland Kraftverk	4
2.1.1 Dam og inntak	4
2.1.2 Vassvegen.....	4
2.1.3 Kraftverk.....	5
2.1.4 Område rundt.....	5
2.2 Hydrologi.....	5
2.3 Krav til effektfaktor for nettilknytning	6
2.4 Nye Hardeland Småkraftverk	6
2.5 Elektromekanisk leveranse	6
3 Teori.....	7
3.1 Innløpsrør	7
3.1.1 Rør	7
3.2 Ventil.....	7
3.3 Turbin.....	8
3.3.1 Klassifisering av turbintype	9
3.3.2 Pelton-turbinen	10
3.4 Generator	19
3.5 Viklingsoppbygging og typar vikling	20
3.5.1 Viklingstypar	20
3.5.2 Transponering	21
3.5.3 Svingmasse	22

3.6	Tap i viklingar	22
3.7	Fysisk utforming	22
3.7.1	Langsamt-roterande generator	22
3.7.2	Hurtigroterande generator.....	23
3.8	Feil ved unormal drift	23
3.9	Stator	25
3.9.2	VPI (Vacuum Pressure Impregnation)	26
3.10	Rotor.....	26
3.11	Magnetisering.....	27
3.12	Fundament.....	27
3.12.1	Styrelager	27
3.12.2	Aksiallager	27
3.13	Kontrollanlegg.....	28
3.13.1	Prinsipp for bygging av kontrollanlegg	28
3.13.2	Hjelpeanlegg AC og DC	29
3.13.3	Generell om regulering.....	31
3.14	Apparatanlegg.....	34
3.14.1	Transformator	34
3.14.2	Måletransformatorar	37
3.14.3	Brytaranlegg	39
3.15	Økonomi	42
3.15.1	Samfunnsøkonomisk analyse	42
3.15.2	Skattar	49
4	Metode for val av komponentar	51
4.1	Val av røyr	51
4.2	Val av kuleventil	52
4.3	Metode for turbin.....	54
4.3.1	Eigne utrekningar	54
4.4	Metode for val av generator	62
4.5	Metode for val av kontrollanlegg.....	63
4.6	Metode for val av apparatanlegg	64
4.6.1	Transformator	64
4.6.2	Måletransformator.....	72
4.6.3	Kabel.....	73
4.6.4	Effektbrytar	82
4.7	Økonomi	83
4.7.1	Ressursgrunnlag	83
4.7.2	Parameterar for økonomiske berekningar	85
4.7.3	Samfunnsøkonomisk analyse	86
4.7.4	Lønnsamheits-berekningar	94

5	Miljømessige og etiske tiltak	101
5.1	Estetikk	101
5.2	Lekkasje.....	101
5.3	Minstevassføring	102
5.4	Arbeidet	102
5.5	Avfall.....	102
6	Resultat og drøfting.....	103
7	Konklusjon	109
8	Prosjektadministrasjon.....	110
8.1	Organisering.....	110
8.1.1	Oppdragsgjevar	110
8.1.2	Styringsgruppe.....	110
8.1.3	Prosjektgruppa	111
8.1.4	Prosjektperiode	111
8.2	Prosjektgjennomføring (i forhold til plan)	112
8.2.1	Tidsbruk.....	112
8.2.2	Nettside	112
8.2.3	Møter.....	113
8.2.4	Loggføring.....	113
8.2.5	Framdriftsplan	113
8.2.6	Dokumentstyring.....	114
8.3	Økonomi	114
8.4	Prosjektdiskusjon / Prosjektevaluering	115
8.4.1	Kommunikasjon.....	115
8.4.2	Måloppnåing	115
8.4.3	Risiko	116
8.4.4	Avvik	116
8.4.5	Viktige erfaringar (fagleg og prosjektadministrativt)	117
8.4.6	Utfordringar.....	117
8.4.7	Læringsutbytte	117
9	Referanseliste	119
10	Vedlegg.....	123

Figurliste

FIGUR 1: UTKLIPP FRÅ KOSTNADSGRUNNLAG OM KVA SOM INNGÅR I EIN ELEKTROMEKANISK LEVERANSE. [4, p. 80, 5, 6]	6
FIGUR 2: VALSKJEMA FOR TURBINTYPE [9]	9
FIGUR 3: VISER FARTSTAL-OMRÅDER FOR VAL AV TURBINTYPE [8, p. 23].....	10
FIGUR 4: VISER VASSTRÅLE INN PÅ LØPEHJUL, SAMT KORLEIS VATNET OPPFØRER SEG NÅR DEN TREFFER SKOVLEN. [10]	10
FIGUR 5: VISER (VERTIKAL OPPSETT) RINGLEIDNING, DYSER OG LØPEHJUL. [11]	11
FIGUR 6: PRINSIPPSKISSE AV EI TYPISK DYSE MED NÅLEREGULERING. [8, p. 64]	12
FIGUR 7: LØPEHJUL FOR PELTON, LEGG MERKE TIL UTFORMING AV SKOVLER. [8, p. 29]	13
FIGUR 8: UTKLIPP AV FIGUR DER EIN SER VASSTRÅLEN SOM TREFF SKOVL, OG KORLEIS STRÅLEN GÅR INN PÅ NY SKOVL. [8, p. 25]	13
FIGUR 9: EIGEN ILLUSTRASJON FOR Å VISE HØGDE MELLOM VASSPEIL OG LØPEHJULET.	15
FIGUR 10: VISER EIN RELATIV VERKNADSGRADSKURVE FOR EIN PELTON-TURBIN MED TILNÆRMA SAME ANLEGGSVILKÅR. [12]	16
FIGUR 11: VISER SKADER FRÅ SMÅPARTIKLAR, F.EKS. SAND, I VATNET SOM SLITER NED METALLET. [14].....	18
FIGUR 12: REVOLVERING MED ROEBEL-METODE. HENTA FRÅ EBLs HANDBØKER	21
FIGUR 13: PRINSIPPSKISSE AV KRAFTVERK MED TURBINREGULATOR. [20].....	31
FIGUR 14: FORENKLA PRINSIPPSKISSE AV DEN EINE FASEN MED BELASTNING [6, p. 40]	34
FIGUR 15: EKVIVALENTSKJEMA FOR EIN FASE I EIT TREFASESYSTEM. [6, p. 50].....	35
FIGUR 16: PRINSIPPEIKNING AV EIN EINPOLA SPENNINGSTRANSFORMATOR UTAN JORDFEILVIKLING.	37
FIGUR 17: EINPOLA SPENNINGSTRANSFORMATOR MED MÅLE- OG JORDFEILVIKLING.	38
FIGUR 18: TSLI, BILETET ER HENTA FRÅ KABELBOK, NEXANS [27]	40
FIGUR 19: TSLF, BILETET ER HENTA FRÅ KABELBOK, NEXANS	41
FIGUR 20: FORENKLA RADIALBESKRIVING AV KRAFTSYSTEMET FOR BEREKNING AV SPESIFIKKE TAPSKOSTNADAR.	45
FIGUR 21: PLANLANGT NY TRASÉ FOR INNLØPSRØYRET.	51
FIGUR 22: BILETE AV TURBIN OG KULEVENTIL (BLÅ). [37]	52
FIGUR 23: RØYRBROTVENTIL DN800 PN40	53
FIGUR 24: VISER KOR DEI FORSKJELLIGE DIMENSJONANE TIL SKOVLEN HØYRER TIL.	59
FIGUR 25: KOPLING AV GENERATOR OG TRANSFORMATOREN. [6, p. 62]	66
FIGUR 26: VISER FORENKLA EINLINESKJEMA AV TRANSFORMATOR MED OVERSPENNINGSAVLEIARAR.	66
FIGUR 27: TRANSFORMATORKOPLING YNd11, ESPEN AAR	66
FIGUR 27: OPPBYGGING OG SKISSE AV EIN TØRRTRANSFORMATOR	67
FIGUR 29: ILLUSTRASjonsBILDE, LIQUID FILLED SMALL POWER TRANSFORMER.....	69
FIGUR 30: ILLUSTRASjonsBILETE AV MOGLEG LØYSING TIL PlassERING AV KRAFTVERK	73
FIGUR 31: FORLEGNING UTAN KORREKSJON, NEXANS KABELBOKA	75
FIGUR 32: SNITT AV ETABLERT MODELL I SINCAL.....	80
FIGUR 33: DEN BLÅ FARGEN VISER BELASTNINGA PÅ KABEL SOM ER MELLOM 50-100 %. FÅR MAN RAUD FARGE VIL KABEL VÆRE OVERBELASTA. GRØN FARGE BETYR AT DET ER UNDER 50 %.	80
FIGUR 34: SPENNINGSTAP INNANFOR GRENSEVERDIAR PÅ 97-103 %.	81
FIGUR 35: $I_k''/I_k''_{max}$ VISER BELASTNING (I %) PÅ KABLANE VED MAKISMAL KORTSLUTNINGSSTRAUM.	81
FIGUR 36: ANSLÅTT NY PRODUKSJON FOR HARDELAND SMÅKRAFTVERK. BRUKSTID: 8489 TIMAR.....	84
FIGUR 37: STJERNEVIKLING MED MOTSTAND MELLOM.....	87
FIGUR 38: LINEÆR FUNKSJON AV KJENDE PUNKT BASERT PÅ MÅLING	88
FIGUR 39: VERKNADSGRADSKURVE GJEVEN AV TABELL	89
FIGUR 40: MODELL AV KRAFTVERKET	107
FIGUR 41: STYRINGSGRUPPE	111

Tabelliste

TABELL 1: TEMPERATURKLASSE. [6, p. 103].....	36
TABELL 2: FØRESETNAD FOR FRIKSJONSTAP I VASSVEGEN.....	52
TABELL 3: VISER NOKRE AV DEI SYNKRONE TURTALA EIN KAN HA.....	57
TABELL 4: VISER SVAR FRÅ EIGNE UTREKNINGAR SAMANLIKNA MED LEVERANDØR SINE MÅL.....	61
TABELL 5: DATA FOR DRY TYPE CAST-COIL TRANSFORMER HIT-PLUSS.....	68
TABELL 6: DATA FOR GSU TRANSFORMATOR.....	69
TABELL 7: RESULTAT VED KORTSLUTNINGSBEREKNING FOR SAMLESKINNA "HARDELAND SMÅKRAFTVERK".....	82
TABELL 8: VERKNADSGRAD I % GJEVEN AV %-BELASTNING MED EFFEKTFAKTOR PÅ 0,9. N ER HER BELASTNINGA I %.	89
TABELL 9: KAPITALISERT KOSTNAD AV TOMGANGSTAP FOR AKTUELLE TRANSFORMATORAR.....	90
TABELL 10: SAMANLIKNING AV INVESTERINGSKOSTNADAR.....	90
TABELL 11: VISER DEN TOTALE BESPARINGA VED VAL AV TRANSFORMATOR.....	91
TABELL 12: UTREKNING FOR TAP I KABEL.....	92
TABELL 13: KAPITALISERT TAPSKOSTNADAR FOR TAP I KABEL.....	93
TABELL 14: INVESTERINGSKOSTNAD FOR ULIKE TVERRSNITT, REN PROSJEKTSYSTEM.....	93
TABELL 15: NETTO NOVERDI AV ØKONOMISK TVERRSNITT.....	93
TABELL 16: INVESTERINGSKOSTNADAR OPPGJEVE FRÅ LEVERANDØRAR.....	95
TABELL 17: INVESTERINGSKOSTNADAR BASERT PÅ NVE SITT KOSTNADSGRUNNLAG FOR SMÅ VANNKRAFTANLEGG OG KOSTNADSGRUNNLAG FOR VANNKRAFTVERK.....	96
TABELL 18: ANDRE KOSTNADAR.....	96
TABELL 19: SAMANLIKNING.....	97
TABELL 20: DRIFTS- OG VEDLIKEHALDSKOSTNAD I ÅR 0.....	98
TABELL 21: FORVENTA KRAFTPRIS OG ELSERTIFIKATPRIS.....	99
TABELL 22: INNTENING FØR ALLE AVSKRIVINGAR OG SKATTAR.....	100
TABELL 23: RESULTAT AV STENGEVENTIL.....	103
TABELL 24: RESULTAT AV TURBIN.....	103
TABELL 25: RESULTAT AV GENERATOR.....	103
TABELL 26: RESULTAT AV TRANSFORMATOR.....	104
TABELL 27: RESULTAT AV BRYTARANLEGG.....	104
TABELL 28: RESULTAT AV KABEL.....	104
TABELL 29: RESULTAT AV KONTROLLANLEGG; HYMAREG FOR GENERATORAR MED BØRSTELAUS MAGNETISERING.....	105
TABELL 30: OVERSIKTSBILDE AV VERKNADSGRADAR TIL KOMPONENTAR I KRAFTVERKET.....	106
TABELL 31: OPPSUMMERING AV LØNNSAMHEITSBEREKNING OVER 40 ÅR.....	108
TABELL 32: VISER BUDSJETT FRÅ START AV PROSJEKTPERIODE.....	114
TABELL 33: VISER REKNESKAP FOR PROSJEKTPERIODE.....	114
TABELL 34: RISIKOVURDERING.....	116

Innleiing

Hardeland Kraftverk og Litledalen kraftverk er klar for ei oppgradering. Hardeland kraftverk vart sett i drift i 1958 og sidan denne tid har det ikkje blitt gjort nokon store oppgraderingar. Med omsyn på at levetida til eit vasskraftverk er 60 år, nærmar det seg tid for fornying av heile anlegget.

Drifts- og vedlikehaldskostnader til eit kraftverk med så lang driftstid vil føre til at det er mindre lønsamt å drifte, samt drift-sikkerheita er redusert. SKL ser på fleire moglege alternativ til kva dei skal gjere med desse kraftverka.

Vi har fått i oppgåve, av SKL, å utarbeide teknisk spesifikasjon for elektromekanisk utrustning (for aggregat 3) som eit alternativ til SKL sine løysingar. Vi skal velje dei komponentane som vil være mest optimale i samsvar med dei naturgjevne parameterane vi har tilgjengelig.

Etter kontakt med leverandørar har vi fått forslag til størrelse på komponentar. For å kvalitetssikre deira val, har vi tatt eigne utrekningar og rådført oss med våre rettleiarar. Det er også viktig at løysinga vi kjem med vil være økonomisk lønsam i forhold til investeringa som blir gjort.

1.1 Problemstilling

Aggregat 3 ved eksisterande Hardeland Kraftverk har i dag ei avgrensing på å ikkje kunne kjøre på under 4 MW. På grunn av tilpassing av minstevassføring og vinterproblem ved inntak, så kjørast kraftverket på mindre enn halv last i 50 % av driftstimane. SKL ønsker å betre lønsamheita ved å nedskalere til eit småkraftverk.

1.2 Mål

1.2.1 Hovudmål

- Utarbeide teknisk spesifikasjon for elektromekanisk utrustning.

1.2.2 Delmål

Opphavlege delmål:

- Simulere vassveg (LabVIEW).
- Berekning av størrelse på komponentar.
 - Komponentar inkludera blant anna:
 - Kablar
 - Transformator
 - Aggregat
 - Brytaranlegg
- Val av komponentar.
- Økonomisk analyse/kostnadsanalyse.
- Vurdering av miljømessige- og estetiske tiltak.
- Oppretting og undervegs oppdatering av nettside for prosjekt.
- Simulering/teikning i PSS Sincal/AutoCAD.

Reviderte delmål:

Frå delmåla i punktlista over har følgjande delmål blitt avgrensa:

- Simulere vassveg (LabVIEW)
- Teikning i AutoCAD

Meir om kvifor dei har blitt avgrensa kjem under kapittelet om prosjektstyring.

1.3 Nytteverdi

Vi kan dele nytteverdi inn i to delar; oppdragsgjevar og kommande studentar.

Oppdragsgjevar vil kunne nytte våre resultat frå oppgåva som eit av fleire moglege alternativ for utbygging av kraftverk i området rundt Hardeland. I løysinga vår vil SKL kunne samanlikne lønnsamheit mot andre moglege alternativ.

Kommande studentar vil kunne nytte denne rapporten som eit læreverk. Dei vil her få eit godt innblikk i teori og utrekning av komponentar til eit kraftverk.

1.4 Metodar og verkty

I denne prosjektperioden har vi brukt fleire program for å oppnå våre mål. Her forklarar vi kort kva programma er og kva dei har blitt brukt til. Vi ser ikkje poeng i å forklare standard program frå Office-pakken då vi tek eit utgangspunkt i at desse ikkje treng forklaring.

1.4.1 PSS Sincal

PSS Sincal er eit simuleringsprogram for analyse av kraftsystem utgitt av Siemens. Her kan man legge inn ønska data og parameterar for element som utgjør eit nettsystem, samt kjøre forskjellige testar. Vi har brukt Sincal til sjekke om det nye småkraftverket tilfredsstillere nettets krav til effektfaktor, spenningsvariasjonar og for å finne teknisk-økonomiske tverrsnitt av kabel.

1.4.2 LabVIEW

LabVIEW er eit visuelt programmeringsverktøy frå National Instruments. Programmet vi har brukt, LVTrans, nyttar LabVIEW sitt grafiske objektbaserte grensesnitt. Planen var å bruke LVTrans til å simulere vassvegen. LVTrans har skulen fått tilsendt frå NTNU til bruk for eiga læring.

1.4.3 REN (Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet)

REN er eit selskap som standardiserer materiell og metodar. REN blei etablert i 1998 av kraftselskap og EnFO (Energiforsyningens Fellesorganisasjon) i samanheng med at selskap trengte felles og standardiserte retningslinjer. På REN sine sider finn ein REN-blad som inneheld retningslinjer til alt i frå planlegging til utføring. I REN sine planbøker finn ein tekniske data, forskrifter, beskriving og krav til ulike analyser i kraftnettet, kostnader og kostnadskalkyle. [1]

1.5 Tidlegare arbeid

Hausten 2016 var gruppa samla på eit prosjekt i faget OR2-302 Ingeniørfagleg Systememne. Her var også SKL oppdragsgjevar og oppgåva gjekk ut på å sjekke moglegheit og krav for å kjøre nye Hardeland Kraftverk i øydrift. Denne oppgåva har fungert som ei god innleiing til bacheloroppgåva og vi vil dra nytte av noko vi lærte då i dette prosjektet.

2 Bakgrunn

Her vil vi beskrive bakgrunn og dagens standpunkt for det eksisterande Hardeland Kraftverk. Vi ønsker her å nemne nokre punkt for å skape eit meir heilskapleg bilete, sjølv om dei ikkje inngår i spesifikke gjevne mål. Vi presisera her den informasjon vi har tilgjengelig for å spisse inn oppgåva.

2.1 Dagens Hardeland Kraftverk

2.1.1 Dam og inntak

Dam og vassveg vart bygd i 1958, og framstår i dag i generelt god stand. Dam er av type terskel/platedam og har ein høgste regulerte vasstand (H.R.V) på 524,4 m. Tidlegare er det gjort vedlikehald og utbetring på dam i 1992 der dei blant anna heva og forsterka dammen. Ved inntaket står det ei varegrind av typen grovvare-grind. Inntak har lukehus utstyrt med glideluke og bjelkestengsel. I 2009 blei det også tatt rustbehandling på glideluka. Både dam og inntak skal brukast vidare ved det nye kraftverket.

2.1.2 Vassvegen

Vassvegen består av 1111,3 m trykktunnel og 746 m røyrgate forlagt på fjell. Mellom overgangen av røyr og tunnel er det ei svingesjakt. Sjakta fungerer som eit trykk-utjammingsorgan ved hurtige endringar av vasstrøymingar. Svingsjakta bidreg med hurtig og stabil regulering, mindre produksjonstap, samt mindre skade på aggregat og vassvei. Langs vassvegen ved svingesjakt står det ei finvaregrind.

Ved overgang mellom tunnel og røyr er det ein spjeldventil som brukast ved revisjon. Lenger nedstraums er det røyrbrotsventil av type spjeld. Denne løysast ut automatisk ved 20 % meir vassføring enn dagens normalvassføring eller kan løysast ut frå kraftstasjonen. Små tilpassingar av flyndre eller stag må til for å bruke den vidare med ei minska vassføring. Stengeventilen er i dag av type sluseventil.

I 2009 var det gjort innvendig rustbehandling av røyrgate. Om vassveg fortsatt skal brukast i framtida må det foretas vedlikehald av type rustbehandling på overflate av røyr og vedlikehald på forankringskloss, samt forsterkning med fleire mellomforankringsklossar. Vi estimerar at innløpsrøyr til det nye småkraftverket koplast på eksisterande røyrgate ca. 70 m opp (frå eksisterande kraftverk) for å unngå for stor vinkel i røyrgate. Dette røyr vil være av ein litt større dimensjon (800 mm mot 700 mm) og derfor krevje ein konus for tilpassing mot eksisterande røyr.

I vidare utrekning av den totale verknadsgraden i kraftverket vil vi ta utgangspunkt i vassvegen slik den er i dag. Dette fordi at det er kjende tal og vi vil sleppe å estimere kva den nye verknadsgraden for vassvegen blir. Det opplysast at i utrekninga av verknadsgraden for vassvegen har vi berre tatt omsyn til friksjonstapa. Grunnen til det er at denne faktoren vil i størst grad påverke den totale verknadsgraden. Dei andre faktorane vil påverka tapa i noko grad, men grunn av tid har vi valt å sjå bort frå dei.

2.1.3 Kraftverk

Hardeland kraftverk er i dag utstyrt med eit Pelton aggregat på 14 MVA med ein maksimal slukeevne på 4,5 m³/s. Kraftverket har ein generator frå oppstartsåret, 1958, levert av NEBB (Norsk Elektrisk og Brown Boveri). Aggregatet har ei avgrensing på å ikkje kunne kjøre på under 4 MW.

2.1.4 Område rundt

2.1.4.1 Veg

Vegforbindelse til dam, vassveg og kraftverk er allereie etablert i forbindelse med bygginga av dagens kraftverk. Vegstandarda framstår i dag som god.

2.1.4.2 Fallrett

Ettersom det allereie er eit kraftverk her i dag som nyttar fallet, tek vi ikkje omsyn til fallretten.

2.2 Hydrologi

For å avgjere den økonomiske lønnsamheita i prosjektet og om det i heile tatt er gjennomførbart, er det viktig å fastsette ressursgrunnlaget for vasskraftverket. Eigentlig skulle vi gjere dette på grunnlag av driftssimuleringar, men på grunn av datatrøbbel og tida ble vi nøydd til å gjere dette ved handberekning med estimering og varigheitskurve som bakgrunn.

Her var mykje av arbeidet vårt gjort frå før i forbindelse med at det allereie er eit kraftverk som står her i dag. SKL har gjort tilsigsmålingar av tidligare år. Basert på målingane vi har fått tilsendt frå SKL, har vi rekna ut gjennomsnittet av tilsiget dei 30 siste åra. Med bakgrunn av atterhold for SKL, kan vi ikkje oppgjje anna enn gjennomsnittsverdien. Dette gjennomsnittet tilsvara 2,133 m³/s og er verdien vi vil nytte vidare for vassføring i denne oppgåva. Tilsigsmålinga fortel oss også at nedbøren har økt dei siste 89 åra og vi ser ikkje grunn til at trenden skal forandrast.

2.3 Krav til effektfaktor for nettilknytning

Kraftverket skal koplest på eit eksisterande nett, samt at vi har moglegheit for å kjøre på isolert nett. Her må man då møte krav frå netteigar, som igjen må møte krav frå FIKS. Det er Etne E-Lag som eiger linja vi skal kople oss på og dermed må vi møte deira krav til effektfaktor på nett.

Etne E-Lag stiller krav til ein effektfaktor på 0,86, som også er det kravet FIKS stiller [2, p. 37].

2.4 Nye Hardeland Småkraftverk

Eit småkraftverk er ein fellesnemning på vasskraftverk som har mindre enn 10 MW yting [3]. Det nye småkraftverket i Hardeland vil ligge under denne grensa, samt avgrensast på 9,99 MVA. Plassering av nye Hardeland Småkraftverk er tiltenkt rett ved sida av dagens kraftverk for å kunne nytte seg av eksisterande vassveg.

2.5 Elektromekanisk leveranse

I en komplett elektromekanisk leveranse inngår normalt følgende:

- Turbin
- Turbinstyring
- Innløpsrør
- Innløpsventil
- Generator
- Apparat- og kontrollanlegg
- Transformator 22 kV (se kapittel 5.3.2 Mikro- og miniaggregater)
- All intern kabling i stasjonen
- Transport, forutsatt kjørbær vei
- Prosjektering, montasje og idriftsettelse

Figur 1: Utklipp frå kostnadsgrunnlag om kva som inngår i ein elektromekanisk leveranse. [4, p. 80, 5, 6]

Sidan oppgåva vår i hovudsak tek for seg den elektromekaniske utrustninga, fell transport, prosjektering, montasje og ikraftsettjing vekk. Vi har dermed fokus på kraftverkets komponentar inkludert transformator fram til linjeavgang.

3 Teori

I dette kapittelet skal vi ta for oss grunnleggjande teori bak komponentar. For å avgrense teoridel ser vi på føresetnadane som allereie er gjevne. Ved å sjå på desse føresetnadane kan vi avgrense teoridel til å passe dei aktuelle komponentane som skal inn i nye Hardeland småkraftverk.

Vi går innom innløp, ventil, fortsetter med turbin og generator, samt kontrollanlegg. Deretter bruker vi simulerte data frå PSS Sincal til å hjelpe og dimensjonere kabel og brytaranlegg.

3.1 Innløpsrøyr

I forbindelse med nytt inntak til småkraftverket, er det naudsynt å legge nytt innløpsrøyr og stengeventil. Både innløpsrøyr og ventil er ofte ein del av turbinleveransen.

3.1.1 Røyr

Innløpsrøyr er den delen der vatnet leiast ned til turbinen. Delen frå svingesjakt og ned til turbinen er av type trykkrøyr. I ein komplett elektromekanisk leveranse inngår normalt innløpsrøyr, men grunna at dette ikkje er relevant for vår utdanning går vi ikkje lenger inn på det enn det som står her. Det vi kan seie er at mest sannsynleg vil ny røyrtrasé måtte borast inn i fjell med etablering av forankringsfundament i vinkel.

3.2 Ventil

NVE sin rettleiar anbefala kuleventil for vasskraftverk med fallhøgde over 200 meter [7, p. 79]. Ein kunne også ha brukt ein dreiespjeldventil, men denne ville trenge større dimensjon som gjev redusert vasshastigheit og auka falltap. Vi vel derfor å fokusere på kuleventil.

Kuleventilen har som føremål å stenge kraftverket for vatn ved ståande trykk ved store fallhøgder. Ventilen sikrar at det ikkje kjem eventuelle lekkasjevatt som fortsatt kan halde turbinen i gang. Ved naudstenging skal ventilen klare å stenge momentant ved full drift for å beskytte turbin og røyr nedstrøms. Ventilen kan lukkes ved inspeksjon av turbin og fungere som ein ekstra sikkerheitsbarriere.

Ein kuleventil er ein kule med sylindrisk hull i midten. Ved stenging dreiest kula slik at holet står tvers på strøymretninga. I normal drift står ventilen slik at den fell saman med røyret. Ventilen utstyrt med lodd som gjer at ventil kan lukke automatisk uavhengig av ytre straumtilførsel. Lukketida for ventilen må være slik at den klarer å lukke raskt for å unngå skade på turbin, men samtidig slik at den ikkje skapar for stor trykkstigning oppstrøms ventilen og forårsaka brot på røyr gata. Innsida på ventilen er forma slik at det singulære falltaped blir redusert. I oppgåva er det ikkje rekna på falltap gjennom ventilen, og val blir ikkje vurdert ifølgje berekningar.

3.3 Turbin

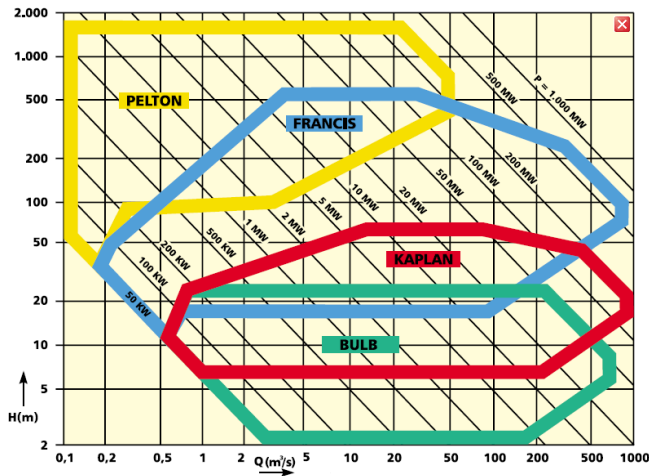
Turbinen er ein av dei viktigaste komponentane i vasskraftverket og utgjer ofte den største utgifta i elektromekanisk utrustninga. Saman med generatoren utgjer turbinen aggregatet. I dette kapittelet skal vi sjå på turbinen og det utstyret som trengs for å drifte denne. Først fastslår vi type turbin som skal brukast for å avgrense oppgåva, deretter korleis denne er oppbygd. Under kapittelet Metode vil vi sjå nærare på hydraulisk design av aktuell turbin.

Teorien i dette kapittelet baserar seg på *NVEs Veileder i kvalitetsikring av små vannturbiner* [8, pp. 16-75].

For å fastslå kva type turbin vi trenger ser vi på dei naturgjevne størrelsane som er fallhøgde og vassføring. Sidan det allereie eksistera eit kraftverk med vassveg, har vi eit godt utgangspunkt. Brutto fallhøgde på den eksisterande vassvegen er 322,85 meter og denne har ein middelvassføring, målt gjennom 30 år, på 2,133 m³/s. Med desse tala og ei vurdering på verdi for turtal kan vi byrje på ei hydraulisk dimensjonering av tilpassa turbin for det nye småkraftverket.

3.3.1 Klassifisering av turbintype

Først må vi fastslå kva turbintype vi skal velje. Det er i hovudsak to metodar for å finne dette. Den første metoden er ein simpel metode der vi ser på fallhøgde langs y-aksen og vassføringa langs x-aksen i ein graf, slik som ein ser på figuren under. Minuset med denne er at den ikkje er særlig nøyaktig og det finnes mange versjonar av denne med ulikt grenseområde. Sidan vi i denne figuren hamnar mellom grenseovergangen mellom Francis og Pelton, gjev det oss ikkje noko endeleg svar på kva val vi skal ta. Vi ser derfor på metode to under figuren.



