

# Stor revisjon av Kvittingen kraftverk

Teknisk-økonomisk analyse av rehabilitering  
og modifikasjon

**Trond Sliper**

Master of Science in Electric Power Engineering  
Innlevert: Mai 2012  
Hovedveileder: Eivind Solvang, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



## Forord

Denne rapporten er sluttresultatet av en masteroppgave skrevet av Trond Sliper ved Norges tekniske og naturvitenskapelige universitet (NTNU) våren 2012. Oppgaven er en del av programmet i den 2-årige internasjonale mastergraden, Electric Power Engineering, ved fakultet for informasjonsteknologi, matematikk og elektroteknikk og institutt for elkraftteknikk. Veileder for oppgaven ved NTNU har vært Eivind Solvang.

Oppgaven omhandler stor revisjon av Kvittingen kraftverk, der BKK Produksjon, eier av kraftverket, er oppdragsgiver. Veileder fra oppdragsgiver har vært Lars Søreide.

Formålet med oppgaven har vært å utarbeide omfanget for revisjonen slik at videre drift, ved normalt vedlikehold, kan sikres i 20 år etter revisjonens ferdigstillelse. I tillegg har muligheten for effektøkning blitt sett på, der flaskehalsen i energikjeden er kartlagt.

Fra NTNU har Eivind Solvang bidratt med at oppgaven har blitt gjennomført strukturert og korrekt, i tillegg til å ha kommet med gode innspill på problemstillinger underveis. Når det gjelder det faglige, har Lars Søreide bidratt med sin kunnskap og lange erfaring i bransjen.

Fra oppdragsgiver har flere personer vært behjelpelig i gjennomføringen. I forbindelse med utarbeidelse av tekniske tegninger vil jeg takke Knut Petter Espeland. Ved befaringer i stasjonen har Stein Åge Liøen, ansvarlig i stasjonen, vært nødvendig kjentmann. Fra analysemiljøet i BKK Produksjon har Frode Haga kommet med nødvendige data og utført beregninger for energidisponeringen i vassdraget. Til slutt vil jeg rette en takk til Erik Ferning, investeringsanalytiker i BKK Produksjon, for gjennomføring og veiledning i investeringsanalyser og lønnsomhetsberegninger.

Bergen, 1.juni 2012

---

Trond Sliper

---



## Sammendrag

Kvittingen kraftverk har vært i drift siden 1984 og det er behov for en større revisjon. BKK Produksjon, eier av kraftverket, ønsker å bringe kraftverket til en slik tilstand at videre drift kan sikres, med normalt vedlikehold, i minst 20 år etter revisjonens ferdigstilling. Ved store revisjoner kartlegges også muligheten for effektøkning.

Alle større prosjekter i BKK Produksjon bygges opp etter prosjektfasemodellen beskrevet i selskapets kvalitetsstyringssystem (KVALIK). Denne rapporten er en del av første fase i prosjektfasemodellen og vil være en del av mulighetsstudien for prosjektet.

I rapporten er det utført en tilstandsvurdering av de ulike komponentene i kraftverket. BKK Produksjon bruker FDV-systemet ISY JobTech til forvaltning, drift og vedlikehold av sine produksjonsanlegg og tilstandsvurderingen er i hovedsak basert på informasjon registrert i dette systemet. Rapporten inneholder i tillegg en tilstandsrapport utarbeidet i forbindelse med inspeksjon av generator høsten 2011. Tilstanden for komponentene i kraftverket er generelt god og tiltak utover omfang for valgt reinvestering- og vedlikeholdsprogram utføres ikke.

Sweco Norge har utført en studie av oppgraderingspotensialet for turbinen i Kvittingen. I studien ble det sett på to alternativer, der 10 % og 15 % effektøkning i forhold til dagens effekt ble vurdert. Dette tilsvarer ny turbineeffekt på henholdsvis 46 MW og 48 MW. I vurderingene inngikk mekaniske beregninger av akselkoblinger, servokapasitet, stabilitetsberegninger, vannveistransienter i forbindelse med lastavslag, kavitasjonsmarginer og beregning av turbin- og anleggsvirkningsgrad. I modelleringen ble simuleringverktøyet Alab benyttet. Studien viser at turbinen er romslig dimensjonert, og har betydelig potensiale for oppgradering til høyere effekt. Mye av potensialet vil kunne utløses ved å skifte løpehjul, stasjonære spalteringer og øvre del av sugerørskonus.

Det er ikke utført en ekstern studie for oppgraderingspotensialet for generatoren, men beregner av generatoren, Johan Amundsen er i den forbindelse kontaktet. Generatoren er mekanisk dimensjonert for 56 MW, men FIKS stiller krav om reaktiv reserve tilsvarende kapasitiv effektfaktor på 0,86 (overmagnetisert). Dette tilsvarer en aktiv effekt på 48 MW. Dette blir dermed begrensningen i generatoren.

Selv om det ikke er behov for oppgradering av generatoren i dette tilfelle, er det i hovedoppgaven utført en vurdering av hele energikjeden i kraftverket med tanke på flaskehalsar. Resultatet viser at komponentene i kraftverket generelt har gode marginer med tanke på økt effekt.

Under revisjonen skal kontrollanlegget i kraftverket fornyes. Dette innebærer blant annet nytt generatorvern og linjevern. I den forbindelse er det i hovedoppgaven utarbeidet en foreløpig releplan for generator, hovedtransformator og 132 kV linje. Valg av vernfunksjoner og forslag til innstillinger er utarbeidet i henhold til prinsippunderlag utarbeidet av BKK Produksjon og BKK Nett for vernebestykning i kraftverk og transformatorstasjoner.

I hovedoppgaven er det utført to analyser i forbindelse med stor revisjon av Kvittingen kraftverk. Den første analysen tar i bruk en sviktmodell, utarbeidet av SINTEF Energi, for å vurdere lønnsomheten av omfang for- og intervall mellom hovedrevisjoner. I analysen ble tre alternativer vurdert. Referansealternativet representerer normalt omfang og intervall, mens de andre alternativene tar utgangspunkt i lengere intervall og mindre omfang. Kostnader i forbindelse med svikt, reinvesteringer, modifikasjoner, rehabiliteringer og utilgjengelighet blir sammen med inntekter for økt virkningsgrad i turbin, økt falltap, optimalisering av drift, redusert flomtap og grønne sertifikater, sammenlignet i verktøyet *Vedlikeholdskalkyle*. Årlig kostnad for svikt ble beregnet ut i fra etablerte levetidskurver for ni utvalgte skadetyper i turbin, generator og hovedtransformator. Disse ble etablert med utgangspunkt i design, tilstand og alder. Analysen viser at normalt omfang og intervall i referansealternativet gir høyest netto nåverdi og er mest lønnsomt. Modellen tar ikke hensyn til skatter og inflasjon.

I den andre analysen ble det utført en investeringsanalyse for økt effekt. Alternativer for økt effekt, beskrevet i studie fra Sweco, ble vurdert opp mot alternativ for utbedring av eksisterende løpehjul. Beregninger i analysen ble utført av investeringsanalytiker i BKK Produksjon, Erik Ferning, men oppsett og inputverdier ble utarbeidet i denne hovedoppgaven. Analysen viser at økt effekt vil være lønnsomt. Dette med økt nåverdi på 12 MNOK og 16 MNOK for henholdsvis ny effekt på 46 MW og 48 MW. I rapporten ble det sett på sensitivitet i forhold til kraftpris, levetid, drift- og vedlikeholdskostnader, investeringskostnader, analyseperiode og virkningsgrad. Sensitiviteten viser at investeringen er robust, der kraftpris har størst innvirkning på lønnsomheten. I denne analysen er både skatter og inflasjon inkludert.

## Summary

Kvittingen power plant has been in operation since 1984 and a renewal of the power plant is necessary. Owner of the power plant, BKK Produksjon, wants to bring the plant to such a condition that further operation can be ensured, with normal maintenance, for at least 20 years after the renewal is complete. At the same time, BKK Produksjon, wants to check the possibilities for increasing the power of the turbine.

The project is built up based on the “phase model” described in the company`s quality management system, called KVALIK. This project is a part of the first phase in the model and this report will be included as a part of a feasibility study for the renewal of Kvittingen.

This report includes a condition assessment of various components in the power plant. BKK Produksjon uses ISY JobTech as their FDV-system to management and maintenance of their power plants. Condition assessment is mainly based on information recorded in this system. In addition, a condition report of the generator was made after inspection in the autumn 2011. Generally, the condition of the components in the power plant is good and a normal amount of the renewal is expected to be sufficient, compared to plant with same design and age.

A consulting company, Sweco Norge, has made a study for upgrading the potential of the turbine. The study includes two options, where 10 % and 15 % power increase was evaluated. This represents a new turbine power of 46 MW and 48 MW respectively. The assessment includes mechanical calculation of shaft couplings, servo capacity, stability calculations, cavitation margin and calculation of the turbine and plant efficiency. For the modeling a simulation program, Alab was used. Study shows that the turbine has a spacious design and considerable potential to upgrade to higher power. Much of the potential is related to changing the runner, stationary slit rings and increase the drain diameter.

Regarding upgrade potential of the generator, Johan Amundsen, former employee of the generator manufacturer, has given some comments in this case. The generator is mechanical dimensioned for 56 MW, but FIKS requires reactive reserves equal to capacitive power factor of 0,86. This corresponds to an active power of 48 MW.

The generator is not always spacious designed and increase of turbine power will lead to changes in performance of the generator. It is therefore carried out an assessment of the energy chain in the power plant in terms of bottlenecks. The result shows that the components in the power plant generally have good margins in terms of increasing the power capacity.

Renewal of the control system includes new relay protection for the generator and the 132 kV line from Kvittingen to Grønsdal. Regarding new relay protection, a preliminary protection scheme is established for the generator, transformer and the 132 kV line. Selection of protective functions and suggested settings are prepared in accordance with the principles defined by BKK Produksjon and BKK Nett.

Two analyses are performed in the project. The first analysis makes use of the failure model, developed by SINTEF Energy Research, to assess the profitability of alternatives regarding to amount and interval between major renewals. In the analysis, three alternatives are considered. The reference alternative represents the normal amount and interval, while the two others alternatives are based on longer interval and easier amount. Costs associated with failure, reinvestments, modifications, rehabilitations and unavailability was compared with revenues from increased efficiency of turbine, optimization of operation, reduced head loss and green certificates in the tools *Vedlikeholdskalkyle*. The annual cost of failure was calculated from established life curves for nine selected failure mechanisms of turbine, generator and transformer. The life curves are established based on design, age and condition. The analysis shows that the amount and interval in the reference alternative provide the highest net present value. The model does not take into account for taxes and inflation.

The second analysis deals with investment of increased power capacity. Options for increased power, described in the study from Sweco, were evaluated against option for improving the existing runner. The analysis shows that increased power will be profitable. Options with increased power will give an increase in net present value of 12 MNOK and 16 MNOK respectively. In addition, sensitivity accordance to energy price, life time, costs of operation and maintenance, investment costs, period of analysis and efficiency was evaluated. The evaluation shows that the elements have low impact on the profitability and the energy price is the element with the highest impact. In this analysis, both taxes and inflation are included.



# Innholdsfortegnelse

Forord.....	I
Sammendrag .....	III
Summary .....	V
Innholdsfortegnelse .....	VII
Figurliste .....	XI
Tabelliste .....	XV
Formelliste.....	XVII
Definisjoner .....	XIX
1 Innledning.....	1
2 Bakgrunn .....	5
2.1 Tekniske data Kvittingen kraftverk.....	6
2.2 FDV-systemet ISY JobTech.....	7
2.3 Håndbøker innen drift og vedlikehold av kraftproduksjon .....	8
2.4 Verdiskapende vedlikehold innen kraftproduksjon .....	9
2.5 Grunnlag for økonomiske beregninger .....	10
3 Metodikk .....	13
3.1 Prosjektfasemodellen.....	13
3.2 Prosjektoppbygging.....	19
4 Tilstandsvurdering og omfang for revisjon.....	21
4.1 Vannvei.....	22
4.2 Hovedventil og styring.....	30
4.3 Turbin .....	31
4.4 Generator .....	33
4.5 Hovedtransformator.....	35
4.6 Apparatanlegg .....	37
4.7 Kontrollanlegg .....	39
4.8 Hjelpeanlegg.....	40
4.9 Diverse.....	42
5 Flaskehalsar og muligheter for økt effekt .....	43
5.1 Vannvei.....	44
5.1.1 Nytt vann .....	45
5.1.2 Falltap .....	46
5.2 Turbin .....	56
5.3 Generator .....	69
5.4 Skinneføringer .....	77

5.5	Hovedtransformator.....	79
5.6	Kabler.....	83
5.7	Apparatanlegg .....	85
6	Releplaner .....	93
6.1	Generator G1 og hovedtransformator T1 .....	94
6.2	Linje GR1.....	95
7	Relevern.....	97
7.1	Generatorvern.....	98
7.2	Linjevern .....	100
8	Kjølevannsanlegg.....	105
8.1	Oppbygging og funksjon.....	105
8.2	Teknisk tilstand.....	106
8.3	Teknisk flytskjema .....	111
9	Planlegging av hovedrevisjon .....	113
9.1	Omfang.....	113
9.2	Varighet .....	118
9.3	Periode .....	120
10	Sviktmodell for vannkraftverk .....	121
10.1	Skadetyper og teknisk tilstand .....	123
10.2	Levetidskurver og sviktsannsynlighet.....	127
11	Analyse av stor revisjon.....	131
11.1	Analyse av omfang og intervall .....	132
11.1.1	Alternativer.....	133
11.1.2	Kostnader ved svikt .....	136
11.1.3	Kostnader.....	140
11.1.4	Inntekter .....	143
11.1.5	Resultat.....	146
11.2	Investeringsanalyse for økt effekt.....	147
11.2.1	Prosjektalternativer .....	147
11.2.2	Forutsetninger .....	148
11.2.3	Resultat.....	150
11.2.4	Sensitivitet .....	151
11.2.5	Presentasjon for beslutningsfullmektig.....	153
12	Risikovurdering.....	155
13	Videre arbeid .....	159
	Diskusjon .....	161
	Konklusjon .....	165
	Litteraturliste .....	167

Vedlegg - Oversikt .....	171
Vedlegg A – Enlinjeskjema.....	172
Vedlegg B – Tunnelsystem med observasjoner fra hovedtilsyn (2009) .....	173
Vedlegg C – Tilstandsrapport inspeksjon av generator 26.10.11.....	174
Vedlegg D – Prøveprotokoll oljeanalyse hovedtransformator (2011) .....	183
Vedlegg E – Rapport bryterrevisjon 132 GR1 E (2010).....	184
Vedlegg F – Rapport bryterrevisjon 132 T1 E (2010).....	186
Vedlegg G – Rapport bryterrevisjon 9 G1 E (2011) .....	188
Vedlegg H – Skjematisk lengdesnitt vassdrag .....	189
Vedlegg I – Driftsdiagram G1.....	190
Vedlegg J – Gruppeoversikt vernbestykning G1 og T1 .....	191
Vedlegg K – Gruppeoversikt vernbestykning 132 kV linje GR1 .....	193
Vedlegg L – Releplan for G1 og T1.....	194
Vedlegg M – Releplan for 132 kV linje GR1.....	202
Vedlegg N – Teknisk flytskjema for kjølevannsanlegg.....	209
Vedlegg O – Skadetyper for turbin, generator og hovedtransformator .....	210
Vedlegg P – Levetidskurver med utgangspunkt før revisjon.....	216
Vedlegg Q – Levetidskurver med utgangspunkt etter modifikasjon.....	225
Vedlegg R – Levetidskurver med utgangspunkt etter rehabilitering .....	228
Vedlegg S – Levetidskurver med utgangspunkt etter reinvestering .....	237
Vedlegg T – Kostnad ved svikt i analyse av omfang og intervall .....	243
Vedlegg U – Kostnader i analyse av omfang og intervall .....	245
Vedlegg V – Inntekter i analyse av omfang og intervall .....	248
Vedlegg W – Resultater i analyse av omfang og intervall .....	251



## Figurliste

Figur 2.1: Samnangervassdraget [2].....	5
Figur 2.2: Skjerm bilde for Kvittingen kraftstasjon i JobTech [4] .....	7
Figur 3.1: Prosjektfasemodell for utvikling og gjennomføring av prosjekter i BKK produksjon [8] .....	13
Figur 3.2: Prosess for gjennomføring av mulighetsstudie i BKK produksjon [8] .....	14
Figur 3.3: Prosess for å utarbeide skisseprosjekt i mulighetsstudie [8] .....	15
Figur 3.4: Prosess for å utføre investeringsanalyse i mulighetsstudie [8].....	16
Figur 3.5: Prosess for å avklare rettighets- og kommunikasjonsforhold i mulighetsstudie [8].....	17
Figur 3.6: Prosess for slutføring av mulighetsstudie [8] .....	18
Figur 4.1: Utløftet rotor under stor revisjon av Steinsland kraftverk 2012 [10] .....	21
Figur 4.2: Kalkutfelling rundt lokk på tverrslagsport ved Dukebotn [11].....	23
Figur 4.3: Tappeventil for tverrslagsport ved Steinhushaugseter [11] .....	24
Figur 4.4: Rustknoller på hengsel for portblad på tverrslagsport i kraftstasjonen [11] .....	25
Figur 4.5: Finvaregrind mellom tunnel og trykksjakt mot Kvittingen kraftstasjon [11] .....	26
Figur 4.6: Skisse av sandfang foran finvaregrind i vannvei for Kvittingen kraftverk [12].....	27
Figur 4.7: Nedfall i overføringstunnel oppstrøms side kryss Dukebotn [12] .....	28
Figur 4.8: Kuleventil Kvittingen kraftverk [10].....	30
Figur 4.9: Tapsfordeling i en turbin [6].....	31
Figur 4.10: Løpehjul for turbin i Kvittingen kraftverk [10] .....	32
Figur 4.11: Forbikobling av omkobler i hovedtransformator [10].....	35
Figur 5.1: Lengdesnitt Samnangervassdraget [2] .....	44
Figur 5.2: Steinfyllingsdam for Svartevatn (inntaksmagasin for Kvittingen kraftverk) [10] .....	45
Figur 5.3: Vertikalt og horisontalt lengdesnitt inntak Svartevatn [22].....	46
Figur 5.4: Varighetskurve for vannføring Kvittingen kraftverk 2011.....	53
Figur 5.5: PQ og anleggsvirkningsgrad, alternativ 1 [14, s 14] .....	68
Figur 5.6: PQ og anleggsvirkningsgrad, alternativ 2 [14, s 14] .....	68
Figur 5.7: Maskindigram/driftdiagram med stabilitetsgrenser for en synkron generator [32, s 7] ...	73
Figur 5.8: Skap for magnetisering i Kvittingen kraftstasjon [10] .....	76
Figur 5.9: Strømskinner fra generatoruttak [10].....	77
Figur 5.10: Beregning av strømføringssevne i skinneføring.....	78
Figur 5.11: «Handbuch für Schaltanlagen», 5 utgave .....	78
Figur 5.12: Temperaturfordeling i en transformator [34] .....	80
Figur 5.13: Måleprinsipp for viklingstemperatur i en transformator [35] .....	82
Figur 5.14: 12-145 kV PEX-kabel fra Alcatel (tidligere Alcatel STK og i dag Nexans) [36] .....	84
Figur 5.15: Utendørs apparatanlegg Kvittingen kraftverk [10] .....	85
Figur 5.16: Elektromagnetisk fenomen i en generator ved kortslutning [37, s 134]] .....	88

Figur 7.1: Numeriske generatorvern fra Siemens, ABB og Alstom [39] .....	97
Figur 7.2: GSX5e elektronisk generatorvern i Kvittingen kraftverk.....	98
Figur 7.3: Utsnitt fra prinsippunderlag for vernbestykning i stasjonsanlegg for BKK Nett [40].....	100
Figur 7.4: Numerisk distansevern i Kvittingen kraftstasjon (Siemens 7TM5350) [10] .....	102
Figur 7.5: Elektronisk overstrømsvern i Kvittingen kraftstasjon (J&E R2IT3) [10].....	103
Figur 7.6: Elektromekanisk differensialvern i Kvittingen kraftstasjon (GEC DMW) [10] .....	103
Figur 8.1: Kjølevannspumpe 2 i Kvittingen kraftstasjon [10] .....	106
Figur 8.2: En av fire generatorkjølere i Kvittingen kraftstasjon [10] .....	108
Figur 8.3: Kjølevannstank i Kvittingen kraftstasjon med flottører og overløp [10].....	109
Figur 8.4: PT 100 element for måling av kjølevannstemperatur til generatorkjølere [10] .....	110
Figur 10.1: Sviktmodell for vannkraftverk [44, s 3] .....	121
Figur 10.2: Karakterinndeling for vurdering av teknisk tilstand av komponenter i et kraftverk [47] .	123
Figur 10.3: Levetidskurve ut i fra teknisk tilstand [49] .....	127
Figur 11.1: Tidslinje for referansealternativ A0 i analyse av omfang og intervall.....	133
Figur 11.2: Tidslinje for tiltaksalternativ A1 i analyse av omfang og intervall.....	134
Figur 11.3: Tidslinje for tiltaksalternativ A2 i analyse av omfang og intervall.....	135
Figur 11.4: Utilgjengelighetskostnad ved ulike starttidspunkt av revisjon på 4 måneder i 2014 .....	141
Figur 11.5: Kraftprisprognose for BKK fram til 2035 [50] .....	148
Figur 11.6: Kostnadsoversikt for investeringer i forbindelse investeringsanalyse for økt effekt [50] 149	
Figur 11.7: Resultat av investeringsanalyse for økt effekt Kvittingen kraftverk [50].....	150
Figur 11.8: Sensiviteter for investeringen i alternativ 3 [50] .....	151
Figur 12.1: Modell for risikoanalyse i BKK Produksjon.....	155
Figur B.1: Tunnelsystem i vannvei med observasjoner fra hovedtilsyn (2009) [10] .....	173
Figur C.1: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 1 av 9 .	174
Figur C.2: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 2 av 9 .	175
Figur C.3: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 3 av 9 .	176
Figur C.4: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 4 av 9 .	177
Figur C.5: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 5 av 9 .	178
Figur C.6: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 6 av 9 .	179
Figur C.7: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 7 av 9 .	180
Figur C.8: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 8 av 9 .	181
Figur C.9: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 9 av 9 .	182
Figur D.1: Prøveprotokoll fra analyse av transformatorolje T1 Kvittingen 2011 .....	183
Figur E.1: Servicerapport fra bryterrevisjon 132 GR1 E Kvittingen side 1 av 2 .....	184
Figur E.2: Servicerapport fra bryterrevisjon 132 GR1 E Kvittingen side 2 av 2 .....	185
Figur F.1: Servicerapport fra bryterrevisjon 132 T1 E Kvittingen side 1 av 2 .....	186
Figur F.2: Servicerapport fra bryterrevisjon 132 T1 E Kvittingen side 2 av 2 .....	187
Figur G.1: Revisjonsrapport fra bryterrevisjon 9 G1 E Kvittingen .....	188

Figur H.1: Skjematisk lengdesnitt vassdrag Kvittingen kraftverk .....	189
Figur I.1: Driftsdiagram for generator i Kvittingen kraftverk .....	190
Figur J.1: Gruppeoversikt generator G1 Kvittingen kraftverk .....	191
Figur J.2: Gruppeoversikt transformator T1 Kvittingen kraftverk .....	192
Figur K.1: Gruppeoversikt 132 kV linje GR1 .....	193
Figur L.1: Releplan – vernoversikt G1 og T1 Kvittingen side 1 av 8.....	194
Figur L.2: Releplan – anleggsdata G1 og T1 Kvittingen side 2 av 8 .....	195
Figur L.3: Releplan – måletrafoer G1 og T1 Kvittingen side 3 av 8.....	196
Figur L.4: Releplan – vernfunksjoner G1 og T1 Kvittingen side 4 av 8 .....	197
Figur L.5: Releplan – vernfunksjoner G1 og T1 Kvittingen side 5 av 8 .....	198
Figur L.6: Releplan – vernfunksjoner G1 og T1 Kvittingen side 6 av 8 .....	199
Figur L.7: Releplan – vernfunksjoner G1 og T1 Kvittingen side 7 av 8 .....	200
Figur L.8: Releplan – driftsvariable data G1 og T1 Kvittingen side 8 av 8 .....	201
Figur M.1: Releplan – oversikt 132 kV linje Kvittingen - Grønsdal side 1 av 7 .....	202
Figur M.2: Releplan - anleggsdata 132 kV linje Kvittingen – Grønsdal side 2 av 7.....	203
Figur M.3: Releplan - måletrafoer 132 kV linje Kvittingen – Grønsdal side 3 av 7.....	204
Figur M.4: Releplan - vernfunksjoner 132 kV linje Kvittingen – Grønsdal side 4 av 7.....	205
Figur M.5: Releplan - vernfunksjoner 132 kV linje Kvittingen – Grønsdal side 5 av 7.....	206
Figur M.6: Releplan – driftsvariable data 132 kV linje Kvittingen – Grønsdal side 6 av 7.....	207
Figur M.7: Releplan – sonediagram 132 kV linje Kvittingen – Grønsdal side 7 av 7 .....	208
Figur N.1: Teknisk flytskjema for kjølevannsanlegg i Kvittingen kraftstasjon .....	209
Figur O.1: Skadetyper for turbin i Kvittingen kraftstasjon side 1 av 2 .....	210
Figur O.2: Skadetyper for turbin i Kvittingen kraftstasjon side 2 av 2 .....	211
Figur O.3: Skadetyper for generator i Kvittingen kraftstasjon side 1 av 3 .....	212
Figur O.4: Skadetyper for generator i Kvittingen kraftstasjon side 2 av 3 .....	213
Figur O.5: Skadetyper for generator i Kvittingen kraftstasjon side 3 av 3 .....	214
Figur O.6: Skadetyper for hovedtransformator i Kvittingen kraftstasjon side 1 av 1 .....	215
Figur P.1: Levetidskurve for skadetype «kavitasjon» i løpehjul før revisjon.....	216
Figur P.2: Levetidskurve for skadetype «utmatting» i løpehjul før revisjon .....	217
Figur P.3: Levetidskurve for skadetype «utmatting» i ledeapparat før revisjon.....	218
Figur P.4: Levetidskurve for skadetype «kortsl. mellom tennene» i blikkpakke før revisjon .....	219
Figur P.5: Levetidskurve for skadetype «løse sporkiler» i vikling før revisjon .....	220
Figur P.6: Levetidskurve for skadetype «glimming i faseskillene» i vikling før revisjon .....	221
Figur P.7: Levetidskurve for skadetype «cellulosealdring» i vikling før revisjon.....	222
Figur P.8: Levetidskurve for skadetype «dannelse av syre» i olje før revisjon .....	223
Figur P.9: Levetidskurve for skadetype «lekkasje» i kjølere før revisjon .....	224
Figur Q.1: Levetidskurve for skadetype «kavitasjon» i løpehjul etter modifikasjon.....	225
Figur Q.2: Levetidskurve for skadetype «utmatting» i løpehjul etter modifikasjon .....	226

Figur Q.3: Levetidskurve for skadetype «lekkasje» i kjølere etter modifikasjon .....	227
Figur R.1: Levetidskurve for skadetype «kavitasjon» i løpehjul etter rehabilitering av gammelt hjul	228
Figur R.2: Levetidskurve for skadetype «kavitasjon» i løpehjul etter rehabilitering av nytt hjul .....	229
Figur R.3: Levetidskurve for skadetype «utmattning» i løpehjul etter rehabilitering av gammelt hjul	230
Figur R.4: Levetidskurve for skadetype «utmattning» i løpehjul etter rehabilitering av nytt hjul.....	231
Figur R.5: Levetidskurve for skadetype «utmattning» i ledeapparat etter rehabilitering .....	232
Figur R.6: Levetidskurve for skadetype «kortsl. mellom tennene» i blikkpakke etter rehabilitering.	233
Figur R.7: Levetidskurve for skadetype «løse sporkiler» i vikling etter rehabilitering .....	234
Figur R.8: Levetidskurve for skadetype «glimming i faseskillene» i vikling etter rehabilitering .....	235
Figur R.9: Levetidskurve for skadetype «dannelse av syre» i olje etter regenerering .....	236
Figur S.1: Levetidskurve for skadetype «utmattning» i ledeapparat etter reinvestering .....	237
Figur S.2: Levetidskurve for skadetype «kortsl. mellom tennene» i blikkpakke etter reinvestering..	238
Figur S.3: Levetidskurve for skadetype «løse sporkiler» i vikling etter reinvestering.....	239
Figur S.4: levetidskurve for skadetype «glimming i faseskillene» i vikling etter reinvestering.....	240
Figur S.5: Levetidskurve for skadetype «cellulosealdring» i vikling etter reinvestering .....	241
Figur S.6: Levetidskurve for skadetype «dannelse av syre» i olje etter reinvestering .....	242
Figur T.1: Kostnader som påløper ved svikt for utvalgte skadetyper side 1 av 2.....	243
Figur T.2: Kostnader som påløper ved svikt for utvalgte skadetyper side 2 av 2.....	244
Figur U.1: Kostnader for referansealternativ A0 .....	245
Figur U.2: Kostnader for tiltaksalternativ A1.....	246
Figur U.3: Kostnader for tiltaksalternativ A2.....	247
Figur V.1: Inntekter for referansealternativ A0.....	248
Figur V.2: Inntekter for tiltaksalternativ A1 .....	249
Figur V.3: Inntekter for tiltaksalternativ A2 .....	250
Figur W.1: Resultat for referansealternativ A0 .....	251
Figur W.2: Resultat for tiltaksalternativ A1 .....	252
Figur W.3: Resultat for tiltaksalternativ A2 .....	253



## Tabelliste

Tabell 2.1: Tekniske data for Kvittingen kraftverk [2][4].....	6
Tabell 4.1: Karaktersetting av delkomponenter i generator etter inspeksjon 26. oktober 2011 .....	33
Tabell 4.2: Isolasjonsverdier mellom fase og jord ved 5 kV megging av stator desember 2011 .....	34
Tabell 4.3: Grenseverdier for karaktersetting av svekket hovedisolasjon i statorvikling [6] .....	34
Tabell 4.4: Batterianlegg i Kvittingen kraftverk.....	40
Tabell 4.5: Oversikt tilstand og alder for batterianlegg i Kvittingen kraftverk.....	41
Tabell 5.1: Grunnlagsdata for mekaniske beregninger i turbin [14, s 3].....	58
Tabell 5.2: Torsjonsspenninger og sikkerhet mot glidning i koblinger ved forskjellige turbineffekter ..	59
Tabell 5.3: Stabilitetsberegninger i vannvei ved ulike effekter på løpehjulet [14] .....	62
Tabell 5.4: Transiente forhold ved ulike effektalternativer sammenlignet garantiverdier.....	63
Tabell 5.5: Kavitasjonsmarginer for de ulike alternativene.....	65
Tabell 5.6: Økning av virkningsgrad ved de ulike alternativer .....	66
Tabell 5.7: Temperaturgarantier for generator.....	70
Tabell 5.8: Generatordata for etablering av driftsdiagram [27, s 40-42] .....	74
Tabell 5.9: Merkedata for effektbrytere i Kvittingen kraftverk [4] .....	86
Tabell 5.10: Kortslutningsytelser for Kvittingen oppgitt av BKK Nett [38] .....	89
Tabell 5.11: Merkedata for skillebrytere i Kvittingen kraftverk [4].....	90
Tabell 5.12: Merkedata for jordsluttere i Kvittingen kraftverk [4].....	91
Tabell 5.13: Merkedata for strømtransformatorer i Kvittingen kraftverk [4] .....	91
Tabell 5.14: Merkedata for overspenningsavledere i Kvittingen kraftverk [4] .....	92
Tabell 7.1: Vernfunksjoner for generatorvern i Kvittingen kraftverk.....	99
Tabell 7.2: Vernfunksjoner for 132 kV linjevern i Kvittingen .....	101
Tabell 8.1: Oversikt kjølere for kjølevannsanlegg i Kvittingen kraftstasjon .....	107
Tabell 9.1: Kostnad av nytt og intervall mellom hovedrevisjoner i en kraftstasjon [15] .....	114
Tabell 10.1: Utvalgte skadetyper for turbin til sviktmodell.....	125
Tabell 10.2: Utvalgte skadetyper for generator til sviktmodell .....	125
Tabell 10.3: Utvalgte skadetyper for hovedtransformator til sviktmodell.....	126
Tabell 10.4: Oversikt tilstand, alder og forventet restlevetid for skadetyper i analysen .....	128
Tabell 10.5: Endring av tilstand og MTTF for skadetyper ved modifikasjon .....	129
Tabell 10.6: Endring av tilstand og MTTF for skadetyper ved rehabilitering .....	130
Tabell 10.7: Endring av tilstand og MTTF for skadetyper etter reinvestering.....	130
Tabell 11.1: Reinvesteringskostnader for hovedrevisjon .....	140
Tabell 11.2: Modifikasjonskostnader for hovedrevisjon .....	140
Tabell 11.3: Revisjons- og rehabiliteringskostnader for hovedrevisjon .....	141
Tabell 11.4: Økt virkningsgrad for turbin ved ulike tiltak.....	143

Tabell 11.5: Virkningsgrad i vannvei (falltap) .....	143
Tabell 11.6: Flomtap Svartevatn.....	144
Tabell 11.7: Optimaliseringsfaktor referert 2015 og 2020.....	144
Tabell 11.8: Resultat fra analyse av omfang og intervall for stor revisjon.....	146
Tabell 11.9: Forventet produksjonsverdi for ulike tiltaksalternativer [50] .....	148
Tabell 11.10: Nåverdi for investeringen med driftstid på 30 år .....	151
Tabell 11.11: Endring av nåverdi sammenlignet alt. 0 ved prosentvis endring av virkningsgrad [50]	152

## Formelliste

Formel 5.1: Falltap i luke .....	47
Formel 5.2: Turbineffekt .....	48
Formel 5.3: Friksjonstap i tunnel .....	49
Formel 5.4: Singulærtap i tunnel .....	50
Formel 5.5: Falltap i ren varegrind .....	51
Formel 5.6: Falltapets brukstid .....	52
Formel 5.7: Torsjonspenning .....	57
Formel 5.8: Forspenningskraft i en bolt .....	57
Formel 5.9: Netto sammentrykningskraft i kobling .....	57
Formel 5.10: Maksimal overførbart moment .....	58
Formel 5.11: Sikkerhet mot glidning .....	58
Formel 5.12: Tidskonstant for svingmassens aksellerasjonstid .....	60
Formel 5.13: Vannmassens tilløpstid .....	61
Formel 5.14: Vannveiens refleksjonstid .....	61
Formel 5.15: Krav til dykking .....	64
Formel 5.16: Løpehjulets fartstall .....	64
Formel 5.17: Magnetiseringsbehov for en synkrogenerator .....	72
Formel 5.18: Relativ aldring i en transformator .....	81



## Definisjoner

### Flaskehals

Dersom en komponent har en teknisk begrensning som hindrer økt ytelse på turbinen, vil dette være flaskehalsen i energikjeden.

### Kavitasjon

Betegner dannelse av gassbobler ved undertrykk i en væske som deretter imploderer ved trykkøkning. Imploderingen fører til tæring av materiale i for eksempel en turbin.

### KVALIK

Kvalitetsstyringssystem i BKK. Beskrivelse av prosesser BKK skal arbeide etter.

### PSS/E

Dynamisk simuleringsprogram for blant annet beregning av kortslutningsstrømmer.

### PEX

Isolasjonsmateriale i kabler. På engelsk: Cross-linked polyethylene.

### SYSLife

«System for tilstands- og levetidsrelaterte data for kraftsystemkomponenter». Et prosjekt i regi av Energi Norge og utførende av SINTEF Energi, for å skape en tilgjengelighet av gode tilstands- og levetidsdata for kraft- og nettselskaper, utstyrsleverandører og leverandører av FDV-systemer.

### FRAM

«Framtidsrettet analysemiljø». Et prosjekt i regi av Energi Norge og utførende av SINTEF Energi, for å demonstrere bruk av framtidsrettet analysemiljø for kraftselskaper.

### FELG

Ledergruppen i Forretningsområde Energi for BKK Produksjon.

Forkortelser

<i>AC</i>	Alternative Current
<i>BP</i>	Beslutningspunkt
<i>DC</i>	Direct Current
<i>DSB</i>	Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap
<i>DGA</i>	Dissolved Gas Analysis
<i>FDV</i>	Forvaltning, drift og vedlikehold
<i>FoU</i>	Forskning og utvikling
<i>FIKS</i>	Funksjonskrav i kraftsystemet
<i>GOT</i>	General Oil Tests
<i>HRV</i>	Høyeste regulerte vannstand
<i>LRV</i>	Laveste regulerte vannstand
<i>MOH</i>	Meter over havet
<i>MOSA</i>	Metal Oxide Surge Arrester
<i>MTTF</i>	Mean Time To Failure
<i>NDT</i>	Non Destructive Testing
<i>PLS</i>	Programmerbar logisk styring
<i>RMS</i>	Root Mean Square
<i>ROS</i>	Risiko- og sårbarhetsanalyse
<i>SJA</i>	Sikker jobbanalyse
<i>ZnO</i>	Zinc Okside
<i>VTA</i>	Vassdragsteknisk ansvarlig
<i>VVO</i>	Vektete vedlikeholdsobjekter

# 1 Innledning

BKK ble stiftet i 1920 og eies av Statkraft og 17 kommuner på Vestlandet. BKK er et av Norges største selskaper innenfor produksjon, energiomsetning og transport av elektrisk kraft. Rundt fem prosent av landets totale vannkraft produseres av BKK. [1] Kvittingen kraftverk ligger i Samnangervassdraget og har vært på drift siden 1984 og produksjonsselskapet i BKK planlegger derfor en større revisjon av kraftverket.

**Målet med revisjonen er å bringe Kvittingen kraftverk til en slik tilstand at videre drift kan sikres, med normalt vedlikehold, i minst 20 år etter revisjonens ferdigstilling. Ved store revisjoner sjekkes også muligheten for effektøkning.**

Dette prosjektet er en videreføring av et fordypningsprosjekt, med samme tittel, utarbeidet høsten 2011. Prosjektet er utarbeidet med utgangspunkt i observasjoner og anbefalinger gjort i forbindelse med befaring av kraftverket våren 2011. I tillegg til normal prosedyre for planlegging av stor revisjon i BKK Produksjon, er det utført teknisk-økonomiske analyser av rehabilitering og modifikasjon for revisjonen. Nedenfor følger oppsett av innhold i rapporten:

## Tilstandsvurdering og omfang for revisjonen

Tilstand på komponentene i kraftverket vurderes primært ut i fra historikk i JobTech. Historikken er basert på observasjoner ved rutinekontroller, tilstandsrapporter fra befaringer og analyserapporter fra for eksempel oljeanalyse for transformatoren. I forbindelse med fordypningsprosjektet ble det i tillegg utført en visuell inspeksjon av generatoren. Omfanget for revisjonen beskrives ut i fra tilstand og forventet levetid for de ulike komponentene. Noen komponenter kan først vurderes underveis i revisjonen, og eventuelle nødvendig tiltak inkluderes da i omfanget. Omfang og tilstand beskrives i kapittel 4.

## Flaskehals og muligheter for økt effekt

I forbindelse med hovedrevisjon ønsker BKK Produksjon å kartlegge muligheten for økt effekt. Hele energikjeden fra magasin til produksjonslinje må kartlegges med tanke på muligheter og begrensninger i forhold til dette. Vurderingene blir utført i kapittel 5 og baseres i hovedsak på begrensingsstudie for turbin utført av konsulentfirmaet Sweco Norge våren 2012.

### Releplan og relevern

Det skal installeres nytt generatorvern og linjevern i forbindelse med hovedrevisjonen. Releplan må utvikles og krav til vernfunksjoner vil bli beskrevet ut i fra prinsippunderlag. Dette beskrives nærmere i kapitel 6 og 7.

### Kjølevannsanlegg

I forbindelse med revisjonen ønsker BKK Produksjon en gjennomgang av kjølevannsanlegget. Dette omfatter oppbygging, vurdering av tilstand og utarbeidelse av teknisk flytskjema. Dette blir utarbeidet i kapitel 8.

### Planlegging av hovedrevisjon

I kapitel 9 vil planlegging av hovedrevisjoner beskrives generelt. Dette inkluderer intervall mellom revisjonene, omfang, varighet og gjennomføringsperiode.