Figur 2: Valskjema for turbintype [9]

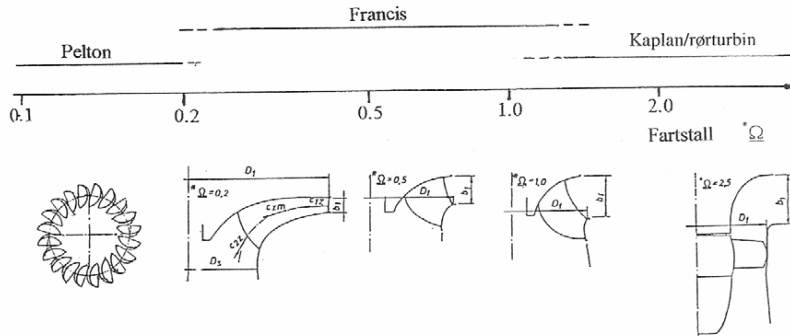
Metode to, som vi har valt å bruke, er ein ganske nøyaktig måte å fastslå turbintypen på. Ved å bruke eit kvalifikasjonskriterium gitt som fartstal, Ω , kan ein fastslå meir nøyaktig kva turbin vi treng. Fartstal-metoden tek omsyn til blant anna vassføring i beste driftspunkt og turtal. Formelen under finner ein fullstendig utrekning til under kapittel om metode for val av turbin. For å avgrense oppgåva er svaret på denne tatt med her.

$$\Omega = \omega * \sqrt{Q} = 0,145$$

Ω	Fartstal	
ω	Redusert vinkelhastighet	$[m^{-1}]$
Q	Turbinens kapasitet	$[m^2]$

Det som er verdt å merke seg her er at ein må gjere ei vurdering på turtalet. Lågare turtal krev fleire polpar og fleire polpar gjer at generatoren blir dyrare. Det er derfor vanleg at ein prøver å gå så høgt som mogleg på turtal som passar til dei gjevne anleggsføresetnadane. Derimot fører høgt turtal med seg fareteikn. Faren for dråpeslagstæringar er tilstade ved høgt turtal. Meir informasjon om dette seinare i rapporten.

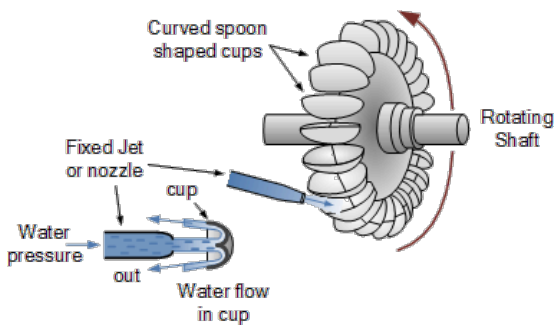
Utrekning gav oss eit fartstal på 0,145. Ser vi på figuren under ligg vi mellom 0,1 og 0,2 som gir oss Pelton som val av turbin.



Figur 3: Viser fartstal-områder for val av turbintype [8, p. 23]

3.3.2 Pelton-turbinen

Typisk for Pelton-turbinar er bruk ved høg fallhøgde og låg vassføring. Ein Pelton-turbin er av typen partial-/fristråleturbin, også kalla impulsturbin. Med dette meinast det at vatnet kjem fritt ut i eit luftrom før den treff skovlen. Vasstrålane fyller skovlane delvis opp og driver turbinhjulet, også kalla løpehjulet, rundt. På figuren under ser ein korleis ein skovl ser ut, samt korleis vasstrålen driv dei rundt.

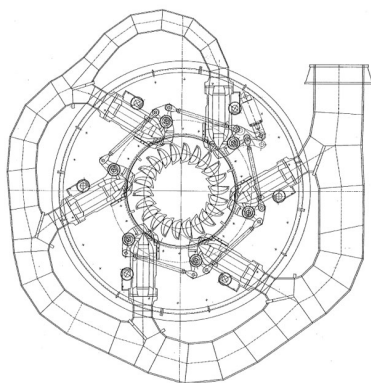


Figur 4: Viser vasstråle inn på løpehjul, samt korleis vatnet oppfører seg når den treffer skovlen. [10]

3.3.2.1 Konstruksjon og oppbygging

Ein har to konstruksjonsmåtar på Pelton-turbinens aksling, vertikal og horisontal. Ved horisontal aksling har ein som regel ein til to dyser og er som oftast brukt på mikro, mini og nokre små kraftverk. Sjølv om ein med horisontalt arrangement har færre dyser enn ved vertikal, krev horisontal meir fundament i høgda som gjer det til ein litt vanskelegare montering. Ein horisontal monterte turbin vil også ha større stresspåkjenningar sidan den må bære si eiga vekt langs akslingen. Sidan vi skal ligge opp under grensa til småkraftverk fører det til at det er litt større på turbinen. Dermed fell naturleg valet på ein Pelton med vertikal aksling.

Ein vertikal monterte turbin har mange fordeler. Ein kan utnytte fire til seks dyser. Ein reknar med at seks dyser er maks på grunn av optimal utnytting av vatnet som kjem inn og med tanke på konstruksjon og pris. Fleire dyser gir også betre moglegheit for drift under dellast. Det er ingen fast måte å anslå kor mange dyser ein ønsker då dette er ei vurderingssak, samt leverandøravhengig. Med fleire stråler kan man oppnå høgare driftsområde, men det vil også auke kostnaden. Leverandørar har stor og brei erfaring på sine egne produkt. Nokre har kanskje best erfaring med fem dyser, medan andre har betre erfaring med seks dyser.



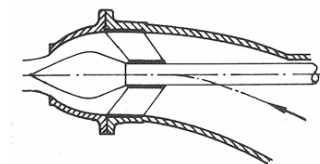
Figur 5: Viser (vertikal oppsett) ringleidning, dyser og løpehjul. [11]

3.3.2.2 Ringleidning

Ringleidningen sin funksjon er å lede vatnet som kjem frå inntaket i vassvegen inn til dysene. For å miste minst mogleg av vatnets kraft, prøver ein å gje svingane/benda i ringleidningen ein mest mogleg hydraulisk utforming ved å ha slakke bend. Ringleidningen skal være solid innstøypet i betong for å kunne ta opp trykket frå vassvegen. Dysene blir plassert symmetrisk rundt løpehjulet for optimale driftsforhold.

3.3.2.3 Dyser

Dysene er oftast ein eigen del som blir bolta fast i greinrøra frå ringleidningen. Typisk materialbruk på desse er som regel støypejern, støypestål eller konstruksjonsstål alt etter fallhøgde, der støypejern er brukt på små fallhøgder og støypestål på større fallhøgder.



Figur 6: Prinsippkisse av ei typisk dysa med nålregulering. [8, p. 64]

I figuren over ser vi ei prinsippkisse av ei dysa. Sjølvne dysa består av eit rør, som kjem ut frå ringleidningen, og ei nål med tilhøyrande servomotor. Vatnet kjem inn og sidan konstruksjonen på nåla er laga med ein slik konusvinkel mot spissen vil vatnet legge seg som ein stråle ut frå nålespissen. Servomotoren sin jobb er å kunne regulere vassføringa ut frå dysa. Ved å trekke nåla fram og tilbake vil den kunne auke eller minke størrelsen på stråla som kjem ut.

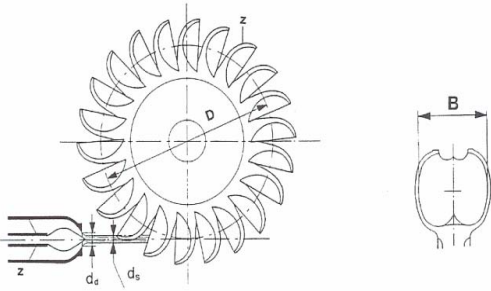
Med den store mengda vatn som kjem gjennom dysa vil det på sikt bli slitasje, spesielt om vatnet på den aktuelle plasseringa er hardt. Med hardt vatn meinast det mengda kalsium og magnesium som fører med seg meir slitasje. Derfor blir dysemunnstykket og nålespissen laga utskiftbart og i eit seigt materiale, slik at desse kan bytast ut ved behov.

Forskjellen i tal dyser går på kor stort område ein ønsker å utnytte best mogleg. Dess fleire dyser ein bruker, dess større driftsområde kan eit utnytte med høg verknadsgrad. Har ein eit kraftverk med varierende mengde vatn gjennom året vil det då være ønska med fleire dyser for å oppretthalde produksjon. Det er også eit kostnadsspørsmål då ein aukar tal dyser.

Utanpå dysa har man ofte ein stråleavbøyer. Denne skal ved rask lastavslag kutte vasstrålen for å oppnå raskast mogleg regulering og likevekt mot nettet. Regulering av denne har samband med lukketid av ventil. Stråleavbøyer saman med nålregulering kallast dobbelregulering. Dette går vi inn på seinare i rapporten.

På svært små kraftverk har ein gjerne ingen regulering av nål eller stråleavbøyer. I dei tilfella skjer då reguleringa ved stengeventilen.

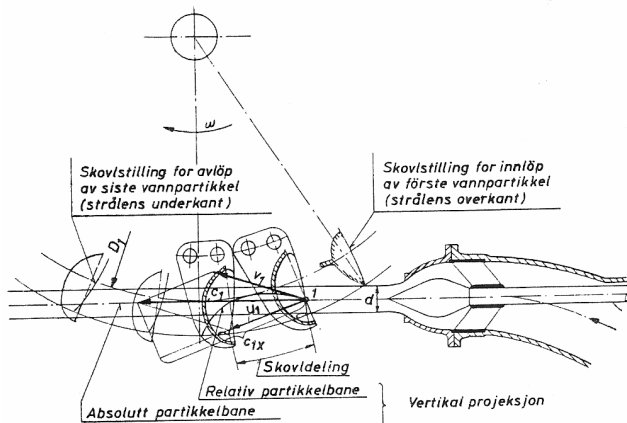
3.3.2.4 Løpehjulet med skovl



Figur 7: Løpehjul for Pelton, legg merke til utforming av skovler. [8, p. 29]

Løpehjulet til turbinen er delen som omdannar vassføringseffekten til mekanisk effekt som overføres til akslingen. Utforminga på denne er lik på både vertikal og horisontal arrangement av aksling. Frå senter av løpehjulet går det ein aksling til generator.

På enden av løpehjulet sit skovlene. Ein skovl på løpehjulet er spesielt designa for å optimalisere effekten. Vasstrålen frå dysa treffer spissen midt på egga av skovlen og delar seg i to utover sidene. I det skovlen har tatt opp heile vasstrålen, startar neste skovl å kutte strålen og slik vil ein utnytte mest mogleg av det tilgjengelige trykket. Dette kan ein sjå på figuren under. Forøvrig er skovlane enten heilstøyppt saman med løpehjulet eller bolta fast. Typisk ligger tal skovler på ein Pelton på rundt 15-40 alt etter leverandør og diameter på løpehjul. Krafta frå vasstråla(ne) pressar så hjulet rundt.



Figur 8: Utklipp av figur der ein ser vasstrålen som treff skovl, og korleis strålen går inn på ny skovl. [8, p. 25]

3.3.2.5 Oljetrykkanlegg

Oljetrykkanlegg er basert på Pascals lov om fysikk. Pascals lov går ut på at kraft frå eit område kan sendast til eit anna område med endra kraft. Den forandra (hydrauliske) krafta kan då brukast i situasjonar der ein treng ein gjentakande bruk av lineær kraft. Før var det normalt å bruke lågtrykksanlegg, men med nyare teknologi brukar man i dag høgtrykksanlegg på som regel 100 bar trykk eller meir.

I vasskraftverk skal oljetrykkanlegget regulere pådrag og styre ventilar. Regulatoren sender eit signal om meir eller mindre pådrag til servomotoren som skal styre nåla ved hjelp av oljetrykkanlegget. Servomotoren er oftast av typen lineær aktuator, som betyr at den skyver noko, i dette tilfellet ei nål, i lineær retning.

Det er viktig at man dimensjonera oljetrykkanlegget til å kunne regulere for varierende belastning, frå så låg som mogleg opp til høgste tillate vassføring for anlegget.

3.3.2.6 Lager

Lager er ein av tinga som er tilnærma komplett leverandøravhengig. Det fins ikkje nokon fastsette reglar for korleis lagera skal være arrangert. Det ein passer på er at dei blir laga i samanstilling til generator. Hovudlageret til ein vertikal aksla turbin vil være aksiallageret. Dette lageret skal ta opp kreftene langs lengda på akslingen. Ein har også radiallager som har funksjon å hjelpe med styring og oppta strålekraftene på akslingen. Når ein vel lager ser ein på type, kvalitet, levetid, om det passar til gitte vilkår og montasje og demontasje for reperasjon og vedlikehald.

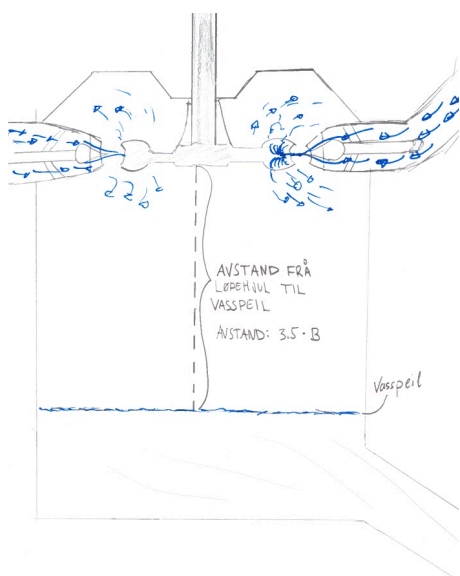
3.3.2.7 Turbinhus og undervatn

Etter vasstrålen har treft ein skovl må vatnet komme ut igjen ein plass. Når vasstrålen "forlet" skovlen er det nokre ting ein må passe på. Vasssprut og uheldig undertrykk er eit par viktige ting. Er turbinhuset lite vil vassspruten kunne komme tilbake på skovlene og medføre slitasje. For å unngå dette kan det være nødvendig å installere skvettlappar som ledar vatnet frå turbin mot undervatn. Undertrykk er også uønskt då dette kan medføre vakuum som kan heve undervasspeilet. Dette unngår ein ved å ha tilstrekkelig ventilasjon og opningar for lufttilgang. Sjakta ned til undervatnet må som regel forsterkast med stålplater for å motstå vasstrykket.

Sidan løpehjulet på ein partialturbin skal kunne rotere i fri luft må det være ei viss høgde mellom løpehjul og undervatn. Denne avstanden skal dimensjonerast med omsyn på eventuell flaum, mengda vatn som kjem frå turbin og andre faktorar. For å sikre seg denne avstanden tek ein utgangspunkt i at størrelsen skal være tilnærma lik løpehjuldiameteren eller ved følgjande formel:

$$\text{Avstand} = 3,5 * B$$

der B tilsvara skovlbredda.



Figur 9: Eigen illustrasjon for å vise høgde mellom vasspeil og løpehjulet.

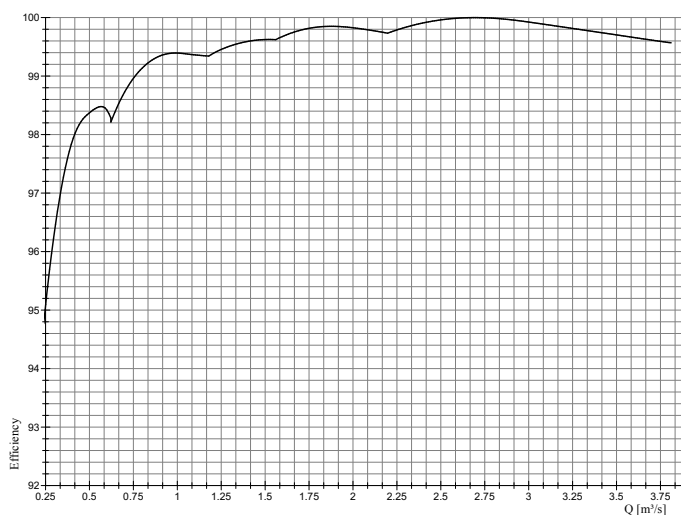
3.3.2.8 Levetid

Generelt har maskintekniske og elektriske komponentar reknast med å ha ei fysisk levetid på 30-60 år med revisjonsintervalla på 15-20 år [KJELDE: haandbok2003, publikasjon → nve → handbok]. Dette betyr ikkje at den aktuelle komponenten har denne levetida. Dermed er referanse frå leverandør eit viktig punkt å merke seg ved val av turbin.

Deler som vil bli påført stor kraft blir laga utskiftbare. Deler som f.eks. dysemunnstykke og nålespissen blir laga slik at dei kan byttas ut. Desse delane vil ha stor påkjenning i form av trykk på vatn, samt hardhet på vatnet.

3.3.2.9 Verknadsgrad

Generelt har Pelton-turbinar noko lågare verknadsgrad enn Francis på full last. Sjølv om den har ei litt lågare verknadsgrad ved fullast, gjer den opp for det med ei betre verknadsgrad langs spekteret ved dellast. Sidan Pelton gjer det bra under fleire grader av vassføring og med Norges høge fallhøgder er den eit ypparleg val. Ein god utforma, moderne Pelton-turbin ligg gjerne rundt 90-92 %. Under ser ein ei eksempelvis relativ verknadsgradkurve for ein Pelton-turbin med liknande størrelse levert frå Rainpower AS.



Figur 10: Viser ein relativ verknadsgradkurve for ein Pelton-turbin med tilnærma same anleggsvilkår. [12]

Verdt å legge merke til at denne grafen er relativ og ein vil i praksis ikkje oppnå 100 %, men den viser godt kva effektivitet ein kan oppnå ved Pelton-turbin.

3.3.2.10 Tap

Ved Pelton-turbinen ser ein vanlegvis på to typar tap, varmetap og strøymingstap. Varmetap, eller friksjonstap, oppstår ved overføring av effekt frå løpehjulet til akslingen. Denne friksjonen skaper varme som er viktig å halde kontroll på då den gjev redusert verknadsgrad.

Strøymingstapa gjennom turbinen fører med seg tap av typen friksjon og fartsreduksjon ved bend. Friksjonen som oppstår mellom vatn og rør ønsker ein å halde så låg som mogleg. For å få dette til gjer ein innsida av rør så glatt som mogleg. Fartsreduksjonen kjem av at vatnet strøymar gjennom benden i røret og mister litt av energien sin.

3.3.2.11 Slitasje

Slitasje på deler vil føre til ein reduksjon i verknadsgrad og dermed tapt produksjon. Det er derfor viktig at materialet som blir brukt er av høg kvalitet slik at ein i beste fall unngår materialfeil og brot i sveiser. Som nemnt tidlegare vil også deler som påførast stor slitasje som regel være utskiftbare. Mange og frekvente lastavslag og påslag vil kunne medføre utmatting av komponentar.

Heilt generelt kan vi seie at høgare turtal fører med seg høgare fare for slitasje. Spesielt på Pelton, ved høgt turtal, vil det være fare for dråpeslagstæringar. Dråpeslagstæring er vassdråpar som med ganske stor hastigheit slår laus svært små partiklar på løpehjulet. Dette vil over lengre tid føre til tæring/groptæring i materialet på løpehjulet.

Andre slitasjefaktorar man har er erosjon og korrosjon. Erosjon er når overflata av eit område, f.eks. skovl, slitast ned på grunn av vassflyten over dette området (ikkje det same som dråpeslagstæringar). Viss vatnet inneheld småpartiklar, f.eks. små sandkorn, vil dette forsterke erosjonen og kan også medføre korrosjon. Korrosjon er tæring av metall forårsaka av omgjevnadane og oppstår ved ein fysisk eller kjemisk reaksjon [13].

På figuren under ser ein faren ved erosjon med småpartiklar i vatn. Dette filer ned egga på skovlen over lang tid, og drastisk redusera effektiviteten. Vasstrålen blir ikkje lenger kutta riktig og vil kunne påføre ujamn gang i systemet.



Figur 11: Viser skader frå småpartiklar, f.eks. sand, i vatnet som sliter ned metallet. [14]

3.4 Generator

Vi har i denne delen valt å avgrense oss til det som er relevant for vår oppgåve, altså ein synkrongenerator som er det vanlege valet for kraftverk på denne størrelsen og ha moglegheit for øydrift.

Ein generator er ein maskin som gjer om mekanisk energi til elektrisk energi ved hjelp av elektromagnetisk induksjon. Elektromagnetisk induksjon er at du framberingar ein elektromotorisk spenning eller ems i ein leiar som blir utsatt for eit varierende magnetisk felt. Viss denne leiaren er tilkopla ein lukka krets så vil det bli produsert ein straum i kretsen som drives av den elektromotoriske spenninga.

Virkemåten til ein generator i eit vasskraftverk er å bruke vatnet til å rotere ein turbin så dermed roterer generatoren, som ved hjelp av ein aksling overfører energien frå turbinen til generatoren. Generatoren skapar elektrisk energi med at rotoren lager eit roterande magnetfelt som induserer ein spenning i statoren.

Magnetfeltet i rotoren blir laga av ein mindre likestraumsgenerator som er tilkopla på same aksling som hovudgeneratoren. Denne tilfører straum til polane på hovudgeneratoren ved hjelp av sleperingar eller børstelaus utforming, som gjer at synkrongeneratoren kan magnetisere seg sjølv. I oppgåva bruker vi børsteløsutforming, og vil forklare enkelt kva dette er. [15] [16]

Ved børsteløsmagnetisering har du ein mindre synkrongenerator montert på aksling til generatoren. Denne synkrongeneratoren har ankerviklingane i rotoren som er til kopla hovudgeneratorens rotor via ei diodelikerettarbru. Spenningsreguleringa skjer via feltviklingane til synkrongeneratoren. Vi har valt å bruke ein synkrongenerator fordi dette gjev oss moglegheit for øydrift.

Som ein del av valet av generator så prøver kraftverka å finne den beste økonomiske løysinga, men det er også like viktig å finne den som passar best for det aktuelle kraftverket, både ved nybygg eller modernisering. Eit av alternativa ein må sjå på er om dei skal bruke asynkron eller synkrongenerator. Vanlegvis så blir det valt synkrongenerator sjølv om denne er dyrare over 1MW. Synkrongenerator er også det einaste valet med tanke på øydrift.

For å få best mulig verknadsgrad for dette kraftverket har er det valt ein generator med høgt turtal på grunn av høgtrykksanlegget. Magasinkraftverk blir gjerne kalla høgtrykksanlegg [17].

Sidan det er stor konkurranse i generator marknaden så prøves det å spare mest mogleg når det kjem til generator. Ein av metodane dei bruker for å gjere generatoren billigast er å gjere luftgapet minst mogleg. Dette medfører mindre lekkfluks og dermed treng ein mindre magnetiseringsenergi. Med mindre magnetiseringsenergi så kan ein bruke mindre kopar i rotoren, og dermed spare pengar på koparen.

Teori frå generator er henta frå Indar og EBL, sjå vedlegg 1 og 2.

Dette fører derimot til nokre ulemper som at roterande masse blir mindre og generatoren blir vanskelegare å synkronisere mot nettet. Grunnen til at generatoren blir vanskelegare å synkronisere mot nettet er at den blir vanskelegare å regulere for raske endringar i effekt. Mindre luftgap fører også til auka anker-reaksjon, som igjen aukar synkron-reaktansen. Dette fører til at aggregatet blir mindre elektrisk stabilt og kan føre til spenningsvariasjon.

3.5 Viklingsoppbygging og typar vikling

Statorviklingane er bygd opp av eit bestemt tal stavar som er lagt inn i spor i statorblikket. Stavane kan bestå av ein eller fleire leiarar. Med ein leiar pr. stav så heiter det ein vindingsspole. Dersom det er meir enn ein leiar pr. stav så heiter det fleirvindingsspole.

3.5.1 Viklingstypar

Stavane koplaster saman etter forskjellige prinsipp til spoler og spolegrupper som igjen blir kopla saman til komplette viklingar. I eldre maskiner er det spesielt ofte brukt planviklingar. Ved planviklingar så er det ein stav i kvart spor, og samankopling av stavane må skje i fleire plan. At samankoplinga skjer i fleire plan betyr at dei forskjellige samankoplingane ikkje er på same nivå. Det er dette som har gitt namn til denne typen viklingar. Ulempa med ei slik vikling er at viklingane blir forskjellige etter kva for eit spor den ligg i og dette er ikkje å føretrekke frå eit produksjons-messig ståsted.

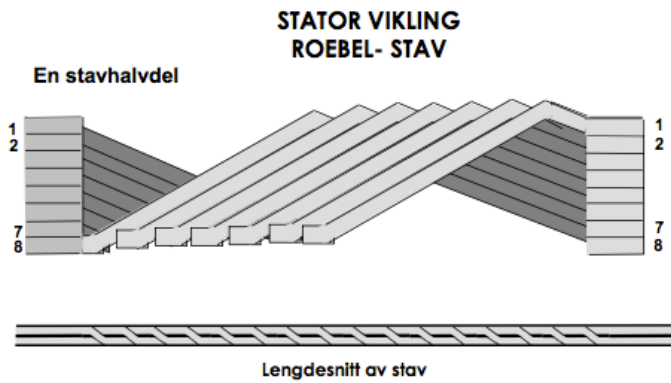
Bølgjeviklingar er ein annan type vikling. Denne har to stavar pr. spor, ein topp stav og ein botnstav. Grunnen til at denne typen viklingar har fått namnet sitt er at viklingane går i ein slags bølgje langs omfanget til stator. Samankopling mellom stavane skjer frå botnstav til toppstav og kan skje i eit plan i motsetning til planviklingar.

Ein tredje type vikling er sløyfevikling som er lik bølgjeviklingar bortsett frå at samankoplinga mellom stavane er slik at det dannast sløyfe for kvar pol.

3.5.2 Transponering

For å redusere sirkulasjonstapa blir delleiarane transponert (tvinna) etter forskjellige system. Prinsippet med all transponering er at vi sørger for at spenningsdifferansen mellom dei punkta der delleiarane er parallellkopla blir delvis eller heilt fjerna. Dersom parallellkoplinga skjer i kvar ende av kvar stav, eller i kvar spole-ende, må transponeringa skje i sporet.

Den vanlegaste måten for transponering er Roebel-metoden. Med denne metoden vil kvar delleiar ta alle posisjonar over sporhøgda ein eller fleire gongar. Dermed så har vi oppnådd at kvar delleiar har blitt utsatt for gjennomsnittleg lik mengde lekkfluks over stavlengda. Ved at kvar delleiar blir utsatt for same lekkfluks så blir den induserte spenninga lik for alle delleiarane og dermed blir sirkulasjonsstraumane eliminert.



Figur 12: Revolering med Roebel-metode. Henta frå EBLs handbøker

Ein anna måte å løyse problemet med sirkulasjonsstraumar på er å isolere kvar delleiar frå kvarandre i heile viklinga, frå faseuttak til nullpunkt. Då kan transponeringa skje i koplinga mellom dei forskjellige stavane eller spolegruppene på ein slik måte at spenningsdifferansen for eit viss tal stavar blir mest mogleg eliminert av resten av stavane.

3.5.3 Svingmasse

Svingmasse er den massen generatoren har i rotoren, turbinen, aksling, svinghjul dersom brukt, og ved at den roterer og dermed lagrar kinetisk energi. Svingmassen vil utjamne variasjonar i turtal ved mindre variasjonar i last, slik at regulatoren har tid til å endre pådraget til turbinen. Svingmassen motverker også ujamnheit i belastninga til nettet og stabilisera frekvensen. Svingmassen er viktig for generatoren ved hurtig lastavslag for å unngå for høg rusing.

Eit eksempel på kvifor svingmasse er viktig er viss ein kraftstasjon fell ut av nettet på grunn av feil eller uhell, vil dette då skape store problem for dei resterande kraftstasjonane. I mange tilfelle vil underdimensjonerte småkraftverk bli kopla frå nettet då desse ikkje tåler dette, dermed vil det bli enda dårlegare balanse i nettet. Med høg svingmasse eller riktig dimensjonert svingmasse vil det ikkje bli nødvendig å kople kraftverket frå nettet ved feil, og dette vil være ein fordel for nettet.

3.6 Tap i viklingar

Lekkfluksen mellom spora variera over sporhøgda. Lekkfluksen i botn av sporet er lik null og den er størst i toppen av sporet. Dette betyr at det er ein større gjennomflyt av lekkfluks gjennom den øvste delleiaren enn ved den nedste delleiaren.

Den induserte spenningen som kvar enkelt delleiar får på grunn av lekkfluks blir dermed størst på dei øvre delleiarane. Dersom vi tenker oss at vi parallellkopla delleiarane i begge endane av stavane, vil spenningsdifferansen som vi har mellom dei forskjellige delleiarane drive ein sirkulasjonsstraum mellom leiarane. Dette vil føre til tilsvarande sirkulasjonstap som kan bli av vesentlig størrelse.

3.7 Fysisk utforming

3.7.1 Langsamt-roterande generator

Langsamtroterande generator har forholdsvis stor statordiameter med ein tung rotor og stor hydraulisk tilleggslast frå turbinen. Hydraulisk tilleggslast er den tilleggslasta som turbinen er på generatoren og det ekstra tråleiksmomentet turbinen har. Turbinsjaktas diameter er som regel mindre enn statorboringas diameter. Med lageret plassert under rotoren vil ein oppnå eit enklare og lettare armkryss, og overføringa av krefter frå lageret via armkrysset til fundamentet blir også enklare.

Armkryss er dei stålelementa på toppen av generatoren som forbind lagera med fundamentet. Med ei løysing der lageret er under rotor så treng ein ikkje eit styrelager over rotor, og då unngår ein tap i styrelager. Eit krav til kritisk turtal er at det skal ligge 15-20% over rusingsturtalet for aggregatet.

For langsamtroterande generator er mekanisk deformasjon av rotor den avgrensande faktoren på grunn av dei store dimensjonane, medan dei mekaniske spenningane som regel er relativt låge. Rotorringen består ofte av blikksegmenter og blir som regel bygd på anlegget. Dette er på grunn av transportavgrensingar. Ein slik rotorring blir ofte kalla kjederotor fordi segmenta blir lenka saman med boltar til eit ringkjede.

Kjederotorar er bygd opp på ein måte som blir kalla ventilert ring, og det vil sei at den har radiale ventilasjonskanalar som gjev ein svært jamn ventilasjon og dermed kjøling av både feltvikling og stator. Dette har den fordel at det ikkje treng påbygga vifter.

3.7.2 Hurtigroterande generator

Hurtigroterande generatorar utførast vanlegvis med eit kombinert bære-/styrelager plassert over rotoren. Denne typen maskiner har ofte relativt stor jernlengde i forhold til diameteren, og blir derfor utført med eit styrelager som er underliggande på grunn av kravet til kritisk turtal. For hurtigroterande maskiner er det dei mekaniske spenningane som er den avgrensande faktoren på grunn av det høge rusingsturtal.

Dei mekaniske deformasjonane er som regel aldri eit problem. I tillegg vil det kritiske turtalet ofte avgrense konstruksjonsmoglegheitene på grunn av den slanke utføringa med ein forholdsvis lang akselstreng, i kombinasjon med høgt rusingsturtal.

Rotorringen i hurtigroterande generatorar blir ofte utført i smidd stål som er krympa på eit nav. Nokre gangar så er det ikkje plass til navet i ringen då ringen kan bli for tjukk. Det er dei kreftane rotorringen skal motstå som bestemmer tjukkelsen. Viss det ikkje er plass til navet så blir rotorringen krympa direkte på aksling.

I ekstreme tilfelle vil ikkje dette være godt nok, og ein må då smi akslingen og rotorringen i eit stykke. Dette heng også saman med kravet til kritisk turtal. Ventilasjonen i hurtigroterande maskiner blir som regel utført av aksiale vifter med justerbare bladvinklar, med ei vifte på kvar ende av rotor.

3.8 Feil ved unormal drift

3.8.1.1 Kortslutning i stator

Kortslutning på faseuttaka eller lengre ut på nettet vil forårsake store kortslutningskrefter på statorviklingane, spesielt spolehovudet og støttesystema til desse. Vi vil også få eit kortslutningsmoment som vil utsette festninga mot fundamentet og blikkpakkenes festning mot statorhuset for påkjenningar. Det same vil også skje mellom rotorring og nav, samt mellom nav og aksling.

Det vil også oppstå store kortslutningskrefter i dempeviklingas kortslutningslasker mellom polane. Ein lask er ein koplingskinne man kan bruke til å kortslutte koplingsklemmer. Størrelsen på kortslutningskreftane og momentet er avhengig av den samla reaktansen i kortslutningskretsen og denne kan bli 5 til 15 gangar større enn det som vi har i normal drift.

3.8.1.2 Feil synkronisering

Feil synkronisering er at ein fasar inn generatoren på nettet med for stor fasevinkel mellom generatoren og nettets spenningsvektor. I verste fall fasar ein inn generatoren på nettet i motfase og ein vil få det same som ein kortslutning og oppfører seg som nemnt over. Ved feil synkronisering så er krafta som generatoren blir utsatt for bestemt av kortslutningsytinga til nettet og vinkelforskjellen mellom spenningsvektoren til nettet og generator. I dei mest ekstreme tilfella vil ikkje generatoren kunne tåle desse påkjenningane.

3.8.1.3 Overharmoniske spenningskomponentar

Dette er noko som oppstår når ein har store likerettarlaster, som f.eks. aluminiumsverk eller last frå smelteverk. Størrelsen på dei overharmoniske spenningskomponentane er avhengig av lasta si størrelse og nettets kortslutningsyting sett frå generatoren.

Verknaden på generatoren på grunn av overharmoniske spenningar er at det blir indusert overharmoniske straumar, primært i dempeviklinga, i poloverflata og i statorblikkpakken. Dette gjev utslag på generatoren i auka temperatur i dei same delane. Å motverke dei overharmoniske spenningskomponentane frå nettet er ei anna oppgåve som dempeviklinga har.

3.9 Stator

Informasjonen i følgjande kapittel baserar seg på dokument tilsendt frå Indar, sjå vedlegg

3.9.1.1 Magnetisk kjerne

Den magnetiske kjerne i statoren er laga av tynne blikkplater som laminert saman lagvis. Blikkplatene er laga av stål med lavt karbon innhald og bruker ei legering av stål som inneheld silisium. Grunnen til dei ikkje brukar ein massiv kjerne er at dei prøver å unngå tap, slik som virvelstraumtap. Det er også for å unngå varmeutvikling i kjernen.

Blikkplatene blir laminert saman lagvis i overlappende lag. Når platene blir trykt saman er det ikkje alle på ein gang, men dei blir laminert saman eit mindre tal pr. gang. Med måten dei laminerer saman blikkplatene gjer dette til at dei har ein høg mekanisk styrke. Dei tynne blikkplatene har også lav magnetisk tapsfaktor.

For å få effektiv kjøling av kjernen og viklingane så er den bygd opp med radiale kjølekanalar. Dei laminerte platene former saman den magnetiske kjernen i generatoren. Når magnetiske kjernen er ferdig laminert så blir det utført testar på den ved nominell induksjon for å finne ut om det er nokon kortslutning mellom laga i lamineringa.

3.9.1.2 Stator viklingar

Stator viklingane er av typen tre-fase, og viklingane er bygd opp i to lag for stjernekopling. Begge endane på viklingane er tilkoppa eit tilkoplingspunkt som er i ramma til generatoren. Viklingane er isolert i samsvar til VPI (Vacuum Pressure Impregnation) systemet.

Dette isolasjonssystemet har veldig gode dielektriske, termiske og mekaniske eigenskapar og har demonstrert sin pålitelegheit i mange hundre maskiner dei siste åra. Dette under normale forhold og feilsituasjonar.

3.9.1.3 Viklingas oppbygging

Kvar vikling er satt saman av tynne kopartrådar som er isolert kvar for seg. Når viklingane er forma, så er viklinga teipa saman med ein teip som inneheld glas. Det blir brukt ein robot til å teipe viklingane slik at teipen får eit konstant trekkraft på tapen over heile lengda. Etter at viklingane er isolert så blir det montert beskyttelse mot koronaeffekten. Koronaeffekt er ein utladning som skjer på grunn av væske eller gassar som omgjev elektriske leiarar blir ionisert. Denne isolasjonen er i samsvar til kva spenning som er nominellspenninga.

3.9.1.4 Viklingsmontasje

Ferdige viklingar monterast i spor i statoren og er festa med kiler. Tilkoplingspunkta er lodda. Temperatur overvaking skjer ved hjelp av PT-100 element som er plassert uniformt. Her er dei montert i mellom den øvre og nedste vikling og midt i sporet som viklingane er montert i.

3.9.1.5 Impregnering og herding

Det neste som skjer med statoren og dei monterte viklingane er at dei blir sendt gjennom ein prosess som heite VPI (Vacuum Pressure Impregnation). Dette inneber at statoren blir senka ned i harpiks og dette blir herda med høg temperatur.

Som eit resultat av denne prosessen så er den magnetiske kjernen, viklingane, kilane og stripsa ein samanhengande eining, som kan stå imot alle dei elektriske og mekaniske kreftene maskinen kan bli utsatt for ved drift. Dette inkluderer transiente forhold som for eksempel utladingar og fråkopling.

3.9.2 VPI (Vacuum Pressure Impregnation)

Vacuum Pressure Impregnation, oversatt til norsk: vakuumptrykk-impregnering. VPI er eit system der dei bruker trykk og vakuumptrykk for å få til inntrenging av væske i forskjellige komponentar, i vårt tilfelle er det harpiks som skal brukast til å impregnere viklingane. Det er vanleg å bruke VPI på elektriske komponentar fordi denne prosessen gir ein isolasjon utan små holrom, som vil kunne gje fleire varmesteder viss dei ikkje blir fjerna.

Nokre av fordelane med å bruke VPI er forlenga levetid på maskina, redusert behov for vedlikehald, gir god beskyttelse mot ytre påverknadar som olje og gir forbetra yting og pålitelegheit. [18]

3.10 Rotor

Informasjonen i følgjande kapittel baserer seg på dokument tilsendt frå Indar, sjå vedlegg.

3.10.1.1 Generelt om rotor

Rotoren består i hovudtrekk av aksling og magnetisk blikk eller svart blikk med spor, der viklingane vil bli montert.

3.10.1.2 Aksling

Den er laga av beste kvalitet laminert eller smidd stål, testa for perfekt materiell homogenitet. Stål av typen S355J2G3 blir vanlegast brukt til dette. Akslingen blir maskinert over heile lengda, overflatene som lagera skal gli på er polert. Den drivne enden av akslingen blir bygd i samsvar til turbin fabrikantens krav.

3.10.1.3 Rotor kjerne

Rotor av denne typen er laga av magnetisk stål eller forma metallplater, som magnetiseringsviklingane er montert inn i. Kjernen til rotoren har kanalar som går frå senter og ut til kanten for kjøling, dette blir kalla den radiale kjølinga av rotoren. Den aksiale kjølinga kjem frå mellomrommet som kjem frå spora i akslingen.

3.10.1.4 Polar

Polane i denne typen rotor er ein del av rotorkjernen. Polane er isolert frå spora med dobbel laminert isolasjonskappe, der eine er mekanisk isolasjon og den andre er elektrisk isolasjon. Når viklinga er ferdig så blir den festa til rotoren med glas-fiber strips som blir polymert med temperatur ved hjelp av ein omn. Etter denne prosessen blir dei utsatt for ein VPI prosess.

3.11 Magnetisering

3.11.1.1 Stator

Magnetiseringsramma har eit deksel laget av stål der metallplatene som byggjar opp polane er montert. Polane er avlasta ved tilkoplingspunkta. Viklingane er som regel laga av fleire runde leidningar. Ramma har skruer som blir brukt til å justere inn statoren i forhold til rotor.

3.11.1.2 Rotor

Rotoren er ein ring som er montert på hovudakslingen til generatoren ved hjelp av varme-ekspandering. Kjernen er bygd opp av element med lite tap montert på ringen ved hovudakslingen ved hjelp av trykkplater, der ein har ei på kvar side. På utgangen av polane er det montert diodar som likerettar vekselstraumen og fører likestraumen til polane.

3.12 Fundament

3.12.1 Styrelager

Styrelageret er som regel montert på nedste delen av maskina. Funksjonen til dette lageret er å absorbere dei radiale vibrasjonane frå maskina og turbinen. Styrelageret er ikkje elektrisk isolert. Lageret er bygd opp av fleire radial justerbare puter. Varmen som oppstår i lageret blir fjerna med hjelp av olje. Oljen blir deretter kjølt ned ved hjelp av naturleg konveksjon, pumpa rundt eller ved ein olje/vatn varmevekslar montert ved oljereservoaret. Det er montert PT-100 element for å overvake temperatur på olja.

3.12.2 Aksiallager

Aksiallageret er som regel montert i øvre del av maskina. Funksjonen til dette lageret er å absorbere dei aksiale og dei radiale vibrasjonane frå maskina og turbinen. Aksiallageret er elektrisk isolert. Lageret er oppbygd av fleire radial justerbare puter for radial vibrasjonane, og fleire segmenterte puter for dei aksiale vibrasjonane til maskina og turbinen. Dei segmenterte putene har justerbare dreiepunkt for dei aksiale kreftene. Kjøling blir likt som ved styrelageret.

3.13 Kontrollanlegg

Informasjonen i følgende kapittel er henta frå NVEs Veileder i planlegging, bygging og drift av småkraftverk [19]. Kontrollanlegget er hjernen i kraftverket og det er her dei fleste logiske funksjonar og automatikk er innebygd. Småkraftverk har krav til ein forenkla turbinregulator, men om ein har tenkt å kjøre øydrift anbefaler FIKS at ein brukar ein full turbinregulator. Eit kontrollanlegg kan man gjerne dele opp i fem hovuddelar:

- Indikator med instrument og stillingsvisning
- Kontrollfunksjonar for manuell styring og regulering
- Vern-funksjonar for automatisk kontroll
- Feilmelding for varsling
- Hjelpeanlegg for å skaffe anleggskraft i form av vekselstraum og likestraum (batterispenning)

Kontrollanlegg i dag består av databaserte maskinar eller programmerbare logiske system (PLS), og desse blir plassert i beskytta skap laga av metall. Kontrollanlegget har følarar plassert ute i systemet og desse sender informasjon til kontrollanlegget slik at det kan fungere. Ei av oppgåvene til eit kontrollanlegg er å overvake anlegget ved feil. Viss ein feil oppstår så er det viktig at systemet tar dei rette førehandsreglane og operera riktig, slik at eventuelle skadar kan minimerast eller unngåast. Feila som systemet prøver å unngå er hovudsaklig mekaniske feil eller elektriske feil.

3.13.1 Prinsipp for bygging av kontrollanlegg

Det er mange forskjellige prinsipp for å bygge eit kontrollanlegg, og nokre av vala som må takast er om kontrollanlegget skal basera seg på kvilestraum- eller arbeidsstraum-prinsippet. Kvilestraum-prinsippet betyr at systemet reagerer når straumen blir brote, men ikkje når den blir tilkopa. Arbeidsstraum-prinsippet betyr at ein har ein lukka krets som det vil gå ein straum gjennom. Viss ein mistar straumen så vil systemet oppdage dette. Ein må også velje om kontrollanlegget skal ha automatisk eller manuell start. Det er også eit val om ein vil ha fjernstyring av anlegget og ein må bestemme korleis ein vil styre kontrollanlegget, enten med datamaskiner og grafisk skjermar eller med konvensjonelle tavler. Vernefunksjonane til kontrollanlegget må enten byggast inn i styresystemet eller være som separate og uavhengige einingar. Ein må finne ut korleis innmating til nettet og kraftverket sin straumforsyning skal ordnast. Det må utarbeidast eit einlinjeskjema som forklarar hovudfunksjonane til kraftverket, samt korleis vernefunksjonane skal fungere. Ansvarsforholda i forbindelse med automatisk start må avklarast med nettselskapet.

3.13.2 Hjelpeanlegg AC og DC

Informasjonen i følgjande kapittel er henta frå EBL si handbok om funksjonsbeskrivelse av kontrollanlegg.

3.13.2.1 Stasjonsforsyning, AC spenning

Vekselstraumforsyninga til kraftverket skjer gjennom ein stasjonstransformator som er tilkopla generatoren og 22 kV nettet. Som regel har kraftverk ein ekstra spenningstilførsel tilfelle spennings utfall. Dette kan vere eit eksternt dieselaggregat. Dieselaggregatet skal berre forsyne dei viktigaste kursane (prioritert fordeling). Dette er på grunn av moglegheita for øydrift. Størrelsen på stasjonstrafoen blir bestemt ut i frå kva last som er i kraftstasjonen. Kraftverket har som regel automatikk for å velje den spenningstilførselen som er aktiv.

3.13.2.2 Hjelpeanlegg, DC spenning

I eit kraftverk er det viktig at ein har ei sikker likespenningsforsyning for at kontrollutrustinga skal fungere. Det er viktig at anlegget for likespenning er utført slik at konsekvensane ved feil er minst mogleg.

Eit kraftverk har som regel to hovudgruppe for likespenningssystemet. Eine typen av likespenningssystem har spenningsnivå på 220 V eller 110 V, som blir brukt til styrestrømforsyning for relévern, overvaking, styring og forsyning til likestraumsmotorar og startmagnetisering av generator. Den andre typen av likespenningssystem har spenningsnivå på 24 V og/eller 48 V. Dette systemet er for spenningstilførselen til sambandsutstyr og utstyr for fjernkontroll. Eit hjelpesystem for likespenning består av batteri og likerettar som forsyna likespenningsfordelingar.

Ved vanleg drift så har kraftverket tilførsel av vekselstrøms og dermed er det likerettaren som står for spenningsforsyninga og vedlikehaldsladar batteria. Viss kraftverket mister vekselspanninga så tar batteria over spenningsforsyninga. Vanlegvis så dimensjonerast batteria slik at man kan starte aggregatet sjølv om vekselspanninga har vært borte i 10 timar. Ved spenningsnivå på 24 V og 48 V er det vanleg å bruke DC/DC omformarar og ikkje egne batteri.

3.13.2.3 Batteri

Batteribanken til kraftverket blir plassert i eit eige rom med god ventilasjon. Når eit batteri ladast så utviklast det ein gass som lett tar fyr, knallgass. For å hindre gassutslepp så brukast det eksplosjonshindrande proppar. Proppane er laga på ein slik måte at du kan fylle på vatn og sjekke ladetilstand direkte. Den batteritypen som blir mest brukt er eit stasjonært røyrplatebatteri med blylegeringar som er bygga for stor kapasitet ved lange utladningstider. Denne typen batteri tåler også konstant lading. Batteria blir sikra med eigne batterisikringar og desse blir plassert i batterisikringskap. Sikringane er der for å sikre batteri og kabel mot kortslutning. Skapet har også moglegheit for å gjere det sikkert å jobbe på batteria og for å enkelt kunne foreta kapasitetstestar av batteri.

3.13.2.4 Likerettar

Ladelikerettaren må dimensjonerast slik at den kan levere nok laststraum til likespenningssystemet og nok ladestraum til batteria. For levetida til batteria er det viktig at likerettaren har ein konstant ladespenning, dette over heile belastningsområde til likerettaren. Bly-batteri skal ha ein ladespenning på 2,23 V pr. celle for utnytte batteria best mogleg.

3.13.2.5 Batterivakt

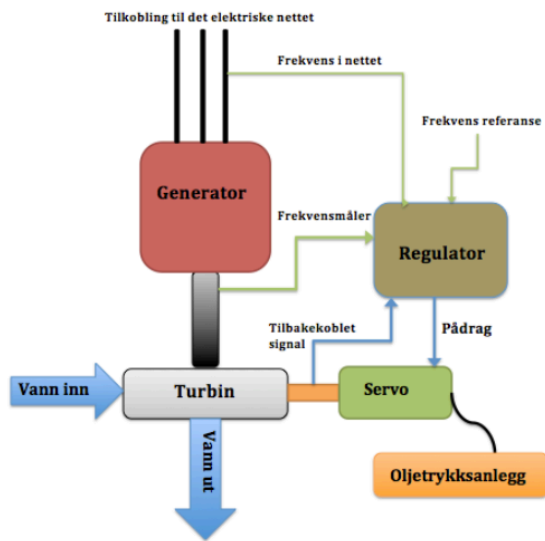
Batterivaktas oppgåve er å overvake spenningsnivå og isolasjonstilstand. Dersom det ikkje er i samsvar med innstilte verdiar, så skal den varsle om dette. Den enklaste form for overvaking av systemet er minimum spenningsovervaking og jordfeilovervaking. Det burde også vere moglegheit for å foreta spenningsmåling og isolasjonsmåling.

3.13.3 Generell om regulering

Målet med regulering er at belastning på nettet og energiproduksjonen skal være i likevekt. Ved lastendring skal regulatoren motverke endringa raskast mogleg ved å tilpasse pådraget til turbinen, altså å tilpasse vassmengda inn på løpehjul. For å oppretthalde nettfrekvensen på 50 Hz er det derfor viktig med rask regulering for å unngå uønskete feil i frekvens. Ønsker ein å kjøre på isolert nett, også kalla øydrift, er det viktig med ein velfungerande regulator for å oppretthalde eit stabilt nett.

Reguleringsprosessen tar for seg nettfrekvensen som utgangspunkt. Kjem det ei endring i last ved denne, sendes det eit signal til turbinregulator som fortel om ein må auke eller minke pådraget for å oppretthalde frekvensen.

På figuren under ser ein kva rolle nettfrekvensen har i reguleringsprosessen.



Figur 13: Prinsippkisse av kraftverk med turbinregulator. [20]

3.13.3.1 Lastendring

Som nemnt tidlegare er målet å oppnå likevekt mellom energiproduksjon og belastninga på nett. Det elektriske nettet i Norge har ikkje ei fast belastning, men heller ein belastning spreidd utover forskjellige tider på døgnet (lasttoppar). Når folk står opp og når dei kjem heim frå skule eller jobb er gjerne då forbruket, eller belastninga, på nettet er størst. Akkurat etter dette tidsrommet blir belastninga lågare og ein får lastavslag.

Ved plutselige avslag i belastninga vil aggregatets omdreiingshastigheit auke og ein får rusing. Rusing oppstår når generatoren går for fullt omdreiingshastigheit med ledeapparat fullt opent, og mister plutselig lasta, altså den blir kopla frå nettet på feil måte. Ved normal rusing skal ikkje generatoren ta skade. Ved å tilpasse pådraget kan ein motverke rusing.

Som nemnt tidlegare, kan dette løysast med ei stor svingmasse, enten i generatoren eller ved eit svinghjul. Derimot er store svingmasser dyre og ein prøver gjerne å kutte ned på denne delen for å oppnå billegare generator.

Sidan store svingmasser er dyre, prøver ein å gjere lukkehastigheita til pådraget så høgt som mogleg. Derimot fører dette med seg eit nytt problem. Ved rask endring i lukkehastigheita vil ein få trykkstøyt i rørleidningen. Denne trykkstøyten vil kunne oppnå såpass store krefter at det i verste fall kan øydelegge rør og ventiler. Om ein får større problem med lukkinga, og omdreiingshastigheita oppnår kritisk nivå, får ein kritisk rusing. I avsnittet under tar vi for oss denne kritiske rusinga.

Kritisk rusing skal ligge på eit definert nivå godt over rusingsturtalet. NVE tilrårder at kritisk rusing ligg på 30 % over rusingsturtalet. Kritisk rusing er det turtalet rusevernet er stilt inn på og dersom generatoren oppnår dette turtalet så vil rusevernet stoppe generatoren for å unngå skade. Skader som kan oppstå viss generatoren får oppnå kritisk turtal, utan at den blir stoppa, er at du kan få totalhavari.

Normal regulering er det dysene som står for. Servomotoren får "beskjed" frå regulatoren at den ønsker å auke eller senke pådraget. Så styrer servomotoren, ved hjelp av eit oljetrykkanlegg, nåla i dysa til å gå fram eller tilbake. På grunn av utforminga til nåla vil den alltid lage ein vasstråle som kjem ut i fri luft mot skovl frå nålespissen. Sidan nåla må lukke seg med ein viss hastigheit, for å unngå trykkstøyt, vil den ikkje kunne tilfredsstille kravet til frekvens innan gitt tidsrom. Ved denne type regulering, altså å halde frekvens med statikk (grense som regel mellom 1-12 %), spelar FIKS inn på krav.

Sidan nåla ikkje alltid oppnår dette kravet, tar ein ved Pelton-turbinar, i bruk stråleavbøyer ved dysa. Denne har som funksjon å kutte vasstrålen frå dysa ved plutselig lastavslag. Med stråleavbøyer og styring av nål i dyse har ein oppnådd eit prinsipp ein kallar dobbelregulering. Ved å bruke dette prinsippet oppnår ein endå raskare regulering. Det motsette skjer ved lastpåslag.

Reguleringshastigheita til systemet blir satt ut ifrå blant anna sikkerheit, materialstyrke og reglar for drift. Krav til regulering og tidskonstantar finner ein i FIKS (Funksjonskrav i kraftsystemet). Når ein tek omsyn til FIKS, materialval/kvalitet og naturgitte parameterar som høgde og vassføring, kan ein fastslå krav til reguleringa for det aktuelle kraftverket.

Ein bør også merke seg at fysiske eigenskapar til mekaniske system og eventuelle tilhøyrande tunnelar verkar i høg grad inn på hurtig regulering og stopp ved feil.

Det er også viktig at regulator ikkje verkar for raskt, då rask lukking av pådragsorgan vil kunne medføre kritisk turtal, som igjen kan medføre farlige forhold slik som havari på mekaniske og hydrauliske komponentar.

For å summere opp dei siste avsnitta: ein tek først og fremst omsyn til mekaniske og fysiske forhold, og stiller regulator inn etter desse. Deretter prøvar ein så langt som mogleg å rette seg inn mot FIKS sine krav.

På mindre, type mini og mikro, kraftverk er det lågare krav til regulering. I slike tilfelle er det nok å bruke ventil, som regel av typen spjeldventil, til å styre pådraget.

3.14 Apparatanlegg

Apparatanlegg har som oppgåve å transportere den produserte elektriske energien frå generatoren og fram mot kraftnettet. Apparatanlegget består hovudsakleg av koplingsutstyr på generatorspenningsnivå, transformator, kabel og høgspenningsutstyr. Innføring av transformatoren gir oss to spenningsnivå. Det er viktig at apparatanlegg dimensjonerast stort nok for å kunne tåle den maksimale straumbelastninga som kan oppstå. [7, pp. 96-97]

3.14.1 Transformator

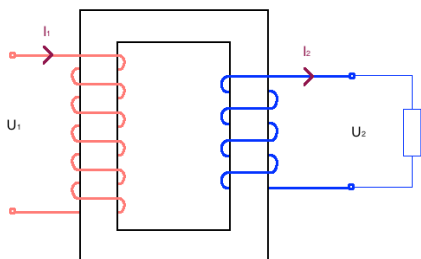
Nesten all den elektriske energien som blir produsert av store og små vasskraftverker i utkanten, må fraktast mot stadane der den elektriske energien forbrukast. Innføringa av transformatoren har mogleggjort overføring av elektrisk energi over lengre avstandar med mindre tap. Fordi tapa i kraftleidninga er proporsjonalt med den elektriske motstanden og kvadratet av straumen, vil ein ved å senke straumen oppnå lågare tap, samt lågare tverrsnitt på kabel. [6, p. 8]

$$P = 3 * R \times I^2 \quad [5, p. 86]$$

Formel: Effekttapa, P er summen av resistansen multiplisert med kvadratet av straumen.

Som nemnt ovanfor, transformerer ein transformator elektrisk vekselstrøm med ein viss spenning til eit anna nivå ved bruk av induksjonsprinsippet. Induksjonsprinsippet fungerer slik at når det blir kopla ein last inn på sekundærsida vil det gå ein strøm i kretsen som vil skape ein feltfluks i den magnetiske kretsen (jernkjernen). Denne feltfluksen vil igjen skapa ein indusert spenning på sekundærsida som er omtrent lik som på primærsida.

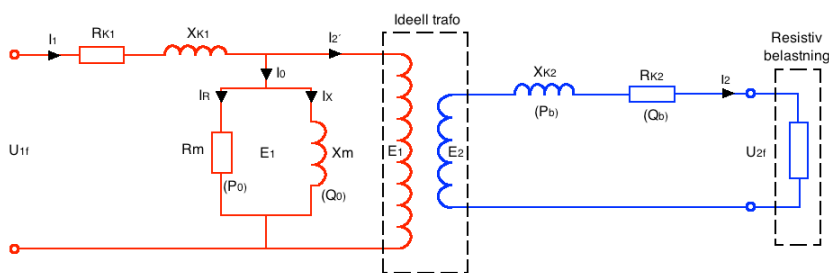
Ønskelig strøm og spenning avhenger av vindingsforholdet mellom primær- og sekundærsida, men uansett blir produktet av strøm og spenning minus tap det same. Det vil seie at uansett kor mykje strøm du tar ut, vil summen av strøm og spenning bli tilnærma lik på begge sider av transformatoren. [21, p. 60]



Figur 14: Forenkla prinsippkisse av den eine fasen med belastning [6, p. 40]

3.14.1.1 Tap og verknadsgrad

Ved berekning av ein trefasa transformator, forenkla vi det til teorien om einfasetransformatoren. Ved å utvikle eit forenkla ekvivalentskjema for transformatoren, gjev det eit meir oversiktleg og ei enklare utrekning.



Figur 15: Ekvivalentskjema for ein fase i eit trefasesystem. [6, p. 50]

Ein ideell transformator (markert) er ei eining som ikkje har noko tap og har ein perfekt magnetisk kopling, men i verkelegheita skjer ingen omforming av energi utan tap. I prinsippet vil då ein transformator gje mindre enn den opptar. Differansen mellom gjeven og opptatt effekt er då tapa i transformatoren. Tapa består av tomgangstap og belastningstap avhengig av kva slags driftsmodus. Når primærviklinga er tilkoppa nett med driftspenning og ikkje har noko form av last, kan vi seie at transformatoren går på tomgang. Då vil transformatoren trekke ein liten tomgangsstrøm for å generere feltfluksen på primærsida. [22, pp. 11-12]

Når ei vekselspanningkjelde er kopla til vil også feltfluksen i jernkjernen bli vekslende, noko som fører til hysteresetap og virvelstraumtap då desse tapa er avhengige av frekvensen på vekselstraumen og fluksen på magnetjernet. Tomgangstapa er tilnærma konstant uavhengig av belastning så lenge spenninga er den same. Dette skyldast leiingens elektriske motstand, resistans. Resistansen gjer det at det utvikles varme i leiingene.

Når ein belastar transformatoren vil noko av energien forsvinne i form av varme i viklingane. Dette tapet blir kalla for belastningstap eller kopartap og skjer i alle leiingar som førar elektrisk straum. Kopartapa aukar kvadratisk av belastningsstraumen som flyt i kretsen. Aukar ein straumen til det dobbelte, vil tapet auke til det firedobbelte. [6, pp. 38-42, 23]

Formel: Verknadsgrad for transformator [23]

$$\eta = \frac{n * S_N * 100}{(n * S_N) + P_0 * (n^2 * P_K)}$$

P0	Tomgangstap	W
Pk	Kortslutningstap	W
n	Belastningsfaktor	
η	Beste verknadsgraden for transformatoren	
SN	Merkeyting for transformator	VA

3.14.1.2 Teknisk levetid

Teknisk levetid er den tida det tar for at transformatoren ikkje klarer sin tiltenkte funksjon. Dette skjer gjerne på grunn av aldring av isolasjon eller svekkingar i komponenten.

Levetida er sterkt avhengig av temperatur, men andre faktorar som fuktigheit og oksygen er også noko som fører til aldring og nedbryting av isolasjon spelar også inn.

Driftstemperaturen er avhengig av kor hardt den blir belasta og si evne til å kjøle. Det er estimert at levetida til isolasjonen for den epoxyharpiks isolerte transformatoren halverast for kvar 7°C til 10°C auking i driftstemperaturen. For oljefylte transformatorer er denne aukinga 8°C. I kombinasjon med fuktigheit og luft, kan nedbrytinga av papirisolasjon og andre typar isolasjon akselerast. [24]

Temperaturklasse

Angir øvre temperaturgrense for isolasjonsmaterialet under normal drift. Desse har samanheng med temperatur og belastningstap på vikling.

Tabell 1: Temperaturklasse. [6, p. 103]

Temperaturklasse	A	E	B	F	H
Max. Omgjevnadstemperatur (°C)	40	40	40	40	40
Tillatelig temperaturstigning (°C)	60	75	80	105	125
Termisk margin (°C)	5	5	10	10	15
Sum (°C)	105	120	130	155	180

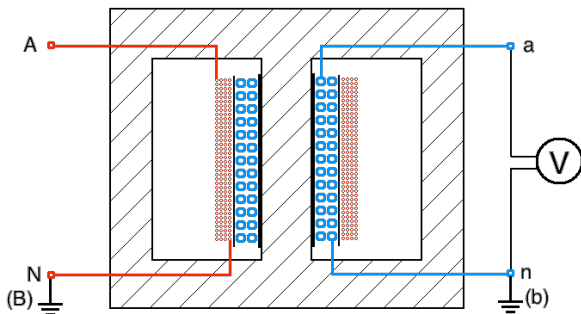
3.14.2 Måletransformatorar

Måletransformatorenes oppgåve er transformere straum og spenning ned til eit passende nivå slik at instrument kan måle straum og spenning. [6, pp. 120-154]

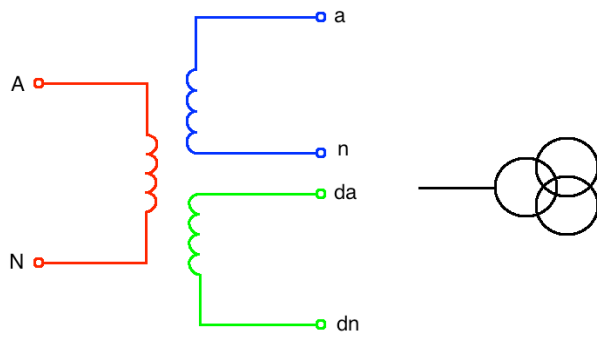
3.14.2.1 Spenningstransformator

Spenningstransformatoren brukast til måling av høge spenningar. Den er kopla slik at primærkretsen ligg parallelt med belastninga vi skal måle. På sekundærsida er det tilkopla eit voltmeter med høg impedans som målar spenninga. Målinga skjer ved at den måler spenninga på sekundærsida og kan rekne ut spenninga på primærsida ut frå omsettingsforholdet (forhold mellom vindingstal på primær- og sekundærsida) til transformatoren. Spenningstransformatoren er konstruert for tomgangsdrift fordi den høge impedansen til voltmeteret gjer at det går minimalt med straum i kretsen.