### Sviktmodell for vannkraftverk

I forbindelse med prosjektet «*Verdiskapende vedlikehold innen kraftproduksjon*» har det blitt utviklet en sviktmodell ment for bruk i bransjen. Denne tar utgangspunkt i å kartlegge ulike skadetyper for komponenter i kraftverket, for videre å etablere levetidkurver for disse med bakgrunn i ekspertvurderinger, tilstand og alder. Det vil bli etablert en oversikt over skadetyper for turbin, generator og transformator i Kvittingen og utvalgte skadetyper med høy konsekvens ved svikt, vil bli brukt i en lønnsomhetsanalyse. Sviktmodell med ulike skadetyper og levetidkurver beskrives nærmere i kapitel 10.

### Analyse av stor revisjon

For å danne et økonomisk beslutningsgrunnlag, i forbindelse med stor revisjon, vil det i kapitel 11 bli utført analyse og lønnsomhetsberegninger. Det vil bli utført to analyser, en for omfang for- og intervall mellom hovedrevisjoner med bruk av sviktmodellen og en for investering av økt effekt. Analysen for omfang og intervall inkluderer kartlegging av sviktkostnader, kostnader for ulike tiltak, inntekter i forbindelse med tiltakene og til slutt en nytteverdi for alternativet. For økt effekt vil det bli utført en investeringsanalyse. I tillegg vil en generell presentasjon av investeringsprosjekt for et beslutningsorgan beskrives i dette kapitlet.



Risikovurdering

For å få en helhetlig vurdering av revisjonen blir det i kapitel 12 kartlagt ulike risikoelementer i forbindelse med revisjonen. Det vil ikke bli utført en fullstendig analyse, men oppbygging og beskrivelse vil inkluderes.

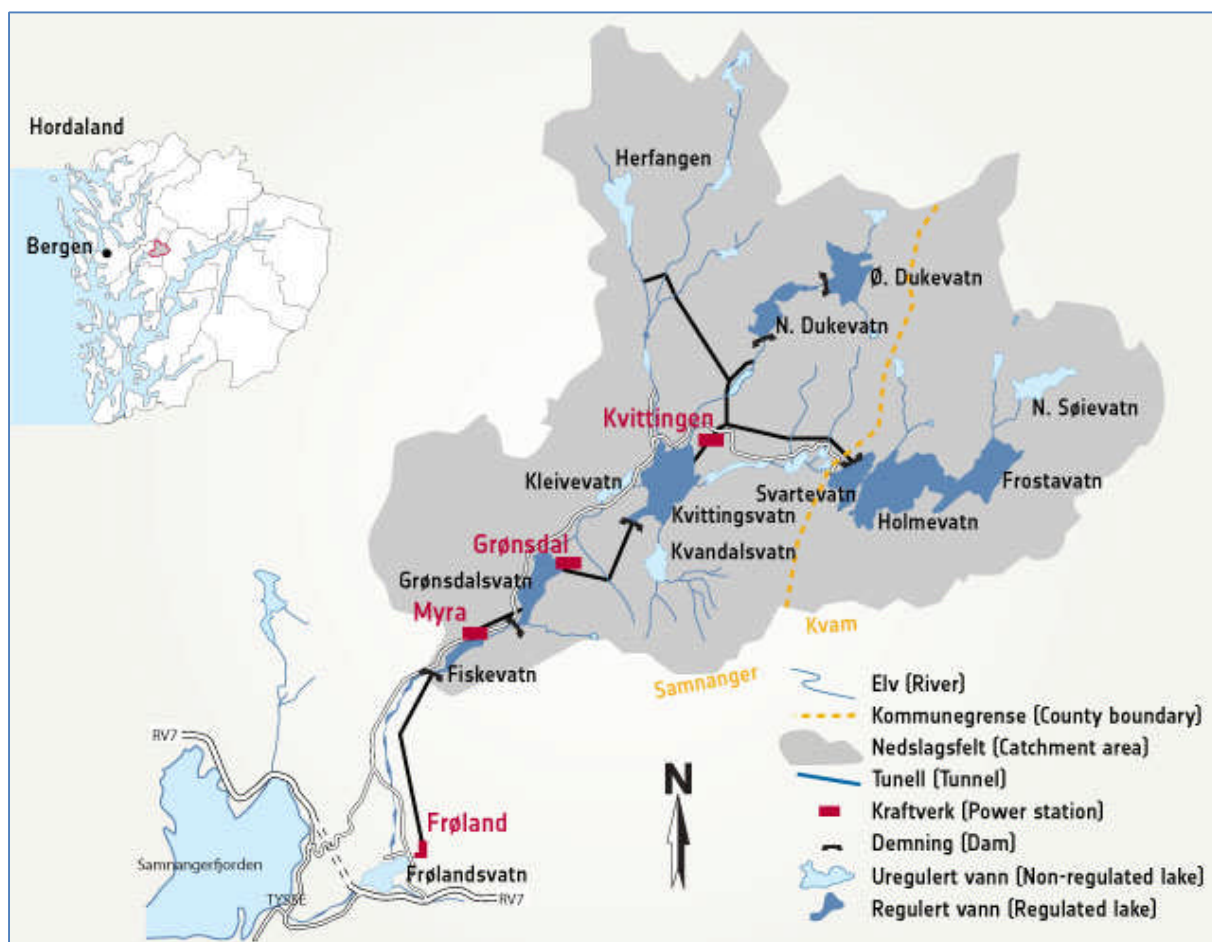
Videre arbeid

I kapitel 13 vil videre arbeid for dette prosjektet beskrives med utgangspunkt i fasemodellen BKK Produksjon benytter for gjennomføring av sine investeringsprosjekt.



## 2 Bakgrunn

Kvittingen kraftverk ligger i Samnanger kommune og er et av fire kraftverk i Samnangervassdraget. Kraftverket har en ytelse på 42 MW og en årlig midlere produksjon på 160 GWh. Kvittingen utnytter fallhøyden fra magasinet Svartevatn og får overført vann fra Øvre Dukevatn, Nedre Dukevatn og en rekke bekkeinntak som fører vann inn til kraftstasjonen. Kraftverket ble bygget i 1984 og er nå klar for en større revisjon. Figur 2.1 viser en oversikt over vassdraget.



Figur 2.1: Samnangervassdraget [2]

Kraftstasjonen har installert en Francis turbin med nominell slukeevne på  $18,5 \text{ m}^3/\text{s}$ . Fallhøyden er 251 m og dette gir en nominell turbinytelse på 42 MW. [2] Antall brukstimer pr. år er 3 800 timer og totalt antall driftstimer er 147 464 referert 17. februar 2011. [3]

## 2.1 Tekniske data Kvittingen kraftverk

Tabell 2.1: Tekniske data for Kvittingen kraftverk [2][4]

### Generelt

Kraftverk	Kvittingen
Kommune	Samnanger
Ferdig utbygd	1984
Midlere årsproduksjon	160 GWh

### Reguleringsanlegg

Nedslagsfelt	74,3 km <sup>2</sup>
Tilsig	234 Mm <sup>3</sup>
Driftstunnel, lengde	2,87 km
Driftstunnel, tverrsnitt	17 m <sup>2</sup>
Effektiv fallhøyde	246 m

### Turbin

Type	Vertikal Francis
Fabrikkat	Kværner Brug AS
Ytelse	42 MW
Merketurtall	500 o/min

### Generator

Type	Synkrongenerator
Fabrikkat	NEBB
Ytelse	56 MVA
Merketurtall	500 o/min
Merkespenning	9 kV
Effektfaktor (cos φ)	0,8

### Hovedtransformator

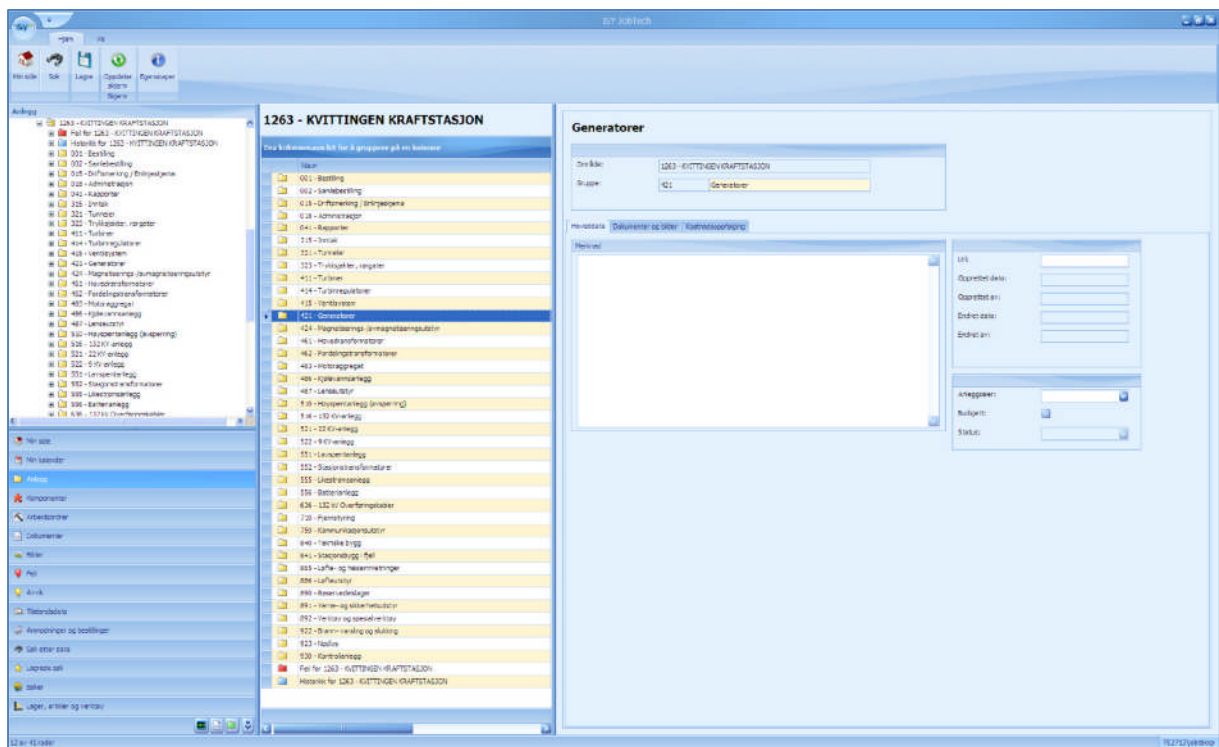
Type	Toviklingstrafo
Fabrikkat	ASEA Per Kure
Ytelse	56 MVA/67,2 MVA (forsert kjøling)
Merkespenning	9/135 kV

Enlinjeskjema for stasjonen fremgår i vedlegg A.

## 2.2 FDV-systemet ISY JobTech

Programmet ISY JobTech benyttes av BKK til forvaltning, drift og vedlikehold av sine kraftverk, transformatorstasjoner og linjer. Programmet er utarbeidet av Norconsult informasjonssystemer AS og gir en helhetlig løsning for forvaltning, drift og vedlikehold av tekniske anlegg. Systemet tilbyr funksjonalitet innen forebyggende, korrektiv og tilstandsbasert vedlikehold, samt et analyseverktøy for sikker drift og vedlikehold. [5]

I systemet er alle komponenter registrert og anlegg katalogisert etter virksomhetsområde. For hvert anlegg er de ulike anleggsdelene lagt inn. Under disse er det etablert tilhørende arbeidsordrespesifikasjoner for periodisk vedlikehold, historikk og feil på utstyr, arbeidsordre for enkelt jobber og dokumenter for hver anleggsdel. Arbeidsordrespesifikasjonene er etablert med utgangspunkt i tre nivåer, rutinekontroll (årlig), liten revisjon (3-5 år) og stor revisjon (20-40 år). For rutinekontroll og liten revisjon er det lagt inn en arbeidsbeskrivelse for hva som skal utføres ved de enkelte revisjonene. Når jobbene er utført, registreres dette i systemet og knyttes mot historikken for den aktuelle komponenten. Dermed kan man i ettertid gå inn i programmet og se hva som er utført på de enkelte komponentene og lese av tilstandsparameter lagt inn for de ulike jobbene. Figur 2.2 viser skjermbilde for JobTech med katalog for Kvittingen kraftstasjon. [4]



Figur 2.2: Skjermbilde for Kvittingen kraftstasjon i JobTech [4]

## 2.3 Håndbøker innen drift og vedlikehold av kraftproduksjon

I forbindelse med prosjektet «*Tilstandskontroll av vannkraftverk*» i 1990, ble det utarbeidet håndbøker for tilstandskontroll av vannvei, turbin og generator i et vannkraftverk. Prosjektet var et samarbeid mellom 15 kraftselskap, Vassdragsregulantenens Forening, ABB, Kværner og Nybro-Bjerck. Målsetningen med prosjektet var «*å utvikle et system for tilstandskontroll hvor både brukernes og leverandørens erfaringer utnyttes*».

Håndboken for generator ble utarbeidet av ABB Energi, og utgitt i 1992. Håndbøkene for vannvei og turbin ble utarbeidet av Norconsult med faglig assistanse fra brukergruppen og de andre deltakerne i prosjektet, og utgitt i 1994. Komponentbeskrivelser i håndbøkene for vannvei og turbin ble i stor grad basert på underlag fra Kværner Energy. Håndboken for kontrollanlegg ble utarbeidet av en egen arbeidsgruppe, og utgitt i 1995.

Håndbøkene skal gi støtte i utførelse av tilstandskontroll, både ved vedlikeholdsplanlegging og i forbindelse med feilsøking. Håndbøkene beskriver de metoder for tilstandskontroll som er vanlige i vannkraftverk, og gir også støtte for vurdering av hyppigheten av tilstandskontrollene. En systematisk utførelse og bedømmelse av tilstand, kombinert med tallfesting av viktige parametere, gir repeterbare tilstandskontroller som kan fange opp både kortsiktige og langsiktige endringer i tilstand. [6]

Håndbøkene baserer seg på karaktersetting av de ulike komponentene. Karaktersettingen har følgende fem nivå:

1. Ingen eller ubetydelig tegn til slitasje.
2. Noe tegn til slitasje. Behov for oppfølging.
3. Utbredt slitasje/skade. Behov for utbedring.
4. Kritisk tilstand. Behov for tiltak snarest.
5. Feil. Komponenten tilfredsstillende ikke krav til krevd funksjon.

## 2.4 Verdiskapende vedlikehold innen kraftproduksjon

Verdiskapende vedlikehold innen kraftproduksjon, i regi av Energi Norge, er et FoU-prosjekt i samarbeid med SINTEF Energi og Forskningsrådet. Prosjektet ble gjennomført i perioden 2006-2010 og i den forbindelse ble det utarbeidet en rekke rapporter for verdiskapning knyttet til vedlikehold og rehabilitering innen kraftbransjen. Både norske og svenske kraftselskaper og norsk vannkraftindustri har deltatt i finansieringen av prosjektet og med egeninnsats i gjennomføringen. BKK Produksjon er en av mange representanter i prosjektet.

I prosjektet ble det utarbeidet rapporter på tilstandskriterier og levetidskurver for kritiske komponenter i kraftverk samt verktøy for estimering av sviktsannsynlighet og restlevetid basert på ekspertvurderinger og tilstandsdata. Sviktmodellen, basert på levetidskurver for ulike skadetyper i et kraftverk, skal benyttes for å danne et utgangspunkt for beregning av kostnader relatert til svikt. Disse kostnadene, sammen med andre kostnader og inntekter, i ulike tiltak skal benyttes i en lønnsomhetsmodell for å beregne nytteverdien av et prosjekt.

Bruk av sviktsannsynlighet og ulike kostnader og inntekter knyttet til vedlikehold skal danne grunnlaget for et økonomisk beslutningsunderlag. [7]

## 2.5 Grunnlag for økonomiske beregninger

I dette kapitlet beskrives ulike faktorer brukt til økonomiske beregninger utført i denne rapporten. Midlere strømpris, midlere årsproduksjon og optimaliseringsfaktor er innhentet fra Frode Haga i analysemiljøet for produksjon og marked, mens avkastningskrav, økonomisk levetid og analyseperiode er hentet inn fra Erik Ferning i analysemiljøet for investeringer i BKK Produksjon. Anleggsvirkningsgrad er beregnet ut i fra verdier oppgitt i kontrakter og simuleringer og beregninger i studie for turbin utført av Sweco Norge.

### Midlere strømpris

Her benyttes en midlere kraftpris fra BKKs prisprognose fram til 2016. Normalt benyttes en årlig økning på 2,0 %.

Midlere strømpris referert 2014: **310 kr/MWh**

### Midlere årsproduksjon

Midlere årsproduksjon tar utgangspunkt i gjennomsnittlig produksjon fra 1981-2000. I ettertid har det vist seg at produksjonsverdiene har stemt veldig godt overens med faktisk produksjon.

Midlere årsproduksjon: **159,6 GWh**

### Optimaliseringsfaktor

Optimaliseringsfaktoren forteller hvor mye mer enn midlere årsproduksjon multiplisert med midlere strømpris, kraftverket vil ha som driftsinntekt. Den største påvirkningen er gitt av forventet utbygging av sjøkabler og kraftutveksling mot Europa. Dette vil føre til større svingninger i kraftprisen, der BKK i større grad kan produsere på høyere pris. Oppgitt optimaliseringsfaktor er referert 2015.

Optimaliseringsfaktor: **101,9 %**

### Kalkulasjonsrente

BKK Produksjon benytter et fast avkastningskrav for investering av ny kraft og rehabiliteringer gjort i kraftverk.

Kalkulasjonsrente: **6,0 % (2,0 % inflasjon og 4,0 % realrente)**



### Anleggsvirkningsgrad

Anleggsvirkningsgraden beskriver virkningsgraden for hele systemet:

- Vannvei 0,98 (forventet virkningsgrad, simulert av Sweco)
- Turbin 0,95 (forventet virkningsgrad med nytt løpehjul, simulert av Sweco)
- Generator 0,9836 (oppgitt i kontrakt)
- Transformator 0,996 (oppgitt i kontrakt)

Anleggsvirkningsgrad: **0,912**

### Analyseperiode

Varierer, men typisk verdi er 60 år for investeringer i ny kraft. Det er bestemt at denne også skal benyttes for investeringsanalyser i forbindelse med større rehabiliteringer og modifikasjoner.

Analyseperiode: **60 år**

### Økonomisk levetid

Vurderes individuelt for hver investering ut i fra teknisk levetid. Det benyttes i utgangspunktet 60 års driftstid med en rehabiliteringssyklus inkludert.

Økonomisk levetid: **60 år**



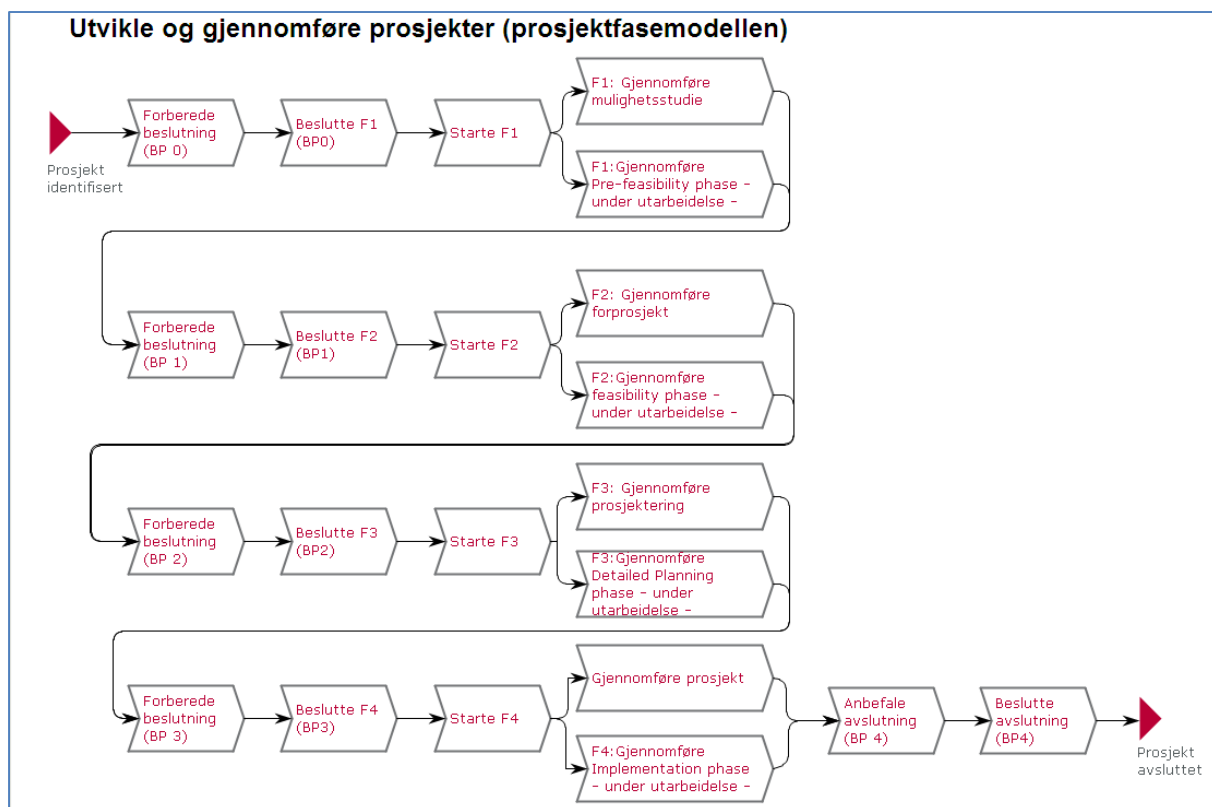
## 3 Metodikk

### 3.1 Prosjektfasemodellen

BKK arbeider etter kvalitetsstyringssystemet *KVALIK*. Her er prosesser BKK skal arbeide etter definert. I forbindelse med investeringsprosjekt i BKK Produksjon, benyttes prosess for «Utvikling og gjennomføring av prosjekt (prosjektfasemodellen)». Fasemodellen inneholder totalt fire faser: [8]

1. Mulighetsstudie
2. Forprosjekt
3. Prosjektering
4. Gjennomføring

Figur 3.1 viser de ulike prosessene i prosjektfasemodellen.



Figur 3.1: Prosjektfasemodell for utvikling og gjennomføring av prosjekter i BKK produksjon [8]

For Kvittingen er det hensiktsmessig å etablere to prosjekter, der hovedrevisjon og økt effekt holdes adskilt.

For Kvittingen er prosjektet identifisert og det er besluttet å starte med mulighetsstudie (BP0). Dette ble besluttet i beslutningsmøte 10.1.12 og frist for utarbeidelse av mulighetsstudie ble satt til august 2012.

Leveringstiden for nytt løpehjul er anslagsvis 1,5 år. For at løpehjulet skal kunne leveres til planlagt revisjonsstans i 2014, er det besluttet å ferdigstille mulighetsstudie for økt effekt på et tidligere tidspunkt.

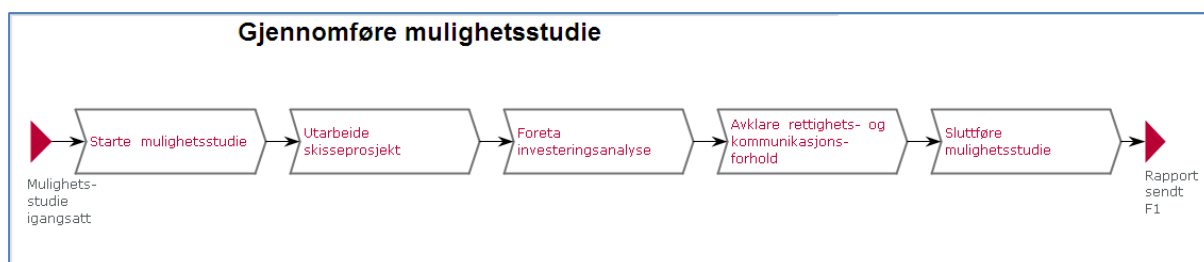
Under beslutningsmøte for BP0 ble det besluttet å sette av 650 000,- NOK til mulighetsstudie for Kvittingen med følgende fordeling av kostnader: [9]

- Egne timer: 350 000,- NOK
- Virkningsgradmåling: 150 000,- NOK
- Konsulent: 100 000,- NOK
- Uforutsett: 50 000,- NOK

Vanligvis utføres mulighetsstudie av prosjektdivisjonen i BKK Produksjon, men i dette tilfelle velger seksjon vedlikehold å gjennomføre mulighetsstudie selv. Dette fordi store deler av mulighetsstudie er en del av denne rapporten. Prosjektet er foreløpig organisert slik: [9]

- Oppdragsgiver: Åke Madsen (vedlikeholdssjef)
- Oppdragsleder: Kristin Furulund (sitter i stab for seksjon vedlikehold)
- Teknisk ansvarlig: Lars Søreide (fagansvarlig elektro)
- Prosjektleder: Trond Sliper

«Gjennomføring av mulighetsstudie» er definert som en egen prosess i *KVALIK*. Figur 3.2 viser prosess for gjennomføring av studie.



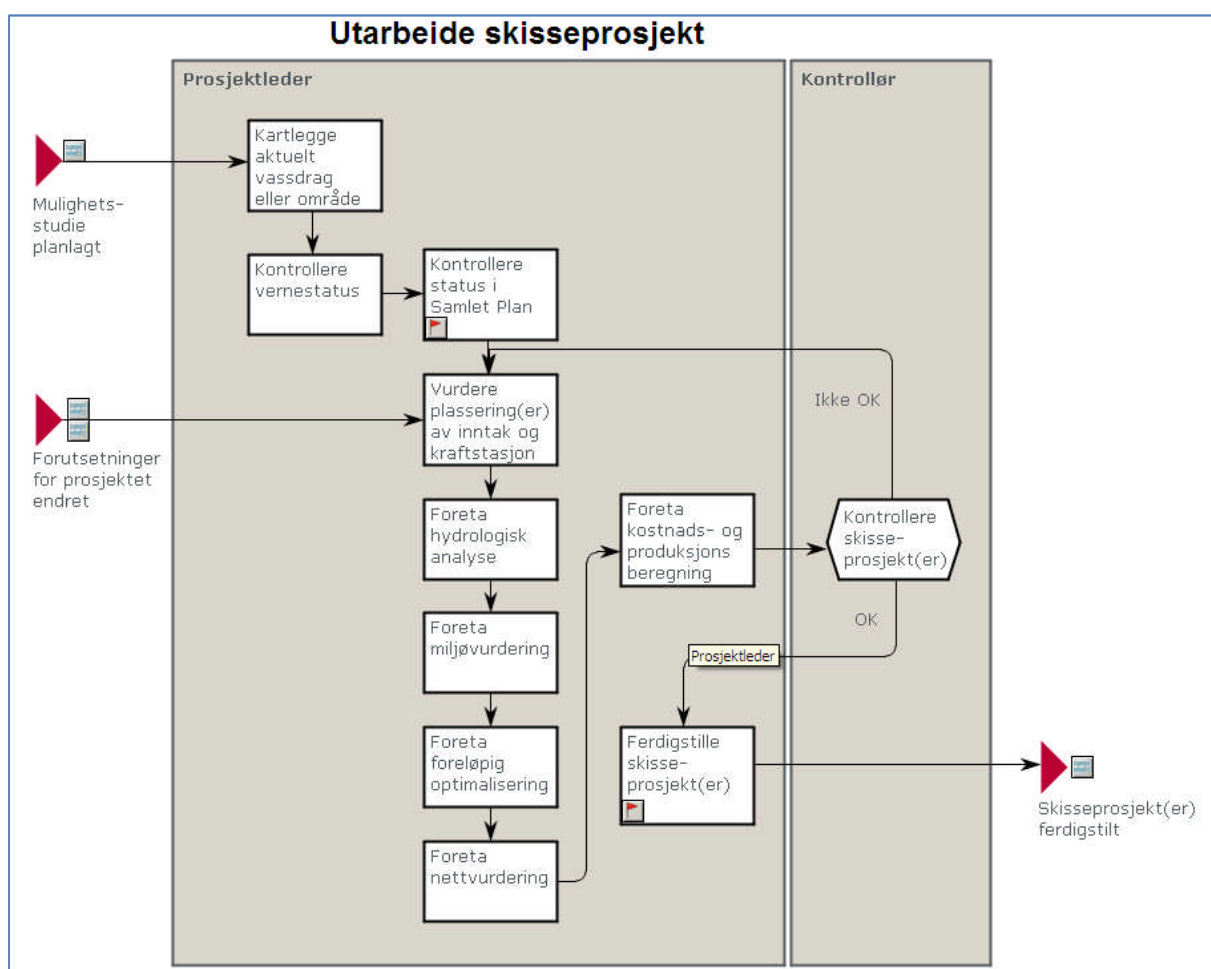
Figur 3.2: Prosess for gjennomføring av mulighetsstudie i BKK produksjon [8]

Gjennomføring av mulighetsstudie baseres på følgende prosesser:

- Utarbeide skisseprosjekt
- Foreta investeringsanalyse
- Avklare rettighets- og kommunikasjonsforhold

### Skisseprosjekt

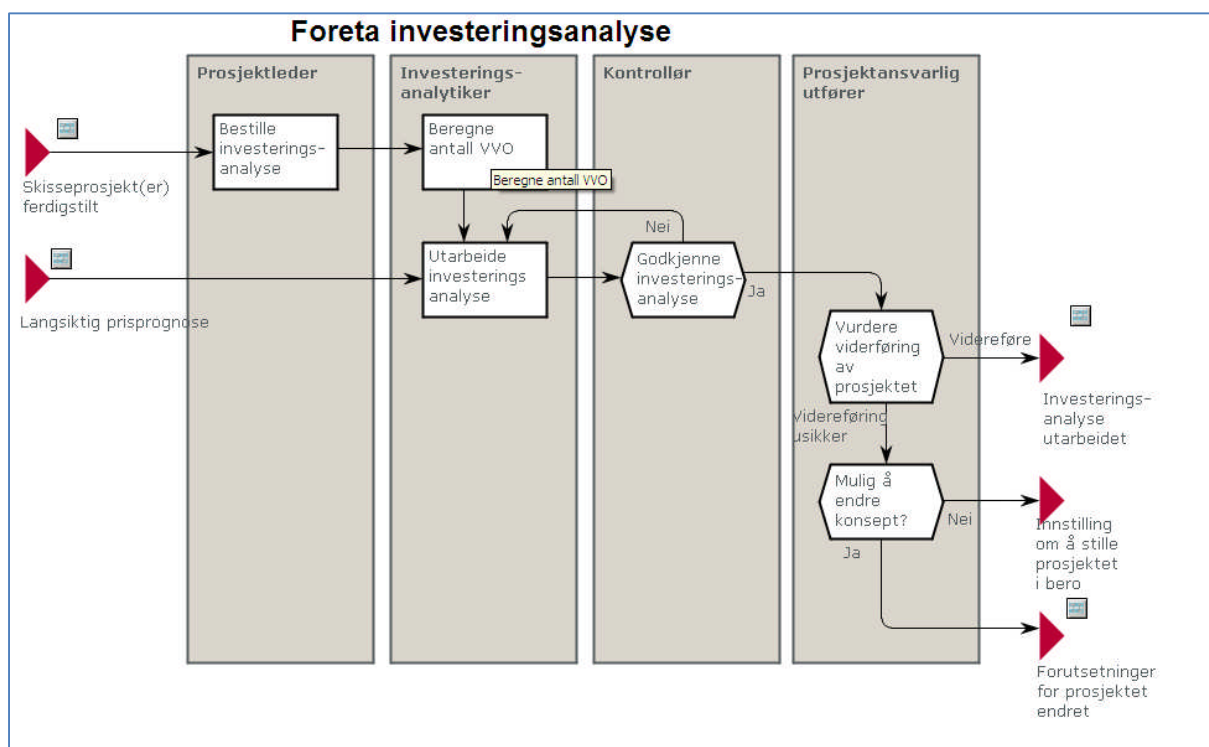
«Utarbeide skisseprosjekt» starter når mulighetsstudie er planlagt. Prosjektleder kartlegger aktuelle vassdrag og eventuelle muligheter for nytt vann. Videre er prosessen mest aktuell for et nytt kraftverk der kartlegging av verneområder, vurdering og plassering av inntak og stasjon, hydrologisk analyse, miljøvurdering, og nettanalyse er nødvendig. Til slutt utføres en kostnadsvurdering og produksjonsberegning. Dette er aktuelt uansett type prosjekt. For Kvittingen er nytt vann kartlagt og det er utført produksjonsberegninger og kostnadsoversikt. Figur 3.3 viser prosess for utarbeidelse av skisseprosjekt. [8]



Figur 3.3: Prosess for å utarbeide skisseprosjekt i mulighetsstudie [8]

### Investeringsanalyse

I henhold til prosessen skal en investeringsanalyse for prosjektet bestilles av prosjektleder. Analysen skal utføres av en investeringsanalytiker og godkjennes av en kontrollør. Lønnsomhetsberegninger for stor revisjon og økt effekt blir i denne rapporten utført i kapittel 11. Lønnsomhet i forhold til omfang for- og intervall mellom hovedrevisjoner blir utført ved hjelp av sviktmodellen, mens investeringsanalyse for økt effekt blir utført av investeringsanalytiker, Erik Ferning, i BKK Produksjon. De ulike investeringsalternativene blir definert av prosjektleder i samarbeid oppdragsgiver. I tillegg til analysen skal antall VVO for prosjektet beregnes. Når investeringsanalysen er godkjent, vurderes prosjektet av prosjektansvarlig og det bestemmes om prosjektet skal videreføres. Figur 3.4 viser oppbygging av prosessen. [8]



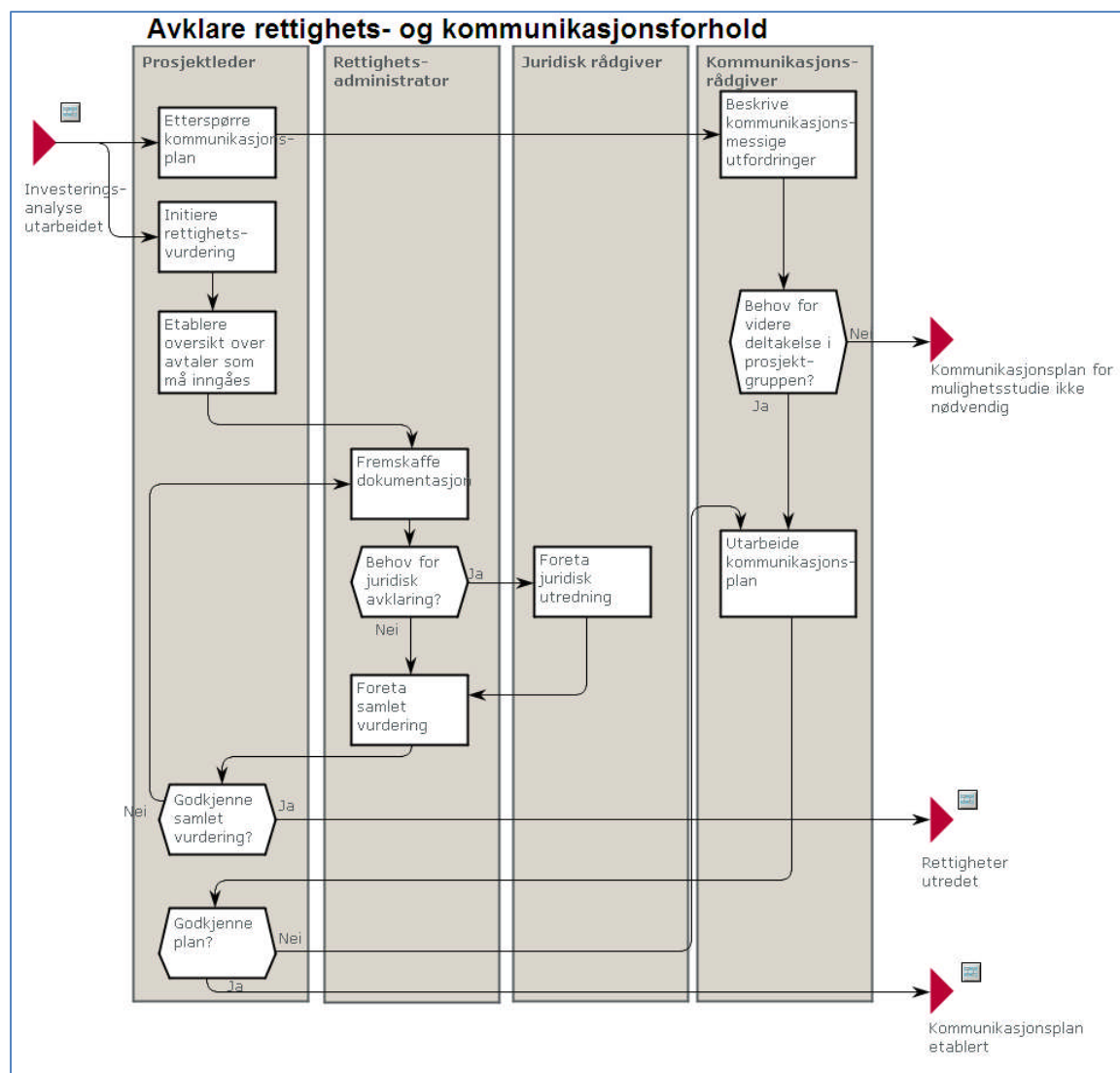
Figur 3.4: Prosess for å utføre investeringsanalyse i mulighetsstudie [8]

### Rettighets- og kommunikasjonsforhold

Etter at investeringsanalysen er utarbeidet og godkjent er neste prosess: «Avklare rettighets- og kommunikasjonsforhold». Dette innebærer kartlegging av rettigheter, lage oversikt over avtaler som må inngås og vurdere kommunikasjonsforhold i prosjektet.

Til å kartlegge utfordringer rundt kommunikasjon for prosjektet, benyttes en kommunikasjonsrådgiver. Rådgiveren utfører en enkel situasjonsanalyse der det beskrives hvilke kommunikasjonsutfordringer prosjektet har i forhold til måloppnåelse og omdømmehensyn. Dersom kommunikasjon kan få en sentral rolle i prosjektet vil rådgiveren ta plass i prosjektgruppa og en kommunikasjonsplan vil utarbeides.

Prosjektleder har i oppgave å kartlegge nødvendige avtaler i forbindelse med prosjektet. Til dette vil det blant annet være nødvendig å kontakte grunneiere. Til å følge denne prosessen videre benyttes i tillegg en rettighetsadministrator og en juridisk rådgiver. Når denne prosessen er ferdig vil alle rettigheter i forbindelse med prosjektet være utredet og alle kommunikasjonsforhold være kartlagt. Prosessen fremgår i figur 3.5. [8]

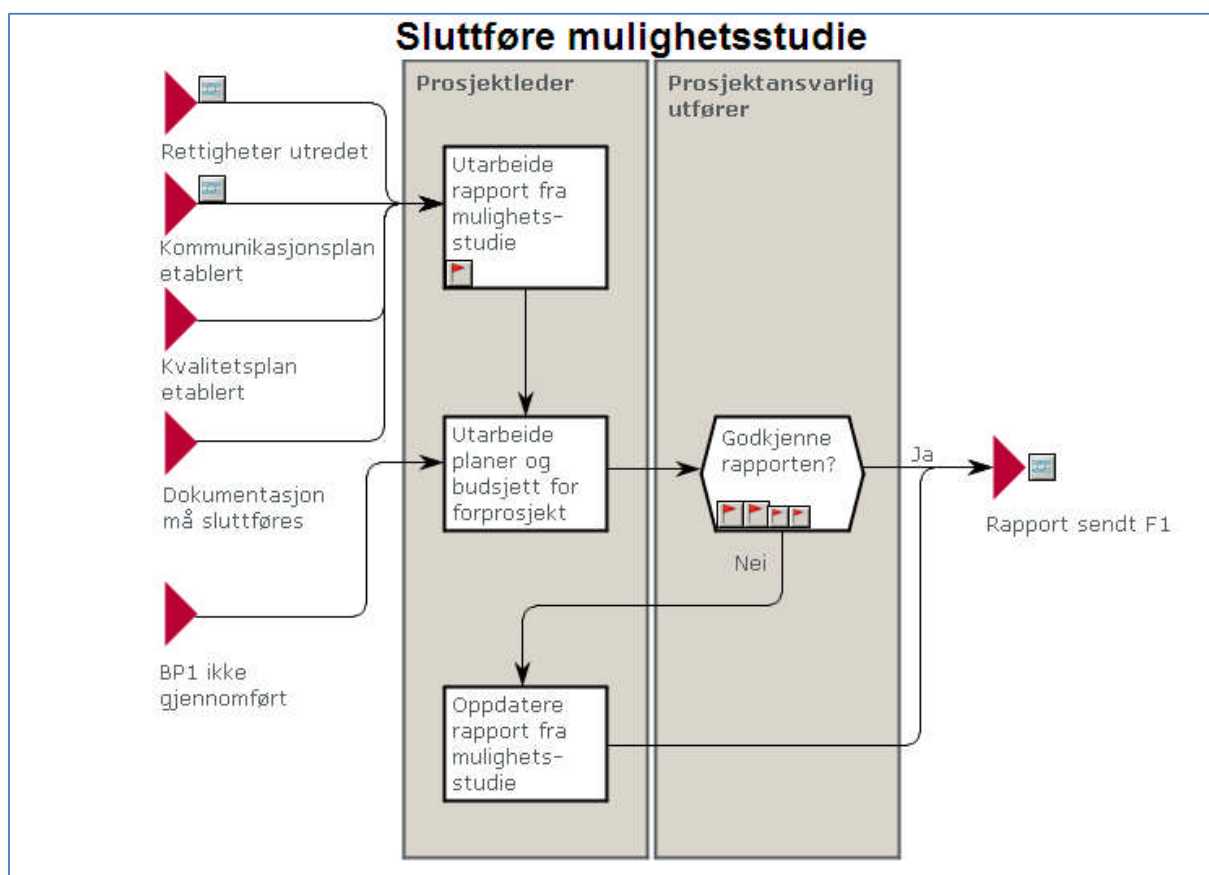


Figur 3.5: Prosess for å avklare rettighets- og kommunikasjonsforhold i mulighetsstudie [8]

Denne rapporten vil ikke inkludere prosess for å avklare rettighets- og kommunikasjonsforhold. Dette vil inngå i den komplette mulighetsstudien som ferdigstilles august 2012.