Av spenningstransformatorar fins det to typar. Ein-pola som blir brukt for høgspenning og to-pola som blir brukt for lågspenning. Vidare i oppgåve blir derfor den to-pola ikkje aktuell då den ikkje skal brukast. Ein-pola spenningstransformatorar er berekna for tilkopling mellom fase og jord. For å få linjespenning krevjast det mellombels ein transformator på kvar fase.



Figur 16: Prinsipp-teikning av ein einpola spenningstransformator utan jordfeilvikling.



Figur 17: Einpola spenningstransformator med måle- og jordfeilvikling.

3.14.2.2 Straumtransformator

Straumtransformatoren er ein transformator der primærkretsen ligg i serie med den straumen til lasta som skal målast. Transformatoren har ei primærvikling (faseleiar), ein magnetisk kjerne og ei sekundærvikling som ligg rundt den magnetiske kjernen. Straumen til primærviklinga dannar eit magnetisk felt i kjernen. Grunna vekselspanning og dermed vekslende felt vil det bli indusert ein straum i sekundærviklinga. Sekundærstraumen er då eit produkt av straumen som flyt gjennom primærsida. Då straumen som flyt gjennom sekundærviklinga er avhengig av lasta som er kopla på, bestemast omsettingsforholda til transformatoren av kor stor straum som flyt i sekundærviklinga.

Eit amperemeter med veldig låg impedans er tilkopla transformatoren. Samanlikna med ein spenningstransformator som tilnærma går i tomgang, er straumtransformatoren tilnærma kortslutta under normal drift. Dette fortel oss at det går ein stor straum gjennom viklingane.

3.14.3 Brytaranlegg

Brytar er ein komponent med hensikt å skape eit skilje mellom to leiarar slik at det ikkje er mogleg at energi kan flyte gjennom kretsen. Hovudsakleg har vi tre forskjellige brytarar med forskjellige bruksområder. Skiljebrytar, lastskiljebrytar og effektbrytar, men i oppgåva skal vi halde oss til dei to siste. Skiljebrytar ser vi vekk i frå då den ikkje kan bryte anleggsdel som er under last. [21, p. 49] (kjelde gjelder også lastskiljebryter)

3.14.3.1 Lastskiljebrytar

Desse brukast til inn- og utkoplingar av normale laststraumar. Desse er gode til å bryte små overstraumar og kan kombinerast med sikringar då sikringane er effektive på å bryte kortslutningstraumar. Brytaren kan brukast der det er planlagt arbeid og skal kunne bryte, sjølv under last. Dette er ein klar fordel ved planlagt og ikkje planlagde arbeid då man slepp og legge avgangen spenningslaus før man kan operere brytaren.

3.14.3.2 Effektbrytar

Effektbrytar er ein komponent som er montert i eit ledd for å beskytte ein bestemd anleggsdel ved feil.

Det er eit krav at brytaren skal kunne bryte høgste belastningsstraum og den maksimale kortslutningseffekten som kan oppstå i systemet ved feilsituasjonar. Effektbrytaren skal kunne oppfylle krava gitt i norma IEC 865-1. [5, p. 142]

3.14.3.3 Kabel innandørs

I FEF06 § 2-10 står det at anlegg og utstyr som er utstatt for brann forårsaka av gnister, lysbogar, eksplosjonar eller høge temperaturar, skal beskyttast slik at desse ikkje lenger utgjer nokon fare anlegg og personell[KJELDE REFERERE]. Dette gjelder også transformator.

Når vi vel tilknytingskabelen for generator, effektbrytar og transformator er det viktig at vi vel ein kabel som oppfyller brannkrava og i tillegg ikkje inneheld nokon farlige gassar. NEK440 kap. 8.7.3 har tatt for seg normer for kabelen som må oppfyllast. Kabel skal forleggast på ein måte slik at den oppfyller brannsikkerheita som krevjast i byggforskrifta. [25] [26, p. 72]

3.14.3.4 TSLI



Figur 18: TSLI, bildet er henta frå kabelbok, Nexans [27]

TSLI har følgjande bruksområder:

- Utandørs
- Industrianlegg
- Transformatorstasjoner
- Tunellar
- Innandørs

Maksimal tillat temperatur på leiaren ved normal drift er 90° og 250° gradar ved kortslutning. TSLI kabelen kan nyttast på driftsområder mellom 12-36 kV.

Ytre kappe: Skal beskytte kabelen mot mekanisk og kjemisk skade slik at ein unngår fuktinntrenging. Den ytre kappe er av polyetylen og består av to sjikt som er vulka saman. Indre sjikt er UV-bestendig og i fargen kvit for at vi skal kunne visuelt avdekke feil. Kappe er brannhemmande og halogenfri som gjer at den er godkjent for innandørs bruk.

Diffusjonssperre: Eit lag med aluminiumslaminat med overlapp limt fast til ytre kappe. Skal beskytte kabelen mot mekanisk påkjenning og aksial vassinntrenging ved skade på kabel.

Svelleband: Eit lag svellende band for å hindre langsgående vassinntrenging. Svellebandet er påført med ein fuge for å sikre elektrisk kontakt mellom skjermen og diffusjonssperra. Dette gjer at skjerm og diffusjonssperre slepp å jordast kvar for seg i skøytear og endeavslutningar.

Skjerm: Eit lag med runde, glødde kopartrådar. Skjermen skal fungere som personbeskyttelse om skade på kabelen oppstår. For høgare spenningsnivå har den også ei oppgåve som å lede ladestraumen for kabelen.

Ytre halvleiar: Ekstrudert, halvleiande sjikt. Eit lag mellom isolasjon og skjermen som sørger for ei glatt og jamn feltfordeling og hindre glim-utladning.

Isolasjon: Materiale som ikkje er leiande eller materiale med ein motstand med storleik slik at straum og spenning ikkje treng gjennom. Isolasjonen er ekstrudert, tørrvulkanisert (prosess som gjer om ein type rågummi til det ferdige gummiproduktet) polyetylen (PEX).

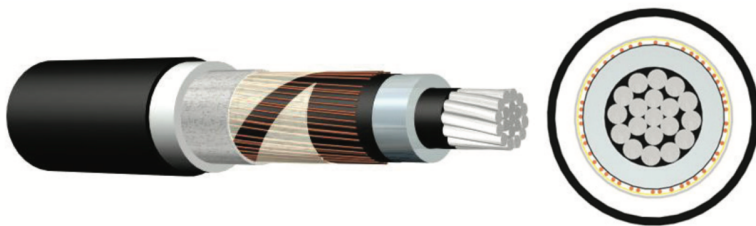
Indre halvleiar: Same som ytre halvleiar, ekstrudert, halvleianes sjikt. Indre halvleiande sjiktet skal jamne overgangen mellom leiaren og isolasjonen, dermed få jamnare feltfordeling.

Leiar: Ein fleirtråa leiar av komprimert aluminium fylt med svellpulver. Metallet skal være av ein viss kvalitet og dimensjon på leiaren skal fastsettast etter IEC-normer.

3.14.3.5 TSLF

Kabelen kan brukast utandørs direkte i jord, i rør eller i kanal i jord og innandørs. TSLF kabelen kan nyttast på driftsområder på mellom 1-145 kV. Maksimal tillat temperatur på leiaren ved normal drift er 90°, og 250° gradar ved kortslutning. [28, p. 17]

Det leggjast 3 einleiarar i trekant forlegning saman med beskyttelse-jording.



Figur 19: TSLF, biletet er henta frå kabelbok, Nexans

Beskriving:

TSLF er bygd opp på akkurat same måte som TSLI er bygd opp, men forskjellen her er at TSLF har ei ytre kappe som ikkje er brannhemmande og halogenfri, men har ei ytre halvledande sjikt som mogleggjer kappetesting på kabel. Kappetesting er ein form for å avdekke feil på kabel.

3.15 Økonomi

3.15.1 Samfunnsøkonomisk analyse

3.15.1.1 Nytte- og kostnadsanalyse

Totalt så finst det tre forskjellige typar samfunnsøkonomiske analysar. Vi har valt *nytte-kostnadsanalyse* då denne metoden kan beskrive ei vurdering av tiltaka i kroner.

Denne metoden verdsett alle nytte- og kostnadsverknadane av moglege tiltak i kroner ut i frå kva befolkninga saman er villig til å betale for den beste moglege effekten som skal oppnåast. Viss dei er villige til å ta kostnadane for den summerande nytteverknadane er større enn den totale kostnadssummen, kan vi sei at tiltaket som samfunnsøkonomisk lønsamt.

Miljøtiltak er ein av delane ein tek med i den samla vurderinga av tiltakets samfunnsøkonomiske lønsemd. Miljøtiltaket er ein vanskelig sak setje tal på, og vi har derfor ikkje tatt omsyn til kostnadar av miljøtiltak i våre berekningar.

[29, pp. 23-24]

3.15.1.2 Noverdimetoden

Når ein investera, kjem nytte- og kostnadsverdiane sjeldan samtidig i løpet av anleggsdelens levetid. Ulike investeringar, innteningar og betaling til ulike tider gjer det naudsynt å bruke ein metode som summerer og samanliknar kostnadane mot kvarandre.

Nettonoverdimetoden tek utgangspunkt i å samle alle forventa nytte- og kostnadsverknadar som førast til eit og same tidspunkt, som gjerne er tida der investeringa vert gjort. Ved å tilbakeføre kvar enkel verknad ved hjelp av kalkulasjonsrenta, kan vi føre alle verknadane til eit bestemt tidspunkt og slik gjere investeringa samanliknbar over tid. Dette gjer at vi kan ta eit val ut i frå kva som er mest samfunnsøkonomisk lønsamt.

$$NNV = -B_0 + \sum_{t=1}^P \frac{U_t}{(1+r)^t}$$

B_0 Investeringskostnad i år 0

r Kalkulasjonsrente

N Analyseperiode, år

U_t Netto nytte som investeringa generer i løpet av N år

t Referanseår

$NNV < 0$ -> Investeringa er ikkje lønnsamt

$NNV > 0$ -> Investeringa er lønnsamt

[30, p. 4]

Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenta viser den samfunnsøkonomiske alternativavkastninga på investert kapital. Rentesatsen er basert på rente i lånemarknaden, forventna avkastning på andre alternativ og kor høg risiko det er forbundet med prosjektet. Renta består av to satsar, risikofri realrente og eit risikoavhengig tillegg. [30, p. 10]

Referansetidspunkt

Året/tidspunktet der analysen startar.

Teknisk levetid

Teknisk levetid er den tida det tek for at komponenten ikkje klarar sin tiltenkte funksjon. Dette skjer gjerne på grunn av aldring av isolasjon eller svekkingar i komponenten. Dette er også tidligare nemnt under transformator. [31, p. 38]

Økonomisk levetid

Økonomisk levetid er den tida det tek for at det skal lønne seg å investere i ein ny komponent med same funksjon. Tekniske nyvinningar som gjer prosessen billegare kan også påverke den økonomiske levetida. Den økonomiske levetida er enten den same som den tekniske eller kortare. [6, p. 104]

Analyseperiode

Perioden der prosjektet skal analyserast innanfor. Settast ofte lik den økonomiske levetida. [31, p. 35]

3.15.1.3 Samfunnsøkonomisk analyse av netttiltak

Investeringar i kraftbransjen er gjerne forbundet med store investeringskostnader. Å vurdere eit tiltak framfor eit anna kan for eksempel gje større investeringskostnader, men samtidig gje oss reduserte tapskostnader og høgare inntening på sikt.

Ein samfunnsøkonomisk analyse er ein måte for å finne og vurdere konsekvensar av eit tiltak for rørte grupper i samfunnet. [29, p. 12]

Grunnleggande

NVE har laga ei liste over kva nytte- og kostnadsverknadar som må inngå i eit samfunnsøkonomisk analyse av tiltak i nettet: [30, p. 16]

- Investeringskostnader korrigert for restverdi
- Drifts- og vedlikehaldskostnader
- Tapskostnader (teknisk-økonomisk analyse)
- Avbrotskostnader
- Flaskehalskostnader

Vi tek for oss i denne delen dei tre øvste punkta, grunna dei to andre ligg utanfor vårt område av kunnskap og er meir knytt mot netteigar og ikkje innmatingskunde.

Det kan også være verknadar som det ikkje er mogleg å sette prislapp på, eksempelsvis: [31, pp. 5-57]

- Feilsituasjonar og/eller havari kan føre til eksplosjonar.
- Lekkasjar kan påføre skade på liv og miljø rundt eller nedstrøms kraftverket.
- Bygging og drift av kraftverket som skapar sysselsetting.

Det er også viktig at analysen er mest mogleg nøyaktig slik at det ikkje blir tatt investeringar på feil grunnlag eller som eigentleg ikkje er lønsame.

Investeringskostnader

Investeringskostnadane viser innkjøp av materiell, arbeidskraft, transport, grunnerstatningar og byggrelaterte kostnader som krevjast. Kostnadane tek utgangspunkt i erfaring frå tidlegare prosjekt og kva marknadsprisen ligger på ved investeringa.

Drifts- og vedlikeholdskostnader

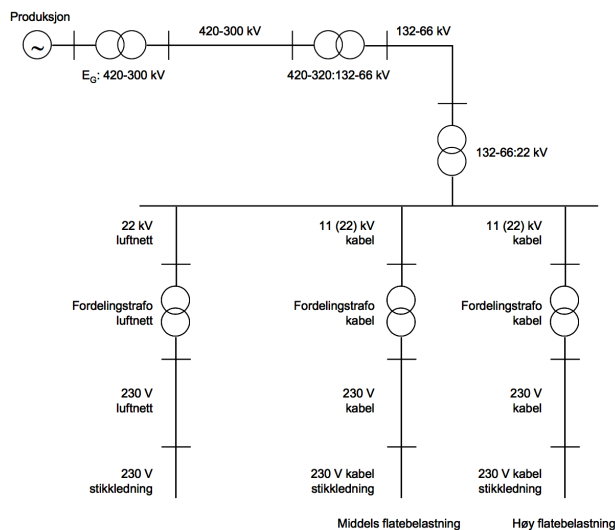
Drifts- og vedlikeholdskostnader er alle dei kostnadane som er knytt til den framtidige drifta av investeringa. Desse kostnadane kan være materiell, transport og arbeidskraft.

Tapskostnader

Utrekning av elektriske tap og summen av desse er ein viktig del av ein samfunnsøkonomisk analyse for å finne riktige dimensjonar på ulike anleggsdelar i eit kraftnett. Tapsenergi og tapseffekt må produserast i kraftstasjonane og medfører at anlegget må produsere meir energi for å få dekke tapa. Tapsenergien må overførast og beslaglegg kapasiteten på overføringsnettet. Tapa påfører ekstra kostnader der systemet må dimensjonerast opp for å minimalisere tap. Samtidig må det være lønnsamt å investere då investeringa kan bli dyrare enn den summerande innteninga i tapskostnader ein vil få.

Ved utrekning av tapskostnader tek vi utgangspunkt i berekning av spesifikke tapskostnader som er ein del "Planleggingsbok for kraftnett" utgjeven i 2014 Av SINTEF Energi. Slik kan vi rekne ut den spesifikke tapskostnaden ved ulike produksjonsintervall.

I planleggingsboka til SINTEF har dei satt opp ein modell som delar kraftnettet i tre ulike nivå.



Figur 20: Forenkla radialbeskriving av kraftsystemet for berekning av spesifikke tapskostnader.

I figuren over kan ein sjå at distribusjonsnett er delt inn i tre ulike kategoriar. Vårt kraftverk har eit spenningsnivå 22kV/6,6 kV og er tilknytt nettet gjennom kabel i utkantstrøk. Det mest naturlige er at vårt anlegg kjem under kabel med middels flatebelastning.

Når tapskostnadar for kabel skal reknast ut er det viktig å tenke på elektriske tap i kraftsystemet. Ein har både energi som må produserast og effekt som beslaglegg kapasiteten i kraftsystemet. Ein riktig utrekning av tapa inneheld derfor begge dei to energiledda.

For kablar og linjer kan dette settast opp i følgjande formel:

$$K_{Tap} = k_p \times \Delta P_{Max} + \int k_w(t) \times \Delta P(t) dt$$

K_{Tap}	Kostnadar av tap [kr/år]
$K_w(t)$	Energikostnad ved tidspunkt t [kr/kWh]
k_p	Kostnad av maksimale effekttap (tunglast) [kr/kW år]
ΔP_{Max}	Maksimale effekttap (tunglast) [kW]
$\Delta P(t)$	Effekttap i tidspunkt t [kW]

Første leddet tar for seg effektdimensjon og den andre leddet tar for seg energidimensjonen. Formelen kan formulerast og forenklast slik som formel.

$$K_{Tap} = k_{pekv} \times \Delta P_{max}$$

$$k_{pekv} = k_p + k_{wekv} \times T_t$$

k_{wekv}	Ekvivalent årskostnad av energitap	[kr/kWh]
k_{pekv}	Ekvivalent tapskostnad referert tapets årsmaksimum	[kr/kWh år]
T_t	Brukstid for tap	[timer/år]

Formlane over satt saman slik:

$$K_{Tap} = (k_p + k_{wekv} \times T_t) \times \Delta P_{max}$$

For transformatoren sin del er det to forskjellige typar tap. I tidligare kapittel vart desse tapa beskrive. I mellomtids er brukstida for desse 8489 timar/år for tomgangstap, som er den tida kraftverket er i drift. Belastningstapa bruker i vårt tilfelle ein brukstid som egendefinert ut frå varigheitskurve.

$$K_{tot} = K_{(Cu)} + K_{(Fe)}$$

$$K_{tot} = \Delta P_{cu} \times K_{pek, cu} + P_0 \times K_{pek, Fe}$$

K_{Tap}	Samlande tapskostnader	[kr/kW]
ΔP_{cu}	Transformatorens belastningstap	[kW]
$K_{pek, cu}$	Ekvivalent kostnad av belastningstap	[kr/kW]
P_0	Transformatorens tomgangstap	[kW]
$K_{pek, Fe}$	Ekvivalent kostnad av belastningstap	[kr/kW]

For belastningstap sin del er den generelle utrekninga slik:

$$\Delta P_{cu} = \frac{K^2 \times S_N \times e_r}{100}$$

ΔP_{cu}	Belastningstap	[kVA]
K	Belastningsgrad	
S_N	Transformatoryting	[kVA]
e_r	Kortslutningsspenningen	[%]

[32, pp. 5-27]

Den berekninga SINTEF tek for seg, baserar seg på typiske verdiar. Variabelen e_r som representerer belastningstapet til transformatoren. Sidan denne er veldig avhengig av temperaturen i viklingane, vil denne forandre seg ved ulik belastning. Utrekningane for å finne belastningstapa kan heller gjerast på ein annan måte. Ved å bruke testprotokollar til liknande transformatorer, kan dette gje oss ca. verdiar. Desse testane gjerast under gjevne føresetnadar som temperatur, kjøling og andre forhold. Basert på desse føresetnadar kan e_r utreknast ved ulik belastning. Det er mellombels fleire variablar som påverkar belastningstapa i temperaturen på viklingane.

- Temperatur i lufta og kor god sirkulering av lufta er der den står.
- Treigheit i temperatur til isolasjonen (GSU, epoxyharpiks)
- Ekstern kjøling (vatn, vifte)

Utrekning av belastningstapa med desse variablane er ein sær kompleks og samansett metode som krevjar meir omfattande målingar som vi ikkje har moglegheit til å gjennomføre. I utrekningane våre tek vi derfor berre omsyn til motstandsmålingar og oppgjevne verknadsgrader som representera temperaturen i viklingane ved ulik belastning.

Med utgangspunkt i varigheitskurva kan vi finne brukstid og belastningstap i eit gjeve driftspunkt. Ved å samanlikne belastningstapa til transformator i dei ulike driftspunkta kan vi rekne oss fram til sum inntening av differansen ved å bruke følgjande formel som eit utgangspunkt:

$$K_{Tap} = (k_p + k_{wekv} \times T_t) \times \Delta P_{max}$$

3.15.2 Skattar

Vasskraftnæringa er omfatta av skattelovgivinga med strenge skattar og avgifter. Dei pliktar å skatte av ordinær inntekt, formue, særskattar som naturressursskatt, grunnrenteskatt og eigedomsskatt for å gje skatteinntekt tilbake til fellesskapet. I tillegg for kraftverk over ein viss storleik må ein også betale konsesjonsavgift og konsesjonskraft.

3.15.2.1 Alminneleg inntektsskatt

Alminneleg inntektsskatt er ein skatt som bereknas for personar og selskap. Skatten skal bereknas frå inntekter som er vunne ved arbeid, kapital og verksemd etter fråtrekka er trekt i frå. Skatten gjeld også fornybar produksjon av kraft slik den gjer for andre selskap.

Satsen for alminneleg inntekt vart i 2017 redusert frå 25% til 24%. [33]

3.15.2.2 Naturressursskatt

Alle kraftverk som har generatorar med påstempla merkeyting over 10 MVA er pliktig til å betale naturressursskatt. Skatten kjem inn som eit ledd for utnytting av felles naturressursar. Eigarar skal betale denne til tilhørande kommune og fylke med høvesvis 1,1 øre/kWh til kommune og 0,2 øre/kWh til fylket.

Skattesatsen bereknas som ein sjuandedel av den totale produksjonen av det enkelte kraftverket produserer i inntektsåret og dei seks føregåande åra. Naturressurs gjev ikkje frådrag i alminneleg inntekt, heller ikkje i grunnrenteinntekt. Naturressurskatten kan ein trekke frå i den fastslåtte skatten til staten av alminneleg inntekt. Slik blir skatten ikkje ein ekstrabelastning for skatteytar, men sikrar at kommune og fylke får sitt. [34] [35]

3.15.2.3 Eigedomsskatt

Eigedomsskatt er normalt sett ein skatt som ein skal betale ut frå takstmessig verdianslag på eigedomen, men ved vasskraft blir fastsett frå faktisk produksjon og marknadsprisen på krafta. Eigedomsskatten er ein kommunal skatt og blir fastsett av den enkelte kommune kraftverket høyrar til.

Ved å multiplisere gjennomsnittet av spotmarknadsprisen pr. time dei fem siste åra for regionen, multiplisert med kraftverkets totale produserte mengde, finn ein verdien som ein skal rekne eigedomsskatten ut frå. Om det er eit nystarta kraftverk som ikkje har vore i drift og produsert i mindre enn fem år, blir gjennomsnittet av desse åra til grunn.

For småkraftverk reknast skatten ut frå ein sats på 0,2-0,7 % av anleggets verdi minus avskrivningar. [36]

3.15.2.4 Grunnrenteskatt

Grunnrenteskatten er ein skatt som oppstår ved utnytting av felles naturressursar. Skatten omfattar alle kraftverk med yting på 10 MVA eller større. Grunnrenteskatten er ein delvis overskotsuavhengig skatt knytt til produksjon av elektrisk kraft. Summen av skatten er produksjonen av det enkelte kraftverkets produksjon time for time, multiplisert med spotprisen.

Sjølve grunnrenteskatten trekkast frå berekna netto grunnrenteinntekt som igjen er eit resultat av den berekna inntekta minus driftskostnadar i samband med kraftproduksjonen, avskrivningar og ein berekna fri-inntekt. Satsen på grunnrenteskatten vart i 2017 auka frå 33% til 34,3 %. [34] [35]

3.15.2.5 Utfordringar

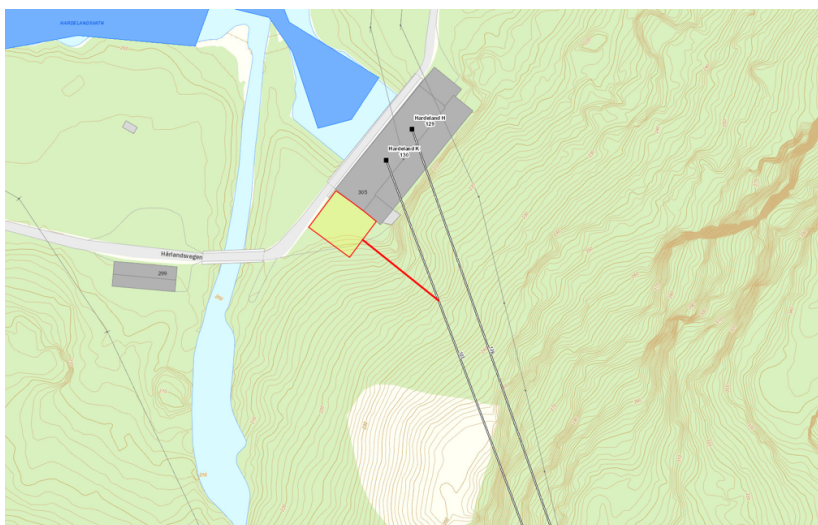
Vasskraftnæringa er prega av låge kraftprisar og er under hardt skattepress. Norge har tatt eit tydeleg standpunkt om at næringa i landet vårt skal bli grønar og at vi skal satse meir på fornybar produksjon av elektrisk kraft. Kraftnæringa synes at det er feil at staten samtidig oppmodar til å satse fornybart samstundes som dei skattar næringa hardt. Dette resultera i at mange selskap venter med rehabilitering, og planlagde prosjekt blir enten skrinlagt eller sett på vent.

4 Metode for val av komponentar

I dette kapitlet tek vi for oss metodane som vi har brukt til val av komponentar. Vi ser på kriterier, utrekningar og vanlege retningslinjer NVE brukar.

4.1 Val av røyr

Nytt innløpsrøyr vil ha ein ny innvendig diameter på 800 mm, mot den gamle på 700 mm. Desse forandringane vil gje ein påverknad på den totale verknadsgraden i vassvegen. Med vassvegen meinast det heile vassvegen inklusive røyrgate og trykktunnel. I vidare utrekning av den totale verknadsgraden i kraftverket vil vi ta utgangspunkt i vassvegen slik den er i dag. Dette fordi at dette er kjende tal og vi vil sleppe å estimere kva den nye verknadsgraden for vassvegen blir. Det opplyst at i utrekninga av verknadsgraden for vassvegen har vi berre tatt omsyn til friksjonstapa. Grunnen til det er at denne faktoren størst grad påverkar den totale verknadsgraden. Dei andre faktorane vil påverka tapa noko grad, men på grunn av tid har vi valt å sjå bort frå dei.



Figur 21: Planlagt ny trasé for innløpsrøyrret.

Tabell 2: Føresetnad for friksjonstap i vassvegen.

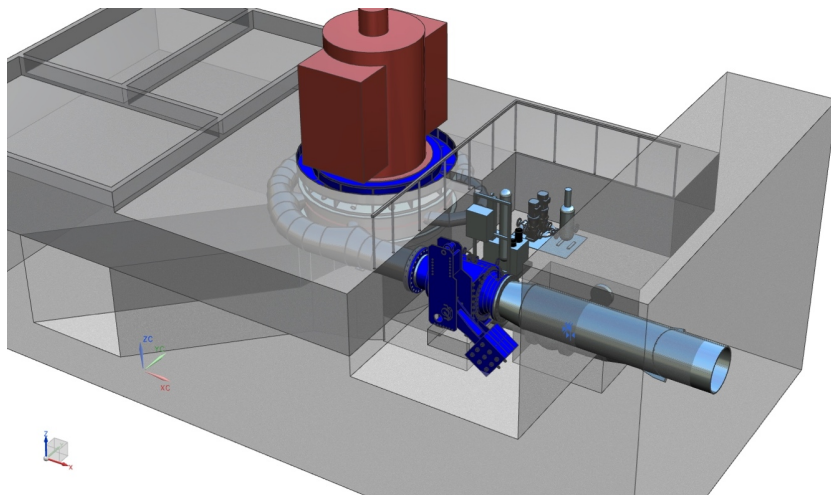
	Diameter/tverrsnitt mm	Hydraulisk radius	Lengde	Manning/ruheit
Rør 5	1300	0,325	132	79,4/0,9
Rør 4	1200	0,3	140	79,7/0,9
Rør 3	1100	0,275	322	80,1/0,9
Rør 2	1000	0,25	128	80,6/0,9
Rør 1	700	0,175	24	/0,9
T-Tunnel		0,622	1111	30,6/240

I våre utrekningar av verknadsgraden til vassvegen har vi tatt omsyn til friksjonstapa ved forskjellige vassføringar. Utrekningane har tatt utgangspunkt i Darcy-Weisbachs- og Manning's formel.

4.2 Val av kuleventil

I Hardeland Småkraftverk er det ei brutto fallhøgde på 322,85 meter og ved denne fallhøgda anbefala NVE ein kuleventil.

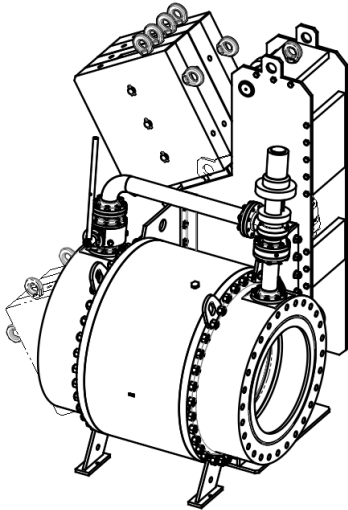
I totalpakken som Rainpower sendte oss i sitt tilbod, fikk vi tilsendt eit forslag til kuleventil av type DN800 PN40 som er produsert og levert frå Brødrene Dahl. DN800 PN40 fortel oss at det er en ventil med sylindrisk innvendig diameter på 800 mm og toler eit trykk på 40 bar.



Figur 22: Bilete av turbin og kuleventil (blå). [37]

Vi tok kontakt med Brødrene Dahl om kva som låg til bakgrunn for deira val av type ventil og storleik. Dei meinte at kuleventilen skulle være eit godt val for eit kraftverk med våre føresetnadar. Dei presiserte at val av kuleventil framfor ein dreiespjeldventil ikkje har ein eksakt formel. Deira erfaring er at utbyggjare tenkar ulikt, men at det ofte er eit skilje på rundt 400 meter vassøyle. Sylinder og lodd bereknar dei for åpning/lukking med sikkerheitsmargin på 1,5 normtrykk. Anbefalt maksimal vasshastighet gjennom kuleventilen er opptil 7-8 m/s. I formel under har vi rekna ut ny vasshastighet gjennom ventil og innløpsrør.

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{Q}{r^2 * \pi} = \frac{3,6}{0,4^2 * \pi} = 7,16 \text{ m/s}$$



Figur 23: Røyrbrotsventil DN800 PN40

Kuleventilen er utstyrt med ei blende som er ein type flaskehals som avgrensar oljestrømen gjennom systemet når ventilen stenger. Dette gjer til at ventilen ikkje stenger momentant og ikkje skapar farlig trykkstigning som kan forårsake brot i rørsystemet. Denne er kopla opp mot hydraulikkanlegget. [7, p. 79]

4.3 Metode for turbin

Når ein skal bestemme hydraulisk utforming og dimensjonering av turbin, brukar ein reduserte størrelsar. Reduserte størrelsar er dei naturgjevne parameterane; fallhøgde og vassføring. Med desse, samt eit val av turtal kan vi byrje på ei systematisk framgang for utvikling av vass turbinen. Utrekningar i følgjande kapittel baserar seg på NVE sine formlar frå *Kvalitetssikring av små vass turbiner* [8].