Det er også utarbeidet en beskrivelse for slutføring av mulighetsstudie. Dette inkluderer utarbeidelse av planer og budsjett for neste fase i modellen, forprosjekt. Til slutt skal mulighetsstudierapporten godkjennes av prosjektansvarlig. Figur 3.6 viser denne prosessen.

[8]



Figur 3.6: Prosess for slutføring av mulighetsstudie [8]

Hvert prosjekt må behandles individuelt og innholdet i en mulighetsstudie vil kunne variere. I tillegg til prosessene i modellen vil flaskehalser og muligheter for økt effekt inkluderes i mulighetsstudie for prosjektet stor revisjon av Kvittingen kraftverk. Dette beskrives i kapittel 5 i denne rapporten.



## 3.2 Prosjektoppbygging

I tillegg omfanget i en mulighetsstudie, i henhold til prosjektfasemodellen, inkluderer denne rapporten også andre aktuelle tema knyttet mot prosjektet.

En del av omfanget for revisjonen er nytt generatorvern og linjevern. I den forbindelse er det i kapitel 6 og 7 blitt etablert en foreløpig releplan for generator og linje. Dette inkluderer valg av ulike vernfunksjoner i henhold til prinsippunderlag, forslag til innstillinger og kartlegging av aktuelle merkedata og kortslutningsdata. Denne kartleggingen kan da benyttes under prosjekteringen av de nye vernene.

I kapitel 8 utføres det en gjennomgang av kjølevannsanlegget. Dette kapitlet inkluderes etter ønske fra teknisk ansvarlig i BKK produksjon, Lars Søreide. Utarbeidelse av teknisk flytskjema inkluderes blant annet i dette kapitlet.

I kapitel 9 beskrives generell og spesifikk planlegging av hovedrevisjoner. Omfang med intervall for utskifting for ulike komponenter beskrives ut i fra erfaringer gjort i selskapet med tanke på design og levetid. I tillegg beskrives varighet av revisjonen og hva det er viktig å tenke på i forhold til kostnadsminimalisering. Til slutt beskrives valg av optimal periode, der utilgjengelighetskostnader blir sett på i sammenheng med tilgjengelige ressurser.

For å danne et komplett beslutningsgrunnlag vil det i kapitel 12 utføres en enkel risikovurdering knyttet opp mot prosjektet for å synliggjøre uønskede hendelser og risikoelementer for prosjektet.

Til slutt i rapporten er det valgt å inkludere et kapitel om videre arbeid. Dette for å beskrive videre prosess for stor revisjon av Kvittingen kraftverk.



## 4 Tilstandsvurdering og omfang for revisjon

Tilstandsvurdering er blant annet basert på vurderinger gjort i fordypningsprosjektet høsten 2011. Vurdering ble i hovedsak gjort med utgangspunkt i historikk fra JobTech. I tillegg til historikk i JobTech, ble det for generatoren utført en visuell inspeksjon. I denne rapporten utføres en grundigere vurdering av tilstand for de ulike komponentene. I tillegg beskrives mer spesifikt hva som skal inkluderes og utføres under revisjonen.

Det blir også utført tilstandsvurdering underveis i revisjonen. Hvis noe uventet dukker opp, vil dette bli utbedret og inkludert i omfanget. Uansett blir tilstanden synliggjort og tiltak kan eventuelt gjøres på et senere tidspunkt. Figur 4.1 viser bilde av rotor i maskinhall under stor revisjon i Steinsland kraftverk 2012.



Figur 4.1: Utløftet rotor under stor revisjon av Steinsland kraftverk 2012 [10]

## 4.1 Vannvei

Hovedtilsyn av vannvei blir utført hvert åttende år, sist gang i 2009. Rapport er tilgjengelig i JobTech. I forbindelse med stor revisjon av Kvittingen kraftverk, skal det utføres en rekke tiltak på vannveien. Etterfølgende er en beskrivelse av tilstand og ulike tiltak for mekaniske komponenter i vannveien samt driftstunneler og overføringstunneler med utgangspunkt i observasjoner gjort ved hovedtilsyn i 2009. Vedlegg B viser skisse av tunnelsystemet for Kvittingen med påførte observasjoner under hovedtilsynet.

### Magasin

Vannstandsmålingen i Svartevatn skal fornyes under stor revisjon. [3]

### Inntaksluke

Inntaksluken er av type rulleluke. Vedlikehold av inntaksluken baseres på to arbeidsordrespesifikasjoner med tidsintervall på henholdsvis fire og åtte år. Sist rutinekontroll ble utført i 2009 og luken ble funnet å være i god stand. Det er for øvrig installert revisjonsluke i inntaket slik at korrosjonsbehandling av inntaksluken kan utføres på en enkel måte. Vedlikehold av revisjonsluken baseres på samme tidsintervall og arbeidsbeskrivelse som inntaksluken. Det er også lagt inn egen rutinekontroll for hydraulisk opptrekk av lukene. Disse ligger inn med årlig rutinekontroll. Tilstanden er god for begge. [4]

Under hovedtilsynet i 2009 ble tilstanden til inntaksluken sist kartlagt. Lukekasse og føringer er utført i rustfritt stål. Ingen skader ble avdekket. Tilstanden for hovedrullene var ikke mulig å fastsette på grunn av manglende innsyn. Korrosjonsbeskyttelse på luken så ut til å være i god stand, men korrosjonsbehandling bør utføres under stor revisjon. Luken har tetning nedstrøms. Topp- og bunnpakninger hadde ingen skade. Sidepakninger var ikke mulig å inspisere. Leidere og plattform var i nedre del tildekket av slam, men korrosjonsbeskyttelsen så bra ut. En utbedring kan være å skifte leidere og plattform til rustfritt stål. Opptreksarrangement og koblingsbolter var i god stand. Ellers fungerte kjøring av luken fint og betjeningsinstruks var på plass. [11, s 6]

### Revisjonsluke

Dette er en luke av typen glideluke med oppstrøms tetting og wireopptrekk. Lukekasse og føringer er av rustfritt stål og i god stand. Luken tettet godt og tilstanden er god. Deksel over heissjakt er i midlertidig en risiko ved betjening. Denne kunne vært skiftet ut. [11, s 8]

### Tverrslagsport Dukebotn

Det ble funnet lite rust under inspeksjonen og tilstanden er god. På selve portbladet ble det oppdaget en del skade på overflatebehandlingen. Korrosjonsbehandling bør derfor gjennomføres ved neste revisjon. Rundt porten har det dannet seg store mengde med kalkutfelling og disse må fjernes før porten kan betjenes. Dette inkluderes også i revisjonen. Manometer og ventilarrangement for porten fungerte ikke og må skiftes ut. Figur 4.2 viser kalkutfelling rundt lokket på tverrslagsport i Dukebotn. [11]



Figur 4.2: Kalkutfelling rundt lokk på tverrslagsport ved Dukebotn [11]

### Tverrslagsport Steinhushaugseter

Porten er levert av Kone AS. Den er konstruert for et trykk på 150 mVs. Ved siden av porten er det installert et tapperør med sluseventil. Tverrslagsporten har en diameter på 2 500 mm og proppen er 6 000 mm lang. Tetningsflate på portblad og propp er av rustfritt stål og er i god stand. Stålet i portbladet er i ferd med å bli angrepet av korrosjon og bør behandles ved neste revisjon. Manometer og stengekran er i dårlig stand og bør byttes til rustfri type.

Bunnen av røret i proppen var fylt opp med masse og tilstand var ikke mulig å fastsette. Massen bør fjernes under revisjonen. Porten kan ikke sikres i åpen stilling og anordning for dette bør etableres. Tapperøret ved proppen er av rustfri type og i god stand. På en annen side er ikke tappeventilen riktig korrosjonsbehandlet og sterkt angrepet av korrosjon. Tiltak bør utføres. Figur 4.3 viser tappeventil for tverrslagsport Steinhushaugseter. [11, s 2]



Figur 4.3: Tappeventil for tverrslagsport ved Steinhushaugseter [11]

Tverrslagsport i kraftstasjonen

Porten er levert av Kone AS og designet for et trykk på 250 mVs. Diameter på tverrslagsporten er 1 800 mm og proppen er 10 000 mm lang. Tetningsflater på portblad og propp er i rustfritt stål og i god stand. Pakningen tetter også godt. Portbladet har en del vannfylte blærer og bør behandles under revisjonen. Tilstand for manometer og avstengningskran er dårlig og disse bør derfor skiftes ut. Ellers eksisterer en del kalkutfelling fra betongen i proppen. Dette bør fjernes. Ellers er proppen i god stand. Tappeventilen er i god stand, men bør behandles mot korrosjon ved neste anledning. Figur 4.4 viser rustknoller på hengsel for portblad i tverrslagsport ved kraftstasjonen. [11, s 4]



Figur 4.4: Rustknoller på hengsel for portblad på tverrslagsport i kraftstasjonen [11]

### Varegrind

I trykksjakta, i overgangen mellom råsprenget tunnel og rørforing, er det plassert en finvaregrind. Den er bygd opp av flattstål. Det er montert falltapsmåling over grinda, men denne er ikke i bruk. Overflatebeskyttelsen på grinda er lite slitt og de delene som ikke er malt, er av rustfritt stål. Grinda er i veldig god stand, men maling anbefales under revisjonen. Figur 4.5 viser finvaregrind i Kvittingen med inspeksjonsport i grinda åpen. [11, s 5]

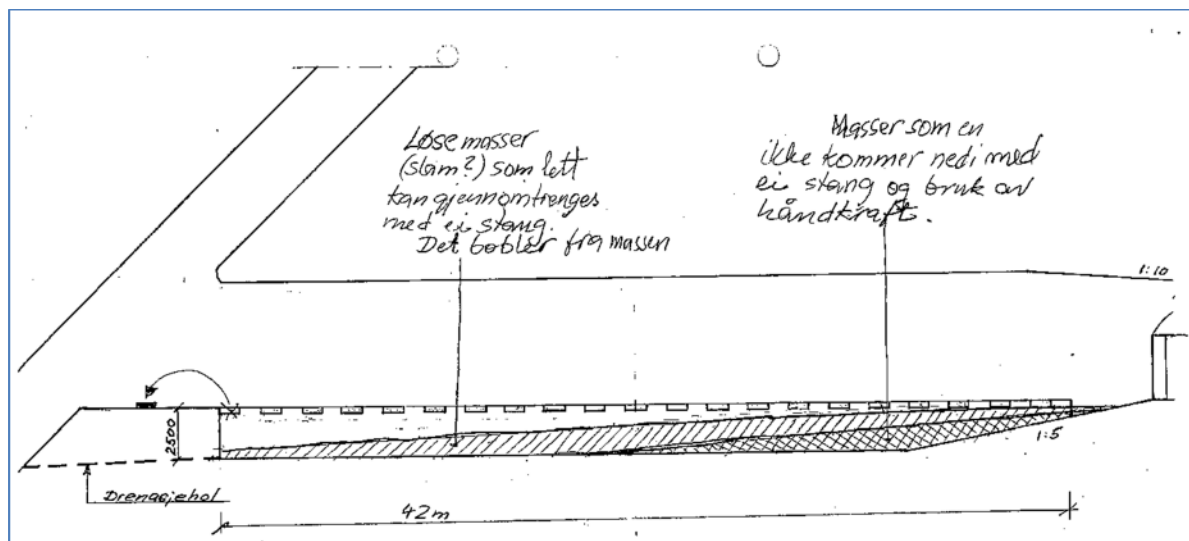


Figur 4.5: Finvaregrind mellom tunnel og trykksjakt mot Kvittingen kraftstasjon [11]

### Sandfang

Sandfanget ligger i forkant av varegrinda på oppstrøms side. Det er 40 m langt og av typen ribbet. I oppstrøms ende ligger det faste grusmasser, mens det i nedstrøms ende ligger løse masser/slam. Både løse og faste masser bør fjernes under revisjonen. Den fremste ribba i sandfanget ble observert revet opp og bør skyves på plass under revisjonen. I tillegg ble det observert en løs bjelke fra et bjelkestengsel. Denne bør fjernes under revisjonen for å hindre at den dras ned i sjakta. I krysset mellom tverrslagsport og driftstunnel er det etablert et bjelkestengsel for adkomst med liten traktor. Dette for å kunne fjerne masser fra sandfanget. Figur 4.6 viser lengdesnitt av sandfang i Kvittingen. [11, s 1]





Figur 4.6: Skisse av sandfang foran finvaregrind i vannvei for Kvittingen kraftverk [12]

### Driftstunnel mot Svartevatn

I nedstrøms ende av driftstunnelen ble det observert ansamling av løsmasser de første 100 meterne. Under forrige hovedtilsyn, i 1998, ble de samme massene observert, og det antas derfor at massemengden har ligget stabilt. Videre innover tunnelsålen er det vekselvis bar såle og rester av intakt kjørebane. Det ble observert en del løsmasser også i oppstrøms ende av tunnelen, spesielt ved bekkeinntakene. Disse fjernes under revisjonen. [12, s 2]

### Overføringstunnel nedstrøms kryss Dukebotn

Anslagsvis 400 m inn i tunnelen ligger en oppsamling av masser. De samme massene ble observert under hovedtilsyn i 1998 og det er mest sannsynlig ikke tilkommet nye masser. Der tunnelen begynner å stige, sett motstrøms, slutter masseoppbyggingen. Herfra er mesteparten av løsmassene på tunnelsålen spylt vekk.

Midtveis mot neste kryss, er det 30 m med utstøping. Hvelvene henger fast i tunnelveggen, selv om masser har løst ut. Det er ingen tegn til oppsprekking, men ved nedfall vil overføringskapasiteten fra Herfangen bli begrensende ved høy vannstand i Svartevatn. Samme tilstand gjelder for betonghvelv mellom kryss Dukebotn og inntak Dukebotn. Så fremt at tilstanden ikke har forverret seg under revisjonen, gjøres ingen tiltak. De øverste 200 meterne av denne tunnelstrekningen innehar en del humusmasse. Siden tunnelsålen ligger under LRV vil massene ligge i ro ved drift. På en annen side kan oppfylling av tunnelen fra denne siden føre til masseflytting av humus. [12, s 3]

Overføringstunnel oppstrøms kryss Dukebotn

De 70 første meterne fra kryss Dukebotn fram til tverrslag Dukebotn er sålen dekket av knust betong. Betongen kommer fra en propp som ble sprengt vekk ved idriftsettelse. Massene har stabilisert seg og utgjør ingen begrensing for driften.

I sidetunnelen mot tverrslagsporten ligger en god del slam og organisk materiale.

100 meter lengere inn i tunnelen mot tverrslagsport, er det kommet en del nedfall og dannet seg en leirførende sone. Sonen er mest sannsynlig blitt oversett under byggeperioden, fordi sikringstiltak ikke er blitt gjennomført. Det er potensiale for ytterligere nedfall og tiltak bør derfor iverksettes under revisjonen. Dette inkluderer rensk og sikring. Figur 4.7 viser nedfall på nevnte strekning.



Figur 4.7: Nedfall i overføringstunnel oppstrøms side kryss Dukebotn [12]

Det eksisterer også andre partier med nedfall på tunnelstrekningen, men utviklingen siden tilsynet i 1998 er stabil. I tillegg ligger det oppsamling av masser ved bekkeinntakene (Gjetlo og Tjødnadalen). Det vurderes ingen tiltak, fordi utviklingen er stabil. [12, s 3]

### Overføringstunnel mot Herfangen

Retten oppstrøms bekkeinntak Tjødnadalen, ligger en voll av grove løsmasser. Massene strekker seg anslagsvis 70 m inn i tunnelen. Det er vanskelig å si om disse massene er tilkommet etter tilsynet i 1998. Videre innover, er sålen for det meste utvasket inn til inntak Herfangen.

På denne tunnelstrekningen er det også et parti med hvelving/støpt sone. Massene rundt hvelvingen har også her forsvunnet, men selve utstøpingen ser ut til å være intakt. [12, s 4]

### Avløpstunnel

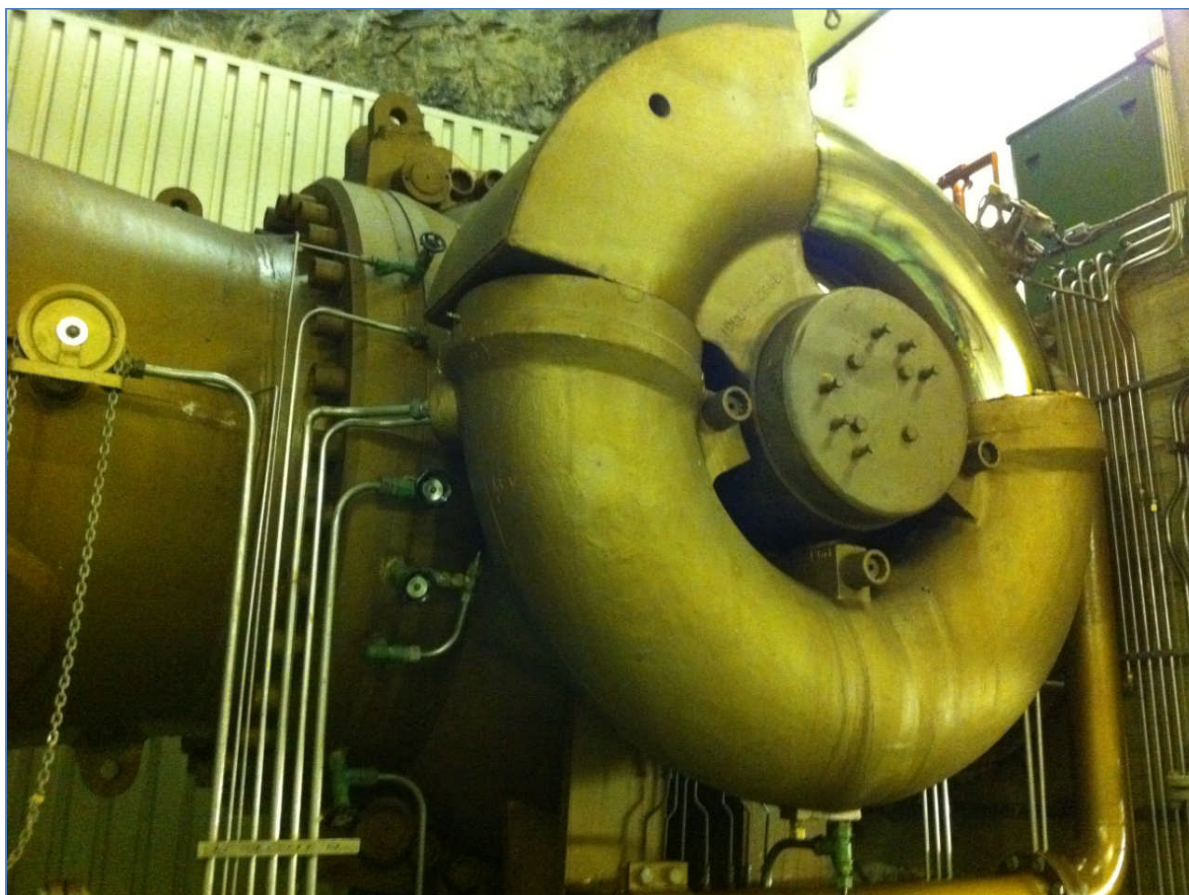
Avløpstunnelen ble ikke inspisert under hovedtilsynet i 2009 og bør derfor inkluderes ved neste anledning eller ved stor revisjon.

### Generelt for vannveien

Etter mailkontakt med VTA for Samnangervassdraget, Per Vidar Halsnes, angående omfang for hovedrevisjon av vannveien i Kvittingen, ble det konkludert at kun masser fra sandfang kjøres ut under revisjonen og at proppen ved kraftstasjonen er stor nok for dette. Problemet er å kjøre ut masser fra tunnelen ved tverrslagsport i Herfangen, men dette er ingen hast og inkluderes ikke i hovedrevisjonen. [13]

## 4.2 Hovedventil og styring

Kuleventilen i Kvittingen er en vannstyrt ventil fra Kværner Brug AS. Den har en total vekt på 36 tonn med demontasjeboks og omløp inkludert. Konstruksjonstrykket er på 300 mVs. Figur 3.8 viser bilde av kuleventilen.



Figur 4.8: Kuleventil Kvittingen kraftverk [10]

Erfaringsmessig vil det være behov for korrosjonsbehandling både innvendig og utvendig ventilen. Styreventil og andre mindre ventiler må sjekkes og eventuelt byttes ut under revisjonen. Tetninger/pakninger sjekkes og byttes eventuelt ut. En del av rørføringen på ventilen er av rustfritt stål og i god stand. Det må foretas NDT-kontroll på omløpsrøret.

Hydraulikken må generelt sjekkes og trykkslanger må skiftes ut hvis nødvendig.

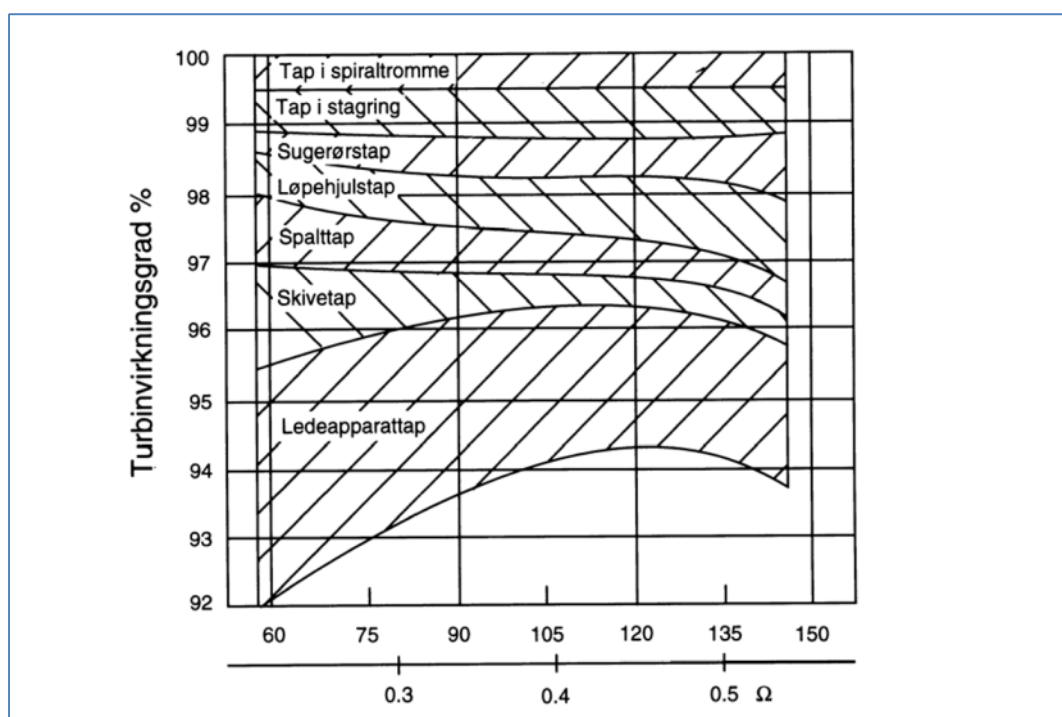
Ventilstyringen fungerer i dag tilfredsstillende, men utskifting anbefales under revisjonen, fordi videre drift i 20 år skal sikres. [3]

### 4.3 Turbin

Turbinen er av typen vertikal Francis og levert av Kværner Brug AS i 1983. Den har en nominell ytelse på 42 MW referert effektiv fallhøyde på 246 m.

Turbinen er utsatt for moderat slitasje. I forbindelse med stor revisjon, vurderes økt ytelse (nytt løpehjul) eller utbedring av eksisterende løpehjul. Uansett alternativ vil det bli montert endetettinger i ledeskivene. Endetettinger gir en virkningsgradgevinst på rundt 0,5 %. [14]

Det er aktuelt å måle virkningsgrad på turbinen før revisjonen starter. Dette for å kartlegge gevinsten ved de ulike tiltakene. Virkningsgrad for en turbin er satt sammen av flere elementer, avhengig av driftssituasjon og slitasjeomfang. Disse synliggjøres i figur 4.9.



Figur 4.9: Tapsfordeling i en turbin [6]

Figur 4.9 viser at virkningsgrad for en ny Francis turbin på beste driftsområde ligger typisk i overkant av 94 %. I tillegg viser figuren av ledearrattap er dominerende tap.

Historikken i JobTech viser at det er blitt utført etterfylling av olje i turbinlager ved tre tilfeller siden 2005. Dette tyder på små lekkasjer i lageret. Utbedring av dette bør gjennomføres ved stor revisjon. [4]

Det er observert noe kavitasjon på skovlene i løpehjulet, men utviklingen er ikke nevneverdig. Det ble første gang kommentert etter rutinekontroll i 2010. [4] Overflatene bør behandles, fordi kavitasjon akselerer når det går fra kavitasjonskader til groptæring i metallet. Figur 4.10 viser løpehjul for turbin i Kvittingen. Tilstanden er meget god, ingen sprekkdannelse, ingen sanderosjon og lite kavitasjon.



Figur 4.10: Løpehjul for turbin i Kvittingen kraftverk [10]

Spaltevannsmengde fra øvre spalting kan måles i stasjonen. Denne ble målt til 43 l/s ved idriftsettelse. Over tid vil spaltevannsmengden øke og dette fører til økt tap i turbinen. Under rutinekontroll i 2010 ble spaltevannsmengden målt til 75 l/s. Denne økningen er i tråd med forventningene og spaltingene må derfor skiftes ut under revisjonen.

Det er oppdaget rust i tilløpsrør, tromme og avløpsrør. Overflatene bør derfor behandles mot korrosjon. Sugerøret bør sjekkes for rust og hulrom innenfor platekledning. Nødvendige utbedringer gjennomføres under revisjonen. [4]

Servomotor er blitt overhaldt en gang tidligere, men tilstand bør vurderes og overhaling utføres hvis behov. I tillegg må det utføres en vurdering av oljetrykksanlegget og vurdere om det skal skiftes til et moderne høytrykksanlegg. [15]

## 4.4 Generator

Generatoren i Kvittingen er på 56 MVA og levert av NEBB i 1983. Kjølemetoden er vann til omluft. Merkespenningen er 9 kV og nominell aktiv effekt er 44,8 MW ved  $\cos\phi$  på 0,8. [4]

Det ble utført en visuell inspeksjon av generatoren 26. oktober 2011. Inspeksjonen er grunnlaget for tilstandsrapport i vedlegg C. Rapporten er skrevet med utgangspunkt i mal utarbeidet av Lars Søreide i BKK Produksjon. Tabell 4.1 viser karaktersetting for ulike delkomponenter i generator.

Tabell 4.1: Karaktersetting av delkomponenter i generator etter inspeksjon 26. oktober 2011

Komponent	Karakter	Komponent	Karakter
Statorvikling	2	Generatorlager	1/2
Statorblikk	1	Sleperinger	2
Poler	2	Luftkjølere	2
Rotor forøvrig	2	Instrumentering	2
Bremser	1	Magnetisering	2

Generatoren er i god stand, men når rotoren løftes ut bør tiltak utføres for å sikre drift i 20 år etter ferdigstilling. I tillegg kan uidentifisert slitasje dukke opp når rotoren løftes ut og revisjonen er i gang. Følgende tiltak for generator inkluderes i revisjonen.

- Før revisjonsstans termograferes loddinger i generatoruttaket for sjekk av varmgang.
- Rengjøring og lakkering. Fjerne børstestøv og eventuell oljesøl.
- Megging av rotor og stator. Se på utviklingen.
- Erstatte labyrinttetning med teflontetning i lager. Dette gjelder spesielt nedre lager.
- NDT-kontroll av vifteblader på polhjul.
- Sliping av sleperinger.
- Bytte av luftkjølere for generator og kjølesprialer i lager.
- Etterstramme kontrakiler. Vurder bytte av kontrakiler til bølgefjær.
- Implementere lagerstrømsvern i nytt generatorvern.
- Installere nytt vibrasjonsvern med avstandsgivere og hastighetsgivere.
- Skifte magnetiseringsutrustning, eventuelt bare elektronikken. Ved skifte av hele utrustningen bør det legges til rette for enkel skifte av polaritet.

Etter at tilstandsrapporten ble skrevet høsten 2011 er statoren blitt megget. Det ble brukt 5 kV meggespenning og målingene ble gjort mellom hver fase adskilt og jord. Tabell 4.2 viser resultatet fra meggingen.

Tabell 4.2: Isolasjonsverdier mellom fase og jord ved 5 kV megging av stator desember 2011

Fase	$R_1$ [M $\Omega$ ]	$R_{10}$ [M $\Omega$ ]
L1	5,45	6,10
L2	4,52	4,09
L3	5,25	4,92

Med bakgrunn i målte verdier kan tilstandskarakter settes ut i fra grenseverdier gitt i tilstandshåndbok for statorvikling. Karaktersettingen baseres på de målte verdiene. Det er utviklet karaktergrenser for tilstand i hovedisolasjon, der merkespenning på generatoren og målemetode er avgjørende for resultatet. Det skilles mellom fase til jord-måling og alle fasene samlet mot jord-måling. I Kvittingen ble fase mot jord målt i henholdsvis 1 og 10 min. Grenseverdier fremgår i tabell 4.3. [6]

Tabell 4.3: Grenseverdier for karaktersetting av svekket hovedisolasjon i statorvikling [6]

Skadetype	Karakter 1 [M $\Omega$ ]	Karakter 2 [M $\Omega$ ]	Karakter 3 [M $\Omega$ ]	Karakter 4 [M $\Omega$ ]
Svekket hovedisolasjon	$R_1 > 12 \cdot U_N$	$6 < R_1 < 12 \cdot U_N$	$3 < R_1 < 6 \cdot U_N$	$R_1 < 3 \cdot U_N$
	$R_1 > 108$	$54 < R_1 < 108$	$27 < R_1 < 54$	$R_1 < 27$

I følge målingene er tilstand for hovedisolasjon i statorvikling dårlig. Inspeksjonen viste ikke synlige tegn til degradering, og dette kan tyde på kryptstrømmer under måling. For å hindre kryptstrømmer under måling, må de som utfører målingen se til at platene mellom faseskinnene er plassert riktig. Megging av stator bør derfor utføres en gang til for å verifisere målingen. Dette blir lagt inn i neste rutinekontroll.

Ytterligere beskrivelse av tilstand og omfang for revisjonen beskrives i tilstandsrapport i vedlegg C.



## 4.5 Hovedtransformator

Hovedtransformatoren i Kvittingen er på 56 MVA og levert av ASEA Per Kure i 1983. Den har en merkespenning 135 kV / 9 kV med omkobleren i midtstilling. Omkobleren, må kobles i spenningsløs tilstand, og har totalt tre trinn, et opp (139 kV) og et ned (131 kV) fra 135 kV.

På grunn av økende gassutvikling i oljen, ble det i 2000 utført en større reparasjon på transformatoren. Årsaken var dårlig kontakt i omkobleren. Tiltaket var å koble forbi omkobleren. Nye oljeprøver viser at transformatoren er i god stand. Figur 4.11 viser bilde fra reparasjonen. Det ble skåret hull i transformatorboksen for å komme til omkobleren. [3]



Figur 4.11: Forbikobling av omkobler i hovedtransformator [10]

Transformatoren er vannkjølt med to kjølere. Disse er med enkel vegg. Forventet levetid på kjølerne er 30 år. Innsats i den ene kjøleren ble byttet i 2007, og reserveinnsats for den andre kjøleren står på lager. Dagens filosofi bygger på at det benyttes kjølere med dobbel vegg. Dette for å minske risikoen for at vann skal trenge inn i oljen ved en eventuell vannlekkasje. Ved stor revisjon vil begge kjølerne bli byttet ut til kjølere med dobbel vegg. I tillegg gjøres en tilstandsvurdering av ventiler og sirkulasjonspumper for kjølesystemet. [3]

Analyse av oljen ble sist utført i 2011. Protokoll viser at oljen er i god stand. Oljeanalysen er todelt; en generell analyse for oljen (GOT-analyse) og en analyse for oppløste gasser (DGA-analyse). I følge rapport utarbeidet av ABB i Drammen, viser oljeanalysen gode verdier:

- Vanninnhold i oljen: 4,6 ppm (varsel > 30 ppm)
- Nøytralisasjonsverdi: 0,02 mg KOH/g (varsel > 0,06 mg KOH/g)
- Inhibitor: 0,31 % (varsel < 0,12 %)
- Grenseflatespenning: 30,7 mN/m (varsel < 30 mN/n)
- Klar farge: 2 av 8 (varsel > 3,5 av 8)

Analyse av oppløste gasser (DGA-analyse) viser små endringer fra oljeprøve i 2010. Oljen kan derfor antas å være i god stand. Prøveprotokoll fra analyse i 2011 finnes i vedlegg D.

Normal prosedyre for transformatorer med denne alderen er regenerering ved stor revisjon. Dette er ikke nødvendig for transformator i Kvittingen, fordi resultatet fra oljeanalysene er så gode. Uansett baseres regenereringen på at transformatoren er i drift, så dette kan utføres på et senere tidspunkt hvis behovet er til stede. [3]

Ved regenerering av olje fjernes syreforbindelser og andre nedbrytingsmekanismer som har innvirkning på levetiden for transformatoren. Aldringen forsinkes og levetiden økes med 10-20 år etter regenereringen. Ved regenerering passerer oljen gjennom et blekejordfilter der blekejorden fjerner forurensing i oljen. Hele regenereringsanlegget er plassert i en semitrailer som kjører rundt og utfører prosessen der den bestilles. Traileren kan plasseres opptil 100 m fra transformatoren. Etter endt regenerering har oljen oppnådd egenskaper helt opptil ny tilstand. Det er ofte bedre å regenerere oljen enn å skifte den, fordi ved skifte vil ca. 5 % av gammel olje bli gjenværende i tanken. Det er i hovedsak tre faktorer som avgjør om en transformator bør regenereres: [16]

- 1) Inhibitor er oppbrukt. Den hindrer oksidasjonsprosessen.
- 2) Nøytralisasjonstallet (syretallet) > 0,1 mg KOH/g
- 3) Forholdet grenseflatespenning/nøytralisasjonsverdi < 300 (mN/m) / (mg KOH/g)

## 4.6 Apparatanlegg

Apparatanlegget i Kvittingen består av effektbrytere, flere varianter av skillebrytere, strømtransformatorer, spenningstransformatorer, jordsluttere og overspenningsavledere. Dette for tre forskjellige spenningsnivå; 9 kV, 22 kV og 132 kV.

### Effektbrytere

I 2010 ble det gjennomført 20-års revisjon på 132 kV effektbrytere. Det ble ikke oppdaget noe nevneverdig. Omstillingsarm i brytermekanismen ble byttet på begge bryterne. Revisjonen ble utført av Areva og rapport finnes i vedlegg E (132 GR1 E) og vedlegg F (132 T1 E).

ABB utførte i 2009 en tilstandskontroll på generatorbryter 9 G1 E. Det ble konstatert veldig dårlig gass og høy overgangsmotstand i fase C. Dårlig gass i dette tilfelle er forurensing av partikler, høyt duggpunkt og lav tetthet på gassen. Bryteren ble derfor revidert i 2011. Rapport fra bryterrevisjon ligger i vedlegg G.

For effektbryter 9 T2ST2 E og 22 FG1 E er det kun utført årlig rutinekontroll. Dette innebærer sjekk av gasstrykk, antall koblinger og kontroll av festeanordninger. Det er ikke oppdaget noe urovekkende. JobTech viser ingen historikk for 22 FG1 E.

Tilstanden for effektbryterne er god og vedlikehold holdes utenfor stor revisjon. [4]

### Skillebrytere

Det finnes flere typer skillebrytere; konvensjonelle, lastskillebrytere og sikring-lastskillebrytere. På 132 kV utendørsanlegg er den konvensjonelle typen benyttet. Den har kun skillefunksjon og står derfor sammen med en effektbryter. På 9 kV innendørsanlegg finnes alle typene. Sammen med generatorbryter er det benyttet en konvensjonell type. Mot stasjonsforsyningen, henholdsvis ST1 og ST2, er det benyttet brytere av typen sikring-lastskillebryter. Disse har skillefunksjon, kan kobles med last og har en smeltesikring innbygd som trer i kraft ved en viss overbelastning og kortslutning. For kabeloverføring fra innendørs 9 kV anlegg mot 22 kV anlegg i Portalbygget er det benyttet lastskillebryter i begge ender. Disse har skillefunksjon og kan kobles med last. På 22 kV anlegg i Portalbygget, er det benyttet en effektbryter med innebygd skillefunksjon.

Vedlikehold og tiltak for skillebrytere baseres på årlig rutinekontroll og ekskluderes arbeidsomfang for stor revisjon. [4]

### Spenningstransformatorer

I følge krav fra DSB skal ledninger ut fra transformator for måling av spenning sikres. Hovedregelen er at ledninger/kabler skal sikres mot overbelastning med sikring eller brytere. BKK Produksjon løser problemet med enten å sette inn sikringer ved sekundærvikling for spenningstransformator eller benytte jord- og kortslutningssikker forlegning fram til første sikring. [17] På utendørsanlegg i Kvittingen skal det benyttes jord- og kortslutningssikker forlegning, men utbedring er enda ikke gjennomført. Dette kan enten gjennomføres under revisjonen eller under en årlig rutinekontroll.

### Strømtransformatorer

Det er installert måling av strøm på alle spenningsnivåer i kraftverket. Vedlikehold baseres på årlig rutinekontroll og det er ingen anmerkninger på historikken. Ingen spesielle tiltak legges inn i arbeidsomfang for revisjonen. [4]

### Jordsluttere

Det er installert jordsluttere på alle spenningsnivåer i stasjonen. Disse brukes til arbeidsjord og/eller endepunktsjording ved arbeid i anlegget. Vedlikehold baseres på årlig rutinekontroll. Det finnes ingen merknader i JobTech og jordsluttere tas ikke med i omfang for revisjonen.

### Overspenningsavledere

Det er installert overspenningsavledere på 132 kV linjeavgang og på 9 kV generatoruttak. Foreløpig har ikke BKK utviklet et vedlikeholdsprogram for avlederne. Den mest vanlige metoden for tilstandsvurdering er måling av lekkasjestrøm. Avlederne har i tillegg installert et telleverk som registrerer antall gjennomslag. Dette kan også gi en indikasjon på tilstanden.

I 1991 eksploderte den ene overspenningsavlederen på utendørsanlegget. Denne ble byttet ut og er av typen med aktive ZnO-blokker. Ellers har overspenningsavlederne i Kvittingen aktive gnistgap. På grunn av økt fare for havari/eksplosjon er det besluttet å skifte ut overspenningsavledere på utendørsanlegg med aktive gnistgap til avledere med aktive ZnO-blokker av typen MOSA. Dette inkluderes da i omfanget for revisjonen.

## 4.7 Kontrollanlegg

Kontrollanlegget er relebasert og med innebygd nødstyring. Komponentene er av god kvalitet, men nærmer seg slutten av levetiden. Det er derfor behov for en modernisering av kontrollanlegget.

Mest sannsynlig vil start og stopp automatiseres med PLS under revisjonen. I den sammenheng vil en god løsning være å implementere operatørpanel med skjermstyring for oversikt over forløpene og hendelser i anlegget.

Kontrollanlegget er utstyrt med en temperatursentral (monotemp) og denne skiftes ut under revisjonen. Det samme gjelder innfasningsautomatikk og tidsreleer i kontrollanlegget.

Fjernstyringen er nylig skiftet ut og inkluderes ikke i revisjonen.

Generatorvern og linjevern skal skiftes ut. Dette omtales nærmere i kapittel 6 og 7.

Eksisterende lagerstrømsvern skal implementeres i nytt generatorvern. Når det gjelder dagens vibrasjonsvern, skal dette skiftes ut med nytt og bedre vern der både avstandsgivere og hastighetsgivere inkluderes. [3]

## 4.8 Hjelpeanlegg

Dette kan deles i elektrisk og mekanisk hjelpeanlegg.

### Mekanisk hjelpeanlegg

Lenseanlegget i stasjonen er bygd opp med to AC lensepumper på 14 kW og en mekanisk ejetor. Vannet i lenseanlegget pumpes fra lensekummen i bunn av stasjonen på kote 349,3 moh og ut i avløpet. Dimensjonert løftehøyde er 22 m. Begge pumpene har tilnærmet 12 500 driftstimer, og en overhaling anbefales innen rimelig tid. Dette inkluderes i revisjonen. [3]

Kjølevannsanlegget har to AC pumper på 11 kW. Kjølevannskummen ligger på kote 370,7 moh og har tilførsel fra spaltevannet i turbinen og fra avløpet via to kjølevannspumper. I tillegg kan kjølevannspumpene forsynes fra trykksjakten. Det benyttes kjølevann til generator, lager, transformator, turbinregulator og ventilasjon. Mer om oppbygging og tilstand for kjølevannsanlegget beskrives i kapittel 8. I tillegg skal det etableres et teknisk flytskjema for kjølevannsanlegget. Dette utarbeides i kapittel 8.3.

### Elektrisk hjelpeanlegg

Tabell 4.4 viser eksisterende batterianlegg i Kvittingen kraftverk. [4]

Tabell 4.4: Batterianlegg i Kvittingen kraftverk

Navn	Spenning	Beskrivelse
Stasjonsbatteri 1	220 V DC	Hjelpeanlegg
Stasjonsbatteri 2	220 V DC	Hjelpeanlegg
Stasjonsbatteri 3	24 V DC	Fjernstyring
Stasjonsbatteri 4	24 V DC	Fjernstyring
Stasjonsbatteri 5	24 V DC	Dieselaggregat
Stasjonsbatteri 6	24 V DC	Vannstandsmåling

Alle batterianleggene er utstyrt med ladere/likerettere. Levetiden for likeretterne er antatt til 25 år og disse er nå klar for utskifting. [15] I forbindelse med en større bestilling av likerettere til flere stasjoner, ble det i januar 2012 besluttet å bestille likeretter for stasjonsbatteri 1 og 2 i Kvittingen. Disse leveres i løpet av våren 2012 og skal etter planen installeres i samme periode. Under revisjonen inkluderes bytte av resterende likerettere for stasjonsbatteri 3-6.

Store batteribanker har en forventet levetid på 20 år og kontrolleres med jevnlig kapasitetsmålinger. Mindre batteribanker byttes ofte med kortere intervall, mens startbatteri for nødstrømsaggregat byttes hvert 6.-7. år. [12] Tabell 4.5 viser oversikt over alder og tilstand for batteribanker i Kvittingen. [4]

Tabell 4.5: Oversikt tilstand og alder for batterianlegg i Kvittingen kraftverk

Navn	Spenning	Montert/Alder	Tilstand
Stasjonsbatteri 1	220 V DC	2003/9 år	God
Stasjonsbatteri 2	220 V DC	2010/2 år	God
Stasjonsbatteri 3	24 V DC	2006/6 år	God
Stasjonsbatteri 4	24 V DC	2003/9 år	God
Stasjonsbatteri 5	24 V DC	2011/1 år	God
Stasjonsbatteri 6	24 V DC	2003/9 år	Dårlig

Tilstand for batterianlegg i tabell 4.5 viser at batteri for stasjonsbatteri 6 bør byttes innen kort tid. Dette batteriet er plassert i lukehuset ved Svartevatn og benyttes til vannstandsmåling. Batteriet ble trolig skiftet i 2003 og er nå 9 år gammelt. Levetiden og tilstanden for batteriet tilsier at det bør byttes ved neste rutinekontroll eller under revisjonen.

## 4.9 Diverse

### Kabelanlegg

I 2001 oppstod det et overslag på en kabelterminering i muffehus på 132 kV utendørsanlegg. Termineringen ble skiftet. Tilstandsvurdering av termineringer bør gjennomføres i forbindelse med stor revisjon. [18]

### Brannalarmanlegg

Normalt praktiseres fornyelse etter 20-25 år. Det er installert slukkeanlegg i generatorgruve, kontrollrom og transformatorcelle, men i dag er kun slukkeanlegget i transformatorcellen i bruk. Dette er et Energen-anlegg. Sentralen fungerer, men tester i forbindelse med rutinekontroll tilsier at den bør skiftes ut under revisjonen. Anlegget ble testet av Otera i 2011.

Sentral for brannalarmanlegget i selve kraftstasjonen ble skiftet i 2011 og adresserbare detektorer ble montert. Anlegget har i ettertid blitt testet av Otera. [3]

### Ventilasjonsanlegg

Styringssystemer fornyes normalt etter 20 år, mens korroderte kanaler skiftes ut ved stor revisjon etter 25-30 år. [12]

I 2010 ble det utført radonmålinger i stasjonen, nærmere bestemt ved turbindørk og i maskinhallen. Statens strålevern har en grense for tiltak på  $100 \text{ Bq/m}^3$  og maksgrense på  $200 \text{ Bq/m}^3$ . Under målingene i 2010 ble det målt  $371 \text{ Bq/m}^3$  ved turbindørken og  $426 \text{ Bq/m}^3$  i maskinhallen. Av den grunn ble ventilasjonsanlegget testet og det viste seg at anlegget gikk med begrenset kapasitet. Ventilasjonsanlegget ble av den grunn justert opp til full kapasitet. Målinger i etterkant viser liten endring, men dette kan skyldes utilsiktet stans av ventilasjonsanlegget to ganger i måleperioden på grunn av strømbrudd. [19]

Hvis tilstanden medfører større ombygging av ventilasjonsanlegget, bør dette inkluderes i revisjonen. I tillegg bør måling av stråling følges opp. Hvis nivået fortsatt er for høyt bør tiltak gjøres i forkant av revisjonen på grunn av helsemessige årsaker.



## 5 Flaskehalsar og muligheter for økt effekt

Ved større revisjoner kartlegges muligheten for økt effekt. Dette krever både en teknisk og en økonomisk vurdering. Den økonomiske vurderingen, gjennom lønnsomhetsberegninger, vil danne et beslutningsgrunnlag i vedtaksorganet. Før den økonomiske beregningen gjennomføres, er det hensiktsmessig å utføre en teknisk analyse for å identifisere eventuelle flaskehalsar.

Den tekniske analysen forutsetter kartlegging av hele energikjeden. Dette inkluderer alt fra inntaksmagasin, vannvei, turbin, generator, strømføringer, transformator, apparatanlegg og linjeavganger. For å systematisere analysen er kapitlet om flaskehalsar og muligheter delt opp etter de ulike hovedkomponentene i kraftverket. Etterfølgende er eksempler på innhold i teknisk og økonomiske analyser: [20, s 5]

### Teknisk analyse:

- Teknisk tilstand
- Virkningsgrad
- Falltap
- Elektriske tap
- Sannsynlighet for svikt

### Økonomisk analyse:

- Kostnader ved svikt
- Kostnader for tiltak
- Inntekter for tiltak
- Lønnsomhet av tiltak

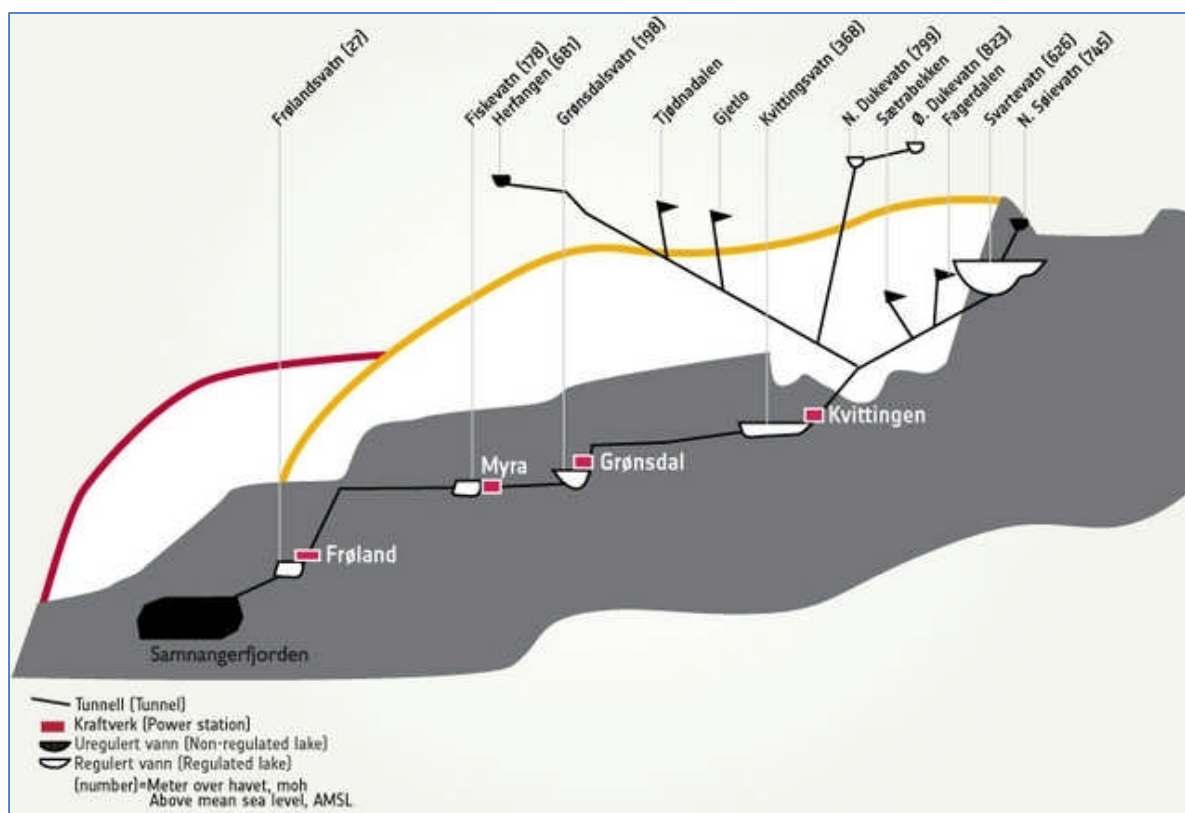
I etterfølgende underkapitler gjøres en teknisk analyse med beskrivelse av ulike flaskehalsar og muligheter i forbindelse med økt effekt. Økonomisk analyse blir utført i kapitel 11. I kapitel 12 utføres i tillegg en risikovurdering der risikoelementer i forbindelse med revisjonen blir beskrevet.

Vurdering av flaskehalsar i energikjeden vil ta utgangspunkt i en effektøkning på henholdsvis 10 % og 15 %. Dette gir en ny turbineffekt på henholdsvis 46 MW og 48 MW.

Deler av energikjeden med flaskehalsar ble beskrevet i fordypningsprosjektet høsten 2011. Disse inkluderes også i denne rapporten.

## 5.1 Vannvei

Vannveien omfatter inntaksmagasin, inntaksarrangement, driftstunnel, bekkeinntak, overføringstunneler, tverrslagsporter, fordelingsbasseng, varegrind, trykksjakt, propp og konus mot stengeventil. Inntaksmagasinet for Kvittingen kraftstasjon er Svartevatn med HRV på 626 moh. I tillegg er det to mindre magasin, Nedre- og Øvre Dukevatn, og en rekke bekkeinntak som fører vann inn mot stasjonen. Figur 5.1 viser lengdesnitt av Samnangervassdraget.



Figur 5.1: Lengdesnitt Samnangervassdraget [2]

### Inntaksmagasin

Svartevatn har kapasitet på  $77,7 \text{ Mm}^3$  og et årlig midlere tilsig på  $234 \text{ Mm}^3$ . Med dagens effekt på 42 MW er nominell vannføring på  $18,5 \text{ m}^3/\text{s}$ . Det vil det ta 48,6 dager å kjøre tomt fullt magasin uten tilsig. Ved ny effekt på 48 MW blir nominell vannføring  $21,1 \text{ m}^3/\text{s}$  og dette gir en varighet på 42,6 dager for magasinet. Det kan antas at kapasiteten på magasinet ikke er en begrensende faktor for effektøkning. Reguleringshøyden på Svartevatn er 45 m med HRV på 625,9 moh og LRV på 580,9 moh.

### 5.1.1 Nytt vann

I forbindelse med stor revisjon er det vanlig å kartlegge muligheten for nytt vann. Dette innebærer både overført vann og eventuelle nye kraftverk.

For Kvittingen eksisterer det planer for overført vann oppstrøms kraftverket, men avklaringen ligger 4-5 år fram i tid. Det blir derfor ikke i denne omgang sett på nytt vann i forbindelse med revisjonen. [13]

Figur 5.2 viser bilde av steinfyllingsdam for Svartevatn.



Figur 5.2: Steinfyllingsdam for Svartevatn (inntaksmagasin for Kvittingen kraftverk) [10]

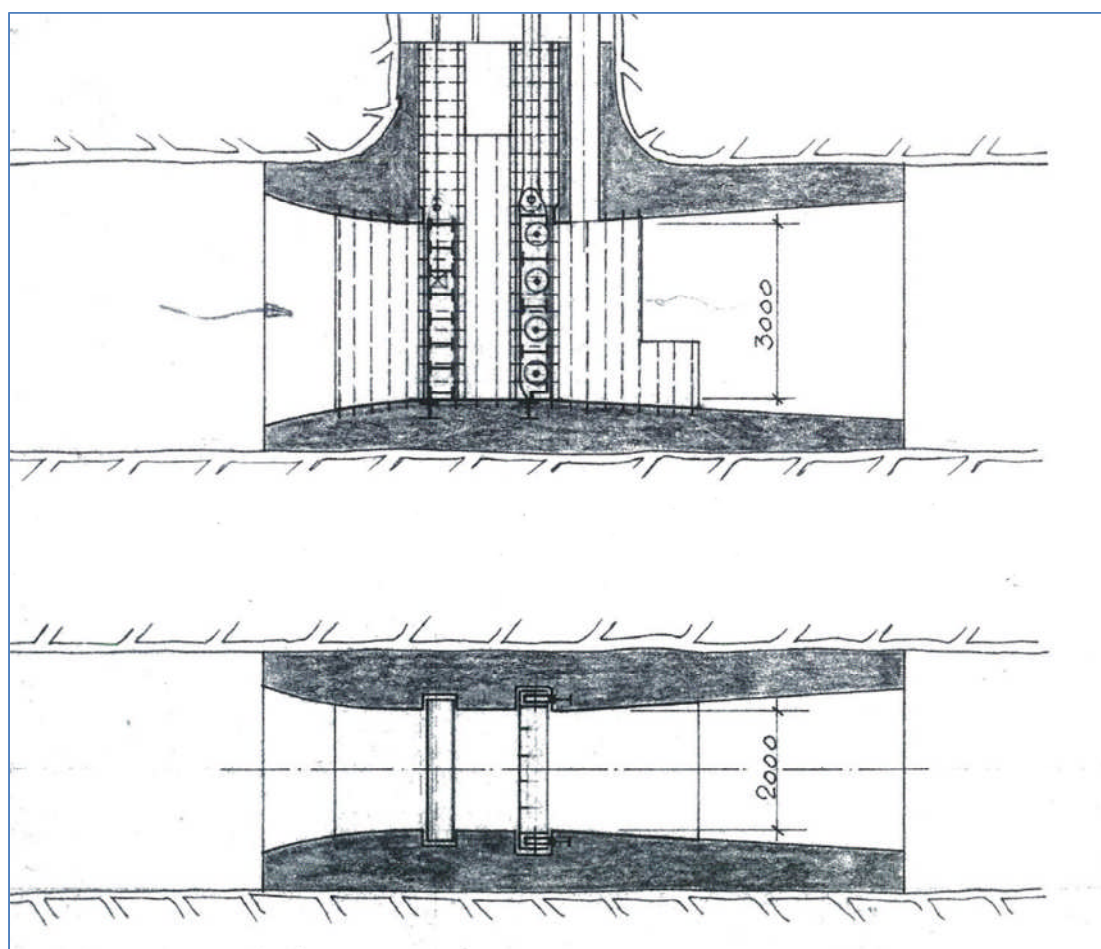
## 5.1.2 Falltap

### Inntaksarrangement

Inntaksarrangementet for Svartevatn består av en enkel konstruksjon med inntaksluke av type rulleluke og revisjonsluke av type glideluke. Konstruksjonen er enkel fordi den håndterer små vannmengder. Store vannmengder i denne sammenhengen er i størrelsesorden  $50-60 \text{ m}^3/\text{s}$ .

For magasiner med store variasjoner i vannstanden blir inntaksarrangementet mer komplisert grunnet store avstander mellom inntak og maskineri i lukehus. Inntaket må ligge under LRV og maskineri over HRV. Sammenkoblingen skjer via sjakter og skråramper. [21, s 15]

Lukehuset ved Svartevatn er plassert på kote 628 moh og bunn inntak ligger på kote 575 moh med en lukehøyde på 3 m. Det betyr at inntaket ligger ca. 3 m under LRV. Figur 5.3 viser vertikalt og horisontalt lengdesnitt av inntak med revisjonsluke og inntaksluke for Svartevatn. Luketverrsnittet er av økonomiske grunner gjort mindre enn tunneltverrsnittet.



Figur 5.3: Vertikalt og horisontalt lengdesnitt inntak Svartevatn [22]

Falltapet gjennom en luke består i prinsippet av et innsnevringstap (kontraksjonstap) og et utvidelsestap. Formel 5.1 viser sammenheng for falltap i en luke.

*Falltap i luke:*

$$h_{luke} = h_i + h_u = k_i \cdot \frac{v_0^2}{2g} + k_u \cdot \frac{(v_0 - v_2)^2}{2g} \quad (5.1)$$

$h_{luke}$	Falltap i en luke	[m]
$h_i$	Innløpstap	[m]
$h_u$	Utløpstap	[m]
$v_0$	Vannhastighet i tunnel	[m/s]
$v_2$	Vannhastighet gjennom luke	[m/s]
$k_1$	Innløpstapskoeffisient	
$k_2$	Utløpstapskoeffisient	
$g$	Gravitasjonskraft	[m/s <sup>2</sup> ]

Ny nominell vannføring for de aktuelle alternativene er 20,2 m<sup>3</sup>/s og 21,1 m<sup>3</sup>/s med henholdsvis 46 MW og 48 MW ny turbinytelse. Innløpskoeffisienten vil være liten ved god utforming på innløpet. Verdien vil ligge i område 0,03-0,05 for strømlinjet innløp. Velger i dette tilfelle en innløpskoeffisient på 0,04, der innløpet antas å være strømlinjeformet. Utløpskoeffisienten bestemmes ut i fra lengde på utstøping bak hovedluke, hydraulisk diameter i trangeste snitt og absolutt ruhet i lukeproppen. For utløpet i lukeproppen for inntaket i Svartevatn kan følgende verdier benyttes:

- Høyde for lysåpning i luke (F<sub>0</sub>) 3 m
- Høyde tunnel nedstrøms propp (F<sub>2</sub>) 5 m
- Våt omkrets i luke (P) 10 m
- Hydraulisk radius i luke (D<sub>h</sub>=4F<sub>0</sub>/P) 1,2 m
- Lengde på utstøpning bak luke (l) 6 m
- Relativ lengde (l/D<sub>h</sub>) 5 m
- Arealforhold (F<sub>2</sub>/F<sub>0</sub>) 1,67 m

Benytter relativ lengde og arealforhold til å finne utløpskoeffisient i tabellverk. Setter utløpskoeffisienten til 0,1 der en diffusorvinkel på 9,1° antas samt glatt overflate for rør i proppen. Regner ut endring i falltap med utgangspunkt i de valgte parameterne. [21, s 23-25]

Endring av falltap i luke ved økt vannføring:

Alternativ 1 (46 MW):

$$\begin{aligned}\Delta h_{luke,1} &= 0,04 \cdot \frac{\left(\frac{20,2}{17}\right)^2}{2 \cdot 9,81} + 0,1 \cdot \frac{\left(\frac{20,2}{17} - \frac{20,2}{6}\right)^2}{2 \cdot 9,81} - 0,04 \cdot \frac{\left(\frac{18,5}{17}\right)^2}{2 \cdot 9,81} - 0,1 \cdot \frac{\left(\frac{18,5}{17} - \frac{18,5}{6}\right)^2}{2 \cdot 9,81} \\ &= 0,02707 \text{ m} - 0,02270 \text{ m} = \underline{\underline{0,00437 \text{ m}}}\end{aligned}$$

Alternativ 2 (48 MW):

$$\begin{aligned}\Delta h_{luke,2} &= 0,04 \cdot \frac{\left(\frac{21,1}{17}\right)^2}{2 \cdot 9,81} + 0,1 \cdot \frac{\left(\frac{21,1}{17} - \frac{21,1}{6}\right)^2}{2 \cdot 9,81} - 0,04 \cdot \frac{\left(\frac{18,5}{17}\right)^2}{2 \cdot 9,81} - 0,1 \cdot \frac{\left(\frac{18,5}{17} - \frac{18,5}{6}\right)^2}{2 \cdot 9,81} \\ &= 0,02953 \text{ m} - 0,02270 \text{ m} = \underline{\underline{0,00683 \text{ m}}}\end{aligned}$$

Driftstunnel inkludert avløpstunnel

Økt effekt, gir økt slukeevne for turbinen og økt vannføring i tunnelen. Formel 5.2 viser sammenheng mellom effekt i turbinen, virkningsgrad, effektiv fallhøyde, vannføring og gravitasjonskraft.

*Turbineeffekt:*

$$P_{turbin} = Q \cdot g \cdot h \cdot \eta_{turbin} \quad (5.2)$$

$P_{turbin}$	Turbineeffekt	[kW]
$Q$	Vannføring	[m <sup>3</sup> /s]
$g$	Gravitasjon	[m/s <sup>2</sup> ]
$h$	Effektiv fallhøyde	[m]
$\eta_{turbin}$	Virkningsgrad turbin	

Både vannføring, effektiv fallhøyde og virkningsgrad for nytt løpehjul vil endre seg ved økt effekt. Energitalpene i en tunnel vil bestå av friksjonstap på grunn av strømningsmotstand mot veggene i tunnelen, og singular tap ved endringer av tverrsnitt eller bend. Friksjonstap er dominerende av disse.

Økt friksjonstap fører til tapt inntekt og er dermed en kostnad for tiltaket med økt effekt og nytt løpehjul. Det kan utføres tiltak mot økt friksjonstap. Dette kan være økt tunnelverrsnitt, glattere overflate i tunnelveggene (økt Mannings tall) og rensk av tunnel.

Formel 5.3 er Mannings formel og beskriver friksjonstap i en tunnel:

*Friksjonstap i tunnel:* [23, s 74-75]

$$h_f = \frac{L \cdot Q^2}{M^2 \cdot A^2 \cdot R^{4/3}} \quad (5.3)$$

$h_f$	Friksjonstap	[m]
$L$	Tunnellengde	[m]
$Q$	Vannføring	[m <sup>3</sup> /s]
$M$	Mannings tall	
$A$	Areal	[m <sup>2</sup> ]
$R$	Hydraulisk radius	[m]

For beregningene antas konvensjonelt tverrsnitt på tunnelen der  $R = 0,265 \cdot A^{0,5}$ .

Areal og tunnellengde hentes fra tekniske data i tabell 2.1. Driftstunnel fra Svartevatn til Kvittingen kraftstasjon er totalt 2870 m lang og har et snittareal på 17 m<sup>2</sup>. Avløpstunnelen fra sugerøret til Kvittingsvatn er 520 m lang og et snittareal på 17 m<sup>2</sup>.

Mannings tallet beskriver ruheten i tunnelen. Friksjonskoeffisienten vil variere med fjellkvalitet, strøk- og fallretning, og drivmetode. I de siste årene har det vært en tendens til økning i friksjonen på grunn av overgang til tyngre utstyr med større hullavstander og lengre salver. Faktoren for ruhet er derfor vanskelig å bestemme og erfaringstall fra allerede ferdige anlegg må benyttes.

I dette tilfelle antas et Mannings tall på 35 og ut i fra dette beregnes endring av friksjonstap ved økt vannføring for de to aktuelle alternativene:

Alternativ 1 (46 MW):

$$\Delta h_{f,1} = \frac{3390 \cdot (20,2)^2}{35^2 \cdot 0,265^{4/3} \cdot 17^{8/3}} - \frac{3390 \cdot (18,5)^2}{35^2 \cdot 0,265^{4/3} \cdot 17^{8/3}} = 3,47 \text{ m} - 2,91 \text{ m} = \underline{\underline{0,56 \text{ m}}}$$

Alternativ 2 (48MW):

$$\Delta h_{f,2} = \frac{3390 \cdot (21,1)^2}{35^2 \cdot 0,265^{4/3} \cdot 17^{8/3}} - \frac{3390 \cdot (18,5)^2}{35^2 \cdot 0,265^{4/3} \cdot 17^{8/3}} = 3,79 \text{ m} - 2,91 \text{ m} = \underline{\underline{0,88 \text{ m}}}$$

I tillegg til friksjonstap i tunnel eksisterer det også et singulærtap. Singulærtapet er kun avhengig av vannhastigheten i tunnelen. Formel 5.4 viser generell formel for singulærtap.

*Singulærtap i tunnel:* [23, s 83-84]

$$h_s = \frac{v_0^2}{2g} \tag{5.4}$$

$h_s$	Singulærtap	[m]
$v_0$	Vannhastighet i tunnelen	[m/s]
$g$	Gravitasjonskraft	[m/s <sup>2</sup> ]

Endring av singulærtap i driftstunnel for Kvittingen kraftverk med utgangspunkt i de to alternativene blir:

Alternativ 1: (46 MW)

$$\Delta h_{s,1} = \frac{\left(\frac{20,2}{17}\right)^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{\left(\frac{18,5}{17}\right)^2}{2 \cdot 9,81} = \underline{\underline{0,012 \text{ m}}}$$

Alternativ 2: (48 MW)

$$\Delta h_{s,2} = \frac{\left(\frac{21,1}{17}\right)^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{\left(\frac{18,5}{17}\right)^2}{2 \cdot 9,81} = \underline{\underline{0,018 \text{ m}}}$$



### Varegrind

Mellom sandfang og trykksjakt i vannveien er det plassert en finvaregrind. Den består av staver med avstand på 5-8 cm og hindrer drivgods å trenge inn i turbinen. Normalt benyttes i tillegg en grovvaregrind ved inntaket, men inntaket i Svartevatn er hevet i forhold til bunnen av vatnet og det ble vurdert at grovvaregrind ikke var nødvendig. Ved bruk av råsprengte driftstunneler er det fare for nedfall fra fjelloverflatene, og det er ofte blitt installert en finvaregrind ved overgangen til foret tverrsnitt.

Akseptabel stavavstand i varegrinda er avhengig av turbintype, og leverandøren vil vanligvis komme med en anbefaling. Det tåles større stavavstander i et elvekraftverk sammenlignet et høytrykksanlegg. [21, s 54]

En varegrind vil representere et energitap. For en ren varegrind kan falltapet beregnes etter formel 5.5.

*Falltap i ren varegrind:* [21, s 54-57]

$$h_{vare} = K_1 \cdot K_2 \cdot \sin \alpha \cdot \left(\frac{b}{a}\right)^{3/4} \cdot \frac{v_0^2}{2g} \quad (5.5)$$

$h_{vare}$	Falltap i varegrind	[m]
$K_1$	Koeffisient for stavform	
$K_2$	Koeffisient for skjev tilstrømning	
$\alpha$	Vinkel mellom grind og underlag	[°]
$b$	Stavtykkelse	[m]
$a$	Avstand mellom staver	[m]
$v_0$	Vannhastighet gjennom grinda	[m/s]
$g$	Gravitasjonskraft	[m/s <sup>2</sup> ]

Størrelsen på varegrinda er 4400 x 4500 mm. Stavene i finvaregrinda har rektangulær profil. Dette gir en falltapskoeffisient  $K_1$  på 2,5. Stavene har en tykkelse på 12 mm og lysåpningen mellom stavene er 56 mm. Grinda står normalt på driftstunnelen og dette gir en falltapskoeffisient  $K_2$  på 1,0. Vinkelen mellom varegrind og underlag er 90°. Ut i fra disse parameterne kan endring i falltap gjennom varegrind ved økt vannføring beregnes: [11]

Endring av falltap i varegrind for de aktuelle alternativene blir:

Alternativ 1: (46 MW)

$$\Delta h_{vare,1} = 2,5 \cdot 1,0 \cdot \sin 90^\circ \cdot \left(\frac{12}{56}\right)^{3/4} \cdot \left(\frac{\left(\frac{20,2}{4,5 \cdot 4,4}\right)^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{\left(\frac{18,5}{4,5 \cdot 4,4}\right)^2}{2 \cdot 9,81}\right) = \underline{\underline{0,0067 \text{ m}}}$$

Alternativ 2: (48 MW)

$$\Delta h_{vare,2} = 2,5 \cdot 1,0 \cdot \sin 90^\circ \cdot \left(\frac{12}{56}\right)^{3/4} \cdot \left(\frac{\left(\frac{21,1}{4,5 \cdot 4,4}\right)^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{\left(\frac{18,5}{4,5 \cdot 4,4}\right)^2}{2 \cdot 9,81}\right) = \underline{\underline{0,0105 \text{ m}}}$$

Falltapskostnad ved økt vannføring

Økt falltap i vannveien, på grunn av økt vannføring, gir grunnlag for å beregne tapt inntekt eller kostnad ved økt effekt på turbinen. Dette sammen med investeringskostnad må dekkes inn av årlig økt energiproduksjon hvis investeringen av nytt løpehjul skal være lønnsomt. Restlevetid på eksisterende løpehjul må også være med i vurderingen.

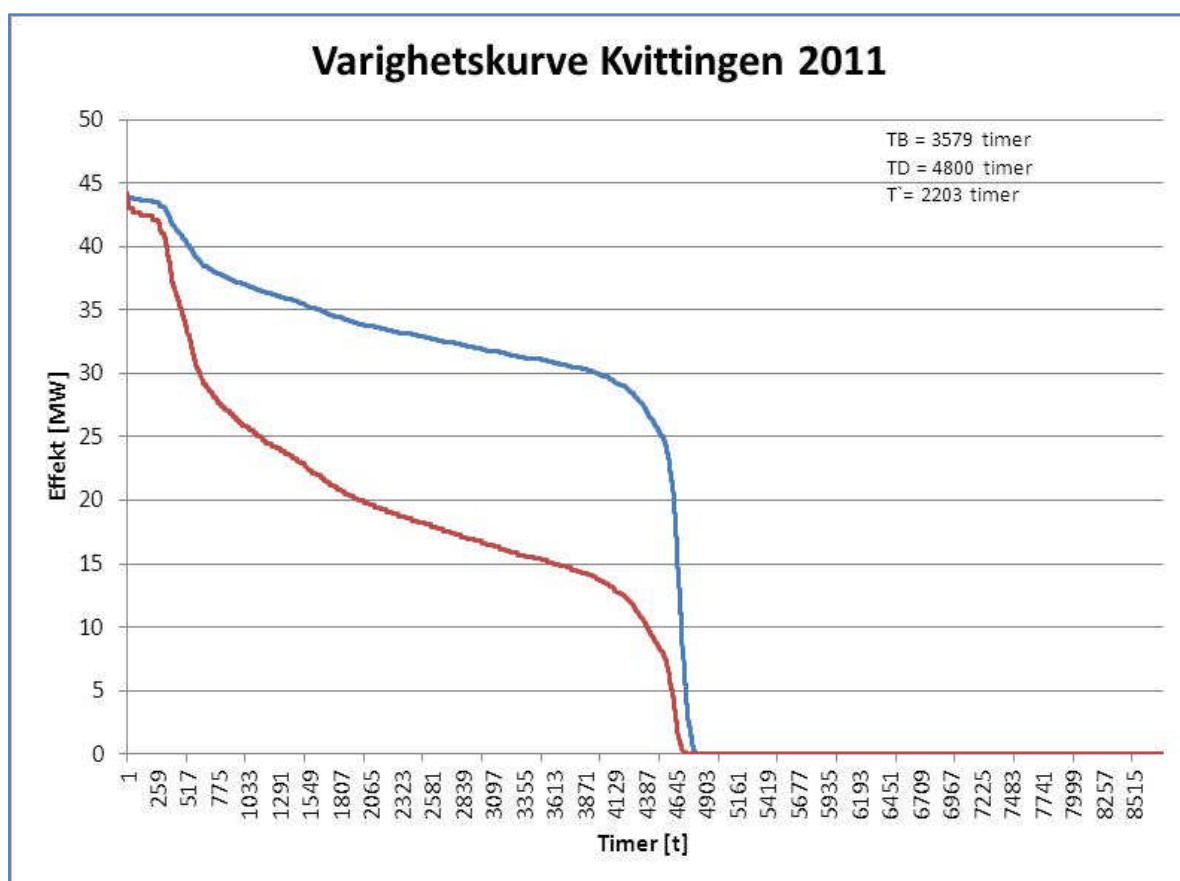
For å beregne inntektstap i vannveien, på grunn av økt effekt, behøves noen økonomiske parametere. Dette er midlere forventet strømpris, midlere årsproduksjon, kalkulasjonsrente og analyseperiode. Dette beskrives nærmere i kapittel 2.5. For beregning av tapt inntekt er også falltapets brukstid nødvendig.

*Falltapets brukstid:* [23, s 138]

$$T' = \int_0^{8760} \left(\frac{Q}{Q_{maks}}\right)^3 dt = \sum_0^{8760} \left(\frac{Q}{Q_{maks}}\right)^3 \cdot \Delta t \quad (5.6)$$

T'	Falltapets brukstid	[timer]
Q	Vannføring	[m <sup>3</sup> /s]
Q <sub>maks</sub>	Maks vannføring	[m <sup>3</sup> /s]
Δt	Endring av tid	[timer]

For å finne falltapets brukstid, ble varighetskurve for vannføring benyttet. Det ble valgt å bruke data fra 2011, fordi produksjonen dette året lå veldig nært midlere årsproduksjon for kraftverket. Rød kurve i figur 5.4 viser varighetskurve for vannføring og blå kurve viser varighetskurve for vannføring opphøyd i tredje. Arealet under den blå kurven delt på maks vannføring opphøyd i tredje gir falltapets brukstid. I 2011 var falltapets brukstid 2203 timer.



Figur 5.4: Varighetskurve for vannføring Kvittingen kraftverk 2011

Arealet under den røde kurven gir total energiproduksjon for 2011. Årsproduksjon for 2011 var 158,2 GWh. Dette tallet er veldig nært årlig middelproduksjon på 160 GWh og kurven representerer et midlere kjøremønster for kraftverket godt.

Med utgangspunkt i dette kan endring av falltapskostnad ved installasjon av nytt løpehjul og økt vannføring finnes med utgangspunkt i strømpris på 310 kr/MWh, økonomisk levetid på 60 år, kalkulasjonsrente på 6,0 %, brukstid for falltaped (referert 2011) på 2203 timer og en total virkningsgrad for turbin, generator og transformator på 0,931: [23, s 143]

Alternativ 1: (46 MW)

$$\begin{aligned}
 NV(\Delta I_{f1}) &= \eta \cdot T' \cdot p \cdot \lambda_{60-6,0} \cdot g \cdot \left( \frac{\Delta Q_{maks}^3}{M^2 \cdot 0,265^{4/3}} \right) \cdot \sum \frac{L}{A^{8/3}} \\
 &= 0,931 \cdot 2203 \cdot 0,31 \cdot 16,16 \cdot 9,81 \cdot \left( \frac{(20,2^3 - 18,5^3)}{35^2 \cdot 0,265^{4/3}} \right) \cdot \sum \left( \frac{2870}{17^{8/3}} + \frac{520}{17^{8/3}} \right) \\
 &= \underline{\underline{1\ 639\ kkr}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 NV(\Delta I_{s1+vare1+luka1}) &= \eta \cdot T' \cdot p \cdot \lambda_{60-6,0} \cdot g \cdot \Delta h \cdot \Delta Q_{maks} \\
 &= 0,931 \cdot 2203 \cdot 0,31 \cdot 16,16 \cdot 9,81 \cdot 0,02307 \cdot (20,2 - 18,5) = \underline{\underline{3,953\ kkr}}
 \end{aligned}$$

$$NV(\Delta I_{falltap1}) = NV(\Delta I_{f1}) + NV(\Delta I_{s1+vare1+luka1}) = \underline{\underline{1642,95\ kkr}}$$

Alternativ 2: (48 MW)

$$\begin{aligned}
 NV(\Delta I_{f2}) &= \eta \cdot T' \cdot p \cdot \lambda_{60-6,0} \cdot g \cdot \left( \frac{\Delta Q_{maks}^3}{M^2 \cdot 0,265^{4/3}} \right) \cdot \sum \frac{L}{A^{8/3}} \\
 &= 0,931 \cdot 2203 \cdot 0,31 \cdot 16,16 \cdot 9,81 \cdot \left( \frac{(21,1^3 - 18,5^3)}{35^2 \cdot 0,265^{4/3}} \right) \cdot \sum \left( \frac{2870}{17^{8/3}} + \frac{520}{17^{8/3}} \right) \\
 &= \underline{\underline{2\ 627\ kkr}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 NV(\Delta I_{s2+vare2+luka2}) &= \eta \cdot T' \cdot p \cdot \lambda_{60-6,0} \cdot g \cdot \Delta h \cdot \Delta Q_{maks} \\
 &= 0,931 \cdot 2203 \cdot 0,31 \cdot 16,16 \cdot 9,81 \cdot 0,03533 \cdot (21,1 - 18,5) = \underline{\underline{9,258\ kkr}}
 \end{aligned}$$

$$NV(\Delta I_{falltap2}) = NV(\Delta I_{f2}) + NV(\Delta I_{s2+vare2+luka2}) = \underline{\underline{2636,26\ kkr}}$$

Beregning av falltap i vannveien inkluderer følgende:

- Friksjonstap og singulærtap i driftstunnel og avløpstunnel.
- Falltap i inntaksluke og varegrind.

Det som ikke inkluderes i beregningen er friksjonstap og singulærtap i overføringstunnelene, samt falltap i trykksjakten. Disse vil ha lite bidrag på totalt falltapet i vannveien.

Friksjonstapet i tunnelene er dominerende og det finnes ulike tiltak for å minske dette. Friksjonskoeffisienten eller Mannings tallet kan økes ved å glatte ut ruheten i veggene. Kostnaden for dette må vurderes opp mot tapt inntekt ved falltap. I tillegg kan rensk av varegrind og sandfang utgjøre en god del på falltapet.

## 5.2 Turbin

I forbindelse med stor revisjon av Kvittingen kraftverk ønsker BKK Produksjon å se på muligheten for økt effekt. Hvis dette blir aktuelt må det bestilles et nytt løpehjul.

Før det kan besluttes å bestille nytt løpehjul, må det utføres en rekke beregninger for å finne ut om det er teknisk mulig. Tilstanden på eksisterende løpehjul vil også ha betydning på avgjørelsen. Teknisk tilstand beskrives i kapittel 4.3. I tillegg skal økonomiske betraktninger legges til grunn.

BKK Produksjon har rammeavtale med konsulentfirmaet Sweco Norge AS. I forbindelse med mulighetsstudie for stor revisjon av Kvittingen kraftverk og kartlegging av muligheten for økt effekt, engasjeres Sweco Norge AS til å utføre modelleringer av turbinen i ALab. Her modelleres hele vannveien sammen med turbinen for å se om økt effekt er mulig. [14] Vannveien er modellert etter lengdesnitt for vannveien i vedlegg H.