Gjennom oppgåva har vi også hatt kontakt med leverandør. Leverandøren for turbin som vi har vært i kontakt med er Rainpower AS. Her vil vi gjere eigne utrekningar og sjekke desse opp mot anbefalingar frå leverandør.

4.3.1 Eigne utrekningar

4.3.1.1 Natureffekt

Natureffekt er den effekten ein maksimalt kan nytte. For å få ein optimal omsetning av natureffekten ønsker ein at heile vassføringa blir nytta og at det gjevne turtal lar løpehjul nytte mest mogleg av tilgjengeleg effekt.

$$P = \rho * g * Q * H_n$$

ρ	Massetetheita til vatnet	[kg/m ³]
g	Tyngdekraft	[m/s ²]
Q	Maksimal vassføring	[m ³ /s]
H_n	Netto fallhøgde	[m]

Maksimal vassføring legger ein som regel på 1,5 – 2 gangar høgare enn middelvassføringa.

Vi har ei middelvassføring på 2,133 m³/s og tek utgangspunkt i ei maksimal vassføring på 3,55 m³/s (1,6 – 1,7 gangar større enn middelvassføringa) for utrekninga av turbinen.

Fallhøgda vi brukar, 311 m, er oppgjeven frå oppdragsgjevar.

$$P = 1000 * 9,82 * 3,55 * 311 = 10,8 \text{ MW}$$

Aktuell turbin vil i praksis ikkje kunne oppnå denne effekten. Ein må rekne med diverse tap og verknadsgrader.

Fartstal som vi såg på i kapittel om teori baserar seg på ei berekning av turbinens kapasitet, samt redusert vinkelhastigheit. Generelt nyttas det ei stjerne (*) på symbol for å markere at det er snakk om beste driftspunkt. Ein strek under symbolet tydar at det er snakk om reduserte størrelsar. Vi tek også utgangspunkt i at største pådragsgrad er gjeven ved $k = 1,4$. For ordens skuld vil vi også påpeike forskjellen mellom \underline{Q} (Q-prikk) og \underline{Q} (Q-stjerne) for vassføring, der Q-prikk er maksimal vassføring og Q-stjerne er vassføring i beste driftspunkt.

4.3.1.2 Fartstal

$$\underline{\Omega} = \underline{\omega} * \sqrt{\underline{Q}}$$

$$\underline{Q} = \frac{Q}{\sqrt{2 * g * H_n}} \quad \text{Berekning av turbinens kapasitet:} \quad [\text{m}^2]$$

$$\underline{\omega} = \frac{\pi * n}{\sqrt{2 * g * H_n}} \quad \text{Redusert vinkelhastigheit:} \quad [\text{m}^{-1}]$$

$$n \quad \text{Turtal} \quad [\text{rpm}]$$

$$\begin{aligned} \underline{\Omega} &= \underline{\omega} * \sqrt{\underline{Q}} = \frac{\pi * n}{30 * \sqrt{2 * g * H_n}} * \sqrt{\frac{Q}{\sqrt{2 * g * H_n}}} \\ &= \frac{\pi * 600}{30 * \sqrt{2 * 9,82 * 311}} \sqrt{\frac{2,54}{\sqrt{2 * 9,82 * 311}}} = 0,804 * 0,180 = \underline{0,145} \end{aligned}$$

4.3.1.3 Revidering av turtal

Som vist i teori gjev eit fartstal på 0,145 Pelton som val av turbin. Det var her tatt eit utgangspunkt i turtal på 600. No ønsker vi å sjekke om dette er eit gunstig turtal ved bruk av seks stråler. For at valet skal være gunstig burde turtalet i formelen under ligge over 600 rpm. Kjem ein her over det neste synkrone turtal, f.eks. 750 rpm, vil det svare seg å gå opp i turtal.

$$n \leq \frac{\omega * 30 * \sqrt{2 * g * H_n}}{\pi}$$

Mellomrekning:

Teoretisk sett anslår ein at største fartstal pr. stråle ein kan oppnå er 0,07.

For 6 stråler vil det teoretisk oppnåelige fartstalet dermed sjå slik ut:

$$\underline{*}\Omega = 0,07 * \sqrt{6} = 0,17$$

Dette talet tar vi med oss vidare til utrekning av ny redusert vinkelhastighet:

$$\underline{\omega} = \frac{0,17 * \sqrt{6}}{\sqrt{\sqrt{*}Q}} = \frac{0,17 * \sqrt{6}}{\sqrt{0,180}} = 0,98$$

Med ny verdi kan vi gå tilbake til formel for vurdering av turtal.

$$n \leq \frac{\underline{\omega} * 30 * \sqrt{2 * g * H_n}}{\pi} = \underline{731 rpm}$$

Sidan vi skal følge nettfrekvens på 50 Hz må turtalet være synkront. Tabell 3 på neste side viser synkrone turtal opp til 1000. Tabellen er laga med omsyn på formelen:

$$n = \frac{60 * Hz}{p}$$

der p er polpar.

Tabell 3: Viser nokre av dei synkrone turtala ein kan ha.

Polpar [p]	Turtal [n]
3	1000
4	750
5	600
6	500

Som ein ser på vurdering av turtal er vi nærme 750. Dette kunne ha vært eit aktuelt turtal, men hamner på feil side av ulikskapsteiknet, som kan gje auka fare for skadepåkjenningar. Dermed er valet av turtal som vi går vidare med, 600 rpm.

4.3.1.4 Verknadsgrad

Med bekreftelse på at eit turtal på 600 er riktig, kan vi gå vidare med utrekningane. No skal vi sjå på effekten som turbinen faktisk kan levere, altså den såkalla turbineffekten. I formelen for turbineffekt trengjer vi turbinens verknadsgrad. Her tek vi utgangspunkt i den teoretiske verknadsgrad i designpunktet.

Turbinverknadsgrad i designpunkt: ${}^*\eta_t$

$${}^*\eta_t = {}^*\eta_h \cdot {}^*\eta_m$$

${}^*\eta_h$	Hydraulisk verknadsgrad	(0,92)
${}^*\eta_m$	Mekanisk verknadsgrad	(0,98)

$${}^*\eta_t = 0,92 \cdot 0,98 = 0,90$$

4.3.1.5 Turbineffekt:

$${}^*P_t = {}^*\eta_t \cdot P = {}^*\eta_t \cdot \rho \cdot g \cdot {}^*Q \cdot {}^*H_n = 0,90 \cdot 1000 \cdot 9,82 \cdot 2,54 \cdot 311 = 6,98 \text{ MW}$$

$${}^*Q \quad \text{Vassføring i beste driftspunkt} = \frac{{}^*Q}{{}^*\kappa} = \frac{3,55}{1,4} = 2,54 \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

4.3.1.6 Dimensjonar

Vidare for å berekne fysiske dimensjonar av løpehjul og dyse, trenger vi nokre reduserte størrelsar.

Redusert vassføring ved fullt pådrag:

$$\underline{Q} = \frac{Q}{\sqrt{2 * g * H_n}} = \frac{3,55}{\sqrt{2 * 9,82 * 311}} = 0,0454 \text{ m}^2$$

Redusert vassføring pr. stråle blir derfor:

$$\frac{Q}{6} = 0,00756 \text{ m}^2$$

Redusert utløpshastighet frå dysene:

$$\underline{c_1} = \frac{c_1}{\sqrt{2 * g * H_n}} = \frac{\varphi * \sqrt{2 * g * H_n}}{\sqrt{2 * g * H_n}} = \varphi$$

φ anslåast til 0,98.

Reknar no ut vasstrålens diameter, d_s , gjeven ved full vassføring. Denne størrelsen brukast til å rekne ut dimensjonar på løpehjul.

$$d_s = \sqrt{\frac{Q * 4}{6 * \pi * c_1}} = 0,0992 \text{ m} = 99,2 \text{ mm}$$

Dysediameter: d_d

$$d_d = 1,3 * d_s = 128 \text{ mm}$$

Løpehjulets diameter: D_{hjul}

$$\underline{\omega} * D_{hjul} = 2 * \underline{u_1}$$

Snur formelen og tek utgangspunkt i at $\underline{u_1} = \frac{c_1}{2} = \frac{0,98}{2} = 0,49$

$$D_{hjul} = \frac{2 * \underline{u_1}}{\underline{\omega}} = 1,219 \text{ m} = 1219 \text{ mm}$$

Skovlstorelse:

Det er ulike konstanter man skal bruke, alt etter tal dyser, ved utrekning av breidda på ein skovl. Ved 6 dyser opplyser NVE at ein skal bruke ein konstant på 3,4.

Breidda på skovl blir då:

$$B_{skovl} = 3,4 * d_s = 337 \text{ mm}$$

Lengda på skovl:

$$L = 2,5 * d_s = 248 \text{ mm}$$

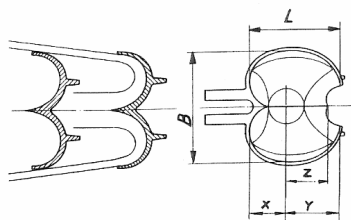
Størrelsar i rommet (x, y, z):

$$x = 1,1 * d_s = 109 \text{ mm}$$

$$y = 1,6 * d_s = 158 \text{ mm}$$

$$z = 1,2 * d_s = 119 \text{ mm}$$

Ofte legger man inn eit slingringsmonn på nokre få mm på breidda, lengda og x-retning til skovlen. Skovlbreidda skal derfor ligge mellom: 337-339 mm, lengda mellom: 248-250 mm og x-retning mellom: 109-111 mm.



Figur 24: Viser kor dei forskjellige dimensjonane til skovlen høyrer til.

Turbinhus:

NVE har ein empirisk formel for diameteren på turbinhus for vertikale turbinar som er slik:

$$D_H = D_{hjul} + KB_{skovl} = 4252 \text{ mm}$$

K er avhengig av tal stråler ein har. NVE opplyser at denne skal være: $8 < K < 9$

I formel over har vi brukt $K = 9$ for å sikre oss mot at vi ikkje underestimera størrelsen.

Turbinens høgde over undervatn

Som vist i teori om på side 16, skal løpehjulet ligge ei viss høgde over undervatnets vasspeil, som eit minimum.

Vi får dermed følgjande:

$$h \geq 3,5 * B_{skovl} = 1180 \text{ mm}$$

Ei anna tilnærming på dette er at løpehjulet skal ligge over vasspeil med ei høgde tilnærma lik løpehjulsdiameteren D_{hjul} . Sidan denne avstanden er litt større (1219 mm kontra 1180 mm) brukar vi denne som referanse for høgda til løpehjul over vasspeil. Man må være oppmerksom på at denne avstanden er anbefalt minimumsavstand.

Tal skovler

Som nemnt tidlegare ligger tal skovler mellom 15 og 40. Det er normalt at dette er leverandøravhengig, då dei har gjort egne erfaringar over fleire år. Det er utleda nokre formalar for ei tilnærming på dette, men det stillast stor usikkerheit til nøyaktigheita til desse formlane. Det som går igjen i formlane er diameter på løpehjul. På grunn av denne usikkerheita vel vi å ikkje gå innpå eit spesifikt tal, men anslår tal skovler mellom 18 – 23 med omsyn på diameter til løpehjulet.

4.3.1.7 Samanlikning med leverandør

I tabellen under samanliknar vi våre resultat med leverandørens spesifikasjon for turbin. Mindre forskjellar her skuldast sannsynlegvis på mindre forskjellar i parameterar.

Tabell 4: Viser svar frå egne utrekningar samanlikna med leverandør sine mål.

	Eigne utrekningar *	Leverandør **
Type turbin, funne av naturgevrne parametarar	Pelton	Pelton
Turtal	600	600
Tal dyser	6	6
Løpehjulets diameter	1219 mm	1225 mm
Tal skovler	18-23 stk	21 stk
Skovlas breidde	337 mm	334 mm
Skovlas lengde	248 mm	-
Dysediameter	128 mm	119 mm
Vasstrålelens diameter	99,2 mm	-
Turbinhusets diameter	4252 mm	3950 mm
Høgde frå vasspeil til løpehjul	1219 mm	1650 mm

* Vi har brukt følgjande parametarar på egne utrekningar:

Netto fallhøgde = 311 m Vassføring = 3,55 m³/s

** Leverandør har brukt følgjande parametarar: Vedlegg frå leverandør er i vedlegg 3.

Netto fallhøgde = 314 m Vassføring = 3,55 m³/s

Som ein ser i tabell over kom vi ganske likt ut som leverandør. Det tyder på at våre utrekningar samsvarer med eit reelt tilbod ein leverandør gjerne kunne ha levert.

4.4 Metode for val av generator

Informasjonen i dette kapittelet er henta frå dokument motteke frå indar [Dokument frå indar]. Vi har valt ein generator levert av Indar, som er ein del av Ingeteam. Generatoren som tidligare nemnt er ein synkrongenerator som leverer ein aktiv effekt på 9,7 MW og ein tilsynelatande effekt på 10,82 MVA. Den har ei klemmespenning på 6600 V. Generatorens frekvens er 50Hz sidan dette er nettfrekvensen i Noreg.

Turtalet til generatoren er 600 rpm. Vi blei anbefalt ein generator med turtal på ikkje meir 1000 rpm i staden for ein på 1500-3000 rpm. Dette på grunn av at generatoren har så stor masse at den ved høgt turtal vil måtte motstå svært store krefter. For å unngå at generatoren vår blir utsatt for altfor store krefter så har vi senka turtalet til 600 rpm. Det er også turbinavhengig kva turtalet blir. Med eit turtal på 600 rpm vil generatoren ha fem polpar.

Generatoren er luftkjølt, og kjølinga er av typen IC-01. IC-01 vil sei at den har ei vifte montert på akslingen som blåser luft gjennom generatoren som kjøler generatoren. Generatoren er av open type, med ein IP-grad på IP23. Det første talet betyr at generatoren er bygd slik at faste gjenstandar større enn 12,5mm ikkje kan trenge inn, og det andre talet betyr at den kan motstå inntrenging av regn- og dusj-vatn som kjem mot kapslinga i ein vinkel mindre enn 60° vertikalt av kapslinga. Generatoren vi har valt er ein vertikal generator med typenemning IM-4011.

Generatoren har ei vekt på 37 tonn og generatoraksling på 1624 kg. Den har eit tråleiksmoment på 10 788 kp/m². Den sylindforma generatorakslingen har ei lengde på 950 mm og ein diameter på 300 mm. Den har moglegheit for kontinuerleg drift, med typenemning S1. Generatoren som vi har fått anbefalt har ein isolasjon av klasse F, noko som betyr at den kan driftast opp mot ein temperatur på 155°C. Med ei belastning på 100 % og ein $\cos \varphi = 1$ så har generatoren verknadsgrad på 97,83 %, som er den beste verknadsgrada du kan få med denne generatoren. Ruseturtalet til generatoren er 1800 rpm i mindre enn 30 min.

Sensorane som blir brukt til å overvake temperaturen til generatoren er av typen PT-100 element. Den har oljekjølarar, med varmevekslar av typen olje/vann, for å kjøle olja som er i lagera og bruker PT-100 element til å overvake temperaturen til olja.

4.5 Metode for val av kontrollanlegg

Informasjonen i dette kapitlet er henta i frå Hymatek AS og FIKS. Turbinregulatoren er valt på grunn av at vi ligger mot øvre grense til småkraftverk og FIKS anbefala ein full turbinregulator i desse tilfelle. Ein får også raskare regulering med ein turbinregulator og aggregatet blir då meir stabilt.

Vi har rådført oss med Hymatek og Energiteknikk, og vi fekk anbefalt ein turbinregulator av typen Hymareg 10, då denne oppfyller alle krava vi har i denne oppgåva med tanke på moglegheit for å kunne kjøre kraftverket i øydrift. Den har også moglegheit for ekstra tilleggsfunksjoner viss dette er ønskeleg i framtida.

Regulatoren har også funksjoner for automatisk oppdaging av nettsituasjon. Viss kraftverket mister nett-tilknytninga så kan den automatisk gå over i anna driftsmodus, som for eksempel spenningstilførsel frå eksternt dieselaggregat.

4.6 Metode for val av apparatanlegg

4.6.1 Transformator

4.6.1.1 Val og dimensjoneringskriteria

Det er viktig at transformatoren oppfyller krava som nettet krev. Transformatoren må være tilpassa generator- og leveringsspenning, 6,6/22 kV. For låg utgangsspenning vil sørge for større tap og større belastningsstraum som redusera levetida på kabelen. For høg utgangsspenning kan føre til gjennomslag og kortslutning av kablane eller overslag mellom fasane på brytarane. Dette kan enten føre til akutte skader på kabel og utstyr eller kan være starten på nedbryting av isolasjon.

Når det gjeld tap har vi valt å overdimensjonere mellom 15-20 %. Dette på grunn av kjøreprofilen med høg last i smelteperiodane vår, sommar og haust med mykje nedbør og høg omgjevnadstemperatur. Dette vil i vårt tilfelle bli ein overkapasitet på 16,75 % og får eit uttak på 83,25 % av transformatorens kapasitet ved fullast. Viss vi går ut i frå effektformel ($P = 3 * R * I^2$) er tapa kvadratiske. Belastningstapa er då $0,8325 \times 0,8325 = 0,693$ % som gjev oss ein betraktelig reduksjon i belastningstap. Temperaturen i viklingane blir lågare og resultera at den tekniske levetida forlengast.

4.6.1.2 Plassering

Transformatoren er planlagd å stå innandørs i småkraftverket. Krav til plassering og luftkvalitet er noko ein må hugse på då ein vil ha ein best mogleg verknadsgrad, levetid og ha ein trygg rømmingsveg. Vi har valt å plassere transformatoren i eit av hjørna i bygget slik at vi har to veggjar med moglegheit for lufttilførsel.

4.6.1.3 Kopling av transformatoren

Transformatorar knytt til generering av kraft er ofte kopla stjerne-trekant (Y- Δ) med gruppesiffer 11. Ei slik kopling med Y-vikling frigjer nøytralpunktet på primærsida til transformatoren. Primærsida på transformatoren vil då lede straum til jord gjennom sitt nøytralpunkt og ein spole (spolejorda nett), sjå figur på neste side. Sekundærviklinga (Δ) har ikkje moglegheit til å lede straum til jord då den ikkje har tilgang til nøytralpunktet. Vi får då ein isolasjon (galvanisk skilje) der det nesten ikkje er elektrisk kontakt mellom dei to viklingane (energien blir overført med magnetisme).

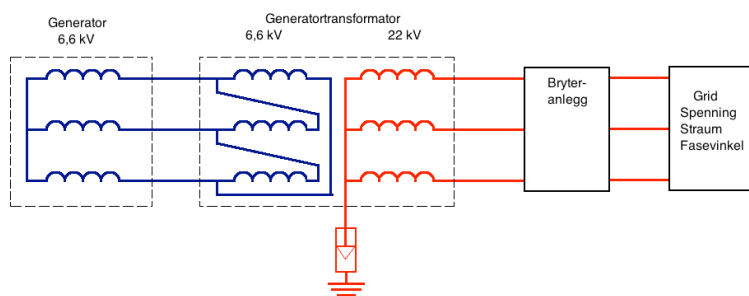
Mellombels er det kapasitansar mellom primær- og sekundærvikling på transformatoren som likevel gjer at spenningane påverkar kvarandre i mindre grad. Kondensatorer skal monterast på Δ -viklinga for å kompensere for verknaden av ein jordfeil på Y-sida.

Det er også andre viktige grunnar at det kan være best med Y- Δ kopla transformator. For å undertrykke tredje-harmoniske frekvensar, skapt av kraftelektronikken til generatoren, samt hindre overmetting av transformator i å overførast til distribusjonsnettet og skapa forstyrringar brukar ein eit galvanisk skilje.

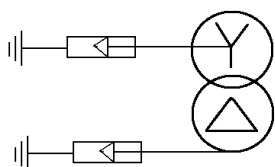
Eit galvanisk skilje sørger for at generatoren blir isolert frå skeivbelastning, jordfeilstraumar og null-sekvens straumar, som kan øydelegge generatoren. Det galvaniske skiljet hindrar nemnte punktar om det skulle være i motsett tilfelle. Dette galvaniske skiljet mogleggjer ein skikkelig koordinering av verneinnretningar som er ein svært viktig del av design vurdering når vi skal ta val om transformator.

[38]

Transformatoren skal utstyrast med overspenningsavleiarar mellom kvar fase og jord på høgspenningssida for ekstra beskyttelse. Etter samtale med Etne E-Lag fekk vi opplyst om at vi ikkje trengde spole til nett, då det allereie var ein frå før. Dette betyr at vi kan erstatte spolen til transformatoren vår med ein overspenningsavleiar. Avleiar må dimensjonierast ein god del lågare enn transformatorens isolasjonsnivå.



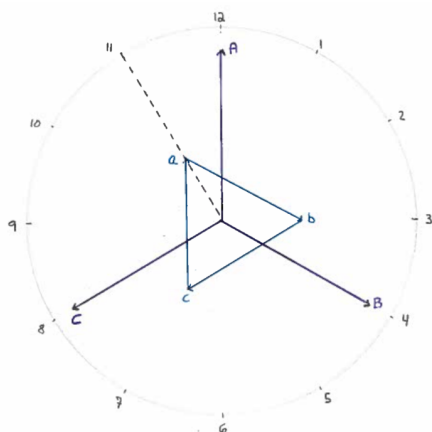
Figur 25: Kopling av generator og transformoren. [6, p. 62]



Figur 26: Viser forenkla einlinjeskjema av transformator med overspenningsavleiingar.

Avleiingar kopla på primærsidas nøytralpunkt og mellom alle fasar og jord på sekundærsida.

Koplingsgruppesiffer angir faseforskyvinga på sekundærsida i forhold til primærsida. Vi finner denne ved å bruke primærsida som referanse. Fase A frå den induserte spenninga frå høgspenningsida blir lagt mot time 0 eller 12.



Figur 27: Transformatorkopling YNd11, Espen Aar

4.6.1.4 Moglege løysningar

Ved val av transformator har vi brukt ABB. Dei er ein av dei ledande aktørane på marknaden og innehar lang fartstid med produksjon av transformatorer og anna utsyr til kraftnettet.

Etter ein dialog med dei, kom vi fram til to typar transformatorar som kunne være aktuelt for vårt produksjonsmønster. *Liquid-Filled generator Step up Transformer 12 MVA* og ein *Dry Type CAST-COIL Transformer hiT-PLUSS 12 MVA*. Vidare skal vi ta for oss dei ulike løysningane og gå nærmare i detalj kva bruksområde dei har.

Transformatorane skal oppfylle krav i samsvar med IEC-60076-1.

All informasjon som omhandlar transformator, brytaranlegg og tilhøyrande komponentar er henta frå ABB sine heimesider: [39] [40] [41] [42] [43] [44] [45] [46] [47]

Alternativ A: *Dry Type CAST-COIL Transformer hiT-PLUSS, 12MVA*

Av tørrtransformatorar har vi sett på typen *Dry Type CAST-COIL Transformer hiT-PLUSS*. Dette er ein type epoxyharpiks-isolert kompakt transformator der viklingane er støypte i epoxyharpiks (ein type plastmasse) som isolasjonsmedium. Med viklingar som er støypt inn i isolasjonen gjer det at transformatoren er mindre utsatt for fukt og støv, og resulterer at transformatoren er nesten vedlikehaldsfri. Denne type transformator eignar seg derfor godt til områder med forureining og plassar med større krav til tryggleik som fabrikkar, tunnelar og kraftverk inne i fjellet.

Transformatoren er relativt ny i forhold til den tradisjonelle oljefylte transformatoren sjølv om den har vært på marknaden ein del år.



Figur 28: Oppbygging og skisse av ein tørrtransformator

Dry Type CAST-COIL Transformer hi-T Plus er ein oppgradering av forgjengaren med oppgradert isolasjonsnivå (klasse H). Dette gjev den auka moglegheit til å kjøre på høgare temperatur og overlast kapasitet utan påverknad på levetida av isolasjonen.

Dette gjev eit produkt som sikrar redusert forureining, brannfare og som tilfredstillar strenge elektriske systemkrav og funksjon i vær-utsette områder.

ABB opplysa på heimesida deira at ABB hi-T Plus er det beste valet for nett med harmonisk forvrenging, lasttoppar, plutselige overlastar og raske forandringar av omgivande temperaturar. Denne er i dag sett på som den mest pålitelege eininga i eit nettsystem.

Tabell 5: Data for Dry Type CAST-COIL Transformer hiT-PLUS

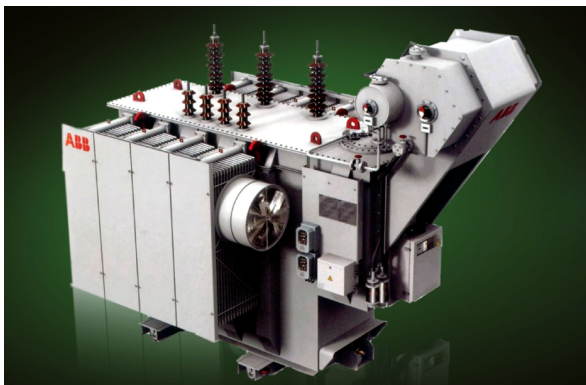
Nominell effekt	12 MVA
Isolasjon	Epoxy
Temperaturklasse	H/H
Kjøling	AN
Tilbehør	AF
Vektor gruppe	Ynd11
Spenningsnivå	22000V/6600V
Impedans, Zk	8,5
Tomgangstap	17400W
Belastingstap ved 75°C	45000W
Pris transformator	NOK 1 450 000,-
Pris kjølevifter	NOK 30 000,-

Kjøling

Transformatoren kan leverast med naturleg kjøling (AN) eller med forsert kjøling med hjelp av vifter (ANAF). Forsert kjøling med hjelp av vifter gjev ein moglegheit for å belaste transformatoren 25 % ekstra. I periodar med større tilsig av vatn som gjev periodevise lasttoppar vil viftene kunne kjøle og gje transformatoren betre verknadsgrad.

Alternativ B: Liquid-Filled generator Step up Transformer (GSU); 3PH

Er ein mineralfylt oljetransformator som er bygd for kraftgenerering i kontinuerlig drift med ekstreme termiske overlastar. Viklingane og kjernen er senka ned i ein transformatorkasse med olje som har hovudoppgåve til å kjøle og isolere. I tillegg er viklingane beskytta med eit papirlag som også isolerer. Det er viktig at olja er av ein viss kvalitet med dielektrisk styrke, termisk konduktivitet og kjemisk stabil.



Figur 29: Illustrasjonsbilde, liquid filled small power transformer

Tabell 6: Data for GSU transformator.

Nominell effekt	12 MVA
Isolasjonsvæske	Mineral olje
Temperaturklasse	A
Kjøling	ONAN
Tank konstruksjon	Radiator, Konservator
Vektor gruppe	Ynd11
Spenningsnivå	22000/6600 V
Impedans, Zk	9,5
Tomgangstap	8500 W
Belastingstap ved 75°C	73800 W
Pris transformator	NOK 1 200 000,-
Kjøleribber og konservator etter montering	NOK 105 000,-
Oljegruve	NOK 100 000,-

4.6.1.5 Val av transformator

Når ein vel transformator til produksjon av elektrisk kraft er det viktig å omsyn til alt som kan påverke verknadsgrad og levealder. Samtidig spelar helse, miljø og sikkerheit også inn. Det er viktig at transformatoren er driftssikker og i minst mogleg grad påverkar dei nemnde punkta ovanfor om det skulle oppstå feil eller kortslutning.

Oljefylt eller epoxyharpiks-isolert?

Hovudspørsmålet er kva vi skal vektlegge mest når vi skal ta val av transformator til det nye småkraftverket. Er det omgjevnaden rundt kraftverket og nedstrøms eller er det drifstryggleik og økonomi? Vi skal i løpet av dette kapittelet sjå nærmare inn på dei to alternativa om kva slags type transformator som i best mogleg grad oppfyller krava som er stilt. Vi skal også i dette kapittelet basere valet ut i frå den totale kostnaden dette vil påføre oss.

Fordeler Dry type CAST-COIL hiT-Plus

Dette er ein transformator med høg pålitelegheit og med redusert fare for forureining av omgjevnaden. Installasjonskostnadane for denne type transformator er lågare enn ved den væskefylte.

Sidan den ikkje inneheld væske, har ikkje transformatoren vedlikehaldskostnadar som regenerering av olje og tørking av isolasjon. Låg brennbarheit og sjølvslukkande evne gjer at transformatoren ikkje krev oljegrube. Så lenge veggane ikkje er av brennbare materiale, stilles det ingen krav for avstand til vegg om ein har oppfylt brannkrav F1.

Åtskilte fasar gjer at det er enklare visuelt å sjå feil, samt enklare å komme til gjer at vedlikehaldsarbeidet blir lettare. Den tjukke isolasjonen og luftavstanden mellom fasane gjev den ein stor termisk treigheit og god kortslutningsmotstand. Luftavstanden mellom kvar av fasane, samt moglegheit med kjølevifter gjev ein større og billigare kjøleevne i forhold til andre typar omformarar.

Fordeler *Liquid-Filled generator Step up Transformer (GSU); 3PH*

Væskefylte transformatorer av type mineral olje har den fordelen at dei er blitt brukt i over 100 år. Denne fordelen gjer at den er meir standardisert i forhold til den epoxyharpiks-isolerte. Dette medfører at transformatoren er billigare og at produsentar inneheld meir kunnskap som kan sikre betre driftstryggleik for oss.

Støynivået er ved denne transformatoren lågare enn ved den epoxyharpiks-isolerte. Dette vil ikkje bli vektlagt då transformator skal plasserast innandørs. Samanlikna med støynivået frå turbinen, er støy frå transformator minimal.

Olje som isolasjon har i tillegg til ein god isolasjonsevne og ein god kjøleevne. Dette er gunstig då dette gjev lågare driftstemperatur, lågare belastningstap og lengre levetid. Tomgangstapa er også lågare ved denne type transformator. Etter samtalar med rettleiar er denne transformatoren eit godt val om vi skal vektlegge driftssikkerheita, og er den økonomiske beste løysninga.

4.6.2 Måletransformator

4.6.2.1 Spenningstransformator

4.6.2.1.1 Krav og dimensjonering-kriteria

I Statnett sin Funksjonskrav i Kraftsystemet står det at transformatoren er berekna for nett med isolert eller direktejordta nøytralpunkt. Dette kan likevel monterast på anlegget vårt (spolejordta nett) om spenningstransformatorane utstyrast med dempemotstand i jordfeilviklinga, dvs. open deltavikling. Dette betyr i praksis at transformatoren må utstyrast med to sekundærviklingar. Ei vikling saman med voltmeter som utgjer målekretsen og jordfeilvikling som jordfeilvernet koplata på.

Pålitelegheit, levetid og dempesystem mot ferroresonans er viktige parametrar. Det er viktig at transformatoren er nøyaktig under alle moglege driftsforhold, uavhengig av variasjonar i temperatur, frekvens, spenning eller belastning.