I studien er følgende forhold kartlagt:

- Mekaniske komponenter
  - Aksel og akselkoblinger
  - Kapasitet i hovedservo
- Vannveisanalyser
  - Stabilitet
  - Transiente forhold
  - Kavitasjonsmarginer og dykking
- Virkningsgrad
  - Turbinvirkningsgrad
  - PQ og anleggsvirkningsgrad

I analysen er det sett på to ulike alternativer for økt effekt:

- Alternativ 1: 46 MW (10 % økning)
- Alternativ 2: 48 MW (15 % økning)

### Aksel og akselkoblinger

Beregning av torsjonsspennning i aksel og friksjonsspennning i koblinger utføres for å sjekke om spenningen ligger innenfor tillatte grenseverdier. Vanlig dimensjoneringskriterium for torsjonsspennning i aksel er  $\sigma_{T,maks} < 40$  MPa. Når det gjelder sikkerhet mot glidning i koblinger, skal denne ligge over 1,5. Formel 5.7 og 5.8 viser utregning av henholdsvis torsjonsspennning og maks tillatt overført moment til aksling. Sikkerhetsfaktor mot glidning blir da forholdet mellom maks tillatt moment i konstruksjonen og beregnet moment ved aktuell driftssituasjon.

*Torsjonsspennning:* [14, s 3]

$$\tau_{maks} = \frac{M \cdot D_a}{2 \cdot I_p} = \frac{30 \cdot P_{maks}}{\pi \cdot n} \cdot \frac{D_a}{2 \cdot I_p} \quad (5.7)$$

$\tau_{maks}$	Torsjonsspennning	[Pa]
M	Overført moment til aksling	[Nm]
$D_a$	Akseldiameter	[m]
$I_p$	Akslingens polare treghetsmoment	[kgm <sup>2</sup> ]
$P_{maks}$	Maks turbineffekt	[W]
n	Turtall	[o/min]

*Forspenningskraft i en bolt:* [14, s 4]

$$F_b = \frac{\pi}{4} \cdot (D_b^2 - D_{sh}^2) \cdot f \cdot \sigma_f \quad (5.8)$$

$F_b$	Forspenning i en bolt	[N]
$D_b$	Diameter på spenningsbærende tverrsnitt i koblingsbolt	[m]
$D_{sh}$	Diameter senterboring i koblingsbolt	[m]
f	Forspenningsgrad for koblingsbolter	
$\sigma_f$	Flytegrense for boltmateriale	[MPa]

*Netto sammentrykningskraft i kobling:* [14, s 4]

$$F_{cl} = F_b \cdot z_b - F_{th} - m_h \cdot g \quad (5.9)$$

$F_{cl}$	Netto sammentrykningskraft i kobling	[N]
$F_b$	Forspenningskraft i en bolt	[N]
$z_b$	Antall bolter	
$m_h$	Løpehjulsvekt	[N]
g	Gravitasjonskraft	[m/s <sup>2</sup> ]

Maksimal overførbart moment: [14, s 4]

$$M_{maks} = \mu \cdot F_{cl} \cdot \frac{D_p}{2} \quad (5.10)$$

$M_{maks}$	Maksimalt overført moment	[Nm]
$\mu$	Friksjonsfaktor	
$F_{cl}$	Netto sammentrykningskraft i kobling	[N]
$D_p$	Boltsirkeldiameter	[m]

Sikkerhet mot glidning: [14, s 4]

$$S = \frac{M_{maks}}{M} \quad (5.11)$$

S	Sikkerhet mot glidning	
$M_{maks}$	Maksimalt overførbart moment	[Nm]
M	Overført moment til akslingen	[Nm]

Aktuelle data for mekaniske beregninger er oppgitt i tabell 5.1:

Tabell 5.1: Grunnlagsdata for mekaniske beregninger i turbin [14, s 3]

Symbol	Verdi	Enhet	Beskrivelse
$P_{max}$	42/46/48	MW	Max turbineffekt
n	500	rpm	Turtall
$D_a$	480	mm	Akseldiameter
$T_a$	7,2/6,6/6,3	sek	Generatorens aksellerasjonstid [32, s 10]
f	0,7		Forspenningsgrad for koblingsbolter
$\sigma_f$	800	MPa	Flytegrense for boltmateriale (34CrNiMo6)
$D_p$	715	mm	Boltsirkeldiameter
$D_b$	58	mm	Diameter på spenningsbærende tverrsnitt i koblingsbolt (M64)
$D_{sh}$	16	mm	Diameter senterboring i koblingsbolt
$m_h$	4900	kg	Løpehjulsvekt
$z_b$	18		Antall bolter
$F_{th}$	300	kN	Aksiallast fra løpehjul
$\mu$	0,15		Friksjonsfaktor



Ut i fra verdier i tabell 5.1, kan torsjonsspennning i aksling og sikkerhetsfaktor for glidning i koblinger ved dagens effekt på 42 MW beregnes:

Torsjonsspennning i aksling:

$$\tau_{\text{maks}} = \frac{30 \cdot P_{\text{maks}}}{\pi \cdot n} \cdot \frac{D_a}{2 \cdot I_p} = \frac{30 \cdot 42 \text{ MW}}{\pi \cdot 500 \text{ rpm}} \cdot \frac{480 \text{ mm}}{2 \cdot I_p} = \underline{36,9 \text{ MPa}}$$

Forspenningskraft i en bolt:

$$F_b = \frac{\pi}{4} \cdot (D_b^2 - D_{sh}^2) \cdot f \cdot \sigma_f = \frac{\pi}{4} \cdot (58 \text{ mm}^2 - 16 \text{ mm}^2) \cdot 0,7 \cdot 800 \text{ MPa} = \underline{1,367 \cdot 10^3 \text{ kN}}$$

Netto sammentrykningkraft i kobling:

$$F_{cl} = F_b \cdot z_b - F_{th} - m_h \cdot g = 1,37 \cdot 10^6 \text{ N} \cdot 18 - 300 \text{ kN} - 4900 \text{ kg} \cdot 9,81 = \underline{2,45 \cdot 10^4 \text{ kN}}$$

Maksimalt overførbart moment:

$$M_{\text{maks}} = \mu \cdot F_{cl} \cdot \frac{D_p}{2} = 0,15 \cdot 24,51 \cdot 10^6 \text{ N} \cdot \frac{715 \text{ mm}}{2} = \underline{1,314 \cdot 10^3 \text{ kNm}}$$

Sikkerhet mot glidning:

$$S = \frac{M_{\text{maks}}}{M} = \frac{1,314 \cdot 10^6}{8,021 \cdot 10^5} = \underline{1,64}$$

I tabell 5.2 er resultat fra beregning av torsjonsspennning og sikkerhet mot glidning for alternative turbineffekter.

Tabell 5.2: Torsjonsspenninger og sikkerhet mot glidning i koblinger ved forskjellige turbineffekter

Løsninger	Effekt [MW]	Torsjonsspennning [MPa]	Sikkerhet mot glidning
Dagens løpehjul	42	36,9	1,6
Alternativ 1	46	40,5	1,5
Alternativ 2	48	42,2	1,4
Krav		$\tau_{\text{maks}} < 40,0$	$S > 1,5$

Resultatet i tabell 5.2 viser at alternativ 1 tilfredsstillende krav for sikkerhet mot glidning i akselkobling, men ikke tillatt akselspenning på maks 40 MPa. Alternativ 2 ligger utenfor kravet for både tillatt spenning og sikkerhet mot glidning. Kravet for maks tillatt spenning fra leverandøren (Kværner) er konservativt og unødvendig strengt. Det har derfor i senere tid vært tillatt vesentlige høyere spenninger. Sikkerhetsfaktor mot glidning baseres på en friksjonsfaktor på 0,15 i akselkoblingen. Denne kan økes til godt over 0,2 ved å legge inn en friksjonsshim mellom anleggsflaten i koblingen. For alternativ 2 innebærer dette en sikkerhetsfaktor på 1,9. Dermed kan begge alternativene benyttes hvis enkle tiltak utføres.

[14, s 4]

### Kapasitet i hovedservo

Dagens hovedservomotor har begrenset slaglengde til 280 mm, men tilgjengelig slaglengde er 350 mm. Det må sjekkes med turbinleverandør om dagens slaglengde på hovedservo er tilstrekkelig ved en eventuell oppgradering. I tillegg må armer og lenker sjekkes, slik at disse ikke kolliderer.

Dersom det besluttes å skifte ut servomotoren, bør det vurderes å skifte ut oljetrykksanlegget med et moderne høytrykksanlegg. I tillegg bør det vurderes om hele turbinregulatoren skal skiftes ut. [14, s 5]

### Stabilitet

Det er utført enkle beregninger for å se på stabilitet for aggregatet.

Tidskonstanten for tiden det tar å akselerere generator fra null til nominelt turtall med fullt lastmoment er gitt av formell 5.12.

*Tidskonstant for svingmassenes aksellerasjonstid:* [24, s 10]

$$T_A = \frac{GD^2}{4} \cdot \frac{\omega_0^2}{P_{maks}} \quad (5.12)$$

$GD^2$	Generatorens svingmasse	[kg·m <sup>2</sup> ]
$\omega_0$	Nominelt turtall	[rad/sek]
$P_{maks}$	Nominell effekt	[W]

Vannmassens tilløpstid beskriver tiden det tar å akselerere vannet i trykksjakta og sugerøret fra null til  $Q_0$  med utgangspunkt i effektiv fallhøyde  $H_0$ . Sum  $L/A$  er fra nærmeste frie vannspeil oppstrøms side, til nærmeste frie vannspeil nedstrøms side, av turbinen.

*Vannmassens tilløpstid:* [24, s 12-13]

$$T_w = \frac{Q_0}{g \cdot H_0} \cdot \sum \frac{L}{A} \quad (5.13)$$

$Q_0$	Nominell vannføring	$[m^3/s]$
$g$	Gravitasjon	$[m/s^2]$
$H_0$	Effektiv fallhøyde	$[m]$
$L$	Tunnellengde	$[m]$
$A$	Tunnelareal	$[m^2]$

Vannveiens refleksjonstid er tiden det tar for en trykkbølge å reflektere mellom vannspeilet i svingekammeret og vannspeilet i magasinet. Forholdet mellom tidskonstanten for aksellerasjonstiden til generatoren og vannmassens tilløpstid bør være større enn 6. [24, s 14] Etablering av kortere vei (svingesjakt) til nærmeste frie vannspeil oppstrøms/nedstrøms turbin er et tiltak for å minske refleksjonstiden til vannet.

*Vannveiens refleksjonstid:* [25, s 4]

$$T_R = \frac{2 \cdot L}{a} \quad (5.14)$$

$L$	Lengde til nærmeste frie vannspeil	$[m]$
$a$	Lydhastigheten i vann	$[m/s]$

For å regne på trykkstøt i vannveien trengs i tillegg opplysninger om lukketiden for stengeorganet. Lukketiden forteller hvor raskt ventilen/ledeapparatet stenger/åpner ved fullt avslag eller påslag. Denne bør være lengere enn vannveiens refleksjonstid for å unngå trykkstøt eller også kalt Juokowsky-støt. [24, s 24]

Tabell 5.3 viser stabilitetsberegninger gjort for vannvei i Kvittingen for de ulike effektalternativene.

Tabell 5.3: Stabilitetsberegninger i vannvei ved ulike effekter på løpehjulet [14]

Beskrivelse	Alternativ	Navn	Verdi
Generatorens svingmasse	-	$GD^2$	440 $\text{tm}^2$
Effektiv fallhøyde	-	$H_0$	246 m
Nominell vannføring	1	$Q_{0-42 \text{ MW}}$	18,5 $\text{m}^3/\text{s}$
Nominell vannføring	2	$Q_{0-46 \text{ MW}}$	20,2 $\text{m}^3/\text{s}$
Nominell vannføring	3	$Q_{0-48 \text{ MW}}$	21,1 $\text{m}^3/\text{s}$
Svingmassens aksellerasjonstid	1	$T_{A-42 \text{ MW}}$	7,2 s
Svingmassens aksellerasjonstid	2	$T_{A-46 \text{ MW}}$	6,6 s
Svingmassens aksellerasjonstid	3	$T_{A-48 \text{ MW}}$	6,3 s
Vannmassens tilløpstid	1	$T_{W-42 \text{ MW}}$	0,35 s
Vannmassens tilløpstid	2	$T_{W-46 \text{ MW}}$	0,38 s
Vannmassens tilløpstid	3	$T_{W-48 \text{ MW}}$	0,41 s
Vannveiens refleksjonstid	-	$T_R$	0,9 s
Lukketid for ledeapparat	-	$T_L$	5,3 s

Forholdet mellom svingmassenes aksellerasjonstid og vannmassens tilløpstid er følgende for de ulike alternativene:

- Dagens effekt: 42 MW (20,6)
- Alternativ 1: 46 MW (17,4)
- Alternativ 2: 48 MW (15,4)

Resultat fra stabilitetsberegninger i tabell 5.3 viser at tidskonstanten for svingmassenes aksellerasjonstid er godt over 6 ganger større enn vannmassens tilløpstid for de ulike effektalternativene.

Når det gjelder margin mot trykkstøt, er denne god. Lukketiden for ledeapparatet er neste 6 ganger større enn refleksjonstiden for vannveien.

Transiente forhold

Transiente forhold omhandler trykk- og turtallstigning ved lastavslag. Forholdene er simulert i ALab og validert ved at resultatene er sammenlignet med målinger av trykk og turtall fra igangkjøringen av aggregatet i 1984. Sweco har videre utført simuleringer hvor aggregatets ytelse er økt med henholdsvis 10 % og 15 % for å sammenligne hvilke endringer som kan forventes i trykk- og turtallsstigning, og om disse aksepteres i forhold til opprinnelige garantiverdier. I tillegg er også beregninger av aggregatets maksimale ruseturtall utført.

I turbinkontrakten er følgende garantiverdier oppgitt fra leverandøren:

- Maks turtallstigning ved lastavslag: 675 rpm (35 %)
- Maks trykkstigning ved lastavslag: 309,8 m (15 %)
- Maks stasjonært ruseturtall ved  $H_E = 260$  m: 820 rpm
- Maks transient ruseturtall ved  $H_E = 310$  m: 900 rpm

Den maksimale trykkstigningen beregnes fra høyeste statiske trykk ved turbin (269, 4 m).

Simulerte verdier i ALab for trykk- og turtallstigning samsvarer godt med målte verdier fra igangkjøringen. Resultatet viser noe avvik på turtallstigningen, men det antas at ALab overestimerer noe i beregningene.

Tabell 5.4 viser simulerte verdier for trykk- og turtallstigning for de ulike alternativene gjort av Sweco i ALab.

Tabell 5.4: Transiente forhold ved ulike effektalternativer sammenlignet garantiverdier

Beskrivelse	Dagens effekt (42 MW)	Alternativ 1 (46 MW)	Alternativ 2 (48 MW)	Garanti
Maks turtall [rpm]	654	655,6	659,4	675
Maks trykk [mVs]	279	293,2	299,3	309,8
Maks ruseturtall [rpm]	832	839	860	900

Simuleringene viser at det er gode marginer med tanke på trykk- og turtallstigning ved lastavslag og maks ruseturtall for turbinen for alle alternativene. [14, s 8-11]

Kavitasjonsmarginer og dykking

En Francis turbin utstyres med sugerør for at hele fallhøyden fra overvannet til undervannet skal kunne utnyttes og for at minst mulig hastighetsenergi skal gå tapt i utløpet. Ved å ta hensyn til økonomiske forhold vil det som regel være ønskelig å plassere turbinen så høyt som mulig. På en annen side vil trykket i vannet ved turbinen bli mindre hvis turbinen ligger høyt i forhold til undervannet. I tillegg blir trykket mindre ved høyere vannhastighet. Dette vil føre til økt kavitasjon. For å unngå kavitasjon må trykket i vannstrømmen være høyere enn damptrykket ved alle aktuelle temperaturer. [21, s 230-231]

Løpehjulets motstandsdyktighet mot kavitasjon er avhengig av tilgjengelig dykking og løpehjulsgeometri. Kravet til dykking øker med økende vannføring dersom løpehjulets geometri holdes uendret. Kavitasjonsegenskapene kan i midlertidig forbedres ved å øke løpehjulets avløpsdiameter slik at vannets relative hastighet holdes uendret. Hvor stor økning i avløpsdiameter som kan tillates er primært begrenset av tilstøtende turbindeler som nedre spalting, sugerørskonus og nedre lokk. [14, s 10-11]

Krav til dykking kan beregnes ut i fra formel 5.15:

*Krav til dykking:* [25, s 37]

$$H_S < 10 - \sigma \cdot H_E \tag{5.15}$$

$\sigma$	Thoma kavitasjonstall	[-]
$H_E$	Effektiv fallhøyde	[m]

Thoma kavitasjonstall kan leses ut i fra et diagram der løpehjulets fartstall er kjent.

Løpehjulets fartstall kan regnes ut ved hjelp av formel 5.16:

*Løpehjulets fartstall:* [25, s 30]

$$\frac{\Omega}{\omega} = \frac{\omega}{\sqrt{2 \cdot g \cdot H_E}} \cdot \sqrt{\frac{Q}{\sqrt{2 \cdot g \cdot H_E}}} \tag{5.16}$$

$\omega$	Nominelt turtall	[rad/s]
$g$	Gravitasjonskraft	[m/s <sup>2</sup> ]
$H_E$	Effektiv fallhøyde	[m]
$Q$	Nominell vannføring	[m <sup>3</sup> /s]

Tabell 5.5 viser resultat fra beregninger av kavitasjonsmarginer. Forutsetninger for beregningene er samme avløpsdiameter for de ulike alternativene. I dag er løpehjulet dykket 3 m og det er ikke oppdaget nevneverdige kavitasjonskader. [14, s 10]

Tabell 5.5: Kavitasjonsmarginer for de ulike alternativene

Beskrivelse	Dagens effekt (42 MW)	Alternativ 1 (46 MW)	Alternativ 2 (48 MW)
Fartstall	0,39	0,41	0,42
Thoma kavitasjonstall	0,045	0,047	0,048
Dykking [m]	-1,07	-1,56	-1,81
Kavitasjonsmargin [m]	1,93	1,44	1,19

Beregningene viser at det er tilstrekkelig dykking ved alle alternativene. På en annen side er beregningene noe usikker og marginene forholdsvis lave. Derfor er det valgt å forutsette at et nytt løpehjul fortsatt skal ha 3 m margin på dykkingen. [14, s 10]

For å opprettholde samme fartstall, og dermed samme kavitasjonsmargin for løpehjulet, må forholdet mellom vannføring og avløpsdiameter i kvadrat holdes konstant. Dette gir følgende avløpsdiameter for alternativ 1 og 2 hvis kavitasjonsmarginen skal opprettholdes: [25, s 28]

- Alternativ 1:  $D_{22} = \sqrt{\frac{20,197 \text{ m}^3/\text{s}}{18,5 \text{ m}^3/\text{s}} \cdot (1400 \text{ mm})^2} = \underline{1463 \text{ mm}}$
- Alternativ 2:  $D_{22} = \sqrt{\frac{21,444 \text{ m}^3/\text{s}}{18,5 \text{ m}^3/\text{s}} \cdot (1400 \text{ mm})^2} = \underline{1507 \text{ mm}}$

Resultatet avviker litt fra verdier i rapport fra Sweco. Avviket skyldes ulik verdi for nominell vannføring for dagens løpehjul. Her bruker Sweco en verdi på rundt 18,2 m<sup>3</sup>/s, mens i denne rapporten benyttes en nominell vannføring på 18,5 m<sup>3</sup>/s. Avviket er på 12 mm for alternativ 1 og 7 mm for alternativ 2.

Endring i avløpsdiameter vil for begge alternativene medføre utskifting av spaltinger og øvre del av sugerørskonus. Vurderinger rundt nedre turbinlokk, om dette må skiftes, bør avgjøres av turbinleverandøren. [14, s 11]

### Turbinvirkningsgrad

Turbin i Kvittingen kraftverk har ikke tidligere vært revidert og det er naturlig å forvente at den er preget av noe slitasje. Normalt fører slitasje til økte klaringer i ledeapparat og i spalter, noe som medfører en reduksjon i virkningsgrad sammenlignet en ny turbin. Andre slitasjemomenter er ruhet i spiraltrømme, stagskovler, ledeskovler og løpehjul.

Ved overtakelse ble det ikke utført målinger av virkningsgrad. Simulerte virkningsgrader er derfor sammenlignet med oppgitte garantiverdier fra Kværner da turbinen var ny og disse stemmer godt overens.

Et nytt løpehjul antas å gi en økning av virkningsgraden på om lag 0,5 %. I tillegg vil montering av endetetninger i ledeapparatet, for å redusere lekkasjestrøm mellom ledeskovlenes endeflater og turbinlokkene, ha en antatt positiv effekt på ytterligere 0,5 %. Et tredje tiltak vil være å utbedre/skifte andre slitte komponenter som spalteringer, ledeflater, osv. Dette kan forventes å gi en økt virkningsgrad på om lag 0,5-1,0 %. [14, s 11-12]

Tabell 5.6 viser en oversikt over forventet økning av virkningsgrad for ulike tiltak ved de forskjellige alternativene:

Tabell 5.6: Økning av virkningsgrad ved de ulike alternativene

<b>Tiltak</b>	<b>Dagens effekt (42 MW)</b>	<b>Alternativ 1 (46 MW)</b>	<b>Alternativ 2 (48 MW)</b>
Nytt løpehjul [%]	-	0,5	0,5
Endetetninger i ledeapparat [%]	0,5	0,5	0,5
Utbedre/skifte ut slitte deler [%]	0,5-1,0	0,5-1,0	0,5-1,0
Sum [%]	1,0-1,5	1,5-2,0	1,5-2,0

Simuleringer gjort av Sweco viser at forventet virkningsgrad ved nytt løpehjul kan komme opp i 95 % ved optimalt driftspunkt. Dette er 1 % høyere enn toppunkt for garanterte verdier for eksisterende løpehjul oppgitt fra leverandør da hjulet var nytt.



PQ-kurver og anleggsvirkningsgrad

Anleggsvirkningsgrad inkluderer virkningsgrad i vannvei, turbin, generator og transformator. Virkningsgrad for generator og transformator er hentet fra kontraktene og er oppgitt til følgende:

- Generator: 98,36 % ( $P_N$  og effektfaktor 0,8)
- Transformator: 99,60 % ( $S_N$ )

For å etablere kurver for PQ og anleggsvirkningsgrad er det nødvendig å ta utgangspunkt i brutto fallhøyde. Både Svartevatn (overvann) og Kvittingsvatn (undervann) er regulert med forholdsvis store reguleringshøyder, så det blir vanskelig å bruke en bestemt brutto fallhøyde i kurvene. Det ble derfor bestemt å se på vannstandsmålingene for 2011, og ut i fra disse kartlegge mest sannsynlig fallhøyde, samt minste og største fallhøyde i løpet av året.

Maks vannstand i Svartevatn ble målt til 626,5 m i 2011 og minste vannstand ble målt til 597,5 m. I tillegg er det benyttet en normal vannstand på 610,9 m som representerer det mest hyppigste nivået i 2011. For Kvittingsvatn er høyeste nivå i 2011 avlest til 368,9 m, men laveste nivå er låst til terskelhøyden i avløpet på 360 m. Ut i fra målte høyder i 2011 og terskelhøyde i avløpet er det etablert fire ulike scenario for brutto fallhøyder:

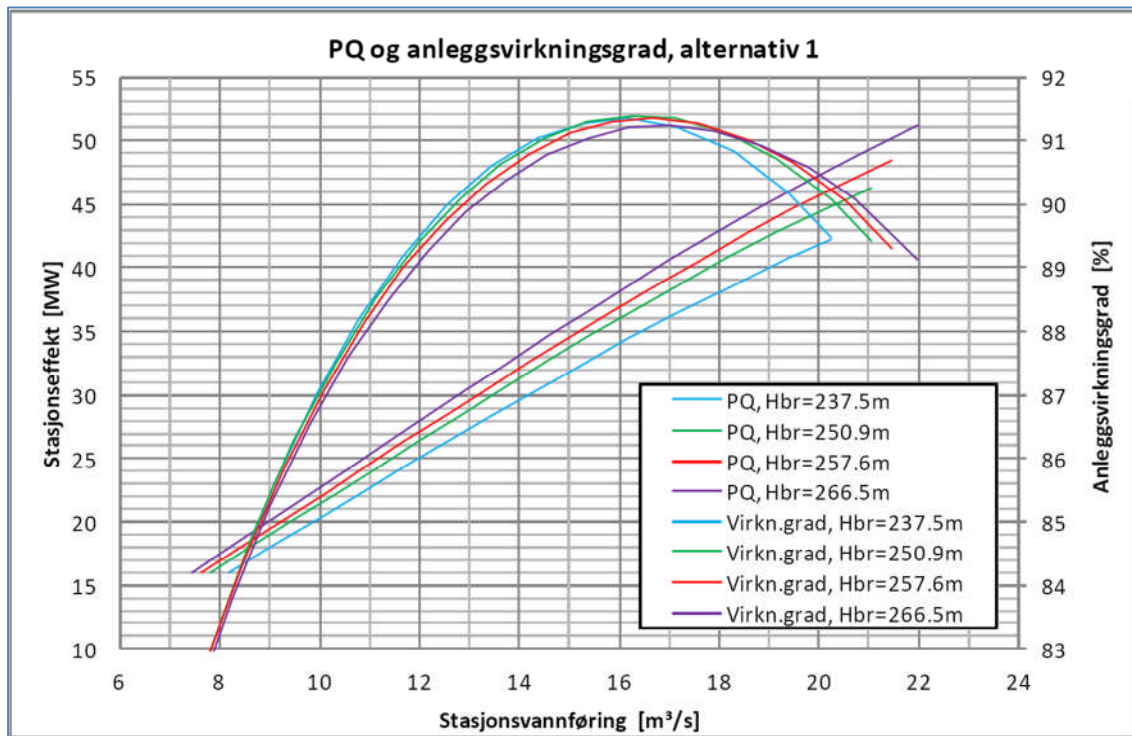
1)	$H_{br1}$	$H_{maks}$ Svartevatn (2011) –	(626,5 – 360,0)	266,5 m
2)	$H_{br2}$	$H_{maks}$ Svartevatn (2011) – $H_{maks}$ Kvittingsvatn	(626,5 – 368,9)	257,6 m
3)	$H_{br3}$	NV Svartevatn – Terskelnivå avløp	(610,9 – 360,0)	250,9 m
4)	$H_{br4}$	$H_{min}$ Svartevatn (2011) – Terskelnivå avløp	(597,5 – 360,0)	237,5 m

Mest sannsynlig fallhøyde er 250,9 m ( $H_{br3}$ ). Dette er fallhøyde mellom normal høyde i Svartevatn og terskelhøyde i avløpet. Minste og høyeste fallhøyde er henholdsvis 237,5 m og 266,5 m. Dette gir en variasjon på 29 m. [14, s 13-14]

I PQ kurvene framstilles stasjonseffekten i MW som funksjon av stasjonsvannføringen i  $m^3/s$  for de ulike fallhøydene. Disse fire kurvene er parallelt forskjøvet og tilnærmet lineære.

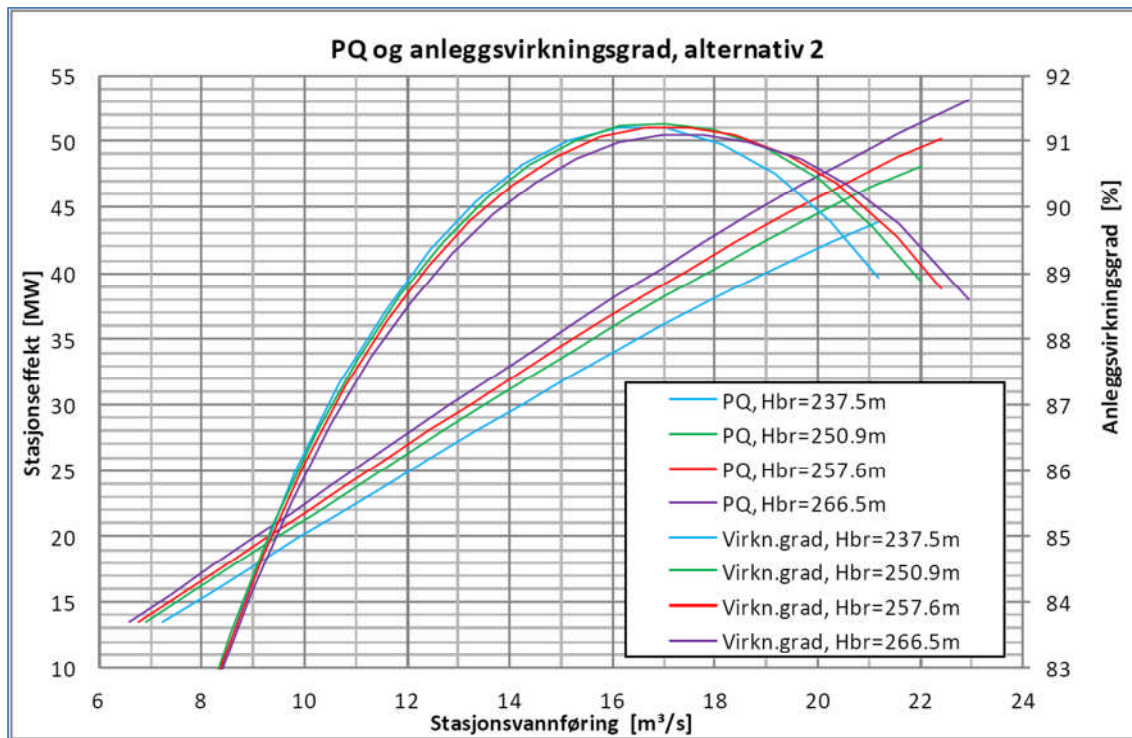
Anleggsvirkningsgradene i % presenteres også som en funksjon av vannføringen i  $m^3/s$ . Disse ligger tilnærmet oppå hverandre, men er litt forskjøvet horisontalt ved stor vannføring.

I figur 5.5 er PQ og anleggsvirkningsgrad for alternativ 1:



Figur 5.5: PQ og anleggsvirkningsgrad, alternativ 1 [14, s 14]

I figur 5.6 er PQ og anleggsvirkningsgrad for alternativ 2:



Figur 5.6: PQ og anleggsvirkningsgrad, alternativ 2 [14, s 14]

### 5.3 Generator

Generatoren i Kvittingen kraftverk har følgende merkedata: [4]

- $S_N$  56 MVA
- $U_N$  9 kV
- $I_N$  3592 A
- $\cos\varphi$  0,8
- $n_N$  500 rpm
- $n_{\text{rusing}}$  900 rpm

I forbindelse med kartlegging av økt effekt i Kvittingen, er tidligere ansatt i NEBB og beregner av generatoren i Kvittingen, Johan Amundsen, kontaktet. Han er i dag ansatt i Statkraft.

Han beskriver i sin uttalelse at generatoren i utgangspunktet er dimensjonert for en turbin på 45 MW med en effektfaktor på 0,8, men at FIKS tillater/ krever en kapasitiv effektfaktor på 0,86. Dette tillater en turbinytelse på 48 MW. En turbineffekt 48 MW er altså innenfor både kravet i FIKS og det generatoren er dimensjonert for. For at hele driftsdiagrammet skal gjelde, er generatoren mekaniske dimensjonert for effektfaktor 1, altså 56 MW. I tillegg antyder Amundsen at generatoren i Kvittingen er identisk med en annen generator fra samme perioden. Denne er installert i Lomen med merkeytelse 60 MVA og effektfaktor 0,9. Det er derfor svært sannsynlig at generatoren i Kvittingen også er dimensjonert mekanisk for 60 MW.

I følge uttalelsene fra Amundsen tyder det på at generatoren i Kvittingen har gode marginer for oppgradering. Det vil derfor ikke bli utført ytterligere beregninger av begrensninger i generatoren så lenge turbinytelsen holdes under 48 MW.

Hvis beregninger hadde vært nødvendig, måtte følgende punkter eventuelt sjekkes for generatoren: [26, s 2]

- Temperaturstigning i generator.
- Mekaniske påkjenninger i materialet.
- Magnetisk fluks i generatoren.
- Strøm og strømtettheter i viklingen.
- Magnetiseringsutrustning

Temperaturstigning i generator

Temperaturgarantier i kontrakten er oppgitt til maksimal stigning over kald kjøleluft ved drift på kontinuerlig merkeytelse, merkespenning og nominell effektfaktor. Se tabell 5.7 for temperaturgarantier. [27, s 38]

Tabell 5.7: Temperaturgarantier for generator

Komponent	Måling	Temperaturstigning
Statorvikling	Middelverdi av målinger med innebygget motstandselement.	80 °C
Rotorvikling	Målt motstandssøkning over hele viklingen.	80 °C
Lager	Målt med motstandselement i segment ved avløpende kant, absolutt temperatur.	70 °C
Sleperinger	Målt med termometer umiddelbart etter stopp, over maskinhalltemperatur.	50 °C
Ved merkedata og spenningsvariasjon $\pm 7,5\%$ er tillatt overtemperatur 5 °C høyere enn verdiene over. Under samme forhold er tillatt overtemperatur for thyristorhusene 80 °C over romtemperatur på 20 °C.		

Hvis nominell strøm i statorviklingen holdes uendret vil ikke temperaturstigningen i statorviklingen endres.

En økning på  $\cos\phi$  fra 0,8 til 0,86 vil ikke øke temperaturen i feltviklingen. Nominell feltstrøm forblir uendret. Dette fører til at temperaturstigning i rotorviklingen også blir uforandret.

Det som på en annen side må sjekkes er hydraulisk tilleggslast. Ved montering av nytt hjul, vil lasten fra turbinen øke og dette kan føre til større påkjenning for lager og påfølgende temperaturøkning.

### Mekaniske påkjenninger i materialet

Ut i fra uttalelse fra Amundsen, kan det tyde på at generatoren i Kvittingen er mekanisk dimensjonert for 60 MW. Dette betyr at en ny effekt på 48 MW, mest sannsynlig ikke er mekanisk begrensende for generatoren.

Mekaniske påkjenninger i generatoren grunnet ruseturtall vurderes med tanke på: [27, s 7]

- Bøyekritisk turtall for akslingen skal minst være 25 % større enn ruseturtall beregnet for elastisk lagersystem.
- Mekaniske spenninger ved rusing skal ikke overstige 75 % av flytegrensen og 50 % av bruddgrensen.
- Maksimal vridespenning i akselen skal ikke overstige 40 MPa.

Bøyekritisk turtall må minst være 25 % større enn beregnet ruseturtall for turbinen. For beregningen, må det etableres en rotormodell. Denne baserer seg på ulike lengder og vekter i rotoren. Kritisk turtall er avhengig av lagerstivheten og modellen kjøres ofte med to case, en med lav og en med høy lagerstivhet. [28] Kravet i kontrakten er satt med utgangspunkt i elastisk lagerstivhet. Det ble ikke utført beregninger på dette, da generatoren er robust dimensjonert for den aktuelle økningen.

Ulike komponenter for akslingen og rotoren må kartlegges med tanke på garantiverdier for flytgrense og strekkfasthet. De ulike spenningene er avhengig av materiale. [29] Beregnende spenninger ved ny effekt må sammenlignes de oppgitte garantiverdier for de ulike komponentene. Deretter må det sjekkes at utnyttelsesgraden ligger innenfor kravet. Beregninger av dette ble ikke utført i dette tilfelle.

Grunnlag for beregning av mekaniske påkjenninger er blant annet gitt av nytt stasjonært ruseturtall for turbinen ved montering av nytt løpehjul. Stasjonært ruseturtall er gitt ved lastavslag der ledeapparatet ikke lukker. I studie, utført av Sweco, ble det sett på to alternative effekter på løpehjulet, 46 og 48 MW. Maks stasjonært ruseturtall for aggregatet ble beregnet til 832 rpm ved 46 MW og 860 rpm ved 48 MW. Begge alternativene er godt innenfor garantiverdien for generatoren på 900 rpm.

Maksimal vridespennning på akselen ble beregnet til 40,5 MPa og 42,2 MPa for henholdsvis 46 MW og 48 MW i rapport utarbeidet av Sweco. Disse verdiene overstiger kravet på 40 MPa. På en annen side er kravet fra leverandøren konservativt og spenninger langt over 40 MPa er blitt tillatt i senere tid. [14, s 4]

### Magnetisk fluks

Hvis en effektøkning på turbinen hadde ført til økt ytelse på generatoren, måtte den magnetiske kretsen i generatoren, blikkpakke i rotor og stator, blitt beregnet på nytt. Magnetiseringsbehovet for generatoren i fullast er avhengig av klemmespenning, synkronreaktans, AC-resistans i stator og merkestrøm. Synkronreaktansen er omvendt proporsjonal med reluktansen i den magnetiske kretsen som igjen er proporsjonal med luftgapet. Det betyr at mindre luftgap gir til høyere synkronreaktans. Magnetiseringsbehovet i en synkrongenerator er gitt av formel 5.17.

*Magnetiseringsbehov for en synkrongenerator:* [30, s 59]

$$\hat{\Theta}_{mn} = \left| \underline{E}_f \right| \cdot \hat{\Theta}_m = \left| \underline{E}_Q + j(X_d - X_q) \cdot \underline{I}_d \right| \cdot \hat{\Phi}_m$$

$$\hat{\Theta}_{mn} = \left| \left( \underline{U}_n + (R_{ac} + jX_q) \cdot \underline{I}_n \right) + j(X_d + X_q) \cdot \underline{I}_d \right| \cdot \hat{\Phi}_m \quad (5.17)$$

$\underline{E}_f$	Magnetomotorisk kraft (emf) for magnetiseringen	[pu]
$\hat{\Theta}_m$		
$\underline{E}_Q$	Del av indusert q-akse spenning	[pu]
$X_d$	Synkronreaktans d-akse	[pu]
$X_q$	Synkronreaktans q-akse	[pu]
$I_d$	Laststrøm d-akse	[pu]
$U_n$	Merkspenning	[pu]
$R_{ac}$	AC resistans i stator	[pu]
$I_n$	Merkestrøm	[pu]

Økt magnetiseringsbehov, hadde ført til økt ytelse i feltviklingen og økt fluks i blikkpakken. Feltviklingen måtte da ha blitt dimensjonert etter ny feltstrøm og feltspenning, og blikkpakken etter ny fluks. I tillegg er det viktig å unngå metning i den magnetiske kretsen.

Det blir ikke utført ytterligere beregninger på dette da ytelsen for generator i Kvittingen ikke endres ved ønsket effektøkning.

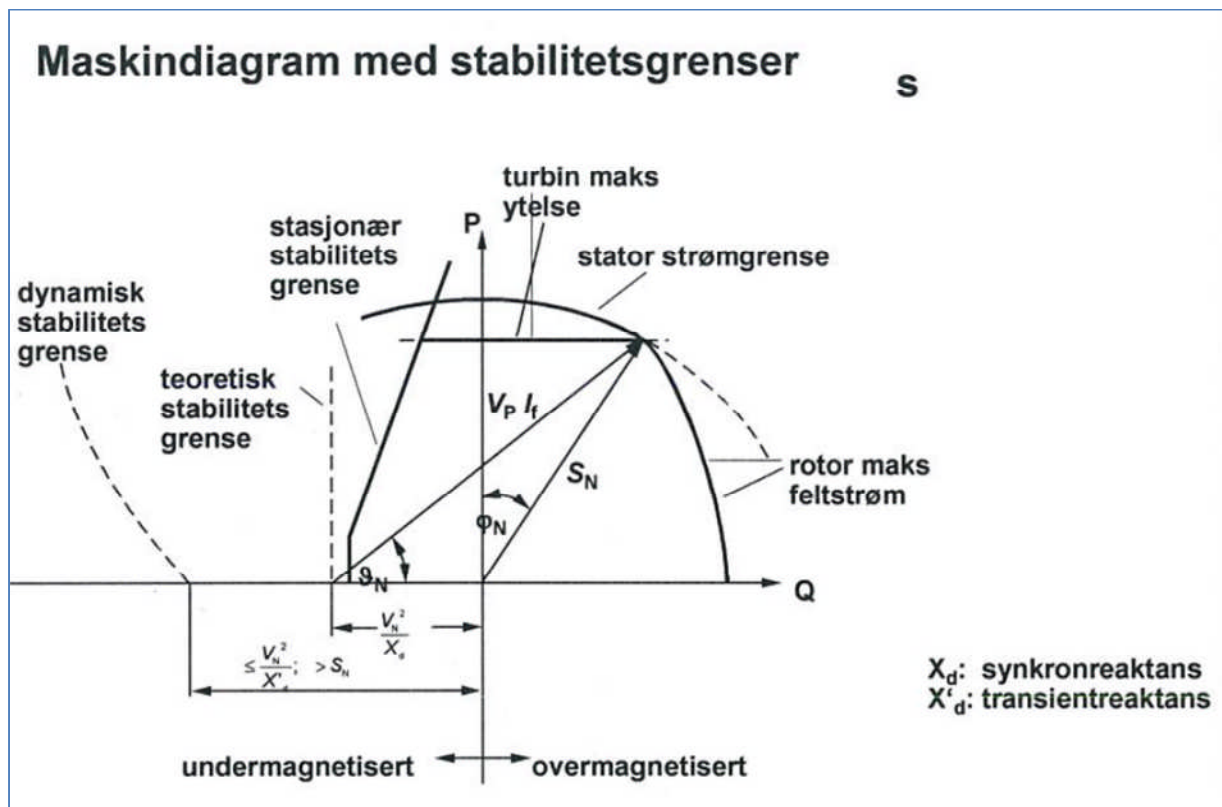
Strøm og strømtettheter

Med utgangspunkt i ny effekt på 48 MW, må marginer med tanke på reaktiv effekt kontrolleres. I følge FIKS, funksjonskrav i kraftsystemet, skal alle produksjonsanlegg over 1 MVA tilknyttet regional- eller sentralnettet ha en reaktiv kapasitet på 0,86 kapasitivt (overmagnetisert) og 0,95 induktivt (undermagnetisert). [31, s 37]

Generatoren i Kvittingen er merket med effektfaktor på 0,8. Det betyr at det ligger inne en margin med tanke på effektøkning. I henhold til kravene i FIKS kan effektfaktoren heves til 0,86 kapasitivt. I forhold til driftsdiagrammet kan da generatoren kjøres med en aktiv effekt på 48 MW. Dette er tilsvarende alternativ 2 i studie fra Sweco.