Alle fasar skal ha montert eigne spenningstransformatorar. Den er felles for målar, vern og eventuelt RTU. Spenningstransformatoren skal være av induktiv type og oppfylle krava etter IEC 60044-2 standarden. Sekundærspenninga på målesløyfe og jordfeilvikling skal være høvesvis $110/\sqrt{3}$ V og 110/3 V, og med ein spenningsklasse 0,2 eller betre. Spenningstransformatoren skal for spolejordta nett tåle 8 timars drift ved jordfeil med jordfeilfaktor 2,2.

[48]

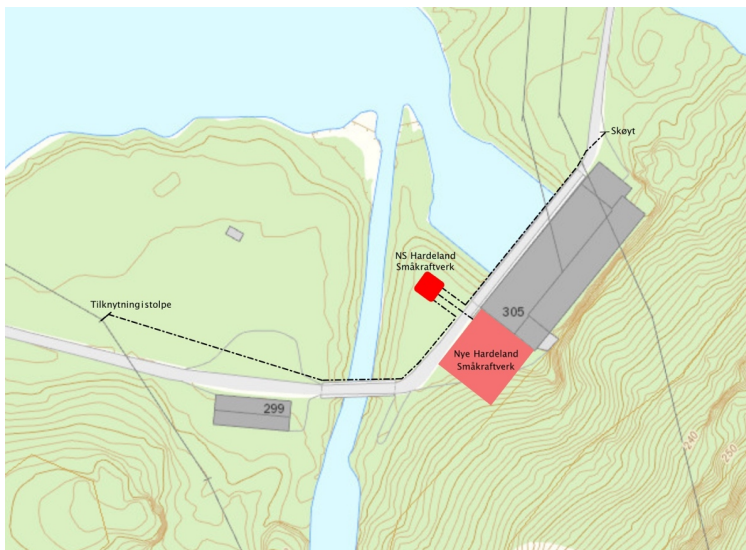
4.6.2.2 Straumtransformator

4.6.2.2.1 Krav og dimensjonering-kriteria

Det skal installerast passande straumtransformatorar som skal takle den maksimale straumen som målata. Dei skal oppfylle krava etter IEC 60044-1. Vårt anlegg er av type Distributed Generation (DG) eining der det er krav til Remote Terminal Unit (RTU). Dette betyr at det må nyttast tre kjernar. Ein for måling med måleklasse 0,2 s, ein for vern med måleklasse 5P10 og ein for RTU med måleklasse 1 eller betre. Felles for alle er at dei må dimensjonera til byrden til dei tilkopla komponentane. Straum på sekundærsløyfa til transformatoren skal være på 5 A.

4.6.3 Kabel

For å kunne levere den elektriske energien som blir produsert til marknaden, må vi tilknytte kraftverket vårt mot det overliggende 22 kV nettet. Det er viktig at kabelen er rett dimensjonert slik at SKL har moglegheit til å levere maks produsert energi til ei kvar tid og dermed ikkje skapar nokon flaskehalsar. Anlegget vårt har to hovudtypar av kabel til forsyning. TLSF, som skal nyttast frå brytar B1, "Hardeland Småkraftverk", til tilknytningspunkt, der kabel er forlagt i jord. Denne ser ein på figuren under. Den andre kabelen TSLI, som knyt generator til generatortransformator og vidare til brytar B2 "Hardeland Småkraftverk".



Figur 30: Illustrasjonsbilete av mogleg løysing til plassering av kraftverk

Utrekning av termisk grensestraum:

$$I_{2N} = \frac{S}{U_{2N} * \sqrt{3}} = \frac{9,99MVA}{6,6kV * \sqrt{3}} = 873,9A$$

Formel: Utrekning av trefasa vekselstraum

Generatoren vår har ein yting på 9,99 MVA og leverar ein spenning på 6,6 kV. Straumen på lågspenningssida vil bli slik:

Spenninga vil bli transformert opp til 22 kV og gje oss ein straum på:

$$I_{1N} = \frac{S}{U_{1N} * \sqrt{3}} = \frac{9,99MVA}{22kV * \sqrt{3}} = 262,17A$$

Vi tek ikkje omsyn til tap i transformator i desse berekningane.

4.6.3.1 TSLI

Vi skal nytte kabelen innandørs frå samleskinne på generator til samleskinne på lågspenningssida på transformatoren og frå høgspenningssida på transformatoren fram til effektbrytaren på brytaranlegget. Omsettingsforholda på transformatoren gjev oss to forskjellige straumar og spenningar, og vi må dimensjonere tverrsnittet slik at kabelen tåler spenning og termisk grensestraum.

Forlegning

Kabelen skal ligge festa på kabelbru i fri luft inne i kraftverket i trekant forlegning (snodd) og skal gå frå generator til transformator.

Føring gjennom vegg

Når kablar kryssar ulike brannsoner eller rom, skal luftgapet i vegg tettast med tettemiddel som er brannhemmande. For å unngå at det oppstår ein reduksjonsfaktor ved kabelgjennomføringane rådar Nexans at det er viktig at tjukkelsen på vegg ved gjennomføringa ikkje er meir enn 15 cm og at tettemiddelet har ein god termisk leiingsevne. Dette grunna at det ikkje skal bli ein reduksjonsfaktor på kabelen. Det skal også være innbyrdes avstand mellom kablane ved gjennomføringa.

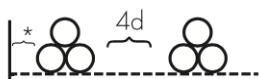
Romtemperatur

Referansetemperaturen for kabel i open forlegning er satt 25°C. Etter samtale med rettleiaren vår, satt vi den til 30°C (maksimal temperatur i kraftverket). Leiartemperatur sett vi til 60°C. Reduksjonsfaktoren er satt til 0,92 for heile kabelbiten inne i kraftverket.

Parallellføring

Vi meiner at beste løysninga for overføring mellom generator og transformator vil være parallellføring av eit mindre tverrsnitt i staden for ein leiar med større tverrsnitt. Dette gjer det enklare å installere. Her er det viktig med tanke på levetid at lengda på kablane er like lange og har same vern. Straumen vil gå minste motstands veg og forskjellig lengde resultera overbelastning på den eine og mindre last på den andre. Ved bruk av forskjellig vern, risikera ein her også overbelastning ved tidleg utfall av den eine kabelen.

Ved felleføring av kablar i same trasé vil ein her også få ein større oppvarming av kablar, samt påverknad av magnetfeltet til kvarandre. Ein reduksjonsfaktor må inn for senke belastninga og varmeproduksjon på kablane. Vi vel å unngå denne reduksjonsfaktoren (satt til 1) ved å auke avstanden frå vegg og til neste kabelsett.



Figur 31: Forlegning utan korreksjon, Nexans kabelboka

4.6.3.2 TSLF

Kabelen skal brukast frå B1 "Hardeland Småkraftverk" til knytestpunkt i "NS Hardeland Småkraftverk".

Forlegningsdjupna for kabel i jord

For få ein korreksjonsfaktor på 1 skal kabelen ligge mellom 0,50-0,70 m djupn.

Jordtemperatur

Av erfaring er referansetemperaturen for kabel i jord er satt 15°C. Dette fordi det er kablar knytt til produksjon av kraft. Vi går ut i frå at lasta består både av husstand og industri. Ein reduksjonsfaktor på 1 er satt her.

Kjelde: REN9118 HS Nett

Jordas termiske resistivitet

Det er kor godt massen leiar varmen vekk, slik at området rundt kabelen ikkje blir for varmt.

Bruker ein massen REN anbefala (fint tilslag 0/4 GF85 GTF20 f7 i samsvar med NS-EN 13242) skal ein oppnå ei varmeleiingsevne på 100 K cm/W, noko som gir ein reduksjonsfaktor på 1 [KJELDE: REN9200].

Parallellføring

Her er det berre eit kabelsett i traseen og gjev ein reduksjonsfaktor på 1.

Føring gjennom vegg

Føring av kabel gjennom golvet i apparatanlegg vil ikkje føre til noko reduksjon i straumføringsevna så lenge det blir brukt prefabrikkerte moderne gjennomføringar med ein tjukkeleik på under 15 cm.

http://media.draka.no/2016/07/Teknisk-Handbok-2010_final-til-web.pdf

4.6.3.3 Dimensjonering av kabel

Når ein tek val om dimensjonering av kabel, er det viktig ein at veljar riktig tverrsnitt. Ved å ta ein teknisk-økonomisk analyse kan vi finne det tverrsnittet som imøtekjem dei tekniske krava og det tverrsnittet som gir størst innsparing. Før vi kan byrje på den økonomiske delen må vi først sjå på det tekniske.

For å vurdere om kabel oppfyller det tekniske minstekravet må ein kjøre ei analyse der det blir gjort berekning av grensestraum, lastflyt- og kortslutningsberekningar for systemet vårt. Det som ligg til grunn av dimensjonerande kriterium for teknisk analyse på bakgrunn av berekningane er verste driftstilfelle, termisk belastning, stasjonære spenningsvariasjonar, dimensjonerande kortslutningstraumar, last og produksjonsutvikling. Last og produksjonsutvikling blir det ikkje tatt omsyn til i denne analysen.

Lengde

Lengda på kablane er gjort etter eigne vurderingar. Vi har på kart målt avstand frå den antakelege plasseringa av den nye småkraftverket til tilknytingspunktet. Ein sats på 10 % med avrunding av tal er lagt til for å ta høgde for terreng og føring av kabel inn i bygg.

Generator – generatortransformator	2x20 meter
Generatortransformator – brytaranlegg B2	20 meter
Brytaranlegg B1 – NS Hardeland kraftverk	40 meter

4.6.3.4 Teknisk analyse

Summerande reduksjonsfaktor

TSLI

Denne summerande reduksjonsfaktoren blir gjeldande for alle kablar inne i kraftverket:

- Gjennomføring 1
- Romtemperatur 1
- Parallellføring 0,92
- Trekant forlegning 1

Den summerande reduksjonsfaktoren for kabelen: $1 * 1 * 0,92 * 1 = 0,92$

TSLF

Denne summerande reduksjonsfaktoren blir gjeldande for kabelen ut frå Hardeland småkraftverk til knytestpunkt i NS Hardeland Småkraftverk.

- Gjennomføring 1
- Jordtemperatur 1
- Jordas resistivitet 1
- Forlegningsdjupn 1
- Parallellføring 1
- Trekant forlegning 1

Den summerande reduksjonsfaktoren for kabelen: $1 * 1 * 1 * 1 = 1$

Skjerm

Vi har valt å kortslutte og jorde skjermen i begge ender på kabelen slik at vi får lukka skjerm. I tabellane til Nexans har kabelen med open skjerm med trekantforlegning i jord høgare evne til å lede straum enn kabel med lukka skjerm. Dette grunna at ein får straum som gjev opphav til tap. Lukka skjerm er likevel betre med tanke på berøringssikkerheit på anlegget.

[49]

Forlegningsmåte

Normalt ønsket det trekant forlegning da dette er enklere å installere. Det er også bedre elektrisk sett å legge kablene i trekant forlegning sammenlikna med flat forlegning. Straumfordelinga i dei to parallelle kablane pr. fase blir lik. I flat forlegning blir det forskjellige reaktansar på dei kablane som ligger ytst og dei i midten. Det gjer at det blir ulik straum i dei to kablane i same fase. Vi vil då legge alle i kablar i prosjektet vårt i trekant forlegning.

Minste tekniske tverrsnitt

Kablane må dimensjonerast slik at den tåla den maksimale termiske grensestraumen inkludert reduksjonsfaktorar som kan oppstå. Val er tatt på bakgrunn av berekning av termisk grensestraum, forlegningsmåte og kopling av skjerm.

Generator – generatortransformator

Minste tverrsnitt som oppfyller krava til belastningsevne: TSLI 12 kV 3x2x400mm².

Belastningsevne 2*600 A

Belastningsevne med reduksjonsfaktor: $2 * 600A * 0,92 = 1104A$

Generatortransformator – brytaranlegg B2

Minste tverrsnitt som oppfyller krava til belastningsevne: TSLI 24 kV 3x1x150mm².

Belastningsevne 355 A

Belastningsevne med reduksjonsfaktor: $355A * 0,92 = 326,6A$

Brytaranlegg B1 – NS Hardeland kraftverk

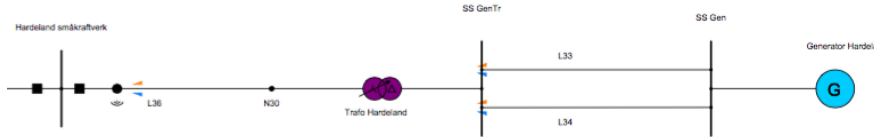
Minste tverrsnitt som oppfyller krava til belastningsevne: TSLF 24 kV 3x1x95mm².

Belastningsevne 275 A

Belastningsevne med reduksjonsfaktor: $275 A * 1 = 275 A$

4.6.3.5 Lastflyt- og kortslutningsberegningar

Etter å ha etablert ein modell av kraftverket vårt og lagt inn data for tilhøyrande minste godkjente tverrsnitt i PSS Sincal, kan vi foreta ei lastflyt- og kortslutningsberegningar. Ved å legge til grunn verste driftstilfelle (Tung Last Høg Produksjon) med kontinuerlig drift eller plutselig utfall av generator kan vi bruke informasjonen til å ta val av naudsynt tverrsnitt. Det kan mellombels være fleire tverrsnitt som oppfyll dei termiske krava, men som ikkje oppfyller dei stasjonære spenningsvariasjonane, dvs. før man får trinna transformatoren til riktig spenningsnivå.



Figur 32: Snitt av etablert modell i Sincal

På bakgrunn av utrekninga av den dimensjonerande straumen, tek vi ein lastflytanalyse for å bekrefte utrekningane. Ved å legge på filter på I/Ib (termisk belastning), finner vi den prosentvise belastninga.



Figur 33: Den blå fargen viser belastninga på kabel som er mellom 50-100 %. Får man raud farge vil kabel være overbelasta. Grøn farge betyr at det er under 50 %.

I Forskrift om Leveringskvalitet er det gjeven stasjonære spenningsprang ikkje skal overstige $\pm 3\%$ i tilknytingspunktet med nominell spenning på 24 kV, for den hyppigheit på 24 gangar i døgnet. Filter på V/Vn (spenning over nominell spenning) viser den prosentvise spenningstap over eit gjeve punkt.



Figur 34: Spenningsstap innanfor grenseverdiar på 97-103 %.

Figuren over viser at alle verdiar er akseptable med omsyn på stasjonære spenningsvariasjonar. Ved å ta det eit skritt vidare og ta ein kortslutningsmåling kan vi verifisere valet.

I operasjonsdrift er det den summerande verdien av P og Q som vil være dimensjonerande for ytinga. I ein kortslutningstilfelle er det maskina sin design og yting som er dimensjonerande for kortslutningsyting. Avhengig av den elektriske avstanden frå ei kortslutningskjelde og kortslutningsbidrag, vil kortslutningsytinga variere.

Tillate korttidsstrøm for gjeldande kabel:

Generator – generatortransformator, TSLI 12kV 3x2x400mm²

$I_k 1s = 21,6 \text{ kA}$

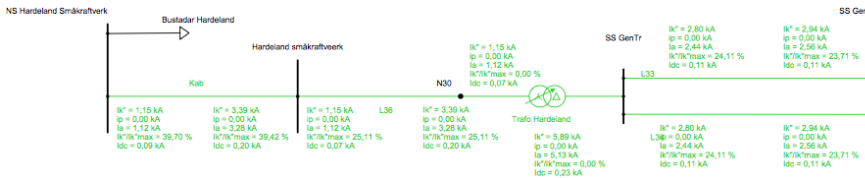
Generatortransformator – brytaranlegg B2, TSLI 24kV 3x1x150mm²

$I_k 1s = 13,5 \text{ kA}$

Brytaranlegg B1 – NS Hardeland kraftverk, TSLF 24kV 3x1x95mm²

$I_k 1s = 8,6 \text{ kA}$

I kortslutningsanalysen vi utførte tidlegare, for brytaranlegget, satt vi i verk ein 3-fase metallisk kortslutning (0Ω) i systemet. Dette er den maksimale kortslutningsytinga anlegget har.



Figur 35: $I_k''/I_k'max$ viser belastning (i %) på kablane ved maksimal kortslutningsstrøm.

Simulasjonen verifiserer her at kablane vi har valt er gode nok.

4.6.4 Effektbrytar

4.6.4.1 Val og dimensjoneringskriteria

For å vite kva storleik på brytar man skal ha er det viktig å vite kor store straumar som maksimalt kan oppstå ved maksimal last og feilsituasjonar. Det er viktig at det gjerast nøye utrekningar og at ein brukar riktige verdiar i simuleringa. Kraftverket vårt er satt til eit maksimalt uttak på 9,99 MVA. Dette gjev oss eit straumuttak på 262,17 A som samleskinne og brytarar må tåle under normal drift.

$$I = \frac{S_N}{\sqrt{3} * U_1} = \frac{9,99 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 22 \text{ kV}} = 262,17 \text{ A}$$

Den trepolte subtransiente kortslutningsstraumen I_k leggst til grunn når ein skal dimensjonere naudsynt leiartverrsnitt. Leiarane blir under kortslutningsperioden utsatt for store termiske påkjenningar før brytaren får lagt ut. Leiarane må dimensjonerast slik at dei ikkje tek termisk skade.

Støytstraumen eller "peak-current" I_p er den maksimale kortslutningsstraumen som kan oppstå. Denne straumen er forbunde med store fysiske kreftar og anlegget må dimensjonerast etter denne.

For å sjå kva krav til brytaranlegget vårt er, så satt vi i verk ein 3-fase metallisk kortslutningsberekning (0Ω) på samleskinne "Hardeland Småkraftverk" i PSS Sincal. Her fekk vi ut eit resultat som gav oss desse verdiane. Ved val effektbrytar til anlegget vårt er det derfor viktig at vi held oss til desse verdiane. Ein del som må takast med vidare er selektivitet for effektbrytaren. Kortslutningsberekningar kan også i dette tilfellet finne riktig innstilling for vern slik at man kan oppnå selektivitet på anlegget.

Tabell 7: Resultat ved kortslutningsberekning for samleskinna "Hardeland Småkraftverk".

I_k''	4,563 kA
I_p	12,907 kA
I_a	4,421 kA
I_{dc}	0,363 kA

4.7 Økonomi

Før vi kan gå vidare med økonomiske analysar, trenger vi eit grunnlag i ei varigheitskurve. Denne vil gje oss nødvendig informasjon for å finne verdiar for forventta netto inntening. Under har vi gjort ei estimering for ressursgrunnlaget som dannar grunnlaget for varigheitskurva.

4.7.1 Ressursgrunnlag

Gjennomsnittleg årlig tilsig:

$$Q_{brutto, \text{år}} = 2,133 \text{ m}^3/\text{s} * (60 * 60 * 24 * 365) = 67,266288 \text{ Mm}^3/\text{år}$$

For Hardeland kraftverk er det ikkje noko krav til minstevassføring i elva som forbinder Hjornåsvatn og Hardelandsvatnet. Oppgeve flaumtap frå oppdragsgjevar er $1,2 \text{ Mm}^3/\text{år}$.

Netto nyttbar årlig tilsig:

$$Q_{netto, \text{år}} = 67,266288 - 1,2 = 66,066288 \text{ Mm}^3/\text{år}$$

Energiekvivalent

For å vite kor mykje energi vi kan forvente å få ut pr. m^3 vatn gjennom turbinen og fram til generatoren.

$$e_{\text{aggregat}} = \rho * g * \eta * \frac{H_n}{3600}$$

Verknadsgrada vil ta utgangspunkt i den gjennomsnittlige lasta som er ved $1,65 \text{ m}^3/\text{s}$. Denne gjennomsnittsverdien kjem frå eigen vurdering av der vi trur lasta vil ligge.

$$e_{\text{aggregat}} = 1000 * 9,82 * (0,91263 * 0,965) * \frac{322,85 - 2,39799}{3600} = 0,7698 \text{ kWh/m}^3$$

Estimering av produksjon og ny varigheitskurve

For å kunne rekne ut tapa i olje-trasformatoren og rekne ut grunnlaget for lønnsamheita i småvasskraftverket, må vi kunne vite den forventta produksjonen. Varigheitskurva blir brukt som grunnlag i den økonomiske samanlikningane av alternativa for transformatoren.

Varigheitskurve er ei kurve som viser samanhengen mellom storleiken av effekt som blir produsert og tida som blir brukt ved gjeven effekt.

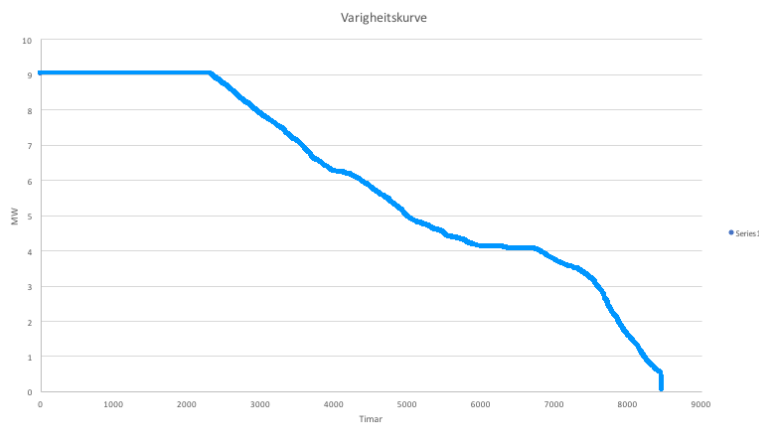
For å kunne sette opp eit forslag til varigheitskurve, må vi ta utgangspunkt i den gamle varigheitskurve og tilpasse denne til den nye produksjonen. Av omsyn til etterhald for SKL, har vi forandra kurve endå litt til. Utgangspunktet vårt var brukstida for dagens Hardeland Kraftverk i år 2016. Dette var eit år der det var uvanleg tørr vår og haust med ekstremt våt sommar. Etter utrekningar kan vi sjå at dette er eit år som totalt sett har litt meir produksjon enn det som gjennomsnittleg har blitt produsert tidligare år.

Berekning av den estimerte årlige produksjon av aggregatet i følgjande formel:

$$Energipotensial (kWh) = e_{aggregat} * Q_{\text{år}}$$

$$Energipotensial (kWh) = 50,86 \text{ GWh/år}$$

Dette er verdien som vil være ramma for varigheitskurva vår. For å sette opp denne har vi multiplisert anslått brukstid med den faktiske aggregatyttinga etter tap ved gjeve driftspunkt. Slik har vi fått satt opp eit forslag til varigheitskurve som tilsvare den forventa produksjonen.



Figur 36: Anslått ny produksjon for Hardeland Småkraftverk. BRUKSTID: 8489 timar

4.7.2 Parameterar for økonomiske berekningar

Fysisk levetid

For transformatorane anbefala NVE ei fysisk levetid på 30-60 år. Rettleiar har presisert at dette ikkje var nøyaktig nok. I samsvar med rettleiar har vi justert levetid til:

<i>Oljefylte transformatorar</i>	50 år
<i>Tørrtransformatorar</i>	30 år

For vasskraftverket som ein eining, har vi satt levetida til: 60 år

Analyseperiode

Satt til 30 år både for kabel og transformator, referansetidspunkt, 1 januar 2018

For berekningar av lønnsamheten til vasskraftverket, er analyseperioden satt til 40 år, referansetidspunkt (starttidspunkt): 1 januar 2018

Brukstid for tap

Kabel 2400 timer/år,

Transformator

Belastningstap:

Utgangspunkt i varigheitskurve for dagens Hardeland Kraftverk i år 2016 og tilpassa mot forventna produksjon med det nye småkraftverket.

Tomgangstap:

Tida kraftverket er i drift: 8489 timar

Kalkulasjonsrente

Etter undersøking fant vi fleire forskjellige satsar for kalkulasjonsrenta. For innmatingslinjer og kraftproduksjon anbefaler NVE si handbok for *samfunnsøkonomiske analyse av energiprojekter* ein kalkulasjonsrente på 8 %. *Rettleiar for samfunnsøkonomiske analysar (direktoratet for økonomistyring)* anbefalar ein sats på 4 % ved normale statlige tiltak med ein analyseperiode på 40 år.

Vi har hatt kontakt med Fredrik Arnesen, seksjonssjef for ressurs og kraftproduksjon i NVE. Han opplyste at 8 % var litt i overkant. Vidare snakka han om at 4 % var eit alternativ, men i og med at prosjektet vårt ikkje er av statlig tiltak er det ein viss risiko forbundet med å bygge vasskraftverk i konkurranse med andre vass- og vindkraftverk. Det er også usikkerheit knytt til framtidens kraftprisar. Vi meina med dette at å bruke satsen frå Fredrik Arnesen, på 6 %, vil være eit godt utgangspunkt.

4.7.3 Samfunnsøkonomisk analyse

Økonomisk del avgrensar seg hovudsakleg til at vi skal ta ein samfunnsøkonomisk analyse av nett-tiltak. Vi skal vurdere kostnadene for vår del av nettet som er frå der energien blir produsert, altså frå aggregat, og fram til der energien blir levert til tilknytingspunkt som er "NS Hardeland Småkraftverk".

Vidare avgrensar vi dette til sjølve investeringa som blir gjort, drifts- og vedlikehaldskostnader og tapskostnader. Investeringskostnadane er avrunda på grunn av fortrulegheit til leverandør. Drifts- og vedlikehaldskostnader er tilnærma med hjelp frå NVE si handbok for *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter*.

Tapskostnader er utrekna ut i frå liknande transformatorar og kan derfor være eit avvik frå den faktiske verdien. Vi meina uansett at dette gjev oss ein god peikepinn på kva vi kan forvente oss av kostnad i tap. Grunna fortrulegheit til leverandør er også noko av den tekniske informasjonen skriven om.

Sjå vedlegg 4 for meir info.

4.7.3.1 Samfunnsøkonomisk analyse av nett-tiltak

Det er store kostnader knytt til investering i kraftverk med tanke på etablering av kraftverket og med omsyn på at kraftverket skal stå der i lang tid framover. Ei samfunnsøkonomisk analyse er ein måte for å finne og vurdere konsekvensar av eit tiltak for rørte grupper i samfunnet.

Vi har sett på fleire moglege løysningar og ynskjer å ta ein forenkla samfunnsøkonomisk analyse for å legge grunn for eit fornuftig og lønnsamt val.

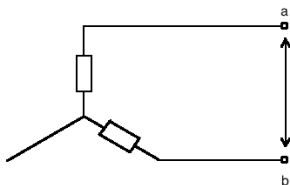
Kjelde: Veiler i samfunnsøkonomiske analysar

4.7.3.1.1 Tapsberekningar Transformator

Dry Type CAST-COIL Transformer hiT-PLUS, 12 MVA

Utrekningane av belastningstap tok vi på bakgrunn av motstandsmålingane av ein liknande transformator på 11 MVA. Det vi skal vise her, er at viss vi kan rekne ut belastningsstraum og R_K , kan vi rekne oss fram til belastningstapa ved ulike spenningar. I ein graf som viser forholda mellom belastningsstraum og belastningstap kan desse verdiane gje oss kjende punkt i ein tilnærma lineær funksjon. Vi kan då rekne ut straumen ved ulik belastning og bruke denne verdien til å hente belastningstapa ut frå grafen.

Av motstandsmålinga kan vi finne R_1 og rekne oss fram R_K .



Figur 37: Stjernevikling med motstand mellom

Sidan transformatoren er YNd11 kopl, vil det være to motstandar mellom kvar fase. Tek vi omsyn til transformatorens ekvivalentskjema vist på figur: blir vi nøydd til å gange med 2 på grunn av at viklingane er kopla i stjerne.

Formel oppgjeve frå lærar ved HVL:

$$R_1 = R_2' = \frac{R_K}{(2 * 2)}$$

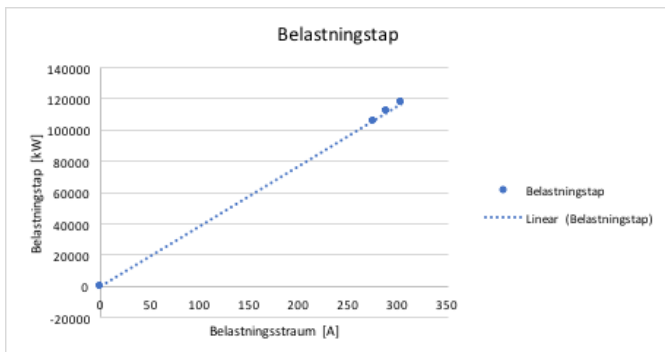
$$R_K = R_1 * (2 * 2)$$

R_K Resistans i kompensasjonsvikling

Belastningstapa kan ein finne ved å bruke formel:

$$P_K = 3 * I^2 * R_K$$

Av dei kjende punkta basert på målingane, kan vi sette opp ein lineær funksjon som gjev oss belastningstap ved gjeven belastningsstraum. Puttar ein då straumen inn i x-aksen og lesar av gjeven verdi på y-aksen.



Figur 38: Lineær funksjon av kjende punkt basert på måling

Belastningsstraumen representera produsert straum ved gjeven belastning.

Belastningsstraum kan ein finne ved å bruke følgjande formel:

$$I = \frac{n * S_N}{\sqrt{3} * U_1}$$

U_1 Primær merkespenning

n Belastningsgrad

For å finne ukjente punkt kan ein bruke denne formelen.

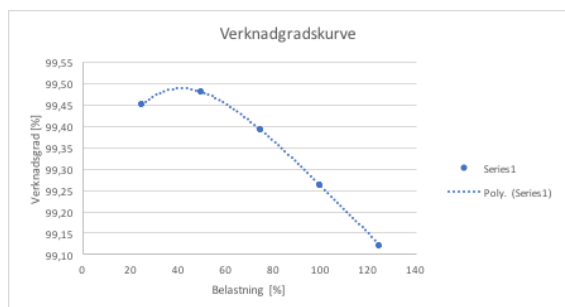
Liquid-Filled generator Step up Transformer (GSU); 3PH, 12 MVA

Vi tok utgangspunkt frå testprotokollen til ein liknande transformator på 10 MVA. Her var det oppgitt ein tabell av verknadsgradane ved % belastning.

Tabell 8: Verknadsgrad i % gjeven av %-belastning med effektfaktor på 0,9. n er her belastninga i %.

n (%)	0	25	50	75	100	125
$\cos \varphi = 0,9$	0	99,45	99,48	99,39	99,26	99,12

For å gjere tabellen for verknadsgradane meir lettlest har vi gjort den om til ei kurve som viser forholda mellom verknadsgrad og prosentvis belastning. Slik kan vi bruke 10 MVA transformatoren til å finne verknadsgraden for dei andre produksjonsintervalla. For å rekne ut tapa i systemet vårt har vi brukt desse verknadsgradane for å finne tapa til 12 MVA transformatoren. Dette vil gje ein liten feilmargin som vi meina er neglisjerbar.



Figur 39: Verknadsgradskurve gjeven av tabell

Verknadsgraden gjev det totale tapet, dvs. at både belastning- og tomgangstapa er medrekna. For at vi skal kunne bruke desse verdiane til utrekningar må tomgangstapa trekkast frå dei totale tapa.