Med utgangspunkt i dette, vil det ikke være behov for å sjekke marginer med tanke på ny strøm i statorviklingen. Nominell strøm forblir denne samme, med nytt løpehjul på 48 MW. Dette gir for øvrig en effektfaktor tilsvarende kravet i FIKS ved nominell last.

Figur 5.7 viser hvordan et maskindiagram/driftsdiagram for en synkrogenerator etableres:



Figur 5.7: Maskindiagram/driftsdiagram med stabilitetsgrenser for en synkrogenerator [32, s 7]

For generator i Kvittingen eksisterer det ikke et driftsdiagram. Med utgangspunkt i figur 5.7, prinsipper i Voith Hydro og merkedata i tabell 5.8 kan et driftsdiagram etableres ved å gjøre enkle beregninger:

Tabell 5.8: Generatordata for etablering av driftsdiagram [27, s 40-42]

	Symbol	Enhet	Verdi
Tilsynelatende effekt	$S_N$	MVA	56
Aktiv effekt	$P_N$	MW	44,8
Synkronreaktans	$X_d$	pu	1,15
Transient synkronreaktans	$X_d'$	pu	0,23

Maks reaktiv effekt (induktiv) ved null aktiv effekt:

$$Q = -\frac{V_N^2}{X_d} = -\frac{1^2}{1,15} = \underline{\underline{-0,87 \text{ pu}}}$$

Nominell aktiv effekt på generator:

$$P_N = \frac{44,8 \text{ MW}}{56 \text{ MVA}} = \underline{\underline{0,8 \text{ pu}}}$$

Nominell turbinytelse:

$$P_{turb\text{in}} = \frac{42 \text{ MW}}{56 \text{ MVA}} = \underline{\underline{0,75 \text{ pu}}}$$

Nominell ytelse på nytt løpehjul (snitt av 46 MW og 48 MW) ved effektøkning:

$$P_{\text{nytt løpehjul}} = \frac{47 \text{ MW}}{56 \text{ MVA}} = \underline{\underline{0,84 \text{ pu}}}$$

Dynamisk stabilitet:

$$Q_{dyn} : -1 \text{ pu} < \underline{\underline{-2,0}} \leq -\frac{V_N^2}{X_d'} = \frac{1}{0,23} = -4,35 \text{ pu}, \delta = \underline{\underline{100^\circ}}, t = \underline{\underline{0,3 \text{ s}}}$$

Statisk stabilitet karakteristikk 1:

$$Q_{stat-1} = 1,05 \cdot \frac{-V_N^2}{X_d} = 1,05 \cdot \frac{-1^2}{1,15} = \underline{\underline{-0,91}}, \delta = \underline{\underline{65^\circ}}, t = \underline{\underline{2,0 \text{ s}}}$$



Statisk stabilitet karakteristikk 2:

$$Q_{stat-2} = 0,90 \cdot \frac{-V_N^2}{X_d} = 0,90 \cdot \frac{-1^2}{1,15} = \underline{-0,78}, \delta = \underline{90^\circ}, t = \underline{2,0 s}$$

Med utgangspunkt i verdiene ovenfor er forenklet driftsdiagram for Kvittingen etablert i vedlegg I. Undermagnetiseringsbegrensere er etablert i henhold til anbefaling fra Voith Hydro i generatorvern for Matre G4 og G5.

Diagrammet viser totalt tre begrensere for kjøring av aggregatet. Den første er termisk begrensere i stator. Denne styres av nominell laststrøm på 3592 A. Hvis generatoren skal kjøres på 48 MW, kan ikke effektfaktoren være mindre enn 0,86 kapasitiv for at laststrømmen skal holde seg under nominell laststrøm. Statnett, gjennom funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS), krever at produksjonsheter på denne størrelse skal kunne kjøres på minimum 0,86 kapasitivt og 0,95 induktivt. [31, s 20] Med bakgrunn i FIKS blir dermed ikke statoren termisk begrensende ved å øke aktiv effekt til 48 MW.

I tillegg til stator, har rotor en termisk begrensing. Rotorviklingen har en ytelse med maks magnetiseringsstrøm på 716 A og maks magnetiseringsspennning på 197 V. Driftsdiagrammet viser at termisk begrensing i rotorviklingen er den begrensende faktoren ved induktiv drift der effektfaktoren er lavere enn nominell effektfaktor. Ved effektøkning må termiske begrensinger i rotor kartlegges.

Den siste begrensingen er generatorens stabilitetsgrense. Denne er begrensende ved induktiv drift og er avhengig av en stabilitetsvinkel.

De ulike begrensene legges inn i generatorens driftsdiagram for å synliggjøre driftsområde for generatoren.

En annen mulighet er å kartlegge driftstemperaturer, kjølevannstemperaturer og isolasjonsegenskaper i generatoren for å se om merkeskiltet kan endres og ytelsen oppgraderes. Hvis merkeskiltet endres må også driftsdiagrammet etableres på nytt. Skifte av statorvikling og rotorvikling er også mulige tiltak, men ikke aktuelt i dette tilfelle.

### Magnetiseringsutrustning

Så lenge nominell laststrøm ikke endres, vil det ikke være behov for økt magnetisering.

FIKS stiller krav til magnetiseringsutrustningen. For produksjonsanlegg over 25 MVA, skal det være installert statisk magnetisering. I tillegg skal likeretteren være fullstyrt og være dimensjonert for en takspenning og takstrøm tilsvarende to ganger nominell verdi. [31, s 102]

Magnetiseringen i Kvittingen er av typen statisk med helstyrt tyristorbro. Den har en takspenningfaktor på to ganger nominell magnetiseringspenning. Dermed er eksisterende magnetisering tilfredsstillende for dagens krav.

Figur 5.8 viser bilde av magnetiseringsskapet i Kvittingen. I skapet er likeretterbro, feltbryter og utladningsmotstander montert.

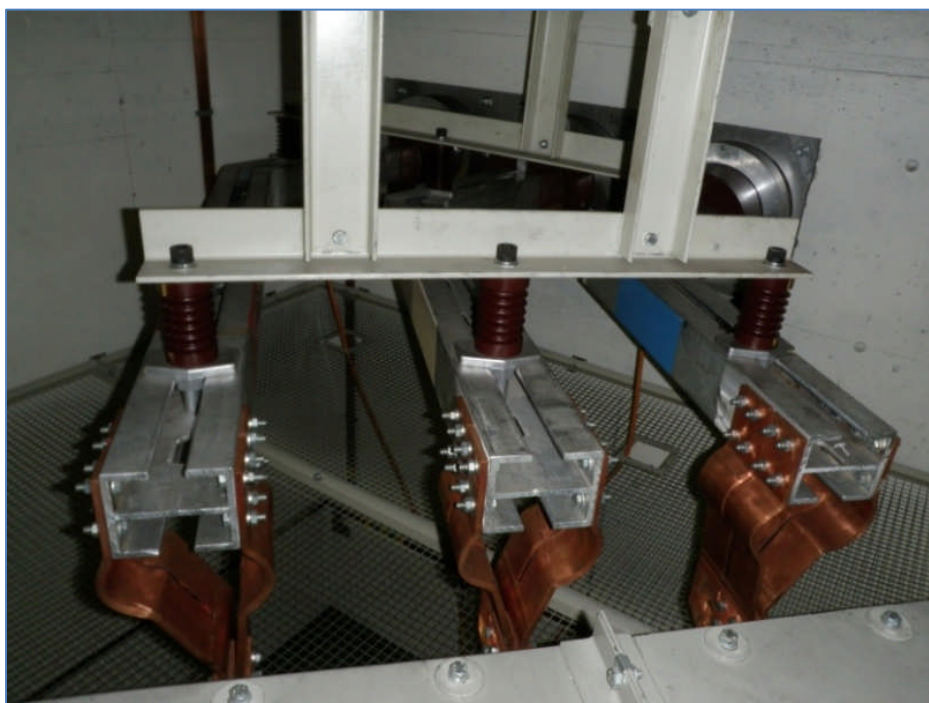


Figur 5.8: Skap for magnetisering i Kvittingen kraftstasjon [10]

## 5.4 Skinneføring

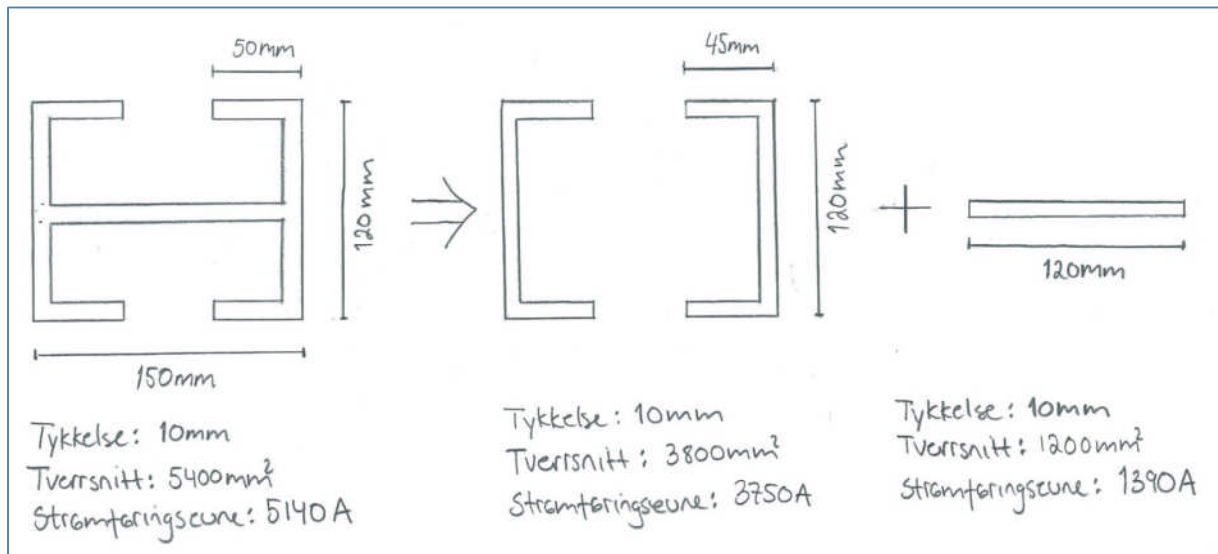
Nominell strøm forblir uforandret og dagens skinneføring skal derfor være tilfredsstillende med tanke på effektøkning. En beregning av strømføringsevne er allikevel gjennomført. Et annet moment er mekaniske påkjenninger ved kortslutning. Dette må også medberegnes, men er ikke sett på i denne rapporten.

Fra generatoruttaket mot apparatanlegget benyttes det skinneføring. Figur 5.9 viser skinneføringen ut fra generatoruttaket. På første del av føringen er det benyttet kobberskinner, men i overgangen mellom vertikal og horisontal føring skiftes det til aluminium.



Figur 5.9: Strømskinner fra generatoruttak [10]

Ekvivalent tverrsnitt for aluminiumskinnene er beregnet til  $5400 \text{ mm}^2$ . «Handbuch für Schaltanlagen», utgitt av BBC Brown Boveri, er benyttet til å finne strømføringsevne for skinnene. Det er benyttet blanke skinner og tatt utgangspunkt i innendørs installasjon med omgivelsestemperatur på  $35 \text{ °C}$  og skinnetemperatur på  $65 \text{ °C}$ . Figur 5.10 viser utført beregning av strømføringsevne for skinnene. Beregnet strømføringsevne er  $5140 \text{ A}$  og dermed godt over nominell laststrøm på  $3592 \text{ A}$ . [33]



Figur 5.10: Beregning av strømføringsevne i skinneføring

Hvis strømføringsevnen hadde vært en begrensende faktor, kunne det vært benyttet en spesiell egnet maling som hadde økt den termiske konduktiviteten i skinnene. Da hadde ny strømføringsevne blitt 6430 A.

Figur 5.11 viser bilde av håndbok benyttet for beregning av strømføringsevne for skinnene.



Figur 5.11: «Handbuch für Schaltanlagen», 5 utgave

## 5.5 Hovedtransformator

Hovedtransformatoren i Kvittingen kraftverk er levert av ASEA Per Kure AS og har følgende merkedata:

- |         |                  |                  |                  |
|---------|------------------|------------------|------------------|
| • $S_N$ | 56 MVA           | • Koblingsgruppe | YNd5             |
| • $U_N$ | 9 kV / 135 kV    | • Kjøling        | OFWF             |
| • $I_N$ | 3592 A / 239,5 A | • Omkobler       | 135 kV $\pm 3$ % |

Hvis løsningen blir å installere et nytt løpehjul med aktiv effekt på 48 MW, er marginene på generatoren så gode at en ytelse på 56 MVA er tilstrekkelig. Av den grunn vil også ytelsen på hovedtransformatoren være tilstrekkelig.

Hvis så tilfelle hadde vært, at behovet for økt ytelse hadde vært til stede, ville det vært aktuelt å kartlegge følgende elementer: [34]

- Aldring
- Hot-spot temperatur
- Kjølekapasitet
- Strømtransformator

### Aldring

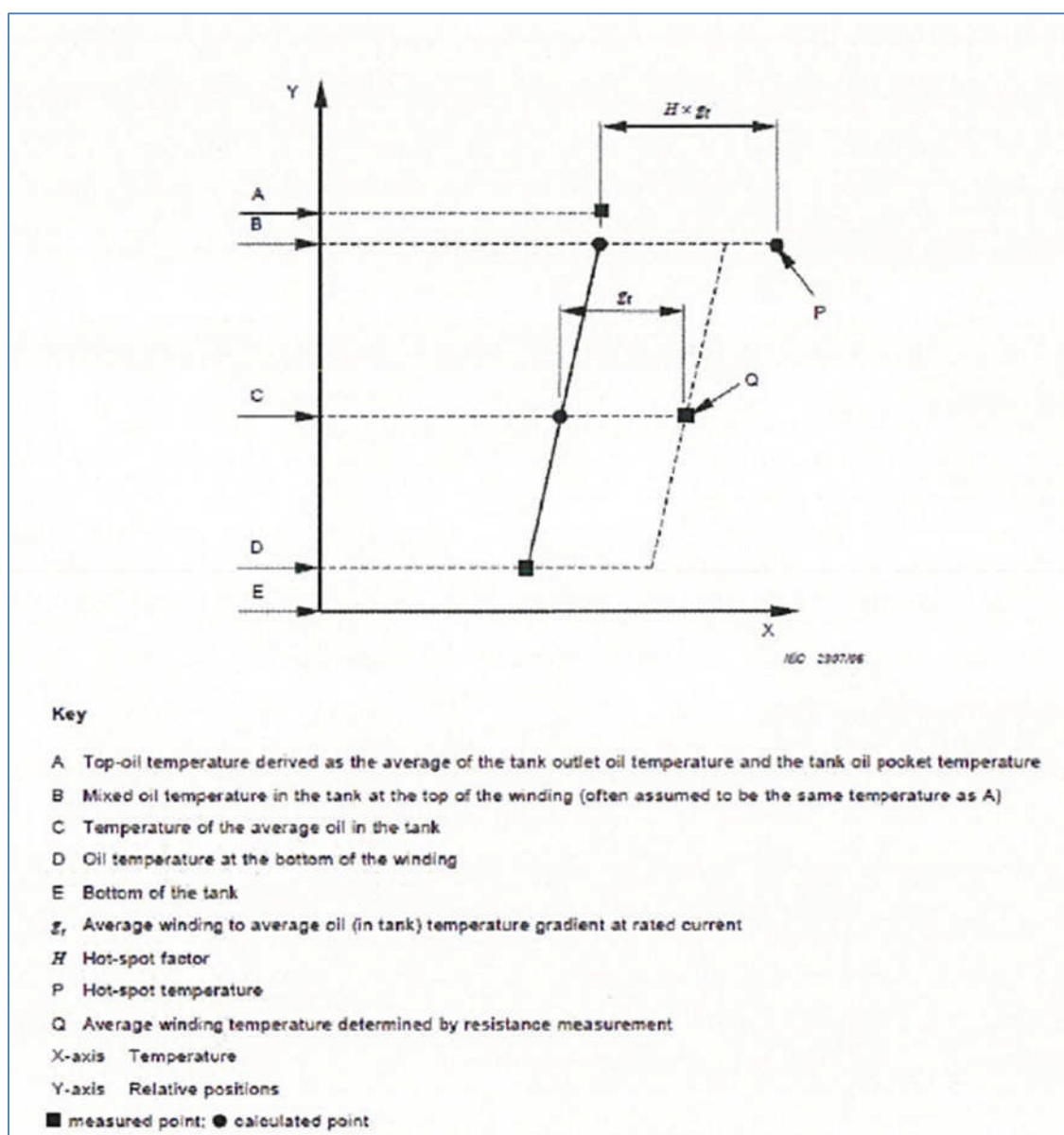
Aldring i en transformator er først og fremst degradering av den faste isolasjonen (cellulosen). Aldring av cellulose er avhengig av flere forhold, og er en funksjon av temperatur, fuktighetsinnhold, oksygeninnhold og syreinnhold. Aldring kan dermed reduseres ved å holde riktig driftstemperatur, lavest mulig vanninnhold, lavest mulig oksygeninnhold og begrense syreinnholdet i papiret. De ulike aldringsmekanismene kalles oksidasjon, hydrolyse og pyrolyse.

Tilstandsmåling i forbindelse med aldring gjennom olje- og gassanalyse er nærmere beskrevet i kapittel 4.5.

Ved økt ytelse, forventes det at temperaturen i transformatoren øker hvis kjølesystemet (kjølevann og kjøleeffekt) holdes uendret. Temperatur er den viktigste akseleratoren ved aldring av olje. Hastigheten dobles for hver 6 °C økning. [34]

### Hot-spot temperatur

Når temperaturen i en transformator øker, øker aldringstakten. Da er det ofte hot-spot temperaturen som er interessant. Hot-spot temperaturen er det varmeste punktet i transformatoren. Denne temperaturen finnes ofte i øvre del av lavspentviklingen. Figur 5.12 beskriver temperaturfordelingen i en transformator.



Figur 5.12: Temperaturfordeling i en transformator [34]

Figur 5.12 viser ulike punkter i transformatoren der temperaturen måles eller kan beregnes. Ved å måle bunn- og toppoljetemperatur og gjennomsnittlig viklingstemperatur, kan hot-spot temperaturen beregnes ved å kjenne til Hot-spot faktoren.

For å beskrive aldringstakten som funksjon av hot-spot temperaturen benyttes Montsinger`s regel i formel 5.18:

*Relativ aldring i en transformator:*

$$V = 2^{\frac{(T-98^{\circ}\text{C})}{6^{\circ}\text{C}}} \quad (5.18)$$

V	Relativ aldring	[-]
98°C	Tillatt Hot-spot temperatur	[-]
T	Temperatur	[°C]

Montsinger`s regel viser at når temperaturen øker med 6 °C, doubles den relative aldringen. Hvis Hot-spot temperaturen i en transformator reduseres fra 98 °C til 90 °C, vil levetiden doubles. Dette viser hvor temperaturavhengig levetiden for en transformator er. [34]

### Kjøling

Hvis det hadde vært behov for å øke ytelsen på transformatoren i Kvittingen, måtte kjøleeffekten også blitt økt. Dette for å hindre en uønsket høy aldringsrate på transformatoren.

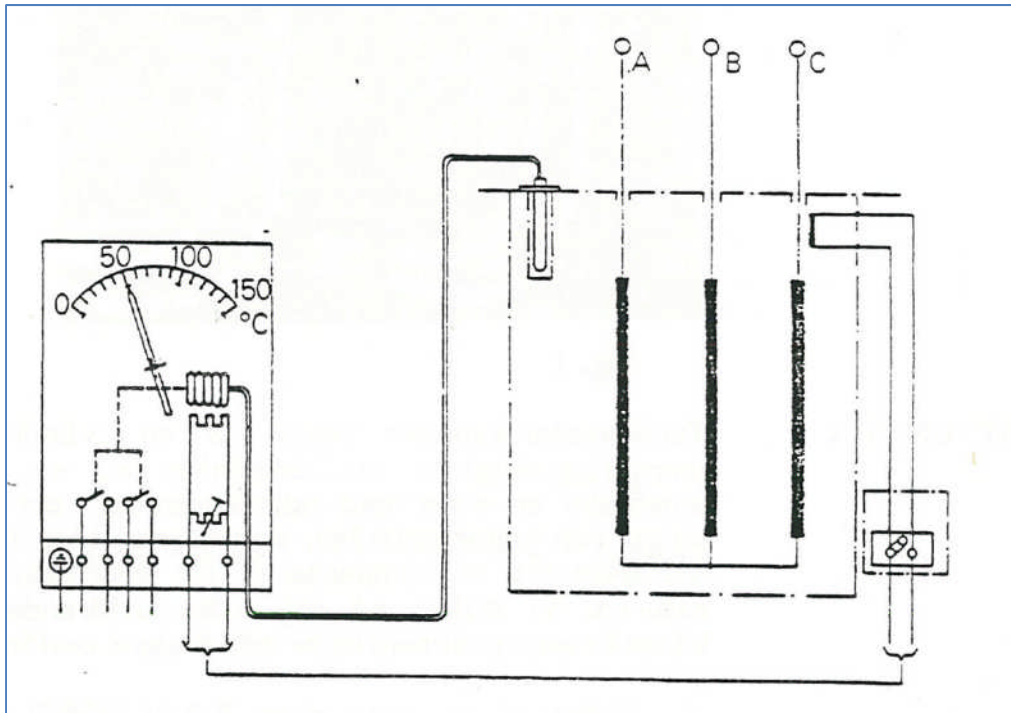
Transformatoren i Kvittingen er utstyr med to vann til olje kjølere, en hovedkjøler og en reservekjøler. Ved lave temperaturer på oljen er bare hovedkjøleren i drift. Hvis temperaturen på toppoljen overstiger 50 °C, starter også reservekjøleren. Reservekjøleren er også backup hvis hovedkjøleren skulle svikte.

Ytelsen på transformatoren i Kvittingen er oppgitt til 56 MVA med en kjølekrets. Med dobbel kjølekrets er transformatoren dimensjonert for en ytelse på 67,2 MVA. Det er montert en oljepumpe på hver kjølekrets for å oppnå forsert sirkulasjon av oljen.

Hvis det hadde vært behov for økt kjølekapasitet, kunne det ha blitt installert nye kjølere med høyere kapasitet. Beregninger gjort av ABB for transformator i Steinsland, i forbindelse med økt effekt, viste at det var lite å hente ved installasjon av nye kjølere. Hot-spot temperaturen ble bare senket med et par grader. Reduksjon av innkommende kjølevannstemperatur hadde på en annen side større virkning. 5°C reduksjon i kjølevannstemperatur, førte til 5°C reduksjon i hot-spot temperatur. [34]

### Strømtransformator

I forbindelse med måling av viklingstemperatur er det installert en strømtransformator i lavspenningviklingen. Omsetningsforholdet på denne måletransformatoren er 2074/1,5 A. Primærsiden av måletransformatoren er dimensjonert etter nominell strøm for lavspenningviklingen:  $3592 / \sqrt{3} = 2074$  A. Figur 5.13 viser måleprinsipp for viklingstemperaturindikering i en transformator.



Figur 5.13: Måleprinsipp for viklingstemperatur i en transformator [35]

Instrumentet måler temperatur via et motstandselement, vanligvis installert i transformatorens lokk. Den målte temperaturen er tilsvarende toppoljetemperaturen i transformatoren. Forholdet mellom oljetemperatur og viklingstemperatur vil være tilnærmet konstant i alle horisontale snitt. Ved å måle strømmen i viklingen på samme nivå der oljetemperaturen måles, vil disse verdiene, gjennom en motstand, kunne sammenlignes for å indikere temperaturen i viklingen. Motstanden tilkoblet sekundærsiden på strømtransformatoren er proporsjonal med kvadratet av laststrømmen referert sekundærsiden på måletransformatoren. Instrumentet må kalibreres og stilles vanligvis inn etter merkelast. [35]

Ved ønske om økt ytelse på transformatoren, må det sjekkes om strømtransformatoren i lavspenningviklingen tåler ønsket overlaster.



## 5.6 Kabler

To kabelanlegg i kraftverket blir berørt ved effektøkning. Det ene ligger på primærsiden av hovedtransformatoren og det andre på sekundærsiden. Det er brukt PEX-kabler på begge anleggene, med merkespenning på henholdsvis 145 kV og 12 kV. Det ligger også en 9 kV kabelføring fra stasjonen ut til Portalbygget, men dette anlegget er ikke en del av produksjonslinjen og blir ikke omtalt i denne rapporten.

### 12 kV kabelanlegg

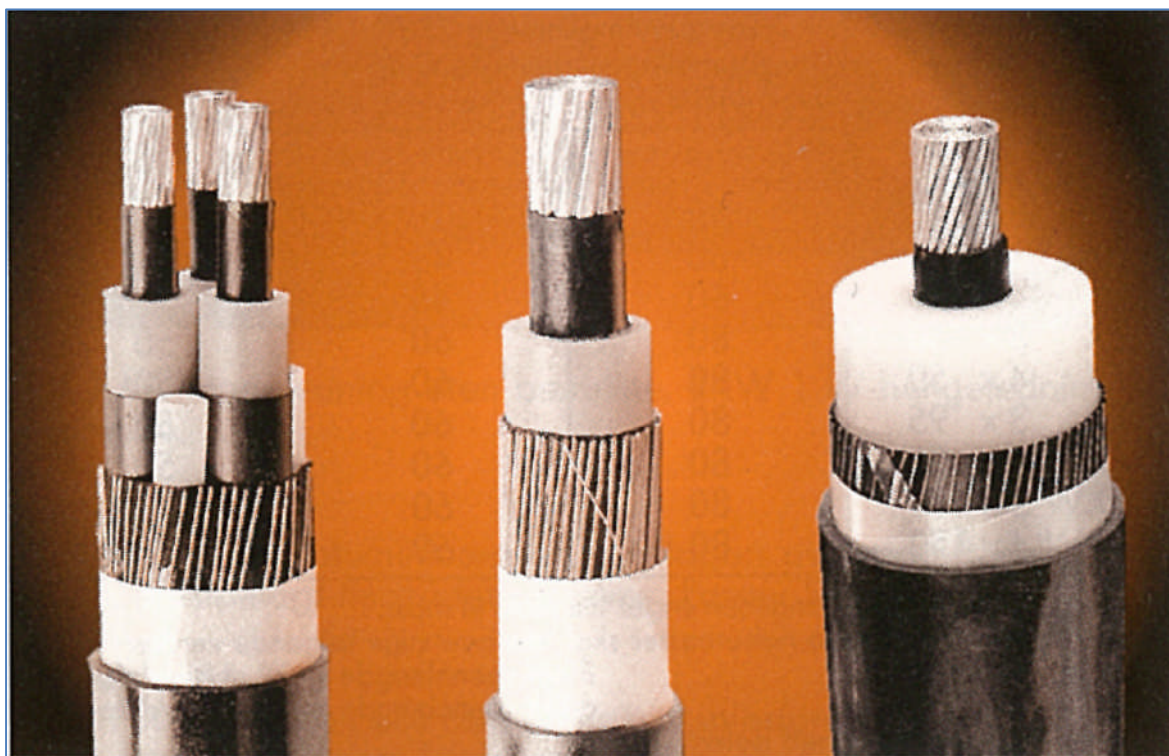
På lavspentsiden av hovedtransformatoren ligger det fire 12 kV TXXP 1200 mm<sup>2</sup> for hver fase. Dette er en enleder PEX-kabel fra STK (Standard Telefon og Kabel), i dag bedre kjent som Nexans. For å finne strømføringsevne for en kabel, må en rekke faktorer kartlegges: [36]

- Forlegningsmåte (luft, kanal eller jord)
- Sammenstilling (flat eller trekant)
- Korreksjonsfaktorer (dybde, jordtemperatur, termisk resistivitet og lufttemperatur)
- Skjermtilkobling (lukket eller åpen)

12 kV kabler i Kvittingen ligger delvis på kabelbro og delvis i kabelkanal. Forlegning i kabelkanal gir dårligst strømføringsevne, og benyttes i beregningen. Kablene ligger både i trekantforlegning og flat forlegning. Her gir trekantforlegning dårligst strømføringsevne. Omgivelsestemperatur antas å være ca. 15 °C. Kablene ligger ikke jord og derfor behøves ikke informasjon om termisk resistivitet og jordtemperatur. Når det gjelder skjermtilkobling, er dette usikkert, men lukket tilkobling gir dårligst strømføringsevne.

Tabeller fra produsent kan benyttes for å finne strømføringsevne for kablene med gitte forutsetninger. Med bakgrunn i forutsetningene angitt ovenfor kan strømføringsevnen for fire 1200 mm<sup>2</sup> TXXP settes til  $4 \times 1330 \text{ A} = 5320 \text{ A}$ . Strømføringsevnen må korrigeres for trekantforlegning. Tilnærmet korreksjonsfaktor for fire kabler er 0,9. Strømføringsevnen kan på en annen side heves, fordi driftstemperaturen er lavere enn referansetemperaturen på 25 °C. Antar en omgivelsestemperatur på 15 °C, noe som gir en korreksjonsfaktor på 1,08. Totalt sett blir strømføringsevnen rett i overkant av 5000 A. [31] Dette er godt over nominell laststrøm på 3592 A og 12 kV kabelanlegg vil ikke være en begrensende faktor. Hvis effektøkningen hadde ført til økt belastningsstrøm, så hadde marginene på 12 kV kabelanlegg vært gode.

Figur 5.14 viser bilde av PEX- kabel tilsvarende de som er installert i Kvittingen:



Figur 5.14: 12-145 kV PEX-kabel fra Alcatel (tidligere Alcatel STK og i dag Nexans) [36]

### 145 kV kabelanlegg

På høyspentsiden av hovedtransformatoren og ut til utendørsanlegget ligger det fire enleder PEX-kabler, en for hver fase og en i reserve. Kablene er av typen TXSE (PEX) og har et ledertverrsnitt på  $400 \text{ mm}^2$ . Kablene ligger flatt plassert i forhold til hverandre i egen kabeltunnel opp fra transformatoren i stasjonen til muffehuset på utendørsanlegget. Belastningstabell for tre 145 kV PEX-isolert enleder kabel forlagt i luft viser en strømføringssevne for  $400 \text{ mm}^2$  på 745 A. Dette forutsetter at skjerm er tilkoblet i begge ender. Tilsvarende strømføringssevne for kabel i jord er 580 A. Siden den aktuelle forlegningsmåten ligger midt i mellom kan en strømføringssevne på 650 A antas. Kablene ligger derimot inntil hverandre og strømføringssevnen må korrigeres for dette. På en annen side ligger kablene i et miljø med temperatur langt under referansetemperaturen på  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  og korrigeringsene går i mot hverandre. [36]

En strømføringssevne på tilnærmet 650 A er langt over nominell laststrøm på 239,5 A. Dermed vil ikke 145 kV kabel være en begrensende faktor ved eventuell økt laststrøm.

## 5.7 Apparatanlegg

Apparatanlegget består av følgende komponenter:

- Effektbrytere
- Skillebrytere
- Jordsluttere
- Strømtransformatorer
- Spenningstransformatorer
- Overspenningsavledere

En effektøkning kan føre til behov for økt ytelse på generatoren. Dette vil føre til økt nominell laststrøm. Spenningen vil derimot holdes uendret og ikke være en begrensende faktor.

Kortslutningsytelse må inkluderes ved valg av utstyr i apparatanlegget. Figur 5.15 viser bilde av utendørs apparatanlegg i Kvittingen kraftverk.



Figur 5.15: Utendørs apparatanlegg Kvittingen kraftverk [10]

Nedenfor følger en beskrivelse av hvilke elementer som kartlegges i forbindelse med effektøkning for de enkelte komponentene i apparatanlegget.

### Effektbrytere

Tabell 5.9 gir en oversikt over effektbrytere i Kvittingen med tilhørende merkedata.

Tabell 5.9: Merkedata for effektbrytere i Kvittingen kraftverk [4]

Driftsmerking	Merkespenning [kV]	Fabrikat/Type	Merkestrøm [A]	Bryteevne [kA]
9 G1 E	12	BBC / HC 12.40.40L	4000	40
132 T1 E	145	Sprecher & Schuh / HGF 112/1C	3150	40
132 GR1 E	145	Sprecher & Schuh / HGF 112/1C	3150	40
9 T2ST2 E	12	BBC / HB 12.06.12	630	12
22 FG1 E	24	ABB / CALOR EMAG	630	

Ved en effektøkning må nye driftsverdier fra generator og nettet sjekkes opp mot merkedata for effektbryterne. En effektøkning vil ikke endre på driftsspenningen. Merkestrøm og bryteevne må derimot sjekkes mot eventuell ny laststrøm og endring av kortslutningsytelse. I Kvittingen benyttes 132 T1 E til innfasing og frakobling, mens 9 G1 E benyttes for utkobling ved feil. I dette tilfelle vil 9 G1 E ha den laveste marginen av effektbryterne med tanke på merkestrøm og bryteevne.

Bryteevnen til en effektbryter er viktig med tanke på en feilfri bryting og for å unngå skade på utstyr og personell. Informasjon om størrelsen på kortslutningsstrømmen er derfor nødvendig med tanke på valg av bryter.

Ved kortslutning av en generator avtar kortslutningsstrømmen eksponentielt med tiden. Kortslutningsforløpet kan deles inn i tre perioder; subtransient, transient og stasjonær periode. Kortslutning av en RL-krets, slik generatoren er, kjennetegnes også med et avtagende DC-ledd. Størrelsen på DC-leddet er avhengig av når på sinuskurven kortslutningen inntreffer og er størst hvis kortslutningen inntreffer ved nullgjennomgang.

Størrelsen på den høyeste transiente kortslutningsstrømmen er dimensjonerende for bryteevnen til effektbryteren. Den subtransiente perioden er typisk 20-70 ms og er uaktuell, fordi relevernet og effektbryteren har en tidsforsinkelse innebygd. Kortslutningsstrømmen i den subtransiente perioden er på en annen side dimensjonerende for mekaniske påkjenninger.

Nedenfor følger en beregning av RMS-verdien til den transiente kortslutningsstrømmen for generator i Kvittingen ved symmetrisk kortslutning på generatorklemmene: [37, s 141-144]

Beregner laststrøm ved merkedrift referert 56 MVA og 9 kV:

$$I_g = \left(\frac{S}{U_g}\right)^* = \left(\frac{0,8 + j0,6}{1\angle 0^\circ}\right)^* = \underline{1\angle -36,87^\circ pu}$$

Finner polhjulsinkelen ved merkelast:

$$\delta = \angle \overline{E_Q}$$

$$\begin{aligned}\overline{E_Q} &= \overline{U_g} + (Ra + jX_q) \cdot \overline{I_g} = 1\angle 0^\circ + (0,00171 + j0,75) \cdot 1\angle -36,87^\circ \\ &= (1,4514 + j0,5990) = 1,5701\angle 22,43^\circ \rightarrow \underline{\delta = 22,43^\circ}\end{aligned}$$

Dekomponerer strømmen og spenninger i d-akse og q-akse:

$$I_{gd} = -I_g \cdot \sin(-\angle I_g + \delta) = 1 \cdot \sin(39,3^\circ) = \underline{-0,8598 pu}$$

$$I_{gq} = I_g \cdot \cos(-\angle I_g + \delta) = 1 \cdot \cos(39,3^\circ) = \underline{0,5106 pu}$$

$$U_{gd} = -U_g \cdot \sin(\delta) = -1 \cdot \sin(22,43^\circ) = \underline{-0,3816 pu}$$

$$U_{gq} = U_g \cdot \cos(\delta) = 1 \cdot \cos(22,43^\circ) = \underline{0,9244 pu}$$

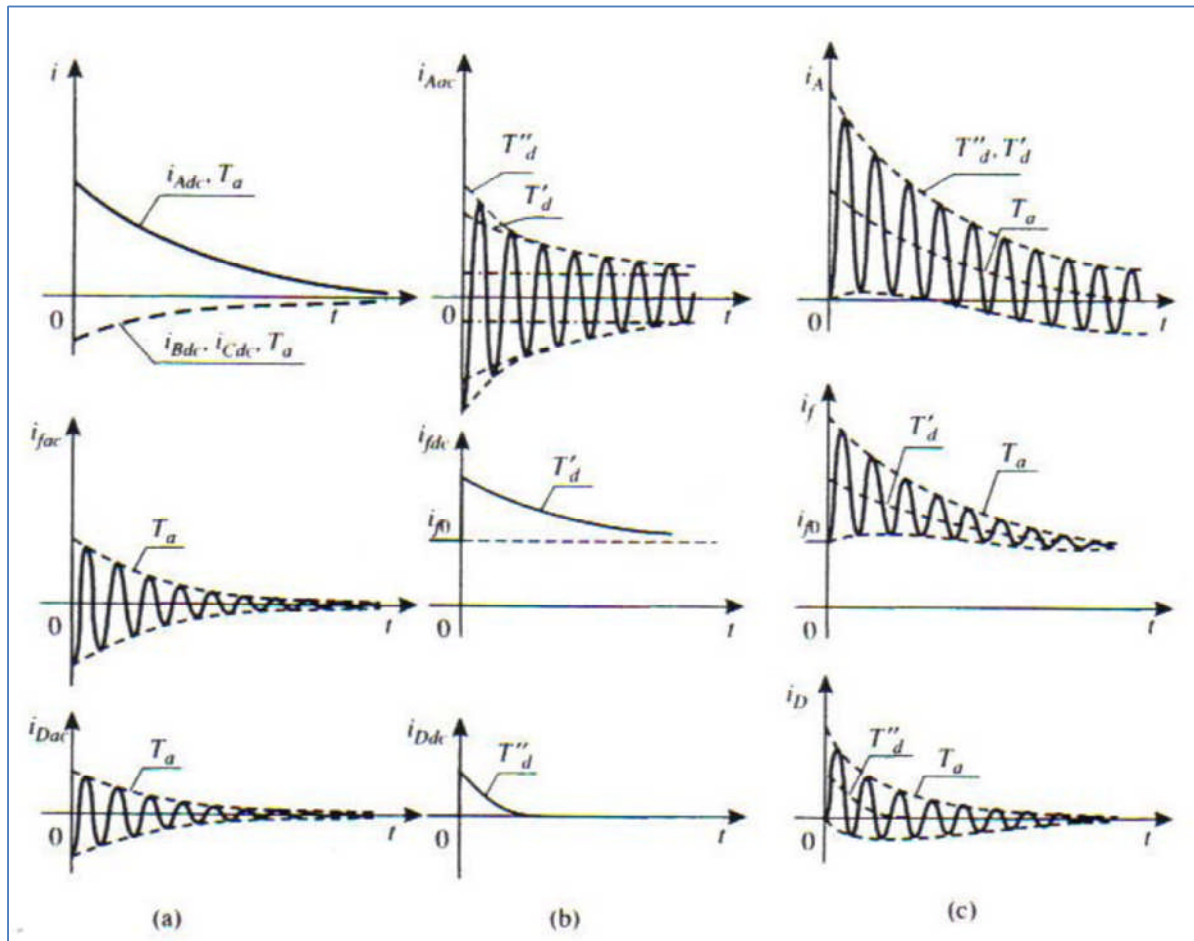
Finner indre induert spenning i generator for aktuell driftsituasjon:

$$E_d = -0,3816 + 0,75 \cdot 0,5106 = \underline{0 pu}, \quad E_q = 0,9244 - 0,23 \cdot -0,8598 = \underline{1,122 pu}$$

Transient kortslutningsstrøm (RMS-verdi) referert 9 kV blir:

$$I_k = \frac{E_q}{x_d} = \frac{1,122}{0,23} = \underline{4,878 pu} = \underline{17,5 kA}$$

Effektbryter 9 G1 E har en bryteevne på 40 kA. Den har dermed en god margin i forhold til kortslutningsytelse fra generatoren.



Figur 5.16: Elektromagnetisk fenomen i en generator ved kortslutning [37, s 134]

Figur 5.16 viser elektromagnetisk fenomen i en generator ved kortslutning. Nederste rad viser strømforløp i dempeviklingen ved kortslutning. Figuren i kolonne a viser AC-leddet, figur b DC-leddet og figur c total kortslutningsstrøm i dempeviklingen. Den midterste raden viser tilsvarende for feltviklingen og øverste rad forløpet i statoren.

Kurvene viser at en AC-strøm i dempeviklingen og feltviklingen gir et DC-ledd i statoren. Motsatt er det med DC-ledd i dempevikling og feltvikling. Dette gir et AC-ledd i statoren.

Bidrag fra dempeviklingen har kortest tidskonstant og bidrar i den subtransiente perioden. Feltviklingen har større tidskonstant og bidrar til den transiente perioden. Tilslutt, i den stasjonære perioden, da DC-leddet er dempet ut, går det ingen strøm i dempeviklingen og feltviklingen og det er kun kortslutningsstrøm i statoren som bidrar.

Kurven øverst til høyre i figur 4.16 viser total kortslutningsstrøm i statoren. Ved valg av effektbryter og innstilling av tidsforsinkelse i relevern og utkobling, må kortslutningsforløpet til generatoren studeres. Avhengig av størrelsen på DC-leddet, vil de første periodene av forløpet være en DC-strøm. En effektbryter vil ikke bryte strømmen før nullgjennomgang og den må derfor være designet for å tåle den påkjenning det er å stå med kortslutning i noen perioder.

BKK Nett har benyttet PSS/E, et dynamisk simuleringsverktøy, til å beregne ulike kortslutningsytelser i nettet ut i fra forskjellige driftssituasjoner. Simuleringsverktøyet beregner RMS-verdi av transient kortslutningsstrøm ved 3-fase kortslutning. Denne verdien er dimensjonerende for bryteevnen til effektbryteren. Etter forespørsel er følgende kortslutningsytelser, referert 132 kV og 9 kV, oppgitt for Kvittingen, vist i tabell 5.10:

Tabell 5.10: Kortslutningsytelser for Kvittingen oppgitt av BKK Nett [38]

Referanse [kV]	Kortslutningsytelse Generator		Kortslutningsytelse Nett	
	[MVA] / [kA]		[MVA] / [kA]	
	Maks	Min	Maks	Min
132	180 / 0,79	-	970 / 4,24	680 / 2,97
9	270 / 17,3	-	350 / 22,5	300 / 19,2

Kortslutningsbidraget fra generatoren beregnes ut i fra merkedrift med nominell spenning på klemmene. For å beregne RMS-verdi av transient kortslutningsstrøm trenger simuleringsprogrammet informasjon om mettet transient synkronreaktans for både d-akse og q-akse. Kortslutningsbidraget fra nettet blir beregnet ut i fra to valgte driftssituasjoner (maksimum og minimum last). Til dette trenger PSS/E informasjon om aktuell last og reaktanser i nettet.

Opgitt verdi for kortslutningsstrøm i tabell 5.10 for maks bidrag fra generator stemmer godt overens med håndberegning utført tidligere i kapitlet. Avviket er på 0,2 kA og det kan skyldes avrunding i oppgitte verdier eller avrunding underveis i håndberegningen. Maks kortslutningsstrøm fra nettet på 22,5 kA er dimensjonerende for bryteevnen til effektbryter 9 G1 E, men ligger godt under grensen på 40 kA. Det foreligger dermed gode marginer.

Skillebrytere

Tabell 5.11 viser oversikt over skillebrytere i Kvittingen kraftverk.

Tabell 5.11: Merkedata for skillebrytere i Kvittingen kraftverk [4]

Driftsmerking	Merkespenning [kV]	Fabrikat/Type	Funksjon	Merkestrøm [A]
9 G1 A	12	Strøberg / OJON3-12A4000	Skillebryter	4000
132 T1 A	135	ASEA / NSA 145, 1250 B	Skillebryter	1250
132 GR1 A	145	ASEA / NSA 145, 1250 B	Skillebryter	1250
132 GR1 L	145	ASEA / NSA 145, 1250 B	Skillebryter	1250
9 T2S1	12	NEBB / NAL 12	Lastskillebryter	630
9 T2 S2	12	NEBB / NAL 12	Lastskillebryter	630
9 ST2 S	12	NEBB / NALF 12	Sikring- lastskillebryter	630
9 T2ST2 A	12	NEBB / NALF 12	Sikring- lastskillebryter	630
9 ST1 A	12	NEBB / NALF 12	Sikring- lastskillebryter	630
22 FG1 L	24	ABB /	Kompaktbryter m/skillefunksjon	

Når det gjelder skillebrytere, må merkestrøm og merkespenning kontrolleres ved effektøkning. Siden begge disse blir uforandret i dette tilfelle, vil det ikke være nødvendig å sjekke ut denne komponenttypen nærmere.



### Jordsluttere

Tabell 5.12 viser oversikt over installerte jordsluttere i Kvittingen kraftverk.

Tabell 5.12: Merkedata for jordsluttere i Kvittingen kraftverk [4]

Driftsmerking	Merkespenning [kV]	Fabrikkat	Type	Kortslutning [kA]
9 G1 J				40
9 A J				40
132 T1 J	145	ASEA	NVA 145	30
132 A J	145	ASEA	NVA 145	30
132 GR1 J	145	ASEA	NVA 145	30
22 FG1 J				

For jordsluttere må dimensjoneringen sjekkes opp mot maks kortslutningsstrøm.

### Strømtransformatorer

Tabell 5.13 viser oversikt over installerte strømtransformatorer i Kvittingen kraftverk.

Tabell 5.13: Merkedata for strømtransformatorer i Kvittingen kraftverk [4]

Plassering	Merkespenning [kV]	Fabrikkat / Type	Byrde [VA]	Merkestrøm [A]
Generator nullpkt.	12	NI / NIRG 24	30/30/30	4000/5/5/5
Generatoruttak	12	NI / NIRG 24	30/30/30	4000/5/5/5
Magnetisering	12	BBC / AKS 12	30	60/5
22 kV linjeavgang	12	BBC / ABB 12	15/10/10	150/5/5/5
22 kV linjeavgang	24	BBC / AKS 12	30/30	200/5/5
132 kV linjeavgang	145	NI / IEOT 145	40/40/40	300/5/5/5
132 kV avgang T1	145	NI / IEOT 145	40/40/40	300/5/5/5

Merkestrøm for måletransformatorene må sjekkes etter effektøkningen. I dette tilfelle vil ikke merkestrømmen øke og eksisterende strømtransformatorer er dermed ikke en flaskehals.

I tillegg til merkestrømmen, må byrden i sekundærkretsen sjekkes. Byrden endres ikke ved effektøkning, men utskifting av utstyr i kontrollanlegget kan føre til at byrden endres. Det er viktig å holde byrden i nærheten av merkebyrden slik at nøyaktigheten i strømtransformatoren opprettholdes. At tilkoblet byrde i kretsen skal være minst 50 % av merkebyrde, er en mye brukt tommelfingerregel. Kablingen sekundært utgjør den største byrden. Hvis byrden er for liten, anbefales ikke å gå ned i tverrsnitt, men heller benytte belastningsmotstander i sløyfa. Før igangkjøring er det viktig å måle byrden og eventuelt kompensere for feil byrde før idriftsettelse.

#### Spenningstransformatorer

Ingen spenninger vil bli forandret ved effektøkning så transformatorer for spenningsmåling vil ikke representere en flaskehals.

Ved endring av utstyr i sekundærkretsen er det også her viktig å tilse at byrden ligger innenfor anbefalt område.

#### Overspenningsavledere

Tabell 5.14 viser installerte overspenningsavledere i Kvittingen kraftverk.

Tabell 5.14: Merkedata for overspenningsavledere i Kvittingen kraftverk [4]

Plassering	Merkespenning [kV]	Fabrikk	Type	Prinsipp
132 kV linjeavgang (ytte faser)	145	ASEA	XAF 144	Gnistgap
132 kV linjeavgang (midtre fase)	145	ABB	EXLIM Q-E	MOSA
Generatoruttak	12	ASEA	XMD 12	Gnistgap

Overspenningsavledere dimensjoneres etter spenningsnivå og energi i overspenninger som kan oppstå på stedet. Overspenninger kan forårsakes av brytespenninger og lynimpuls-spenninger. Disse blir ikke endret ved effektøkning og avlederne er ikke en flaskehals.

## 6 Releplaner

Under revisjonen skal kontrollanlegget moderniseres. Dette inkluderer blant annet nytt generatorvern og linjevern. For å kunne sette opp et relevern, må det etableres en releplan for den delen av anlegget vernet skal beskytte. En releplan omhandler vanligvis følgende punkter:

- Vernoversikt (enlinjeskjema med vernfunksjoner og målepunkter)
- Anleggsdata for aktuelle komponenter
- Driftsvariable data (kortslutningsytelser og kortslutningsstrømmer ved ulike feil)
- Beskrivelse av vernfunksjoner og forslag til innstillinger
- Sonediagram (aktuelt for linjevern)

I BKK benyttes ProDoc til etablering av releplaner. ProDoc er utviklet av Jacobsen Elektro og er lisensbegrenset gjennom Lotus 123. BKK har for øyeblikket kun seks lisenser, der alle disponeres i BKK Nett. Det er søkt om to lisenser til IT-avdelingen i BKK ment for bruk i BKK Produksjon, men lisensene kan ikke skaffes innen rimelig tid slik at ProDoc kan benyttes til releplanlegging i denne rapporten. I kapittel 6.1 og 6.2 etableres en foreløpig releplan for henholdsvis generatorvern og 132 kV linjevern, men noe forenklet på grunn av manglende programvare og lisens.

Beregning av kortslutningsstrømmer ved ulike feilscenario blir begrenset på grunn av manglende tilgang til ProDoc. I tillegg er oppsett for innstillinger noe ufullstendig. Innstillingene vil også mest sannsynlig måtte tilpasses under idriftsettelse. Ellers fremgår releplanene i sin helhet.

## 6.1 Generator G1 og hovedtransformator T1

Releplan for generatorvern er etablert med utgangspunkt i standardoppsett fra Voith Hydro, leverandør av Siemens relevern. Under følger en beskrivelse for oppbyggingen av releplan for generator og hovedtransformator.

### Vernoversikt

Vernoversikten beskriver hvilken stasjon og enhet releplanen omhandler og hvem eier av anlegget er. I tillegg fremgår det hvilken releplan som eventuelt erstattes. På denne siden er det også etablert et enlinjeskjema med oversikt over generator, magnetisering, blokktransformator, samleskinner og måletransformatorer. De ulike relevernene er videre satt opp med sine respektive vernfunksjoner mot de aktuelle målepunktene i anlegget.

### Anleggsdata

Her fremgår merkedata for de aktuelle anleggsdelene. Dette inkluderer aktuelle parameterverdier for innstilling av vernet for henholdsvis generator, blokktransformator, magnetiseringstrafo, nullpunktstand og spenningsregulator. I tillegg fremgår merkedata for måletransformatorer, men dette på egen side.

### Vernfunksjoner

Her beskrives de ulike vernfunksjonene. De ulike vernfunksjonene er bestemt ut i fra prinsippunderlag for generatorvern beskrevet i kapittel 7.1. I tillegg fremgår en kort beskrivelse av de ulike vernfunksjonene med forslag til innstillingsverdier.

### Driftsvariable data

Fremstilling av ulike feilsituasjoner i anlegget. Beregning av minste og største kortslutningsstrøm for de ulike driftssituasjonene. I tillegg fremgår driftsspenninger og innmatningsforhold gjennom kortslutningsytelser fra nettet.

Foreløpig releplan for generatorvern i Kvittingen kraftverk fremgår i vedlegg L.

## 6.2 Linje GR1

Releplan for linjevern er også etablert ut i fra standardoppsett fra Voith Hydro. Under følger en beskrivelse av oppbyggingen.

### Vernoversikt

Øverst er en oversikt over eier, stasjon og anleggsdel. Lengere ned på siden finnes et enlinjeskjema med visning av vernfunksjoner med sine målepunkter. Den største forskjellen i denne oversikten sammenlignet oversikten for generatorvernet er at kortslutningsytelsene og minste og største kortslutningsstrøm er oppgitt i enlinjeskjemaet.

### Anleggsdata

I anleggsdata fremgår merkedata for ledningen. I tillegg fremgår merkeverdier for transformator i Grønsdal og effektbrytere på hver ende av den aktuelle linjen. Ved tripp på linjevernet i Kvittingen, legges effektbryter på linjeavgang mot Kvittingen i Grønsdal ut. Data for måletransformatorer tilknyttet vernet finnes på egen side.

### Vernfunksjoner

Linjevernet er i hovedsak et distansevern. Dette er et kortslutningsvern og er primærvernet for linjen. I vedlagt releplan er det bare delvis utarbeidet forslag til innstillinger av vernet. Dette i henhold til «Retningslinjer for releplanlegging i BKK Nett».

### Driftsvariable data

Her fremkommer minste og største kortslutningsstrøm ved ulike feilsituasjoner. Videre oppgis kortslutningsytelsen fra nettet og lastgrenser for linjen. Alt dette er nødvendige opplysninger for å kunne stille inn vernet korrekt. Driftsvariable data for releplan i denne rapporten har tatt utgangspunkt i verdier fra releplan utviklet i 2005.

### Sonediagram

Sonediagrammet viser inndeling av de ulike sonene i RX-planet. I tillegg angis lastgrenser i diagrammet. Sonediagrammet er fra releplan utarbeidet i 2005.

Foreløpig releplan for linjevern i Kvittingen kraftverk fremgår i vedlegg M.



## 7 Relevvern

Relevvern har en forventet levetid på 20-25 år. [15] I Kvittingen er det installert et elektronisk vern for generatoren, mens det for linjen eksisterer et elektromekanisk vern, et elektronisk vern og et numerisk vern. Disse fungerer i dag godt, men er på slutten av levetiden. Derfor beregnes det å skifte ut eksisterende relevvern i forbindelse med revisjonen.

Figur 7.1 viser numeriske generatorvern fra tre store leverandører:

- 1) Siemens 7UM62
- 2) ABB REG 670
- 3) Alstom MiCOM P34x



Figur 7.1: Numeriske generatorvern fra Siemens, ABB og Alstom [39]

## 7.1 Generatorvern

Det er montert et BBC GSX5e modulbasert elektronisk generatorvern i Kvittingen. Figur 7.2 viser bilde av modulene montert i tavlefelt for aggregatvernet i kontrollrommet.



Figur 7.2: GSX5e elektronisk generatorvern i Kvittingen kraftverk

Vedlegg G viser gruppeoversikt for vernfunksjoner i generatorvernet.

I BKK Produksjon eksisterer det et prinsippnotat for vernfunksjoner i et generatorvern.

Aggregatstørrelser er delt opp i tre nivåer:

- |                         |          |
|-------------------------|----------|
| 1) Små aggregat         | 1-10 MW  |
| 2) Mellomstore aggregat | 10-50 MW |
| 3) Store aggregat       | > 50 MW  |

Aggregatet i Kvittingen er på 42 MW og kategoriseres til et mellomstort aggregat. Selv etter en effektøkning på 6 MW vil aggregatet gå inn under gruppe. I tillegg til størrelsen er plassering og viktighet av aggregatene en medvirkende faktor. [39]



Tabell 7.1 viser en oversikt over dagens vernfunksjoner sammenlignet standard for vernfunksjoner i generatorvern for mellomstore aggregat i BKK produksjon.

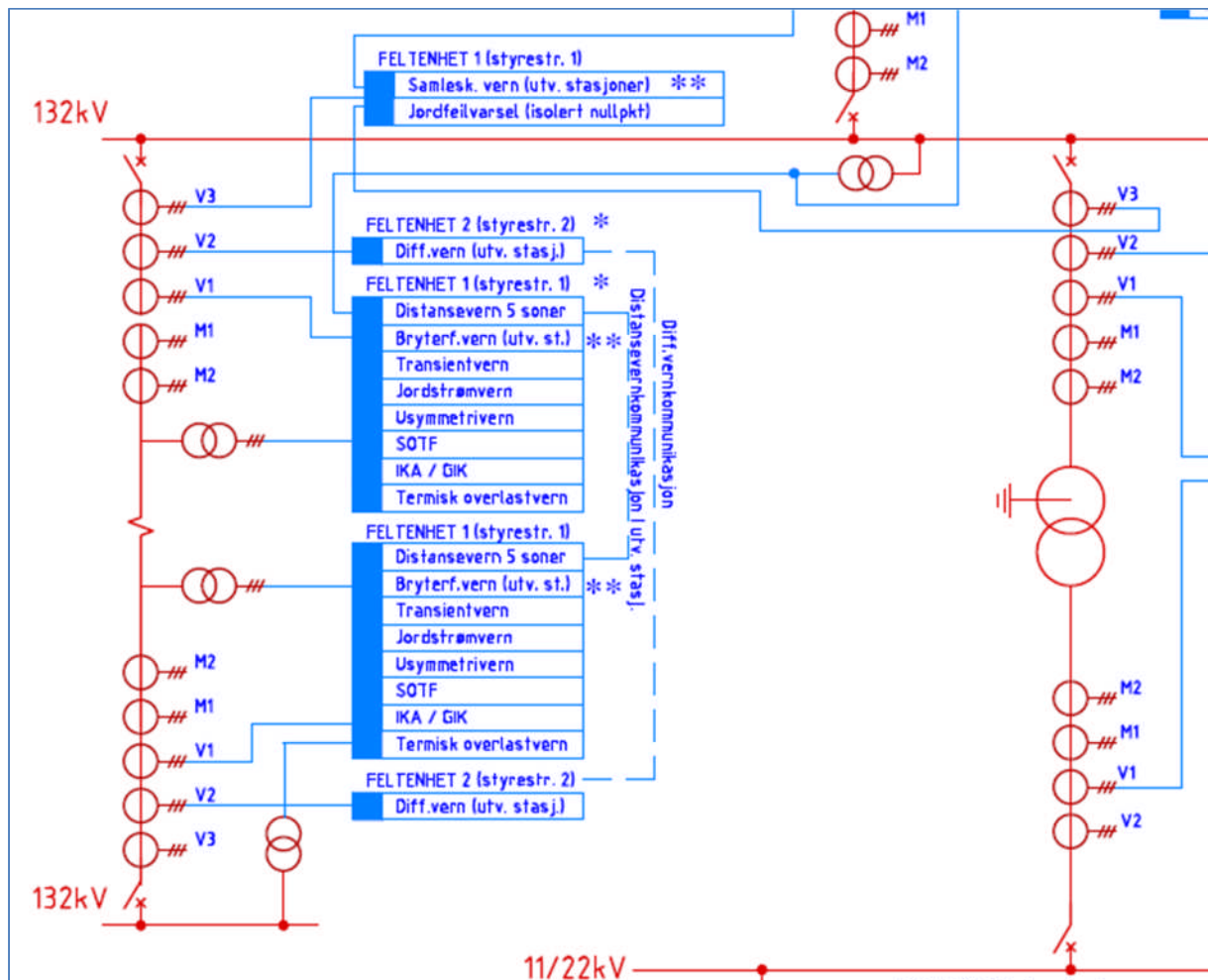
Tabell 7.1: Vernfunksjoner for generatorvern i Kvittingen kraftverk

Vernfunksjoner	Standard i BKK P	Dagens vern BBC GSX5	Moduler i BBC GSX5	Feiltype
Statorjordfeilvern	X	X	UBX 117	Jordfeil stator
Generator differansevern	X	X	DIX 111	Kortslutning
Blokk-differansevern	X	X	DIX 109	Kortslutning
Underimpedansvern	X	X	ZPX 103	Kortslutning
Overstrømsvern	X	X	ISX 148	Overstrøm
Overlastvern	X			Overstrøm
Overstrøm/Underspenningsvern	X	X	IUX 159	Overstrøm
Overspenningsvern	X	X	USX 115	Ustabilitet
Underspenningsvern	X			Ustabilitet
Undermagnetiseringsvern	X			Ustabilitet
Overstrømsvern magnetisering	X	X	ISX 148	Kortslutning
Rotorjordfeilvern	X	X	IWX 161-111	Jordfeil rotor
Usymmetrivern	X			Ustabilitet
Retureffektvern	X			Ustabilitet
Frekvensvern	X			Ustabilitet
Rusevern	X	X	(separat)	Ustabilitet
Vibrasjonsvern	X	X	(separat)	Ustabilitet
Lagerstrømsvern	X	X	(separat)	Jordfeil
Feilskriver	X			
Tap av magnetisering		X	ZPX 103	Ustabilitet
Jordslutning 9 kV ssk.		X	UBX 117	Jordfeil

Nytt generatorvern vil inneholde en del nye vernfunksjoner, men også inneholde mange av de eksisterende vernfunksjonene. I dag er det installert et elektronisk vern, men et nytt vern vil være av typen numerisk, der de fleste vernfunksjonene sitter i samme boks. Unntaket vil være overstrømsvern for magnetiseringen og overstrøm for hovedtransformatoren. Dagens lagerstrømsvern vil implementeres i nytt generatorvern. Vibrasjonsvernet vil holdes separat, men utvides med avstandsgivere mot aksling og nye akselerometer i øvre og nedre generatorlager. Rusevernet blir som i dag, med mekanisk rusependel og elektronisk vern i turbinregulatoren.

## 7.2 Linjeværn

Det er installert tre separate vern for linjeavgang i Kvittingen. Dette er et numerisk distansevern, et elektronisk overstrømsvern og et elektromekanisk differensialvern. For nye anlegg har BKK Nett utarbeidet et prinsippunderlag for vernbestykning i sine anlegg. Figur 7.3 viser utsnitt fra dette dokumentet.



Figur 7.3: Utsnitt fra prinsippunderlag for vernbestykning i stasjonsanlegg for BKK Nett [40]

Figur 7.3 viser vernbestykning for et nytt 132 kV anlegg med linjeavgang. Vernet vil inneholde tre feltenheter, der to er koblet mot linjen og en mot samleskinnen. Linjen er i hovedsak utstyrt med et distansevern og et differensialvern. Differensialvernet må alltid ha en enhet i hver ende av linjen med kommunikasjon i mellom enhetene, mens distansevernet kun trenger kommunikasjon hvis det ikke benyttes et differensialvern. Kommunikasjon benyttes for å koble ut og skille fra feilen raskest mulig. Vanligvis er andre vernfunksjoner også inkludert sammen med distansevernet i den ene feltenheten.

Den tredje feltenheten vil være tilkoblet mot på samleskinnen. Denne enheten inkluderer vanligvis to vernfunksjoner; samleskinnevern og jordfeilvarsel. Samleskinnevernet er et differensialvern, det summerer opp strømmen på alle avgangene. Ved feil på samleskinnen eller innenfor strømtransformator på avgangen, vil samleskinnevernet se feilen og koble ut samleskinnen. I Kvittingen benyttes det ikke et samleskinnevern, fordi sone 3 i distansevernet dekker samleskinnen. I tillegg har samleskinnen kun to avganger og et eget samleskinnevern er ikke nødvendig. Indikering av jordfeil baseres på  $I_0$  måling. Denne måler eventuell jordfeil på avgangen og gir varsel om jordfeil hvis dette oppstår. Hvis målingen inkluderer  $U_0$ , blir vernet retningsbestemt. Dette gjøres ved å se på faseforskyvningen mellom  $U_0$  og  $I_0$ . Denne funksjonen er kun inkludert på 9 kV samleskinne i Kvittingen.

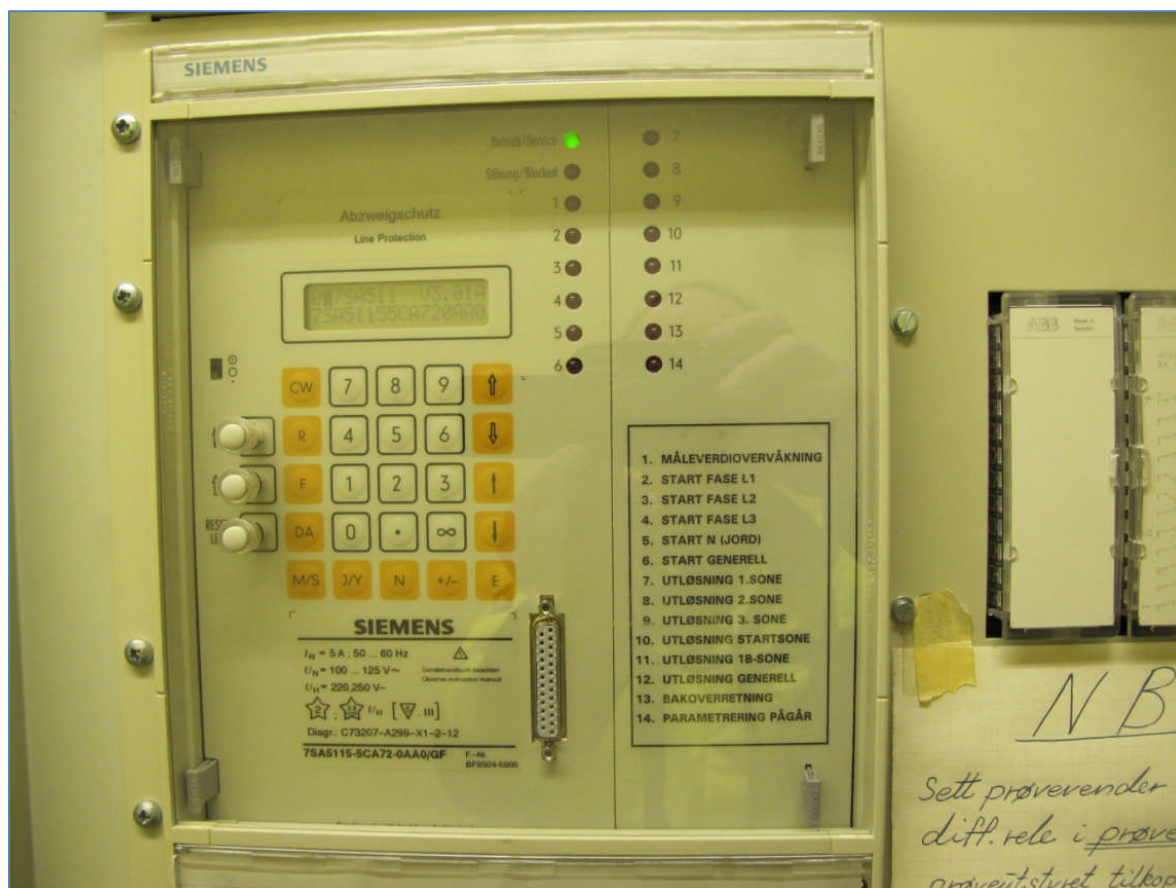
Tabell 7.2 viser oversikt over dagens vern og vernfunksjoner og hva som er standard vernbestykning for 132 kV linjevern i BKK Nett [40].

Tabell 7.2: Vernfunksjoner for 132 kV linjevern i Kvittingen

Vernfunksjoner	Standard i BKK N	Dagens vern	Type
Distansevern	X	X	Siemens (7TM5350)
Overstrømsvern		X	J&E (R2IT3)
Differensialvern	X	X	GEC (DMW)
Termisk overlastvern	X		
Bryterfeilvern	X		
Transientvern	X		
Jordstrømvern	X		
Usymmetrivern	X		
SOTF	X		
IKA/GIK	X		
Samleskinnevern	X		
Jordfeilvarsel	X		

### Distansevern

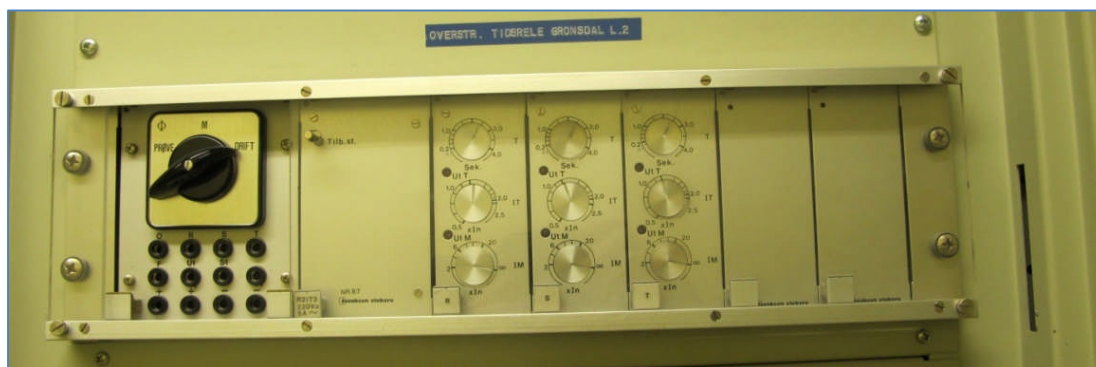
Distansevernet i Kvittingen er et retningsbestemt kortslutningsvern fra Siemens. Hvis det ikke benyttes differensialvern, betraktes distansevernet for å være primærvern for linjen. I eldre vern ble det vanligvis benyttet 2-3 soner, mens det i dag vanligvis benyttes 4-5 soner. For vern installert i Kvittingen er det benyttet tre soner, der to er rettet mot Grønsdal og en bakovervendt mot samleskinnen. Selektivitetstrinn for distansevern i hovednettet settes normalt til 200 ms. Dette forutsetter numeriske eller elektroniske vern med raske brytere. I Frøland, dekket i sone 2, er det installert et elektromekanisk vern. Dette er et langsomt vern og det benyttes derfor selektivitetstrinn på 300 ms i Kvittingen. Distansevernet i Kvittingen er avbildet i figur 7.4.



Figur 7.4: Numerisk distansevern i Kvittingen kraftstasjon (Siemens 7TM5350) [10]

### Overstrømsvern

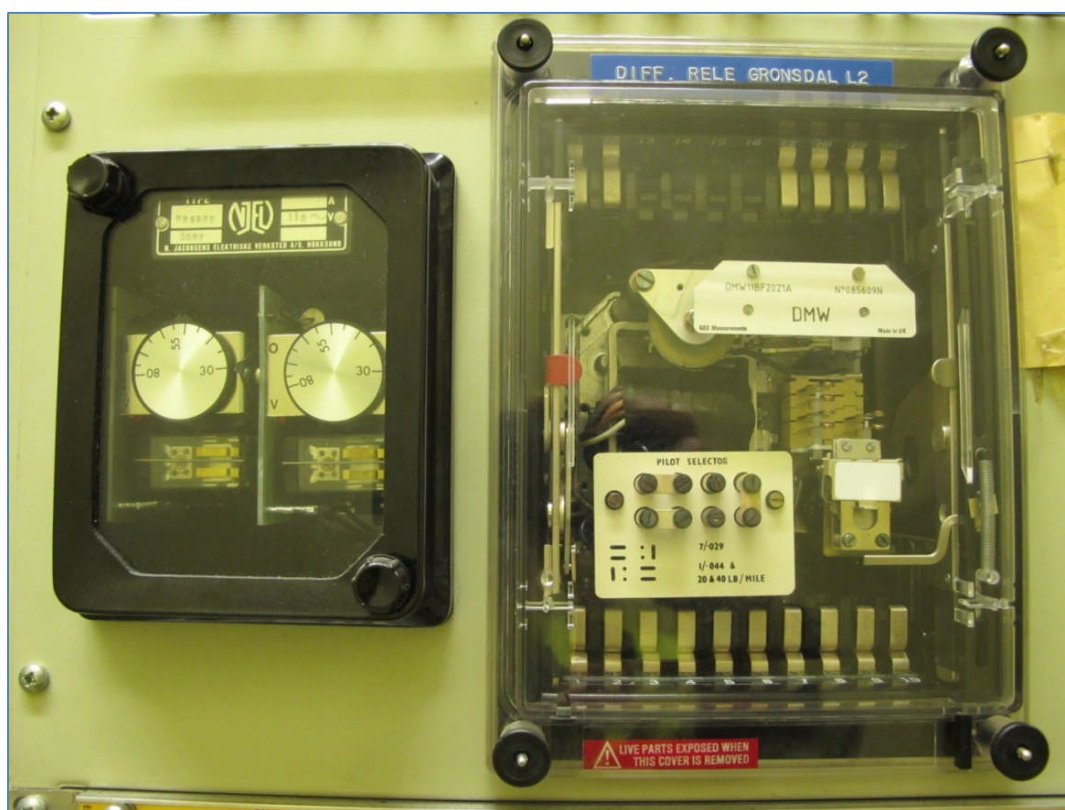
Overstrømsvern i hovednettet er i hovedsak reservevern for transformatorer, reaktorer og korte radialer. [41] Overstrømsvern er derfor ikke inkludert i nye anlegg for 132 kV linjeavganger. Figur 7.5 viser overstrømsvern installert i Kvittingen fra Jakobsen elektro.



Figur 7.5: Elektronisk overstrømsvern i Kvittingen kraftstasjon (J&E R2IT3) [10]

### Differensialvern

Ved parallelle ledninger er primærvernet et differensialvern og reservevernet et distansevern. I Kvittingen er det montert et elektromekanisk differensialvern fra GEC. Dette er på slutten av levetiden og skal skiftes under revisjonen. Problemet med elektromekaniske vern er tidsforsinkelsen i selve vernet. I tillegg kan kontaktene bli trege hvis vernet ikke har vært testet eller blitt utløst på lang tid. Av den grunn er vanlig prosedyre å teste slike vern annen hvert år, mens elektroniske og numeriske vern testes hvert fjerde år. Figur 7.6 viser bilde av elektromekanisk differensialvern installert i Kvittingen.



Figur 7.6: Elektromekanisk differensialvern i Kvittingen kraftstasjon (GEC DMW) [10]



## 8 Kjølevannsanlegg

I forbindelse med stor revisjon er det behov for å ta en gjennomgang av kjølevannsanlegget i Kvittingen. Dette omhandler oppbygging og funksjon, vurdering av teknisk tilstand og etablering av teknisk flytskjema.

### 8.1 Oppbygging og funksjon

Primærfunksjonen til et kjølevannsanlegg er å forsyne kritiske komponenter med kjølevann.

Kjølevannsanlegget består av en kjølevannstank som har til hensikt å lagre vann på et høyt nivå i stasjonen og forsyne ulike komponenter med kjølevann. Kjølevannstanken tilføres vann fra spaltevannet, avløpet og trykksjakten. Forsyning fra trykksjakten er normalt stengt og benyttes kun til siste etterfylling. Under normal drift tilføres vann primært fra spaltevannet. Å benytte trykkvann er økonomisk sett gunstig sammenlignet med kontinuerlig pumping av vann fra avløpet. Hvis mengde spaltevann derimot ikke er tilstrekkelig og nivået i tanken synker til lavt nivå, starter den ene kjølevannspumpen. Det installert totalt to pumper, der den ene er reserve. I kjølevannstanken er det installert flottører for indikering av ulike nivåer i tanken. Nederst er indikering av kritisk lavt nivå. Vannnivå under dette fører til hurtigstopp av aggregatet. Vannnivå under lavt nivå fører til start av kjølevannspumpen. I øvre del av tanken ligger en indikering av høyt nivå. Vannnivå over dette fører til stans av kjølevannspumpen. I tillegg er det montert et overløpsrør for å håndtere overvann. Vannforsyning til sanitæranlegg blir også tatt fra kjølevannstanken.

Fra kjølevannstanken er det etablert tre forsyninger for komponenter i kraftstasjonen. Generatorkjølere forsynes med egen sløyfe, der returvannet går direkte ut i avløpet. Øvre- og nedre generatorlager forsynes sammen med turbinregulatoren og hovedtransformatoren. Returvann fra generatorlager og turbinregulator går ut i avløpet, mens returvann fra hovedtransformatoren går via en trakt og ut i lensekummen. Det benyttes trakt på retursiden for å unngå høyt mottrykk i kjølerne. Den siste sløyfen benyttes for ventilasjonsanlegget. Denne forsyningen er normalt stengt. Returvann fra ventilasjonsanlegget føres sammen med returvannet fra hovedtransformatoren og ut i lensekummen.

## 8.2 Teknisk tilstand

Kjølevannsanlegget inneholder en rekke viktige komponenter og det er viktig at disse vedlikeholdes. Nedenfor følger en tilstandsbeskrivelse av ulike komponenter i kjølesystemet og anbefalte tiltak i forbindelse med revisjonen. Vurderingen og tiltakene er basert på prinsipper og historikk fra rutinekontroller i JobTech.

Tilstandsvurdering av kjølevannsanlegget baseres på følgende komponentinndeling:

- Kjølevannspumper
- Kjølere
- Kjølevannstank
- Ventiler
- Rørføring
- Instrumentering

### Kjølevannspumper

Det er installert to identiske kjølevannspumper, en for normal drift og en i reserve. Pumpene er produsert av ASEA og har en ytelse på 11 kW ved AC-spenning på 220 V / 380 V.

Dimensjonert løfthøyde er 22 m. Figur 8.1 viser bilde av den ene kjølevannspumpa:



Figur 8.1: Kjølevannspumpe 2 i Kvittingen kraftstasjon [10]



Rutinekontroll av pumpene er basert på årlig sjekk av pumpetrykk, laststrøm, rengjøring og kontroll av tilbakeslagsventil oppstrøms pumpa. Begge pumpene har en driftstid på ca. 750 timer, avlest ved rutinekontroll i 2011. Pumpetrykket har ligget stabilt rundt 3,0 bar de siste årene og pumpene er ellers i god stand. Normal praksis er å utføre en overhaling av pumpene under stor revisjon.

### Kjølere

Det er i dag montert totalt ti kjølere i forbindelse med kjøleanlegget i Kvittingen kraftstasjon.

Tabell 8.1 viser en oversikt over disse:

Tabell 8.1: Oversikt kjølere for kjølevannsanlegg i Kvittingen kraftstasjon

Komponent	Beskrivelse	Materiale	Type	Prinsipp
Generator	Kjøler 1	Rustfritt stål	Luftkjøler/Ribber	Vann - Omluft
	Kjøler 2	Rustfritt stål	Luftkjøler/Ribber	Vann - Omluft
	Kjøler 3	Rustfritt stål	Luftkjøler/Ribber	Vann - Omluft
	Kjøler 4	Rustfritt stål	Luftkjøler/Ribber	Vann - Omluft
Transformator	Kjøler 1	Rustfritt stål	Kjøletube/enkel	OFWF
	Kjøler 2	Rustfritt stål	Kjøletube/enkel	OFWF
Øvre lager	Kjøler 1	Rustfritt stål	Kjølespiral	Vann - Olje
Nedre lager	Kjøler 1	Rustfritt stål	Kjølespiral	Vann - Olje
Turbinregulator	Kjøler 1	Rustfritt stål	Kjølespiral	Vann - Olje
Ventilasjon	Kjøler 1	Rustfritt stål	Kjøleelement	Vann - Luft

Vann er felles kjølemedium for alle kjølere i kraftstasjonen. For generatoren benyttes prinsipp med lukket omluft. For øvre og nedre lager, kjøles oljen ned ved hjelp av vannsirkulasjon i en dykket kjølespiral. I transformatoren kjøles oljen ned ved hjelp av to kjølere. Det benyttes pumper på oljesiden for å effektivisere sirkulasjonen og dermed kjølingen. I turbinregulatoren er det montert en kjølespiral i oljen for å holde temperaturen under akseptert nivå. Kjøler montert i ventilasjonsanlegget er ikke i drift.

Generatorkjølere blir årlig rengjort med kjemikalier på vannsiden for å unngå tilgroing. I tillegg blir de også vasket på luftsiden. Dette utføres med fille, fordi omluftkjølere ikke er veldig utsatt for smuss på luftsiden. Forventet levetid for en generatorkjøler er nærmere 40 år med normalt vedlikehold, men det praktiseres bytte ved stor revisjon. Dette fordi BKK Produksjon ønsker videre drift i 15-20 år etter stor revisjon. Figur 8.2 viser bilde av den ene generatorkjøleren i Kvittingen.



Figur 8.2: En av fire generatorkjølere i Kvittingen kraftstasjon [10]

Kjølespiraler i øvre og nedre lager skal byttes under revisjonen på lik linje med generatorkjølerne. Vedlikehold baseres på rengjøring med kjemikalier på vannsiden for å hindre tilgroing. I tillegg er det lagt rutine på sjekk av olje i lageret og eventuell etterfylling ved behov.