Transformator

I utrekningane av tapskostnadar av tomgangstap brukar vi dei faktiske tapa på transformatorane våre. Tidlegare er det beskrive at tomgangstapa er tilnærma konstante uansett belastning. Derfor vil vi i berekningane våre bruke dei faktiske tomgangstapa til transformatorane.

Tabell 9: Kapitalisert kostnad av tomgangstap for aktuelle transformatorar

	Tomgangstap [kW]	Kapitalisert tapskostnad [kr/kW]*	Kostnad [kr]
GSU	17,4	41 550	722 970,00
Dry Type CAST-COIL	8,5	41 550	353 175,00
Sum sparing			369 795,00

*30 år, 6 %, kostnadsnivå 2014, referanseår 2018, brukstid for tap 8760 t/år

Ved å samanlikne desse to transformatorane har vi komme fram til ei kapitalisert besparing på 9 889 320,08 kr spart i belastningstap over ein analyseperiode på 30 år. Denne utrekninga finner ein i vedlegg [TAL] og har sitt utgangspunkt frå formel i teoridel:

$$K_{Tap} = (k_p + k_{wekv} \times T_t) \times \Delta P_{max}$$

Kommentert [TEB1]: !!!

Investeringskostnadar

Tabell 10: Samanlikning av investeringskostnadar

	A. Dry Type CAST-COIL	B. GSU
Transformator	1 480 000	1 305 000
Oljegruve		100 000*
Total	1 480 000	1 405 000**

*Anslått kostnad av oljegruve

**Differanse kr 75 000,-

Total innsparing

Ser vi på den totale besparinga får vi følgjande:

Tabell 11: Viser den totale besparinga ved val av transformator

Differanse	NOK [kr]
Investering	75 000,00
Tomgangstap	369 795,00
Belastningstap	9 889 320,08
SUM	10 334 115,08

Drøfting/avgjerda om transformator

Sidan transformatoren skal stå inne i bygg med godt ventilerte rom, er det ikkje krav til å bruke éin bestemt type transformator. Etter å ha sett på konsekvensane ved havari og sett på moglege tiltak meina vi det er ubetydeleg om kva slags transformator som brukast.

Etter å samanlikna dei økonomiske og miljømessige nytteverdiane mellom dei to ulike alternativa, kom vi fram til at alternativ B er det beste alternativet. Dette alternativet gjev oss ei total innsparing på 10 334 115,08 kr. Vidare i oppgåva vil vi ta utgangspunkt i alternativ B.

4.7.3.1.2 Kabel

Tapkostnader og økonomisk dimensjonering av kabel

I dette punktet skal vi ta for oss kva tverrsnitt som er det beste alternativet i forhold til tap og investering. Dei økonomiske resultatane vil ikkje inngå i berekningane av lønnsamheita då kostnadane rundt dette er små.

I utgangspunktet såg vi for oss å bruke dei kablane som oppfylte dei tekniske minstekrava. I verkelegheita når ein skal dimensjonere kabel vil ein undersøke om det tverrsnittet ein har valt er økonomisk optimal. For eksempel: ein kan ha valt lågare tverrsnitt på grunnlag av lågare innkjøpspris, men det kan likevel være lønnsamt å investere i eit større og dyrare tverrsnitt. Eit større tverrsnitt vil ha mindre tap ved same belastning. Lågare belastning kan også resultera i auka levetid og tida mellom kvar nyinvestering aukar og dermed gje ein positiv innverknad.

I simuleringa tok vi utgangspunkt i det driftstilfellet der det er størst belastning på kablane. Dette er då kraftverket har størst produksjon. Her blei det brukt ein effektfaktor på 0,958 for å levere maksimal yting på 9,99 MVA. Vi la dei kablane som oppfylte dei tekniske krava og eit som er hakket større inn i simuleringa av kraftverket vårt. Av resultatane kunne vi hente ut tapane som det respektive tverrsnittet har.

Tabell 12: Utrekning for tap i kabel

		SSK Gen – SSK Trafo		SSK Trafo – B2 Hard. Kraft		B1 Hard. Kr. – NS Har Kraft	
Type kabel		TSLI		TSLI		TSLF	
Spenningsområde		12kV		24kV		24kV	
mm ²	Tap kW	400	1,7036	150	0,8068	150	1,6207
mm ²	Tap kW	630	0,5137	240	0,4896	240	0,9838
Diff. tap, ΔP [kW]			0,3403		0,3187		0,6369

Brukstida for berekninga er eigendefinert til 2323 timar. Dette er den tida Hardeland kraftverk produsera maksimal yting i løpet av eit år. Tapkostnaden er utrekna med respektive kostnader knytt til det respektive året og kapitalisert i over ein gjeven analyseperiode.

Tabell 13: Kapitalisert tapskostnader for tap i kabel

Område	ΔP [kW]	Kapitalisert tapskostnad [kr/kW]*	Sum inntening [kr]
SSK Gen – SSK Trafo	0,3403	18 737,21	6 376,27
SSK Trafo – B2 Hard. Kraft	0,3187	18 737,21	5 971,55
B1 Hard. Kr. – NS Har	0,6369	18 737,21	11 933,73
Sum inntent			24 281,55

*30 år, 8%, Referanseår 2018

Tabell 14: Investeringskostnad for ulike tverrsnitt, REN Prosjektsystem

Type	Spenning [V]	Tverrsnitt [mm ²]	Lengde [m]	Kostnad [kr/km]	Samla investering [kr]
TSLI	12kV	630	2*20	479 550	19 182
TSLI	24kV	240	20	248 745	4 974,9
TSLF	24kV	240	40	248 745	9949,8

Tabell 15: Netto noverdi av økonomisk tverrsnitt

Type	Spenning [V]	Tverrsnitt [mm ²]	Samla investering [kr]	Sum inntening [kr]	NNV
TSLI	12kV	630	19 182	6 376,27	-12 805,73
TSLI	24kV	240	4 974,9	5 971,55	996,65
TSLF	24kV	240	9 949,8	11 933,73	1 983,93

Ved å ta den samla investeringa minus sum inntening av tapskostnader, står vi igjen med netto noverdi. Av resultatata kan vi sjå at det er berre TSLI 12 kV og TSLF 24 kV som er økonomiske optimale. For TSLI 12 kV må vi nytte det tekniske minstekravet.

4.7.4 Lønnsamheits-berekningar

Føresetnadene for investeringa i det nye Hardeland Småkraftverk er svært optimale. Mykje av utgiftene treng vi ikkje å ta omsyn til då det allereie eksistera inntak, dam, veg, fallrettar og store deler av vassvegen. Det er forventa innsparing på mellom 18-70 %. Det er forventa at det vil komme framtidige kostnadar forbunde med preventive vedlikehald og utbetring av vassveg om den fortsatt skal brukast i framtida. Dette takast ikkje med vidare i utrekning.

Vi har tatt ei grovanalyse der vi samlar alle nytteverknadar, kostnadar og skattar som kraftverket fell under. Store usikkerheiter er forbunde med alle rekneøvingar då det er noko usikre variablar og rammevilkår. Etter samtale med rettleiar, meinte han at dette var ein god metode for å gjere utrekningar på, og at det ikkje var naudsynt å rekne det nøyaktig på krona.

4.7.4.1 Investeringskostnadar

Som nemnt har Nye Hardeland Småkraftverk har ein god føresetnad med tanke på investeringskostnadar som allereie er gjort og gjev ei betydeleg innsparing i forhold til eit kraftverk som må byggast opp frå botn.

Ved å samanlikne mottekne prisar frå leverandørar og oppgjevne investeringskostnadar kan vi sjå om prisen er fornuftig og om kraftverket er lønnsamt ved høgste gjevne pris. Gjevne prisar frå leverandørar kan være av eigne interesser til å påverke prisen eller av å ikkje påverke marknadsprisen. For å skjekke om prisane har rot i verkelegheita, har vi skjekka leverandørens prisar mot NVE har anbefalt.

4.7.4.1.1 Leverandør

Kostnadsnivået gjeven av leverandørane inkludera ikkje transport, montasje og idriftsetting.

ABB leveranse

Tabell 16: Investeringskostnadar oppgjeve frå leverandørar

Anleggsdel	Investering [kNOK]
Turbin	10 500*
Generator	3 660
Transformator	1 405
Brytaranlegg	300
Kontrollanlegg	740
Stasjonstrafo	155
Likestrømsanlegg	166
Sum [kNOK]	16 926

*Rainpower ønsket at vi skulle bruke NVE's sine kostnadsoverslag då dette samsvarar bra med dagens leverandørmarknad. Vi har valt å runde tale opp.

4.7.4.1.2 NVE

Prisane NVE har oppgjevne er av gjennomsnittlege verdiar basert på erfaringstall og tall frå bransjeorganisasjonar. Kostnadsnivået til NVE har utgangspunkt frå januar 2015. Dei angjevne prisane NVE oppgjer, tar for seg pris på komplette anleggsdelar. Dette vil seie alle tilhøyrande delar som inngår i anleggsdelen, samt tilbehøyr. Det opplysast i NVE sitt kostnadsgrunnlag at budsjettprisar frå leverandørar kan være mangelfulle og kan framstå "billig" med omsyn til kostnadar knytt til prosjektering, montasje og idriftsetting, samt andre marginar. Kostnadsoverslaget vi bereknar har ein liten unøyaktigheit då kvart enkelt kraftverk er "unikt" og kostnadane vil variere frå kraftverk til kraftverk.

Tabell 17: Investeringskostnader basert på NVE sitt Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg og Kostnadsgrunnlag for vannkraftverk.

Anleggsdel	Investering [kNOK]
Turbin ekskl. montering og transport	10 484,67*
Generator ekskl. montering og transport	7 590**
Transformator inkl. montering ekskl. transport	1 657
Apparat- og kontrollanlegg ekskl. montering og transport	3 950
Sum [kNOK]	23 681,67

* NVE si kurve for utrekning av priskostnad tek for seg nokre ulike fallhøgde. Sidan vår fallhøgde ligger mellom to av kurvene, har vi valt den næraste, som også ligger litt over i pris.

**Generatoren vår har vertikal oppstilling og vi har lagt på eit kostnadstillegg på 10 %.

4.7.4.1.3 Tilleggskostnader

Vi har tatt eit grovt estimat av dei forventa tilleggskostnadane i samband med oppgraderinga og preventiv vedlikehald på røyrgate. Vi har nytta NVE sitt kostnadsgrunnlag for småkraftverk for utrekning av tilleggskostnader. Det er retta noko usikkerheit med sjølve kostnadsgrunnlaget. Sikkerhetsmarginane avhenger av om forholda er gunstige eller ugunstige. På grunnlag av manglande erfaring og informasjon kan vi ikkje vite kva denne marginen vil bli. Ut frå dette vil vi ta utgangspunkt i kostnadane som er oppgitt utan margin.

Andre kostnader som undersøkingar, målingar, planlegging, prosjektering og byggherrekostnader er eksempel på kostnader vi ikkje har bakgrunn til å ta omsyn til.

Tabell 18: Andre kostnader

Anleggsdel	Investering [kNOK]
Rør duktil støyp	262,53
Røyrgøft	307,43
Rørgatefundamenter for ny innløpsrøyr	315,2408
Rørgatefundamenter for ny innløpsrøyr	506,6082
Kraftstasjon i dagen H: 300 m	6450,3248
Sum	7 842,13

4.7.4.1.4 Samanlikning

Alle leverandørar leverar eit ulikt ferdig produkt. Nokre har det meste av "tilleggsutstyr" inkludert i prisen, medan andre tek ein ekstra kostnad for dette. Det er derfor vanskelig å anslå ein nøyaktig likskap mellom NVE og det produktet leverandør leverar. Der er derfor vanleg å gje/oppmode leverandør til å komme med fridom til leveranse av komplett komponentpakke. Det er viktig å merke seg at NVE sine prisar tek utgangspunkt i innsamla, gjennomsnittlege prisar frå mange forskjellige leverandørar.

NVE opplyser at på grunn av usikkerheitsmarginar jamfør med prisvariasjon, sett frå eit forenkla synspunkt, at ein kan legge til 30 % ved ugunstige eller trekkje frå 20 % ved gunstige forhold. Det er vanskelig å anslå frå vårt standpunkt om forholda er gunstige eller ugunstige og på grunnlag av dette vil vi bruke dei faktiske verdiane NVE foreslår.

Tabell 19: Samanlikning

Alternativ	NVE	Leverandørar
Elektromekanisk utrustning [kNOK]	23 681,67	16 926
Andre kostnader [kNOK]	7 638,33	7 638,33
Sum før skatt [kNOK]	31 523 800,00	24 768 130,00

Av resultatata kan vi sjå at det er ein stor differanse mellom kostnadsoverslaga. Dette meiner vi at har samanheng med at NVE tek for seg den gjennomsnittlege prisen på komponentar.

I vidare berekning av lønnsamheita vil vi på bakgrunn av at vi ikkje veit kva ekstrakostnader som vil oppstå, bruke kostnadsoverslaget til NVE.

4.7.4.1.5 Drifts- og vedlikeholdskostnader

For vasskraftprosjekt er det 1 % av investeringskostnaden pr. år. Dette er eit alternativverdi anbefalt av NVE for utbyggjarar som ikkje har kjennskap til kostnader knytt til drifts- og vedlikehald.

Tabell 20: Drifts- og vedlikeholdskostnad i år 0

	[kNOK]
Investeringskostnad	31 523,8
Drifts- og vedlikeholdskostnad	315,238

4.7.4.1.6 Andre kostnader

Grensekostnader (marginalkostnad) kjem heller ikkje under då vi ikkje innehar nok informasjon om nettet etter transformator T6 Litledalen. Etne E-Lag har for kort tid sidan overteke nettet og har ikkje fått systematisert alle opplysningar. Dette medfører dessverre vanskar med å gje oss alle opplysningar som vi treng for ei fullstendig analyse og berekning.

4.7.4.1.7 Kraftpris

Kraftprisen vi har tatt for oss er basert på historiske gjennomsnittleg kraftpris. På Nordpool sine sider har vi rekna ut den historiske gjennomsnittsprisen for vår region. Den fortel lite om kva prisen blir i framtida. NVE opplyse at dei forventar at kraftprisen skal stige til over 0,40kr/kWh (Veileder, NVE) og legge seg stabilt rundt der. NO5, regionsområdet for vestlandet, har ein historisk kraftpris på 0,269 kr/kWh frå 2001 til 2016. For å ikkje overvurdere kraftverket vårt har vi valt å ta utgangspunkt i den historiske gjennomsnittet på 0,269 kr/kWh. Om prognosen til NVE skulle stemme vil dette heller gje eit positivt utslag for lønnsamheitsberekningane våre.

Elsertifikatordninga

Elsertifikatordninga er eit tiltak som har til hensikt å stimulere til auka produksjon av fornybar kraft i Norge og Sverige. Målet var auke produksjon av fornybart kraft med 28,4 TWh innan 2020. Samarbeidet starta i 2009 då landa blei einige om prinsippa i eit felles svensk-norsk sertifikatmarknad. Sjølve prosjektet trådde i kraft frå 1. Januar 2012.

Uavhengig av geografisk plassering og kva type fornybar kraft som nyttast skal ordninga gje eit elsertifikat for kvar megawatttime straum som blir produsert. Sertifikata kan dei velje å selje, noko som kan gje dei ekstra inntekt og slikt gjer det lønnsamt å satse på. Dette uavhengig om det er eit nytt kraftverk eller ei oppgradering av eit eldre eit. Når eit kraftverk blir godkjend som mottakar vil dei få elsertifikat på ein periode på 15 år. Etter desse 15 åra er det forventa at dei skal klare seg sjølve og kontraktane vil bli annullert.

Elsertifikata er ei avgift som blir lagt til når ein meglar kjøpe straum og som igjen blir selt vidare når sluttbrukar kjøpe straum. Prisen på elsertifikata avhenger av kor mykje straum som blir brukt. Aukar produksjonen, går det fleire sertifikat i omløp og verdien på sertifikatata blir lågare. Dersom det er få elsertifikat i omløp vil verdien auke.

Nye Hardeland Småkraftverk er planlagt å setjast i drift før fristen for elsertifikatordninga går ut. Prisen for elsertifikata var i veke 17, år 2017, 78 SEK/MWh som tilsvara 76,28 kr/MWh eller 0,07628 kr/kWh. (Kronekurs 08.05.2017, 100 SEK = 97,80 NOK)

Total kraftpris

Totale kraftpris er den innteninga vi kan forvente pr. leverte kWh. Denne kraftprisen legg grunnlaget for lønnsamheitsberekningane.

Tabell 21: Forventa kraftpris og elsertifikatpris

	Middels
Kraftpris	0,2695 kr/kWh
Elsertifikatpris	0,0763 kr/kWh
Total kraftpris	0,3458 kr/kWh

4.7.4.1.8 Forventa inntening av kraftsal

Ved å multiplisere den forventa produksjonen med den forventa kraftpris og elsertifikatpris vil vi kunne rekne ut innteninga før avdrag og skatt ved år 0. Kapitalisera vi innteninga over analyseperioden vil vi finne den totale innteninga over 40 år.

Tabell 22: Inntening før alle avskrivningar og skattar

	[kNOK]
Inntening i året	16 969,10

5 Miljømessige og etiske tiltak

5.1 Estetikk

Ein oppgradering av Hardeland kraftverk medføre inngrep i området. Etablering av nytt kraftverk vil føre til vidare inngrep i form av utgraving av tomt der kraftverket skal stå, graving og sprenging av røyr- og kabeltrase. Overskotsmassen ein står igjen med, må søkast om løyve for deponering. Kraftverket kan byggast som eit bygg som passar inn i området, og som ser estetisk pent ut.

Det er allereie frå før etablert tilstrekkeleg vegnett til planlagt plassering av småkraftverket, røyrgate og dagens plassering av dam. Det at dette allereie er gjort, unngår ein inngrep i omgjevnadane.

5.2 Lekkasje

Største risikoen med å ha eit kraftverk ved vatn er ved ein lekkasje av olje frå transformatoren. Ein slik lekkasje vil føre til store påverknadar på miljøet og livet rundt, samt heile vegen nedstraums. Etne-vassdraget består av fleire elver som slynger seg gjennom landsskapet som spelar ei viktig rolle for bilete av området. Eine elva som høyrer til vassdraget der våre kraftverk er, spelar ei viktig rolle for anadrome artar og er ein ynda plass for sportsfiske. På bakgrunn av dette er eit av tiltaka for å unngå lekkasje å ha ei oljegrube med oppsamlingstank med innretning for slokking av brann.

Brytarane i koplingsanlegget inneheld SF₆ brytarmedium som er ein type fluorholdig gass. SF₆ har ei sær lang levetid og har ein sterk drivhuseffekt. Leverandørar inngikk i 2002 ein frivillig avtale om bygge meir effektive brytarar med mindre lekkasjar og vidareutvikle alternative teknologiar. På grunn av den gode isolasjonseigenskapane til SF₆ og at det få lekkasjar har vi likevellt valt å gå for denne isolasjonsmediumet.

5.3 Minstevassføring

Ei oppgradering av kraftverket med eit mindre aggregat som har betre utnytting vil gjere kraftverket betre eigna til å oppfylle minstevassføringskravet i Sørrelva i periodar med lite tilsig. Slik kan vi produsere kraft ved lågare effekt og samtidig halde oppe minstevassføringa. Dette vil gje ein positiv innverknad med tanke på auka overlevingssjansje for anadrome artar på grunn av rekruttering av yngel og redusert avrenning frå landbruk som forårsakar eutrofiering og oksygenmangel. For delen som forbinder Hjørnåsvatn og Hardelandsvatn er det ikkje noko krav om minstevassføring.

Vassmagasiner og dam gjer oss også betre rusta mot flaum og ein kan lettare unngå skade på materiale og eigedom.

5.4 Arbeidet

Under utbyggingsfasen er det mykje bruk av kjøretøy til transport og graving som slit på vegen. Vedlikehald på veg etter utbygging av prosjektet blir derfor naudsynt. Vi skal ta atterhald for lagring av drivstoff for arbeidsmaskiner. Tiltak i kombinasjon av preventiv vedlikehald og om uhellet skulle ha skjedd, som oppsamlingstank og lenser. Ein har også forureining i form av lokale utslepp av CO₂ frå arbeidsmaskinane.

5.5 Avfall

Alt avfall og anna spesialavfall skal ha eigne konteinarar for kjeldesortering. Dette fordi forskjellig avfall har forskjellig nedbrytingstid og vil påverke miljøet under nedbrytingsprosessen. For enklare attvinning og transport skal det være eigne konteinarar for forskjellige typar avfall. Nokre typar avfall har særst stor attvinningsgrad med positiv innverknad på sluttkostnaden i form av pris på skrapmetall og pant på kabeltrommel.

6 Resultat og drøfting

Val av stengeventil er gjort på bakgrunn av fallhøgda. NVE opplyser at ved fallhøgder på over 200 m bør kuleventil nyttast. Diameter og trykkklasse er forslag frå Rainpower og Brødrene Dahl med bakgrunn i erfaring.

Tabell 23: Resultat av stengeventil

Type stengeventil	Diameter, DN [mm]	Trykkklasse, PN [bar]
Kuleventil	800	40

Turbin er valt ut i frå føresetnadane vi har ved vårt anlegg. Turtal er valt etter ei vurdering av naturlige føresetnader og er deretter revurdert om valt turtal er optimale. Maksimal vassføring er valt ut i får omsyn til middelvassføring og maksimal yting på kraftverket (9,99 MVA). Vi har tatt utrekningar for å samanlikne opp mot leverandørens val. Fysiske dimensjonar er utrekna stegvis på bakgrunn av NVE sine formlar for hydraulisk dimensjonering av vass turbin.

Tabell 24: Resultat av turbin

Type turbin	Tal dyser	Løpehjulsdiameter [mm]	Yting [MW]	RPM [r/min]	Slukeevne [m ³ /s]
Vertikal Pelton	6	1217	10	600	3,6

Som turbin, var det også her gjevne føresetnadar for val av generator. Generator skal kunne køyrast i øydrift. Dette betyr at generatoren må kunne magnetisere seg sjølv og levere reaktiv effekt til nettet. Turtal til generator er gjeven av turtal til turbinen. Enkel utrekning viser at dette gjev oss 5 polpar på generator.

Tabell 25: Resultat av generator

Type Generator	RPM [r/min]	Polpar	Yting [MVA]	Spenning [kV]	Magnetisering
Synkronmaskin	600	5	10,815	6,6	Børsteløst

Ved testprotokoll settas merkeyting til 9,99 MVA på merkeskilt. Dette er på grunn av standardisering av generator.

Merkespenninga er gjeven av generator og av nettet. Merk her at primærsida 22 kV er ut mot distribusjonsnettet. Ytinga er dimensjonert slik at tap minimaliserast og levetid forlengast. Transformator er kopla i stjerne-trekant for å beskytte generator og unngå forstyringar på nettet. Oljetransformator er valt over tørrtransformator med omsyn på investeringa og dei årlege innteningane, samt mindre belastningstap.

Tabell 26: Resultat av transformator

Type Transformator	U1N/U2N [kV]	Yting [MVA]	Vektorgruppe	Kjøling	Tomgangstap [kW]	Belastningstap [kW]
Oljefyllt	22/6,6	12	YNd11	ONAN	8,5	73,8

Brytaranlegg er valt med utgangspunkt i utførte simuleringar i Sincal, der vi sjekka om dei gjevne parameterane samsvarer med produktets evne til å lede og bryte straum.

Tabell 27: Resultat av brytaranlegg

Type Brytaranlegg	Termisk grensestraum [A]	Merkespenning [kV]	Merke Kortslutningsstraum [kA]	Merke kortslutnings Varigheit [s]	Støytstraum [kA]
UniSec	630	24	16	1	40

Kabel er valt ut i frå teknisk-økonomisk analyse slik at desse oppfyller det tekniske minstekravet, men samtidig størst innsparing i forhold til tap.

Tabell 28: Resultat av kabel.

Type kabel	Forlegning	Termisk grensestraum [A]	Lengde [m]
TSLI 12kV 3x2x400mm ²	Luft	2*600 A	40
TSLI 24kV 3x1x240mm ²	Luft	455 A	20
TSLF 24kV 3x1x240mm ²	Grøft	455 A	2*20

(TSLI 12kV 3x2x400mm² er teknisk minstekrav)

På bakgrunn av vårt kompetanseområde har vi på val av kontrollanlegg valt å setje vår lit til våre rettleiarar og til leverandør. Hymatek sitt kontrollanlegg kom godt anbefalt frå rettleiar. I tabell under presentera vi nokre av funksjonane til dette kontrollanlegget.

Tabell 29: Resultat av kontrollanlegg; Hymareg for generatorar med børsteløst magnetisering

Type kontrollanlegg	Hymareg 10B
Magnetisering/ spenningsregulering	Automatisk spenningsregulering Strømregulering Frekvensstatikk Reaktiv statikk og kompensering Aktiv kompensering Feltrøms- og statorstrømsavgrensing U/f-avgrensar Sekvensstyring
Turbinregulering	Opnings- og/eller effektregulering Posisjonsregulering servomotor/aktuatorar Vasstandsregulering Mekanisk og/eller elektrisk frekvensmåling 3-dimensjonalt kam for pelton turbinar Opnings- og effektavgrensar Sekvensstyring
Generatorsynkronisering	Følgning av nettfrekvens og spenning Fasing tatt omsyn til gangtid til brytar Spenningssetting av spenningslaus samleskjene
Turtalsvakt	Mekanisk og/eller elektrisk måling (felles med turbinregulering)

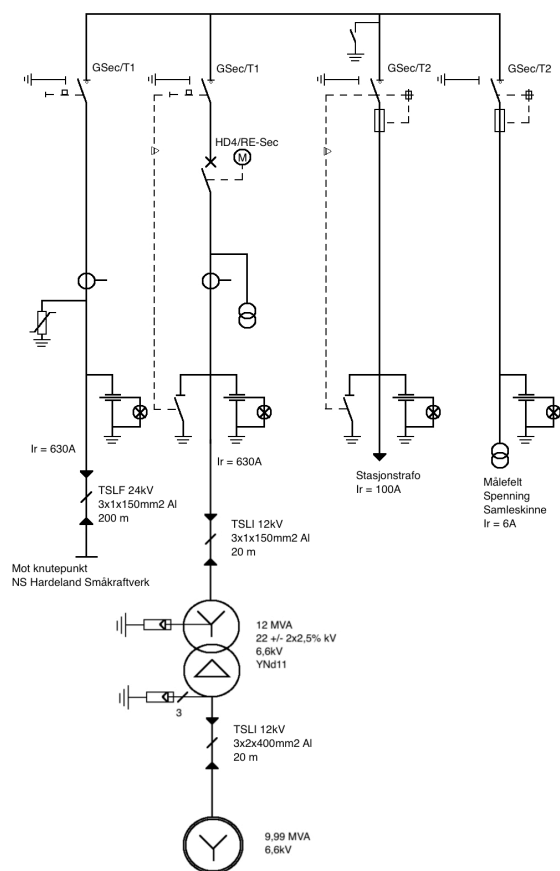
Kraftverkets verknadsgradar

Verknadsgradane for komponentane tilhøyrande kraftverket blei rekna ut ved gjevne vassføringar. Desse verknadsgradane brukast ved økonomisk analyse.

Tabell 30: Oversiktsbilde av verknadsgradar til komponentar i kraftverket

Vassføring	Vassveg	Turbin	Generator	Transformator	Total
3,6	0,9638	0,9118	0,9729	0,9921	0,8482
3,5	0,9657	0,9127	0,9737	0,9923	0,8516
3,3	0,9695	0,9124	0,9740	0,9926	0,8552
3,29	0,9697	0,9124	0,9740	0,9926	0,8555
3,25	0,9704	0,9133	0,9742	0,9927	0,8570
3	0,9748	0,9144	0,9739	0,9931	0,8621
2,79	0,9782	0,9142	0,9725	0,9938	0,8643
2,75	0,9788	0,9151	0,9737	0,9942	0,8671
2,54	0,9819	0,9150	0,9730	0,9937	0,8687
2,5	0,9825	0,9148	0,9728	0,9938	0,8689
2,25	0,9858	0,9131	0,9720	0,9941	0,8698
2	0,9888	0,9133	0,9703	0,9945	0,8714
1,75	0,9914	0,9132	0,9673	0,9947	0,8711
1,65	0,9923	0,9126	0,9657	0,9947	0,8699
1,625	0,9926	0,9126	0,9650	0,9948	0,8696
1,6	0,9928	0,9127	0,9463	0,9948	0,8530
1,5	0,9937	0,9112	0,9639	0,9949	0,8683
1,49	0,9937	0,9111	0,9632	0,9949	0,8676
1,25	0,9956	0,9093	0,9588	0,9948	0,8634
1	0,9972	0,9091	0,9522	0,9946	0,8586
0,75	0,9984	0,9051	0,9436	0,9943	0,8478
0,5	0,9993	0,8951	0,9278	0,9935	0,8245
0,4579	0,9994	0,8961	0,9250	0,9935	0,8230
0,25	0,9998	0,8651	0,7350	0,7750	0,4927
0,2	0,9999	0,7871	0,7350	0,7750	0,4483

Etter vårt val av komponentar var tatt kunne vi teikne dette opp i eit einlinjeskjema for å få eit heilskapleg bilete av kraftverket. Dette einlinjeskjemaet gjev ein god forklaring på kor dei forskjellige komponentane er plassert.



Figur 40: Modell av kraftverket

Økonomisk lønnsamheit er utrekna med bakgrunn av nytte- og kostnadsverknadar, samt skattar. Dette er berekna ved å bruke noverdimetoden på nytte- og kostnadsverdiar, deretter trekt i frå skatt på denne.

Tabell 31: Oppsummering av lønnsamheitsberekning over 40 år

Nytte- og kostnadselementet	[kNOK]
Årlig inntekt	678 763,90
Investeringskostnad	31 523,80
Driftskostnadar	12 609,52
Eigedomsskatt	4 302,10
Alminnelig inntektsskatt	158 844,32
Sum overskot	503 007,05
Netto noverdi	157 235,55

7 Konklusjon

På bakgrunn av dei naturgjevne parametrane for vårt anlegg har vi utarbeidd ein teknisk spesifikasjon for elektromekanisk utrustning. Denne løysinga innehar alle komponentar eit kraftverk består av for å kunne produsere og levere elektrisk energi.

Vår anbefaling er ein 6-dysers Pelton-turbin med turtal på 600 RPM og ein levert effekt på 10 MW. Inntaket til denne består av ein kuleventil, type DN800 PN40, som eignar seg for kraftverk med stor fallhøgde og med omsyn på det låge tapet denne type ventil gjev.

Vidare er generator direkte påkopla turbinens aksling. Generatoren har ein yting på 10,815 MVA, men ved utføring av testprotokoll skal denne merkeytinga settast på 9,99 MVA. Ved å sette ytinga ned til 9,99 MVA, unngår ein grunnrente- og naturressursskatt. Vår generator er valt med omsyn på moglegheit for å kunne kjøre i øydrift og er av type synkronmaskin med børsteløs magnetisering. Denne generatoren leverar ein merkespenning på 6,6 kV.

På bakgrunn av samfunnsøkonomisk analyse og fysisk levetid valte vi ein oljefylt transformator. Denne utstyrast med oljegrube som eit tiltak for å forhindre skadar på miljø ved lekkasje. Med omsyn på kjøreprofil, er denne overdimensjonert slik at belastningstap reduserast. Transformatoren blir utført i vektorgruppe YNd11 for å betre beskyttelse av generator og for å minske forstyrringar på distribusjonsnettet. Det er gjort eit val av brytaranlegg og kabel etter å simulert kraftverket i Sincal.

Etter å funne alle komponentane som utgjer kraftverket, har vi utført ei økonomisk analyse med noverdimetoden som viser at oppgraderinga er svært lønsam. Fleire faktorar er undervurderte i utrekningane som gjer at ein kan forvente auka lønsamheit om forholda ligger til rette. I tillegg kjem restverdien som vil gje eit positivt utslag i analysen. Denne er estimert til 10 % av investeringa som blir gjort.

På bakgrunn av parametrane vi har og det økonomiske resultatet vi har kome fram til, meina vi at denne løysinga tilfredsstillar SKL sine forventningar til eit alternativ for oppgradering av dagens Hardeland Kraftverk.

8 Prosjektadministrasjon

I dette kapitlet skal vi ta for oss korleis vi har styrt prosjektet. Vi ser på arbeid, tid, erfaringar og andre generelle saker.

8.1 Organisering

8.1.1 Oppdragsgjevar

Vår oppdragsgjevar er Sunnhordland Kraftlag og er i dag eit reindyrka produksjonsselskap. Tidlegare hadde dei både kraftproduksjon og nettdel før dei i 2016 selde nettdelen til Haugaland Kraft og kjøpte opp deira produksjonsdel. SKL har hovudkontor i Stord kommune i Hordaland fylke og har 11 kraftstasjonar fordelt i kommunane Kvinnherad, Etne, Fusa og Stord.

SKL si kjerneverksemd er produksjon, overføring og engrosomsetning av elektrisk kraft og hadde i 2016 ein produksjon på 1,8 TWh i eigne anlegg, med eit overskot på kr 161 millionar [KJELDE? ÅRSMELDING 2016 SKL, heimesida deira

http://skl.as/uploads/docs/SunnhordlandKraftlag_aarsmelding_2016.pdf]. SKL sine verdiar er å ha ei bærekraftig og ansvarleg utvikling.

8.1.2 Styringsgruppe

Styringsgruppa består av tre ledd; student, lærar og oppdragsgjevar, og har som mål å sørge for at gruppa fullfører hovudoppgåva på ein best mogleg måte gjennom involvering og avgjersler. Denne gruppa skal bestå av eit utval personar som har myndigheit til å fatte vedtak og større endringar.

Følgjande personar inngår i styringsgruppa:

- Joar Sande, HVL, ansvarleg rettleiar.
- Nils Westerheim, HVL og Statkraft, rettleiar.
- Eirik P. Ulvenes, SKL, oppdragsgjevar og rettleiar.
- Inger Johanne B. Hagen, SKL, rettleiar.
- Espen Aar, student, gruppeleiar.

Figur 40 på neste side viser oppsett av styringsgruppa, samt prosjektgruppa.

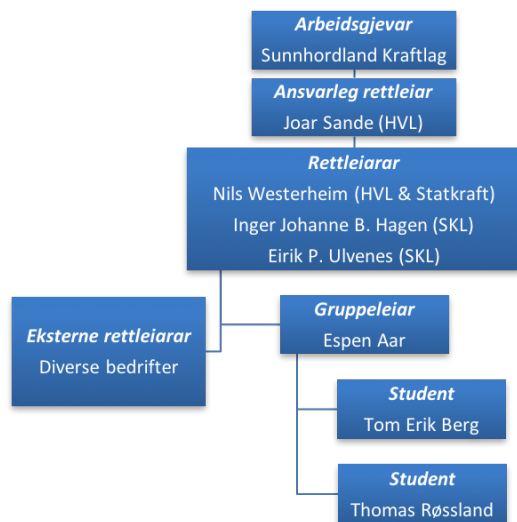
8.1.3 Prosjektgruppa

Prosjektgruppa har bestått av tre avangsstudentar ved Høgskulen på Vestlandet, våren 2017. Dei same personane var også i gruppe på eit mindre prosjekt på hausten 2016.

Espen Aar har vært gruppeleiar og har hatt som ansvar å blant anna kontrollere framgang, ta opp viktige saker og følge opp gruppemedlem. Han har også hatt ansvar for trafo og brytaranlegg.

Tom Erik Berg, gruppemedlem, har hatt hovudansvar for turbin, rapport og nettside.

Thomas Røssland, gruppemedlem, har hatt hovudansvar for generator og kontrollanlegg.



Figur 41: Styringsgruppe

8.1.4 Prosjektperiode

Før hovudprosjektet satt i gang hadde vi eit forprosjekt. Forprosjektet starta 10. januar og var ferdig 16. januar. Grunnen til ei så kort forprosjektsperiode var at vi hadde fått oppgåva før denne tida, jobba målretta dei dagane og vi visste kva mål vi ville oppnå med oppgåva.

Hovudprosjektet blei starta rett etter innlevert forprosjektrapport, altså den 10. januar, med utgangspunkt i at forprosjektet ville bli godkjent. Forprosjektet blei godkjent og gruppa satt i gang med jobbing på resten av oppgåva. Denne rapporten, altså hovudrapporten, blir levert 19. mai etterfølgt av ein presentasjon av prosjektet 23. mai, deretter opprydding av nettside innan 02. juni. Med andre ord vil heile prosjektperioden ha vært frå 10. januar t.o.m. 02. juni.

8.2 Prosjektgjennomføring (i forhold til plan)

8.2.1 Tidsbruk

Dette prosjektet var prosjektert med 500 timer pr. person. I prosjektperioden blei det brukt 1616,5 timer totalt, derav timane var fordelt på personane i gruppa:

Espen: 566,5 timer

Thomas: 514 timer

Tom Erik: 536 timer

Ei viktig læring gjennom prosjektfasen var å kunne anslå timebruk på prosjektet. Dette er for å forberede oss til arbeidslivet der ein mogleg må kunne anslå tal timar på eit prosjekt med omsyn på lønskostnadar. Tek ein timetalet vårt i berekning og lønsamheita av dette prosjektet, samt tid av timetal som er gått med til læring og undersøking vil ikkje vårt timetal kunne eksakt overførast til arbeidslivet. Derimot ser vi på dette som ein læringsprosess, der vi ikkje ville avgrense prosjektet meir på grunn av eiga læring og interesse.

Med omsyn på at Bachelor-oppgåva er tiltenkt 2/3 av ei arbeidsveke, har to av studentane på gruppa også hatt ekstra tid tilgjengelig då desse to ikkje har noko valfag dette semesteret (tredje person har hatt Matematikk 3 i tillegg til Bachelor).

8.2.2 Nettside

Typisk for bachelor-oppgåve ved HVL, campus Førde, er å lage og drive ei enkel nettside for prosjektet. Det er mange måtar denne kunne blitt løyst på. Man kunne ha laga den i frå botn, med eige publiseringssystem. Dette ville ha tatt mange timar meir enn vi har tilgjengelig og kunne medført ein kostnad. Måten vi valte var å bruke Wordpress.

8.2.2.1 Wordpress

Wordpress, populært forkorta som WP, er ein netteneste som lar ein designe og drive eigen nettside, nettbutikk og/eller blogg. Her kan man designe eiga side eller tilpasse ferdiglaga temasider, samt ta i bruk programtillegg slik at man kan legge til nesten alt man kan tenke seg. Det er to sider av WP, gratisversjonen og betalingsversjon, der vi har valt gratisversjonen. Forskjellen på desse går vi ikkje inn på her, men for å nemne eit par fordelar med betalingsversjonen:

- Ingen reklame-link til WP
- Eige domenenamn
- Tilgang til fleire tema og funksjonar.

8.2.2.2 *Bruk av WP*

WP er ein av verdas største leverandørar av nettside og publiseringssystem (CMS). Kjente sider som Flickr, The Herald Sun, Sony Music og Mercedes-Benz har brukt eller bruker denne tenesta [Kjelde: <https://wordpress.org/showcase/archives/>]. Vi valte WP på grunn av tidlegare og god erfaring med bruk av denne. Publiseringssystemet er enkelt og strukturert, noko som gjer det enkelt for også uerfarne å ta i bruk.

8.2.2.3 *Vår nettside*

Vi har som tidlegare nemnt tatt i bruk gratisversjonen av WP. Oppsettet på sida vår er bygd opp av temaet Sela som vi har tilpassa til våre eigne ønsker. På nettsida har vi valt å legge ut alle typiske innleveringsfiler. Vi har også kort info om gruppemedlem, samt ei lita oppdatering på framgangen undervegs.

Linken til nettsida er som følgjande: <https://tet2017.wordpress.com>

8.2.3 *Møter*

Det blei tidleg i prosjektfasen satt opp ein møteplan for styringsmøte med møter kvar 14. dag. Denne møteplanen valte vi å gå vekk ifrå då gruppa har hatt god oversikt og kommunikasjon gjennom prosjektfasen med både rettleiarar og oppdragsgjevar. Vi kalla derfor inn til styringsmøter når vi meinte det var naudsynt.

Prosjektgruppa har også haldt uformelle gruppemøter tilnærma kvar måndag for å være oppdatert på framdrifta. Desse møta har fungert som statusmøte for framgang i gruppa.

8.2.4 *Loggføring*

På alle møter i styringsgruppa har det blitt skreve referat som alle har fått tilsendt.

Alle i gruppa har også loggført timane sine i førehandslaga timelister.

8.2.5 *Framdriftsplan*

For å halde kontroll på framdrifta valte vi å bruke eit Gantt-diagram som framdriftsplan. Dette blei oppdatert med jamne mellomrom. Noko blei fullført før tida og noko etter planlagt tid. Dette avviket kan skuldast fleire ting. Mange av delmåla har blitt jobba med undervegs og dermed brukt lenger tid på framdriftsplan, medan dei i verkelegheita kanskje var brukt mindre timar på dei. Vi meina at framdrifta har vært god og konsis jamfør våre mål.

8.2.6 Dokumentstyring

Vi har i dette prosjektet brukt Dropbox som samarbeidsverktøy. Dropbox er ein skylagringsteneste som lar deg lagre filer på nett og dele desse med valte personar. Eit slikt verkty lar oss enkelt dele filer oss i mellom. Vi har brukt Dropbox til å dele nyttige kompendium, dokument og liknande. Under hovudmappa vår har vi delt inn undermappene etter kategori, samt kvar eiga si mappe for eige arbeid i prosjekt.

8.3 Økonomi

Normalt dekkjer HVL opptil kr 1 000,- pr. prosjektgruppe.

Grappa budsjetterte med følgjande utgifter i tabell under i byrjinga av prosjektperioden.

Tabell 32: Viser budsjett frå start av prosjektperiode.

Utgifter	Antatt Kostnad
Evt. Reise	800,-
Telefon	50,-
Utskrift	50,-
Anna	100,-
Sum	1000,-

Faktisk rekneskap

Tabell 33: Viser rekneskap for prosjektperiode

Utgift	Kostnad
Skype for Business	200 NOK
LabVIEW (Studentversjon)	40 €
Utskrift	0

8.4 Prosjektdiskusjon / Prosjektevaluering

8.4.1 Kommunikasjon

I dette kapittelet tar vi for oss korleis kommunikasjonen har føregått i gruppa, med leverandørar og oppdragsgjevar. Vi har valt å dele dette opp i tre deler, ein for korleis den var i gruppa, korleis den var med leverandørar og korleis den var med oppdragsgjevar.

Kommunikasjonen med leverandørar i prosjektperioden har skjedd ved bruk av e-post og telefonar. Vi har hatt nokre utfordringar med noen leverandørar på grunn av at dei har andre arbeidsoppgåver som skal gjerast. Dermed har vi ikkje hatt første prioritet og dermed måtte venta lengre enn ønskt på svar. Med litt tålmodigheit fekk vi på sikt den hjelpa vi trengde frå bedrifter vi var i kontakt med.

Kommunikasjonen med oppdragsgjevar har vore ved bruk av møter og e-post. Møteinnkalling har blitt sendt på førehand av møta. Møte med oppdragsgjevar sine representantar til styringsgruppa har skjedd ved bruk av Skype samtaler. Dette på grunn av stor avstand til oppdragsgjevar, 25mil frå Førde til Stord, som gjorde det utfordrande å ha personlege møter.

Kommunikasjonen i prosjektgruppa har for det meste vert munnleg. Vi har stort sett vert samla på skulen og tatt problem når dei oppstod. Kommunikasjonen i gruppa har vært god gjennom heile prosjektperioden.

8.4.2 Måloppnåing

I prosjektperioden har vi prøvd å oppnå alle delmåla våre, men på grunn av feil med programvare og tid så har vi vært nøyd til å avgrense oppgåva noko. Følgjande to delmål blei avgrensa:

- Simulere vassveg (LabVIEW)
- Teikning i AutoCAD

På grunn av tidsbruk, samt problem med LabVIEW programmet, vart desse delmåla kansellerte.

Dei andre delmåla, samt hovudmålet, har blitt fullførte med gode føresetnadar. Hovudfokuset til gruppa har vært på berekning og val av komponentar, samt økonomiske analyser. Dette er gjort på bakgrunn av å kunne gje den beste løysinga til oppdragsgjevar.

8.4.3 Risiko

Utfallsområde er 1 – 5, der 5 er høgst sannsynleg.

Tabell 34: Risikovurdering

Risiko	Sannsynlegheit	Faktisk utfall	Kommentar
Sjukdom	2	1	Eit gruppe medlem sjuk eit par dagar, medførte ingen forsinking på framgang
Feilberekning av tid	5	5	Rapport tok mykje lenger tid enn først planlagt. Medførte mange ekstra arbeidstimar i mai månad
Dårleg oppfølging og ressurstilgang	3	1	God oppfølging gjennom år, har hatt rask tilgang på informasjon frå oppdragsgjever
Problem med PC/program	2-3	4	LabVIEW (LVTrans) var mangelfull
Forsinka svar frå samarbeidspartnarar	2	3	Nokre leverandørar svært treige med tilbakemelding. Skuldast grunna prioritering av faktiske kundar
Uforutsette hendingar	1	2	Ingenting som medførte forseinking av betydeleg grad i framgang
Feiltolkning av oppgåve	2	1	Føler vi har oppnådd mål på riktig måte

8.4.4 Avvik

Gjennom prosjektperioden har vi hatt nokre avvik. Vi har blant anna brukt ei anna mengde tid på dei forskjellige delmåla enn anslått på Gantt-diagrammet i byrjinga av prosjektet. Dette er ikkje eit stort avvik då nokre ting har fått meir tid og ressursar på grunn av at andre punkt blei fullført før planlagt tid.

Eit anna avvik vi har hatt var tidsbruken på heile prosjektet. Tidsbruken som blei prosjektert i starten var 500 timer pr. person. Vi har som nemnt tidlegare brukt meir tid enn anslått, og grunn til dette er forklart under tidsbruk.

Avvik i møter har også vært eit punkt vi vil ta opp. Det var i starten laga ein møteplan med møter kvar 14. dag, sjølv om vi var klar over at denne sannsynlegvis ikkje ville bli følgt. Grunnen til at denne ikkje var følgt slavisk var med omsyn på avstand til oppdragsgjever, samt at vi såg ingen nødvendighet til å ha styringsmøte berre for å ha møte. Det vart dermed berre kalla inn til møter vi meinte var nødvendige.

Vi har også hatt avvik i form av kansellering av delmål. Grunna problem med programvare og tid har desse i samsvar med styringsgruppe blitt avgrensa.

8.4.5 Viktige erfaringar (fagleg og prosjektadministrativt)

Vi har i dette prosjektet opparbeidd oss nokre erfaringar når det kjem til prosjektering, gruppearbeid, rapportskriving og meir. Som ein del av dette prosjektet har vi kontakta bedrifter for å hjelpe oss med å finne informasjon om komponentar og rådført oss for å finne dei rette komponentane for vårt prosjekt. På denne måten har vi gjort oss nokre erfaringar med å kontakte bedrifter og korleis bruke informasjonen vi får i frå dei på rett måte, samt bygd oss eit nettverk med gode ressurspersonar.

Vi har også gjort oss nokre erfaringar når det gjeld prosjektering av kraftverk og kva arbeid dette inneber. Prosjektarbeid er også noko vi har fått erfart og korleis dette gjennomførast i ei lita gruppe.

Skriving av rapporten har lært oss om korleis ein skal skrive ein rapport etter IEEE-standard. Gruppa har også lært å bruke forskjellige verkty som kan vera nyttig i arbeidslivet. Vi har også lært i prosjektperioden at vi må ha ein systematisk framgangsmåte for å unngå ekstra arbeid og bortkasta tidsbruk.

8.4.6 Utfordringar

Vi har i prosjektperioden møtt på fleire utfordringar. I dette kapittelet skal vi gå gjennom desse. Ein av utfordringane i prosjektet var med programvaren LabVIEW, med underprogrammet LVTrans. Gruppa hadde eit delmål der vi skulle simulere vassvegen. Utfordringar var at vi ikkje fikk dette til på grunn mangelfull programvare.

Rapportskriving har vært ei stor utfordring sidan vi er tre ulike gruppemedlem med kvar vår eigen måte å skrive på. Dette gjorde det vanskelegare å flette saman delane til ein god samanhengande rapport. Andre utfordringar på rapportskrivinga har vært tidsbruk på detaljar, samt morsmål då alle tre kjem frå forskjellige stadar der ein av oss har bokmål som hovudmål.

Delen om transformator gav oss ein utfordring i form av uvissheit. Å samanlikne transformatorane krav eit utgangspunkt i varigheitskurve for å samanlikne belastningstap i dei gjevne driftspunkta. Det å finne formel tok lang tid og krav ein del hjelp frå rettleiar ved skulen. Ved uvissheit rundt varigheitskurva og prøveprotokoll frå ein liknande transformator gjorde dette oss usikre på riktig framgangsmåte.

8.4.7 Læringsutbytte

Etter prosjektet sitt vi igjen med større kunnskap om korleis eit småkraftverk fungera.

Vi har lært oss i detalj om korleis ein komponent fungera og korleis vi skal ta val av komponentane på bakgrunn av utrekningsmetodar og simulering. Gjennom prosessen har vi lært oss kva arbeid som skal til for å prosjektere eit småkraftverk. Prosjekteringa er gjort etter gjeldande retningslinjer, normer, lover og forskrifter.

Prosjektet lært oss å ta ei vurdering av lønsamheita til eit småkraftverk på bakgrunn av nytte- og kostnadsverknadar inklusive skatter. Vi har fått meir forståing om kvifor mange utbyggjarar vel å bygge mindre kraftverk for å gjere kraftverket meir lønsamt ved å unngå grunnrente- og naturressursskatt.

Gjennom bruk av rapportstilen IEEE, har vi tileigna oss kunnskap om oppsett og kjeldetilvising. Vi har lært oss å systematisk dele rapporten inn i teori, metode og kan vise til eit resultat.

9 Referanseliste

- [1 Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet, «REN,» 01 01 2017. [Internett]. Available:
] http://www.ren.no/om_ren/historie . [Funnen 08 04 2017].
- [2 Statnett, «Statnett.no,» 01 01 2012 . [Internett]. Available:
] <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/FIKS%202012.pdf>. [Funnen 01 02 2017].
- [3 Norges Vassdrags- og energidirektorat, «NVE,» 18 08 2016. [Internett]. Available:
] <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vannkraft/sma-kraftverk/>. [Funnen 07 04 2017].
- [4 Norges Vassdrags- og energidirektorat, «Kostnadsgrunnlag for små vannkraftverk,» 21 04 2016. [Internett]. Available:
] http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_40.pdf. [Funnen 12 02 2017].
- [5 S. Steinar og J. H. Sebergsen, Energiproduksjon og energidistribusjon, O: Gyldendal undervisning, 2015.
- [6 S. Svarte, Transformatorer, O: Elforlaget, 2009.
]
- [7 Norges Vassdrags- og energidirektorat, «Rettleiar i planlegging, bygging og drift av små kraftverk,» 30 09 2011. [Internett]. Available:
] http://publikasjoner.nve.no/veileder/2011/veileder2011_04.pdf. [Funnen 07 01 2017].
- [8 Norges Vassdrags- og energidirektorat, «Veileder i kvalitetssikring av små vannkraftverk,» 12 10 2011. [Internett]. Available:
] http://publikasjoner.nve.no/veileder/2007/veileder2007_01.pdf. [Funnen 07 01 2017].
- [9 S. S. Pereira, «Researchgate,» 01 11 2015. [Internett]. Available:
] https://www.researchgate.net/figure/302969536_fig1_FIGURE-I-HYDRAULIC-TURBINE-SELECTION-CHART . [Funnen 02 05 2017].
- [1 A. E. Tutorials, «Alternative Energy Tutorials,» 01 01 2010. [Internett]. Available:
0] <http://www.alternative-energy-tutorials.com/images/stories/hydro/alt123.gif> . [Funnen 02 05 2017].
- [1 B. Hydro, «BFL Hydro,» 01 01 2010. [Internett]. Available:
1] <http://www.bflhydro.com/img/img-modal-pelton.jpg> . [Funnen 02 05 2017].
- [1 M. Hansen, Artist, *Relativ verknadsgradkurve for Pelton*. [Art]. Rainpower AS, 2017.
2]
- [1 Høgskulen i Østfold, «HIOF,» 01 01 2010. [Internett]. Available:
3] <http://www.ia.hiof.no/mkit/KortOmKorrosjon.pdf> . [Funnen 02 05 2017].

- [1 SCCER, «SCCER,» 01 01 2010. [Internett]. Available: [http://www.sccer-4\] soe.ch/export/sites/default/news/.galleries/img-blog/Peltonturbine_Schaufeln_web.jpg_2048922547.jpg](http://www.sccer-4] soe.ch/export/sites/default/news/.galleries/img-blog/Peltonturbine_Schaufeln_web.jpg_2048922547.jpg) . [Funnen 04 04 2017].
- [1 Store Norske Leksikon, «snl.no,» [Internett]. Available:
5] https://snl.no/elektromagnetisk_induksjon. [Funnen 03 02 2017].
- [1 Wikipedia, «wikipedia.org,» [Internett]. Available:
6] https://no.wikipedia.org/wiki/Elektromagnetisk_induksjon. [Funnen 03 02 2017].
- [1 NTNU, «ntnu.no,» [Internett]. Available:
7] <http://web.phys.ntnu.no/~stovngeng/FY1303NY/prosjekt/vannkraft.pdf>. [Funnen 03 02 2017].
- [1 KarstenMoholtAS, «karstenmoholt.no,» [Internett]. Available:
8] http://karstenmoholt.no/page/6187/Vakuum_trykk_impregnering. [Funnen 03 02 2017].
- [1 NVE, «nve.no,» [Internett]. Available:
9] http://publikasjoner.nve.no/veileder/2003/veileder2003_02.pdf. [Funnen 01 05 2017].
- [2 J. H. Skaare, «Regulering av turbiner i vannkraftverk - En litteraturstudie,» Brage Bibsys, 0] 2014.
- [2 J. W. Henriksen og V. Torjussen, Stasjonsanlegg og fjernstyringsutstyr, 0: Elforlaget, 1] 2009.
- [2 M. Dalva og O. V. Thorsen, Elektriske maskiner og omformere, 0: Gyldendal 2] Undervisning, 2001.
- [2 ABB, *Formel frå ABB*, 0: ABB, 2017.
3]
- [2 Wikipedia, «Wikipedia,» 01 01 2010. [Internett]. Available:
4] <https://no.wikipedia.org/wiki/Transformator>. [Funnen 08 03 2017].
- [2 DSB, «dsb.no,» 01 01 2010. [Internett]. Available:
5] <http://oppslagsverket.dsb.no/content/el-tilsyn/forskrifter/elektriske-forsyningsanlegg/veiledning-til-forskrift-om-elektriske-forsyningsanlegg/.pdf?expand-content=on>. [Funnen 10 03 2017].
- [2 Norsk Elektrisk Komite, «Stasjonsanlegg over 1kV - NEK 440,» NEK, 0, 2015.
6]
- [2 Nexans, «nexans.no,» nexans, 01 01 2010. [Internett]. Available:
7] https://www.nexans.no/eservice/Norway-no_NO/navigate_333028/TSLI_3X1_.html#description. [Funnen 20 03 2017].

- [2 Nexans, 01 01 2010. [Internett]. Available: [https://www.nexans.no/eservice/Norway-8\] no_NO/fileLibrary/Download_540200470/Norway/files/Nexans_Kabelboka_e-
verk_2014.pdf](https://www.nexans.no/eservice/Norway-8] no_NO/fileLibrary/Download_540200470/Norway/files/Nexans_Kabelboka_e-
verk_2014.pdf). [Funnen 20 03 2017].
- [2 Direktoratet for økonomistyring, «dfo.no,» 01 01 2014. [Internett]. Available:
9] [https://dfo.no/Documents/FOA/publikasjoner/veiledere/Veileder_i_samfunnsøkonomis
ke_analyser_1409.pdf](https://dfo.no/Documents/FOA/publikasjoner/veiledere/Veileder_i_samfunnsøkonomis
ke_analyser_1409.pdf). [Funnen 25 04 2017].
- [3 SINTEF, «Grunnleggende økonomisk teori,» SINTEF, 0, 2010.
0]
- [3 NVE, «Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter,» 01 01 2003. [Internett].
1] Available: http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2003/haandbok2003_01.pdf. [Funnen
25 04 2017].
- [3 SINTEF, «Tapskostnader,» SINTEF, 0, 2014.
2]
- [3 KPMG, «verdtavite.no,» 16 02 2017. [Internett]. Available:
3] <http://verdtavite.kpmg.no/kraftverksbeskatning.aspx>. [Funnen 02 04 2017].
- [3 EnergiNorge, «energinorge.no,» 01 01 2015. [Internett]. Available:
4] <https://www.energinorge.no/fagomrader/skatt-og-okonomi/>. [Funnen 02 02 2017].
- [3 Store Norske Leksikon, «snl.no,» 08 03 2017. [Internett]. Available:
5] https://snl.no/særskatter_for_kraftverk. [Funnen 02 04 2017].
- [3 Hegnar, «hegnar.no,» 01 01 2010. [Internett]. Available:
6] [http://www.hegnar.no/Nyheter/Energi/2010/10/Smaakraftverk-en-foss-av-juridiske-
feller](http://www.hegnar.no/Nyheter/Energi/2010/10/Smaakraftverk-en-foss-av-juridiske-
feller). [Funnen 02 02 2017].
- [3 M. Hansen, Artist, *Pelton oppsett*. [Art]. Rainpower, 2017.
7]
- [3 J. John J. Winders, «ssdservice.pl,» 01 01 2002. [Internett]. Available:
8] [http://www.ssdservice.pl/~ssdservice/SSDdrives/ELEKTROTECHNIKA/transformatory/po
wer_transformers_principles_and_application.pdf](http://www.ssdservice.pl/~ssdservice/SSDdrives/ELEKTROTECHNIKA/transformatory/po
wer_transformers_principles_and_application.pdf). [Funnen 09 03 2017].
- [3 ABB, «abb.com,» 2016. [Internett]. Available:
9] [https://library.e.abb.com/public/6b596ca8109e46389126ac63ea95c7b8/CT,%20VT_1VL
M000610%20Rev.12,%20en%202016.08.17.pdf](https://library.e.abb.com/public/6b596ca8109e46389126ac63ea95c7b8/CT,%20VT_1VL
M000610%20Rev.12,%20en%202016.08.17.pdf). [Funnen 13 03 2017].
- [4 ABB, «abb.com,» 2016. [Internett]. Available:
0] [https://library.e.abb.com/public/95c44f1ad90f46d590789792cbad6269/TJC%206_01VL
C000521%20Rev.3,%20en%202016.10.06.pdf](https://library.e.abb.com/public/95c44f1ad90f46d590789792cbad6269/TJC%206_01VL
C000521%20Rev.3,%20en%202016.10.06.pdf). [Funnen 13 03 2017].

- [4 ABB, «abb.com,» 2016. [Internett]. Available:
1] https://library.e.abb.com/public/cf4bb4d885f84aa287a9ab29d6f7e780/TPU%206x.xx_1VLC000502%20Rev.7,%20en%202016.08.05.pdf. [Funnen 13 03 2017].
- [4 ABB, «abb.com,» 2016. [Internett]. Available:
2] [https://library.e.abb.com/public/60c4ed7ff3104c66b15f0e731795ce8a/BR%20TEC_UNISEC\(EN\)L_1VFM200002-02%202016.pdf](https://library.e.abb.com/public/60c4ed7ff3104c66b15f0e731795ce8a/BR%20TEC_UNISEC(EN)L_1VFM200002-02%202016.pdf). [Funnen 13 03 2017].
- [4 ABB, «abb.com,» 2016. [Internett]. Available:
3] [https://library.e.abb.com/public/e911d10cd16c4920adfa16798e26bfef/CA_GSec\(EN\)C_1VCP000470-DigiPrint.pdf](https://library.e.abb.com/public/e911d10cd16c4920adfa16798e26bfef/CA_GSec(EN)C_1VCP000470-DigiPrint.pdf). [Funnen 13 03 2017].
- [4 ABB, «abb.com,» 2015. [Internett]. Available:
4] [https://library.e.abb.com/public/9b5bbc08c68f430f98c3d58793b4ea3b/BR_HD4-RE\(EN\)-_1VCP000575-1506.pdf](https://library.e.abb.com/public/9b5bbc08c68f430f98c3d58793b4ea3b/BR_HD4-RE(EN)-_1VCP000575-1506.pdf). [Funnen 13 03 2017].
- [4 ABB, «abb.com,» 2011. [Internett]. Available:
5] https://library.e.abb.com/public/1b0f4fe5db44ec05c12578340059262c/Cast%20coil%20dry-type%20transformers_1LAB000297_en_1st%20edition.pdf. [Funnen 13 03 2017].
- [4 ABB, «abb.com,» 2014. [Internett]. Available:
6] <http://new.abb.com/docs/librariesprovider95/transformers-se/abb-eurotrafo-l2v2.pdf>. [Funnen 13 03 2017].
- [4 ABB, «abb.com,» 2012. [Internett]. Available:
7] https://library.e.abb.com/public/24d7d4c6d264c394c1257b360037a343/3AJE000124-143_-_no_Brosjyre_trafoservice_-_high.pdf. [Funnen 13 03 2017].
- [4 Statnett, «statnett.no,» 2012. [Internett]. Available:
8] <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/FIKS%202012.pdf>. [Funnen 10 01 2017].
- [4 Draka, «draka.no,» [Internett]. Available: [http://media.draka.no/2016/07/Teknisk-](http://media.draka.no/2016/07/Teknisk-9])
9] [Handbok-2010_final-til-web.pdf](http://media.draka.no/2016/07/Teknisk-9]Handbok-2010_final-til-web.pdf). [Funnen 03 03 2017].

10 Vedlegg

Vedlegg 1: Offer_Indar

Vedlegg 2: EBL

Vedlegg 3: Hardeland_Pelton_Hoveddimensjoner

Vedlegg 4: Belastningstap