For transformator er det installert to kjølere. Forventet levetid på disse er 40 år og begge blir normalt byttet under revisjon. Innsats i den ene kjøleren ble allerede byttet i 1997, og den andre har ny innsats stående på lager. Begge kjølerne er av typen med enkel vegg, mens dagens prinsipp bygger på kjølere med dobbel vegg. Dette på grunn av ekstra barriere ved en eventuell vannlekkasje. Begge kjølerne byttes derfor ut under stor revisjon.

### Kjølevannstank

Kjølevannstanken er plassert på et høyt nivå i stasjonen. Løftehøyden fra kjølevannspumpene til kjølevannstanken er ca. 22 m. Det er ikke langt inn et vedlikeholdsprogram for tanken, men tanken tappes ned og rengjøres under revisjonen. I tillegg sjekkes konstruksjonen for sprekker og andre tæringer. Figur 8.3 viser bilde av kjølevannstanken med flottører og overløpsrør.



Figur 8.3: Kjølevannstank i Kvittingen kraftstasjon med flottører og overløp [10]

### Ventiler

Kjølevannsanlegget består av mange ventiler. I hovedsak skilles det mellom følgende ventiler:

- Tilbakeslagsventil
- Manuell ventil m/manøvrerratt
- Motordrevet ventil
- Ventil m/lufting
- Ventil m/slangeuttak
- Reduksjonsventil

Under revisjonen blir det foretatt tester og overhaling av ventilene i kjølevannsanlegget.

### Rørføring

Rørene i kjølevannsanlegget er av type med rustfritt stål. Det er ikke etablert eget vedlikeholdsprogram for denne komponenten, men under revisjonen vil rørene bli gjennomgått og trykktestet.

### Instrumentering

Test av instrumentering ligger inne med årlig funksjonskontroll i FDV-systemet. Ellers vil utdaterte instrumenter skiftes under revisjon. For et kjølevannssystem er vanligvis følgende instrumenter inkludert:

- Nivåvippe (flottør)
- Nivågiver
- Temperaturmåling
- Trykkmåling (manometer)
- Sirkulasjonsmåling

Figur 8.4 viser PT 100 element innmontert i kjølevannsrør for måling av kjølevannstemperatur.



Figur 8.4: PT 100 element for måling av kjølevannstemperatur til generatorkjølere [10]

### 8.3 Teknisk flytskjema

Det eksisterte ikke et teknisk flytskjema for kjølevannsanlegget i Kvittingen kraftstasjon før arbeidet med planlegging av stor revisjon ble startet på. Av den grunn ble utarbeidelse av dette inkludert i denne rapporten.

Teknisk flytskjema ble utarbeidet med utgangspunkt i befaring av kjølevannsanlegget 28. mars 2012. Med på befaringen var ansvarlig i stasjonen, Stein Åge Liøen. Flytskjemaet ble deretter konstruert av Trond Sliper og tegnet i AutoCad av Knut Petter Espeland. Teknisk flytskjema for kjølevannsanlegget fremgår i vedlegg N.



## 9 Planlegging av hovedrevisjon

Ved planlegging av større revisjoner er det blant annet viktig å tenke på omfang, varighet, gjennomføringsperiode og prosjektalternativer.

### 9.1 Omfang

Omfanget for revisjonen bestemmes i hovedsak ut i fra forventet levetid på komponenter og genererte kostnader ved en eventuell svikt. Forventet levetid er vanskelig å fastsette.

Leverandøren av utstyret kommer med anbefalinger til vedlikehold og utskiftinger, men utfallsrommet er vanligvis stort. Derfor kan det i mange sammenhenger være like hensiktsmessig og korrekt å basere seg på erfaringer.

Degradering av en komponent er avhengig av mange faktorer. Derfor kan det være veldig vanskelig å forutsi hastigheten på degraderingen og hvilken tilstand komponenten er i. Jevnlige tilstandskontroller og forbyggende vedlikehold vil derfor være nødvendig for å unngå svikt og uforutsette hendelser. Noe utstyr er mindre kritisk og forebyggende vedlikehold vil kunne generere større kostnader sammenlignet korrigerende vedlikehold.

Komponenter i en kraftstasjon vil i løpet av kraftverkets levetid ha behov for større vedlikehold og utskiftinger. For å sikre optimal inntjening er det viktig å samkjøre større tiltak. Normal prosedyre er å gjennomføre større revisjoner etter 25-30 år i drift. I løpet av disse årene vil komponentene degraderes og anleggsvirkningsgraden gå ned. Dette gjelder først og fremst tap i turbin på grunn av slitasje, men også friksjonstap i vannveien er avgjørende. Av den grunn er korrosjonsbehandling viktig i forhold til å opprettholde virkningsgraden, men også i forhold marginer for mekanisk styrke. Gamle anlegg har erfaringsmessig vært robust dimensjonert og 25-30 år har vært tilstrekkelig tidsintervall. Det er sannsynlig at dette intervallet i fremtiden vil reduseres, der årsaken til dette kan være at:

- Grønne sertifikater kan gi større lønnsomhet for økt effekt.
- Nye aggregater er mer marginalt dimensjonert.
- Småkraftanlegg er «spareløsninger» som vil kreve større tiltak tidligere.
- Datamaskinbasert kontrollanlegg har kortere levetid enn konvensjonelle anlegg.

I en kraftstasjon eksiterer det også anleggsdeler med behov for betydelige tiltak allerede etter 15-20 år. Lang utetid ved stor revisjon gir derfor nødvendighet av å samkjøre tiltak, for å unngå flere stansperioder.

Vanlig intervall mellom ny tilstand og første hovedrevisjon er 30 år, mens varighet mellom første og andre hovedrevisjon vanligvis bare er 20 år. Dette fordi mange av komponentene kun rehabiliteres og ikke skiftes ut under en hovedrevisjon.

Tabell 9.1 viser kostnad av nytt og intervall mellom hovedrevisjoner for ulike komponenttyper i en kraftstasjon.

Tabell 9.1: Kostnad av nytt og intervall mellom hovedrevisjoner i en kraftstasjon [15]

Komponent	Hovedrevisjon 1		Hovedrevisjon 2		Hovedrevisjon 3	
	Kost av nytt	Intervall	Kost av nytt	Intervall	Kost av nytt	Intervall
	[%]	[år]	[%]	[år]	[%]	[år]
Trafo OFWF	15	30	100 (ny)	20	15	30
Trafo ONAN	5-10	30	100 (ny)	20	5-10	30
Generator	10	25-30	25-40	20	25-50	20
Turbin	10-30	25-30	25-40	20	25-50	20
El. Anlegg	20	20	50	20	25	20
Mekanisk	10	20	50	20	30	20
Bygg	3	20	6	20	6	20

Tabell 9.1 viser at forventet levetid for ulike komponenttyper varierer. For at hovedrevisjoner skal samkjøres er det typisk å gjennomføre de 3 første hovedrevisjonene etter 30 år, 50 år og 70 år. [15]

Ut i fra anbefalinger fra leverandør, erfaringer, tilstandskontroller og historikk i Jobtech er omfanget i grove trekk beskrevet i kapittel 4. Når det gjelder tiltak for turbinen og om løpehjulet skal skiftes ut, blir den avgjørelsen tatt i BP1 av styret i BKK Produksjon. På investeringer over 30 MNOK har BKK AS beslutningsfullmakt, mens for investeringer over 10 MNK har BKK Produksjon beslutningsfullmakt. Flaskehals og muligheter for økt effekt beskrives i kapittel 5.



Nedenfor følger et punktvis oppsett av omfanget for hver anleggsdel under hovedrevisjonen:

Vannvei:

- Ny vannstandsmåling i Svartevatn
- Revisjon av tverrslagsporter (totalt fire):
  - Korrosjonsbehandling
  - Fjerning av kalkutfelling
  - Nye instrumenter
- Korrosjonsbehandling av finvaregrind ved kraftstasjonen
- Fjerning av løse og faste masser i sandfang

Hovedventil og styring:

- Revisjon av hovedventil:
  - Korrosjonsbehandling
  - Sjekk av tetninger og pakninger
  - NDT-kontroll av omløpsrør
- Ny ventilstyring

Turbin:

- Revisjon av turbin:
  - Endetetninger i ledeskovlene
  - Nye spaltinger
  - Korrosjonsbehandling av tilløpsrør, tromme og avløpsrør
  - Kartlegge tilstand og eventuelle hulrom bak plater i sugerør
- Revisjon av turbinlager:
  - Utbedring av lekkasje i turbinlager
  - Bytte av olje og rensk av kjølespiral
- Revisjon av turbinregulator:
  - Overhaling av servomotor
  - Vurdere utskifting av oljetrykksanlegg til moderne høytrykksanlegg
- Aktuelt ved nytt løpehjul og økt effekt:
  - Nye stasjonære spaltinger
  - Ny sugerørkonus
  - Eventuelt ny hovedservo

Generator:

- Revisjon av stator:
  - Rengjøring og lakkering
  - Termografering av loddinger i generatoruttak
  - Bytte av luftkjølere
  - Etterstramming av kontrakiler. Hvis dette ikke er tilstrekkelig byttes kontrakilene ut med bølgefjær
- Revisjon av rotor:
  - Rengjøring av poler. Fjerne børstestøv og eventuell oljesøl
  - NDT-kontroll av vifteblader på polhjul
  - Sliping av sleperinger
- Revisjon av lager:
  - Erstatte labyrinttetning med teflontetning. Dette gjelder spesielt nedre lager
  - Bytte av kjølesprialer
- Megging av stator og rotor. Se på utviklingen. Viktig å unngå krypstrømmer under måling. Se til at isolasjonsplater mellom fasene isolerer tilstrekkelig
- Implementere lagerstrømsvern i nytt generatorvern
- Installere nytt vibrasjonsvern med avstandsgivere og hastighetsgivere
- Skifte magnetiseringsutrustning, eventuelt bare elektronikken. Ved skifte av hele utrustningen bør det legges til rette for enkel skifte av polaritet

Hovedtransformator:

- Skifte ut eksisterende kjøler. Sette inn kjølere med dobbel vegg
- Overhaling av pumper hvis nødvendig
- Olje- og gassanalyser er fine og regenerering er ikke nødvendig

Apparatanlegg:

- Alle effektbrytere er revidert i 2010 og 2011
- Utskifting av overspenningsavledere med aktive gnistgap på 132 kV til avledere med Zn-blokker. Avleder i midtfasen er allerede skiftet ut
- Etablere jord- og kortslutningssikker forlegning for sekundærkrets i spenningstransformatorer

Kontrollanlegg:

- Modernisering av kontrollanlegget:
  - Automatisering av start og stopp inkludert operatørpanel med skjermstyring
  - Ny temperatursentral og innkoblingsautomatikk
- Nytt linjevern, vibrasjonsvern og generatorvern med implementert lagerstrømsvern

Hjelpeanlegg:

- Revisjon mekanisk hjelpeanlegg:
  - Overhaling lensepumper
  - Overhaling kjølevannspumper
  - Utskifting av kjølere
- Revisjon elektrisk hjelpeanlegg:
  - Utskifting av likeretter for stasjonsbatteri 3-6. Utskifting av likeretter for batteri 1 og 2 blir utført i løpet av våren 2012
  - Stasjonsbatteri 1,3,4 og 6 byttes på grunn av alder eller tilstand

Diverse:

- Revisjon kabelanlegg:
  - Tilstand på kabelterminering i 132 kV muffehus må vurderes
- Revisjon brannalarmanlegg:
  - Sentral for Energen slukkeanlegg til hovedtransformator skiftes ut
- Revisjon ventilasjonsanlegg:
  - Utskifting av styringssystemer
  - Utskifting av korroderte ventilasjonskanaler

Omfanget for hovedrevisjonen er for det meste definert på forhånd, men skjulte feil og mangler kan oppdages etter oppstart av revisjonen. Dette gjelder spesielt observasjoner gjort når rotor er løftet ut.

## 9.2 Varighet

For å optimalisere revisjonsstansen med tanke på kostnader i forbindelse med utilgjengelighet, er det viktig å planlegge revisjonen godt slik at utetiden blir kortest mulig. Effektivisering av revisjonsstanser vil innebære at tiden for de ulike oppgavene kortes ned og at unødvendige oppgaver legges utenfor revisjonsstansen. Det betyr at kun aktiviteter som krever stans utføres under revisjonen. På en annen side er det viktig å opprettholde kvaliteten på jobben selv om jobben skal utføres på kortest mulig tid.

For at revisjonsstansen skal kunne optimaliseres, må det legges fokus på planlegging av revisjonen, styring og oppfølging underveis. For å korte ned revisjonsstansen kan det benyttes skiftordning. Kostnad ved å gjennomføre revisjonen med skift må vurderes opp mot kostnad for utilgjengelighet. I tillegg må ressurstilgangen kartlegges, slik at den planlagte arbeidsmengden lar seg gjennomføre. [42]

Kostnaden for utilgjengelighet bestemmes ut i fra installert effekt på aggregatet, spotpris i perioden og vannverdi for magasinert vann. Hvis revisjonsstansen omfatter et elvekraftverk fører det til direkte vanntap og kostnaden er produktet av effekt og spotpris. Hvis revisjonsstansen på en annen siden omhandler et magasinkraftverk, er kostnaden produktet av effekten og differansen mellom spotpris og vannverdi. Utilgjengelighetskostnaden er dermed større for et elvekraftverk sammenlignet er magasinkraftverk. For et magasinkraftverk kan kostnaden minimaliseres ved planlagt stans. Magasinet kan kjøres ned og vanntap kan unngås ved revisjonsstans. Et magasin med lav vannstand gir høy vannverdi, og dermed blir differansen mellom spotpris og vannverdi liten.

I tillegg kan en revisjonsstans føre til inntektstap på andre stasjoner i vassdraget. Hvis vassdraget er dårlig regulert kan en revisjonsstans oppstrøms i vassdraget, føre til lite vann lengere ned i vassdraget. Dette resulterer i at vann må tappes forbi og dette resulterer i direkte vanntap på lik linje som for et elvekraftverk. Det samme problemet oppstår hvis revisjonsstansen er nedstrøms i vassdraget. Da må vann tappes forbi kraftverket, fordi inntaksmagasinet ikke kan gå reguleres over HRV. Alt dette er avhengig av hvor godt vassdraget er regulert og om revisjonsstansen er godt planlagt.

Tapt inntekt oppstår også ved og ikke kunne delta i effektmarkeder til Statnett. Dette gjelder regulerkraft og systemtjenester gjennom frekvensreserve. Anmelding for regulerkraft foregår daglig, mens frekvensreserve anmeldes ukentlig.

Kort oppsummert kan utilgjengelighetskostnader oppsummeres slik: [43]

- Vanntap (Elvekraft, dårlig regulerte magasin og dårlig energidisponering)
- Inntektstap ved og ikke kunne produsere når spotpris er høyere enn vannverdi.
- Påvirkning av andre kraftverk i vassdraget.
- Inntektstap ved og ikke kunne delta i effektmarkeder.

Erfaringsmessig vil varighet på en revisjon av dette omfanget være tilnærmet fire måneder. Når på året revisjonen skal gjennomføres er avhengig av ressurstilgang, men først og fremst kostnader i forbindelse med utilgjengelighet.

### 9.3 Periode

Det er viktig å finne den optimale gjennomføringsperioden for revisjonsstansen.

Revisjonsstansen vil bestå av flere faser; demontasje, verksted, montasje, test og idriftsettelse, der planlegging og gjennomføring av de ulike fasene er viktig.

Oppstartstidpunkt er begrenset av leveringstiden for nytt løpehjul hvis dette blir aktuelt. Leveringstiden antas til å være rundt 1,5 år. En beslutning av prosjektalternativ blir mest sannsynlig avklart i løpet av høsten 2012 og oppstart av hovedrevisjonen blir derfor mest sannsynlig i løpet av våren 2014.

For å optimalisere gjennomføringsperioden må varigheten på revisjonsstansen antas på forhånd. Varigheten bestemmes av kritisk linje. Kritisk linje er rekkefølgen av avhengige aktiviteter som bestemmer minimumslengden av revisjonsstansen. I tillegg må potensielle kritiske linjer kartlegges på forhånd. Dette er aktiviteter som i utgangspunktet ikke er kritiske linjer, men som på grunn av uønskede hendelser blir de aktivitetene som bestemmer lengden på stansen. [42]

På dette tidspunktet i prosjektfasen er det vanskelig å definere hva som er kritisk linje, men følgende aktiviteter i omfanget er potensielle kritiske linjer:

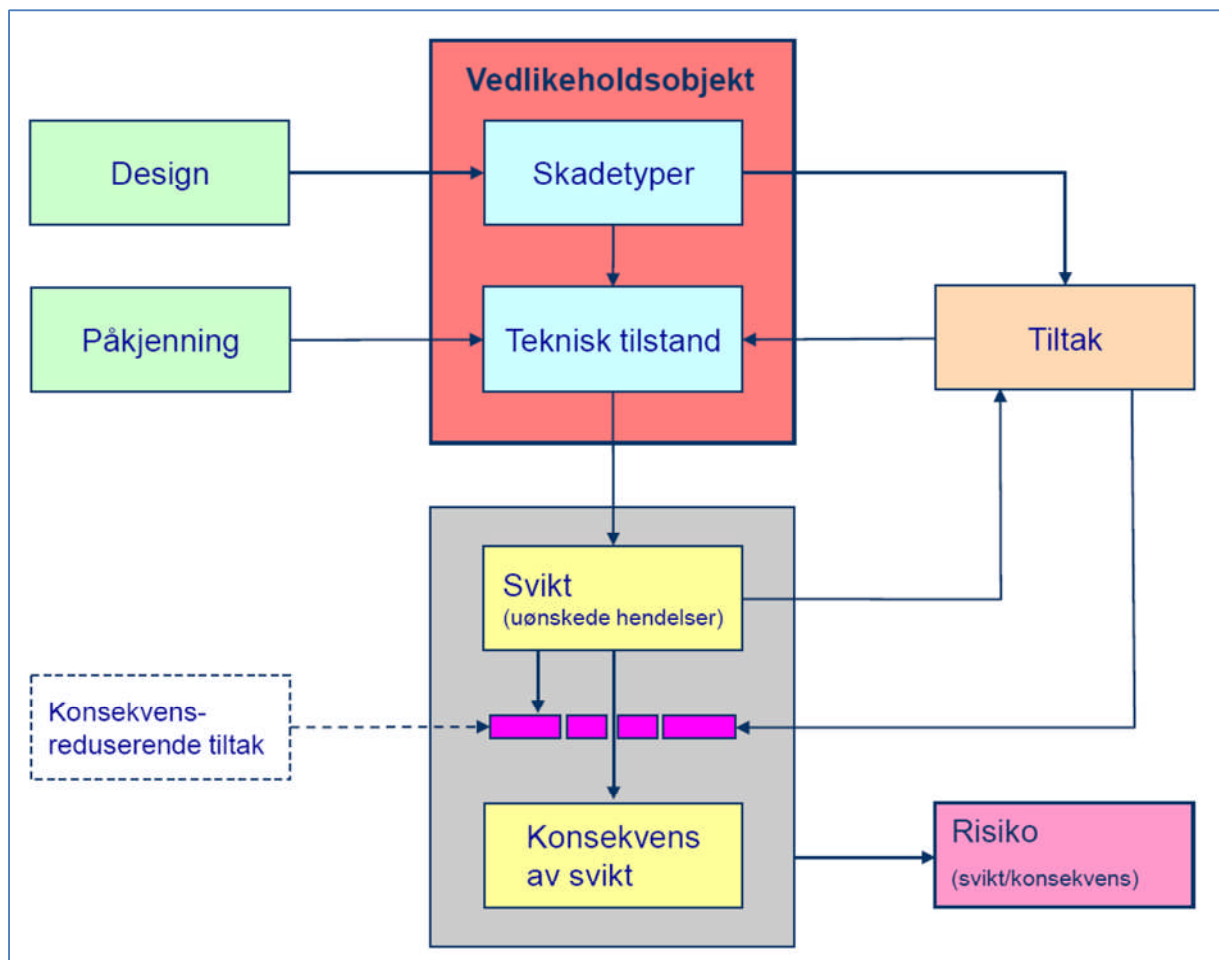
- Korrosjonsbehandling
- Utskifting av kontrollanlegg
- Turbinrevisjon inkludert nytt løpehjul:
  - Utskifting av løpehjul og spaltinger
  - Ny sugerørskonus
  - Nye ledeskovler med endetettinger
- Generatorrevisjon:
  - Utløfting av rotor og demontering av poler
  - Rengjøring og lakkering

Erfaringsmessig vil fornying av kontrollanlegget være kritisk linje. Dette arbeidet tar i utgangspunktet lengst tid og er i tillegg mest uforutsigbart. Tiltak mot dette kan være prefabrikking av reletavler og testing i fabrikk.

## 10 Sviktmodell for vannkraftverk

I forbindelse med stor revisjon av Kvittingen kraftverk skal sviktmodell for vannkraftverk implementeres i analysen av omfang for- og intervall mellom revisjoner. Kritiske skadetyper for utvalgte hovedkomponenter skal kartlegges og levetidskurver med utgangspunkt i alder og tilstand skal danne grunnlaget for å beskrive restlevetiden og sannsynligheten for svikt. Dette sammen med kostnader i forbindelse med en eventuell svikt skal inngå som en faktor i den økonomiske analysen av stor revisjon i kapitel 11.1.

Sviktmodell for vannkraftverk er etablert i forbindelse med et FoU-prosjekt i regi av Energi Norge. Prosjektet; *Verdiskapende vedlikehold innen kraftproduksjon*, pågikk fra 2006 til 2010. Sviktmodellen er bygd opp etter struktur i figur 10.1.



Figur 10.1: Sviktmodell for vannkraftverk [44, s 3]

I forbindelse med prosjektet, *Verdiskapende vedlikehold i vannkraftverk*, ble det utarbeidet en rapport der anvendelse av modellen beskrives. Rapporten beskriver hvilke forhold ved en komponent som har betydning for levetidsutvikling, forventet levetid, sannsynlighet for svikt/feil (uønskede hendelser) og tilhørende risiko.

Design er blant annet bestemt ut i fra konstruksjon, materialvalg og ytelse, og er bestemmende for om en skadetype er aktuell for en gitt komponent. To prinsipielt like komponenter kan ha ulike dominerende skadetyper.

Teknisk tilstand svekkes normalt over tid. Årsaker til dette kan være materialegenskaper, driftspåkjenninger og ytre påkjenninger.

Ved å kartlegge skadetyper for utvalgte komponenter ut i fra design, og teknisk tilstand ut i fra påkjenninger, kan opplysninger om dette benyttes til å etablere levetidskurver med restlevetid og sannsynlighet for svikt. Ved tillegg å kartlegge konsekvensen ved en eventuell svikt, kan risikoen rundt vedlikeholdsobjektet vurderes.

Basert på strukturen i sviktmodellen kan beregning av lønnsomhet for vedlikeholds- og reinvesteringssprosjekter gjennomføres. [45]



## 10.1 Skadetyper og teknisk tilstand

Skadetype er en gruppering eller en overordnet betegnelse på en eller flere type skader. Skade er en fysisk tilstand, og oppfattes negativt i forhold til en forventet fysisk tilstand. Årsaken til en skade kan være en plutselig påkjenning eller et resultat av en påkjenning som har pågått over lengere tid. Når en skade er så alvorlig at enheten ikke lenger oppfyller en krevd funksjon, har enheten en feil. [46, s 20]

Feil er pr. definisjon en tilstand for en enhet karakterisert ved en manglende evne til å utføre en krevd funksjon, bortsett fra manglende evne på grunn av forebyggende vedlikehold eller andre planlagte handlinger, eller på grunn av manglende eksterne ressurser. Svikt er på en annen side pr. definisjon opphør av en enhets evne til å utføre en krevd funksjon. [46, s 6]

En komponent i et kraftverk kan være utsatt for ulike skadetyper. Utviklingshastigheten til skadene er avgjørende for restlevetiden til komponenten og kunnskap om påkjenninger, driftsbetingelser, konstruksjonsløsninger og aldersgrupper vil være nødvendig for å etablere gode modeller brukt til optimalt vedlikehold. [47]

Tilstandshåndbøkene, i regi av Energi Norge, skal gi et grunnlag for vurdering av teknisk tilstand for ulike komponenter i et kraftverk. Vurdering av tilstand baseres på karaktersetning og tar utgangspunkt i inndeling vist i figur 10.2.

Karakter	Betydning
1	Ingen tegn til svekkelse.
2	Noe tegn til nedbrytning. Resultatet er noe dårligere enn i ny tilstand.
3	Utbredt tegn til nedbrytning. Betydelig dårligere enn i ny tilstand.
4	Tilstanden er kritisk.
5	Feil

Figur 10.2: Karakterinndeling for vurdering av teknisk tilstand av komponenter i et kraftverk [47]

Skadetyper for ulike komponenter i et vannkraftverk er i hovedsak beskrevet i tilstandshåndbøkene til Energi Norge. For Kvittingen er det valgt å se nærmere på skadetyper og feiltyper for turbin, generator og hovedtransformator. De ulike skadetyperne er valgt med utgangspunkt i design og type komponent og fremgår i vedlegg O.

I kapittel 11.1 utføres en analyse av ulike omfang for- og intervall mellom for hovedrevisjoner. I analysen er sviktsannsynlighet og sviktkostnader implementert i beregningen. De ulike skadetyperne i analysen er valgt med bakgrunn i grad av konsekvens ved svikt og relevans for omfanget ved hver hovedrevisjon. I beregningene er skadetyperne valgt med utgangspunkt i konsekvens basert på kostnad, men i en total analyse vil også andre faktorer ha betydning. Dette kan være kvalitative elementer som sikkerhet, miljø og omdømme. Vurdering av disse elementene utføres i kapittel 12.

En bestemt feil kan være forårsaket av ulike skadetyper. Det må derfor være de ulike skadetyperne som legges til grunn ved etablering av levetidskurver og sviktsannsynlighet.

For at beregningene skal gi riktig bilde, velges relevante skadetyper i forhold til tiltakene i hovedrevisjonen. I analysen er det kun valgt å se på utvalgte skadetyper for turbin, generator og hovedtransformator.

Design er en viktig faktor ved valg av skadetyper. Dette må derfor legges til grunn ved valg av skadetyper i modellen.

### Turbin

I Kvittingen er det installert en lavtrykks Francis turbin fra Kværner. Løpehjulet har maskinbearbeidede skovler av platemateriale sveiset til boss og ring av støpestål.

Ledeapparatet består av 24 skovler av maskinert rustfritt stål og armer og lenker av stål. [48]

Relevante skadetyper for turbin valgt ut i fra design og omfang for hovedrevisjonen er satt opp tabell 10.1:

Tabell 10.1: Utvalgte skadetyper for turbin til sviktmodell

Delkomponent	Skadetype	Feiltype	Tilstand/Alder
Løpehjul	Kavitasjon	Skovlbrudd	2-/30 år
Løpehjul	Utmatting	Skovlbrudd	1-/30 år
Ledeapparat	Utmatting	Skovlbrudd	1-/30 år

Basert på kvitteringstekst fra rutinekontroll i 2010 er tilstandskarakter for de utvalgte skadetyperne satt opp. Generelt er tilstanden meget god. Det ble ikke oppdaget noe sprekkdannelse, men antydning til kavitasjon kunne påpekes. [4]

### Generator

Generatoren i Kvittingen er levert av NEBB. Generatoren er levert etter 1975 og dette representerer et skille i design for komponenten. Viklingen for generator i Kvittingen har Micadur hovedisolasjon. Dette er en epoxy/mica isolasjon av typen VPI (vakuumpresset). Den har videre koniske kiler uten bølgefjær. Blikkpakken i generatoren er delt, har gjennomgående bolter for press og lakkisolasjon mellom blikket. [27]

Tabell 10.2 viser utvalgte skadetyper for generatoren ut i fra design og omfang for hovedrevisjonen.

Tabell 10.2: Utvalgte skadetyper for generator til sviktmodell

Delkomponent	Skadetype	Feiltype	Tilstand/Alder
Blikkpakke	Kortslutning mellom tennene	Jernbrann	1-/30 år
Vikling	Løse sporkiler	Gjennomslag	2+/30 år
Vikling	Glimming i faseskillene	Kortslutning	1-/30 år

Tilstanden for de utvalgte skadetyperne er valgt med utgangspunkt i inspeksjon av generatoren høsten 2011. Tilstandsrapport fra inspeksjonen er vedlagt i vedlegg C. Både vikling og blikkpakke ble vurdert generelt, og ikke med utgangspunkt i hver skadetype. Det var ingen tegn til passrust i deleskjøt for blikkpakken. I utgangspunktet ble det ikke observert noe glimming i faseskillene, men på grunn av vanskelige lysforhold antas derfor noe aldring. Når det gjelder sporkilene ble disse ikke sjekket under inspeksjon. Sjekk av disse utføres derfor under stor revisjon. Ved løse sporkiler, kan de koniske kontrakilene strammes. Hvis dette ikke fører fram, kan disse erstattes med bølgefjær. På grunn av usikkerhet antas noe aldring og karakter 2+.

### Hovedtransformator

Transformatoren i Kvittingen er levert av Asea Per Kure. Den har en celluloseisolert skivevikling, men har ikke termisk oppgradert cellulose. Transformatoren er vannkjølt (OFWF) og den har en oljevekt på 20 tonn. [3]

Skadetyper beskrevet i tabell 10.3 er valgt for hovedtransformator i analysemodellen.

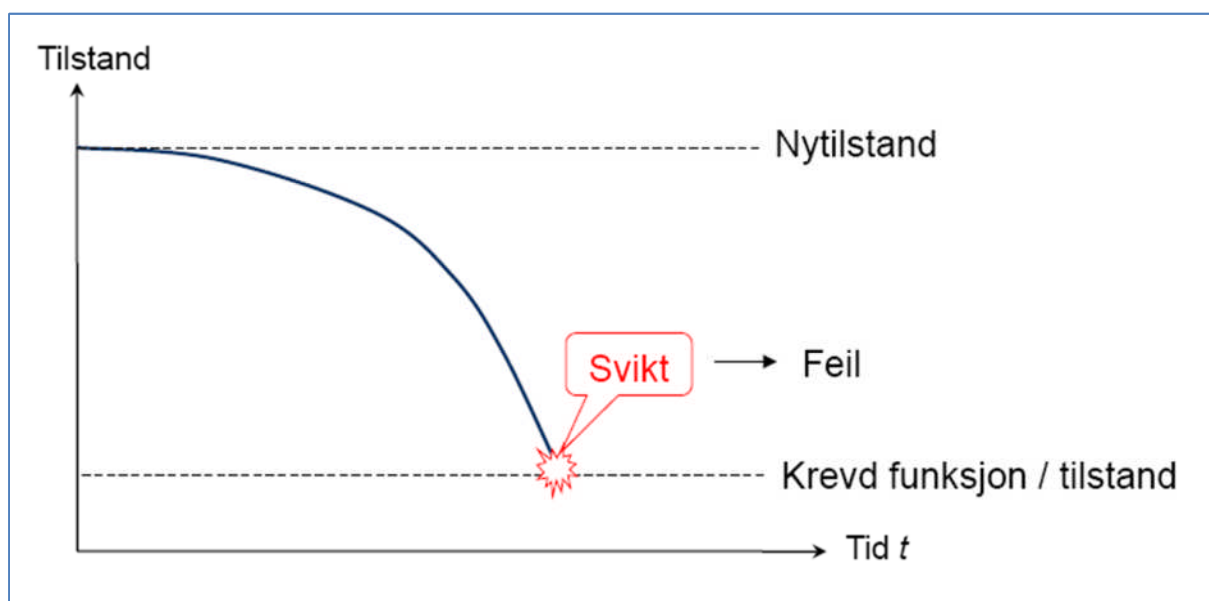
Tabell 10.3: Utvalgte skadetyper for hovedtransformator til sviktmodell

Delkomponent	Skadetype	Feiltype	Tilstand/Alder
Vikling	Cellulosealdring	Gjennomslag	-/30 år
Olje	Dannelse av syre	Gjennomslag	1-/30 år
Kjølere	Lekkasje	Gjennomslag	-/30 år

Prøveprotokoll for oljeanalyse i 2011, vedlagt i vedlegg D, viser et syretall på 0,02 mgKOH/g. Nivå for varsel ligger på 0,06 mgKOH/g. Tilstanden betraktes derfor til å være god. Ut i fra syretallet kan karakter for dannelse av syre i oljen settes til 1-. Dette med utgangspunkt i at varselnivå indikerer overgang mellom tilstand 1 og tilstand 2. For degradering av cellulose og lekkasje i kjølere er det vanskelig å anta en tilstand. Av den grunn baseres levetidskurven for disse på en alder referert 2014.

## 10.2 Levetidskurver og sviktsannsynlighet

En levetidskurve viser teknisk tilstand, degradering eller funksjonsevne for en komponent som funksjon av tiden. Om det benyttes teknisk tilstand, degradering eller funksjonsevne er avhengig av hvordan kurven presenteres. [49] I denne rapporten vil levetidskurvene beskrive teknisk tilstand der god tilstand er øverst på kurven og dårlig tilstand er nederst. Figur 10.3 viser en typisk levetidskurve som beskriver teknisk tilstand slik beskrevet ovenfor.



Figur 10.3: Levetidskurve ut i fra teknisk tilstand [49]

En levetidskurve kan representere tilstandsutviklingen for en bestemt komponent eller en gjennomsnittlig utvikling for en populasjon av like komponenter.

Det finnes ulike måter å etablere en levetidskurve på. I denne rapporten blir kurvene utviklet ved hjelp av å angi forventet oppholdstid (50 % kvantil) for de ulike tilstandene. For å inkludere usikkerheten for oppholdstiden, blir i tillegg 10 % kvantil oppgitt for hver tilstand. I tillegg kan levetidskurven beskrives etter et 2-punkts estimat. Det betyr at hele levetiden beskrives med en forventningsverdi (50 % kvantil) og en usikkerhet (10 % kvantil).

I kraftverksbransjen er det liten tradisjon for å kjøre til havari. Av den grunn eksisterer det få tilgjengelige levetidskurver for komponenter i et kraftverk, men bransjen er i gang med, gjennom SysLife prosjektet, å etablere en database for levetidkurver ut i fra ekspertvurderinger og erfaringstall hentet fra bransjen.

Etablerte levetidskurver kan implementeres inn i et verktøy kalt «*Estimering av sviktsannsynlighet*». Verktøyet er utviklet under prosjektet «*Verdiskapende vedlikehold innen kraftproduksjon*». Verktøyet benytter opplysninger om oppholdstider i de ulike tilstandene for å etablere en sannsynlighetsfordeling med utgangspunkt i en gammafordeling. Ut i fra en kjent teknisk tilstand eller alder kan årlig sannsynlighet for svikt, kumulativ sannsynlighet og gjennomsnittlig restlevetid beregnes.

For Kvittingen er det i forbindelse med analyse av rehabiliteringer og modifikasjoner for hovedrevisjon valgt å benytte levetidskurver og sviktsannsynlighet for totalt ni skadetyper for turbin, generator og hovedtransformator. Levetidskurvene er etablert med utgangspunkt i erfaringstall og vurderinger gjort i samarbeid med teknisk ansvarlig i BKK Produksjon, Lars Søreide. Forutsetningene for å angi forventet oppholdstid for de ulike tilstandene er ikke like god. Derfor er det innlagt forholdsvis stor usikkerhet på noen av skadetyperne.

Levetidskurvene er etablert med utgangspunkt i tilgjengelige opplysninger om tilstand og alder. Selv om det er to år til antatt revisjonsstart, vil det ikke være veldig feil og benytte dagens informasjon om tilstand.

Tabell 10.4 viser en oversikt over valgte skadetyper for analysen med utgangspunkt i tilstand og alder før revisjonen. Levetidskurver for disse er vedlagt i vedlegg P.

Tabell 10.4: Oversikt tilstand, alder og forventet restlevetid for skadetyper i analysen

Enhet	Skadetype	Tilstand	Alder	MTTF
2 Løpehjul	S2-2 Kavitasjon	2-	30 år	11,3 år
2 Løpehjul	S2-5 Utmatting	1-	30 år	24,4 år
4 Ledeapparat	S4-8 Utmatting	1-	30 år	24,4 år
3 Blikkpakke	S3-3 Kortslutning mellom tennene	1-	30 år	26,5 år
4 Vikling	S4-1 Løse sporkiler	2+	30 år	17,0 år
4 Vikling	S4-2 Glimming i faseskillene	1-	30 år	16,5 år
2 Vikling	S2-5 Cellulosealdring	-	30 år	-
3 Olje	S3-5 Dannelse av syre	1-	30 år	24,4 år
5 Kjølere	S5-1 Lekkasje	-	30 år	-

Ved modifikasjoner vil det etableres en ny levetidskurve, der tilstanden settes til ny etter utført modifikasjon. I analysen er det inkludert to modifikasjoner. Dette gjelder nytt løpehjul på 48 MW og nye kjølere med dobbel vegg.

Et nytt løpehjul med høyere effekt og virkningsgrad vil være produsert med mindre gods. Dette vil mest sannsynlig føre til kortere levetid for løpehjulet. I analysen benyttes 10 år kortere levetid for et nytt løpehjul sammenlignet forventet levetid for det gamle.

Nye kjølere med dobbel vegg vil ha lengere levetid sammenlignet kjølere med enkel vegg. I analysen forventes 10 år lengere levetid for kjølere med dobbel vegg sammenlignet kjølere med enkel vegg for skadetype lekkasje.

Tabell 10.5 viser en oversikt over tilstand og forventet restlevetid for skadetyper etter modifikasjon. Levetidskurver for disse er vedlagt i vedlegg Q.

Tabell 10.5: Endring av tilstand og MTTF for skadetyper ved modifikasjon

Skadetyper	Modifikasjon	Tilstand	MTTF
S2-2 Kavitasjon	Nytt løpehjul	Ny	35 år
S2-5 Utmatting	Nytt løpehjul	Ny	40 år
S5-1 Lekkasje	Nye kjølere	Ny	45 år

Utføres det en rehabilitering på en komponent vil tilstanden forbedres, men levetidskurven vil fortsatt være den samme. For rehabiliteringer er det forventet at tilstand etter rehabilitering er tilnærmet 90 % av ny tilstand. Tabell 10.6 viser hvordan tilstandene endres ved rehabilitering for de utvalgte skadetyperne. Valg av tilstand etter rehabilitering er gjort ut i fra erfaring fra tidligere rehabiliteringer. Levetidkurver for disse ligger vedlagt i vedlegg R.

Tabell 10.6: Endring av tilstand og MTTF for skadetyper ved rehabilitering

Skadetyper	Rehabilitering	Tilstand	MTTF
S2-2 Kavitasjon	Turbinrevisjon	1	29,1 år
S2-2 Kavitasjon (nytt løpehjul)	Turbinrevisjon	1	25,9 år
S2-5 Utmatting	Turbinrevisjon	1	31,8 år
S2-5 Utmatting (nytt løpehjul)	Turbinrevisjon	1	26,0 år
S4-8 Utmatting	Turbinrevisjon	1	31,8 år
S3-3 Kortslutning mellom tennene	Generatorrevisjon	1-	26,5 år
S4-1 Løse sporkiler	Generatorrevisjon	1-	26,5 år
S4-2 Glimming i faseskillene	Generatorrevisjon	1-	16,5 år
S3-5 Dannelse av syre	Regenerering	1	31,8 år

Ved reinvesteringer vil eksisterende levetidskurver kunne benyttes på nytt og tilstanden føres tilbake til ny det året reinvesteringen utføres. Tabell 10.7 viser en oversikt over skadetyper med tilstand og forventet restlevetid etter en reinvestering. Levetidskurver for disse er vedlagt i vedlegg S.

Tabell 10.7: Endring av tilstand og MTTF for skadetyper etter reinvestering

Skadetyper	Reinvestering	Tilstand	MTTF
S4-8 Utmatting	Nytt ledeapparat	Ny	50 år
S3-3 Kortslutning mellom tennene	Ny blikkpakke	Ny	60 år
S4-1 Løse sporkiler	Nye viklinger	Ny	60 år
S4-2 Glimming i faseskillene	Nye viklinger	Ny	60 år
S2-5 Cellulosealdring	Ny transformator	Ny	70 år
S3-5 Dannelse av syre	Ny transformator	Ny	50 år



## 11 Analyse av stor revisjon

I dette kapitlet blir det utført to analyser i forbindelse med stor revisjon av Kvittingen kraftverk, der den ene analysen omhandler omfang for- og intervall mellom hovedrevisjoner der sviktmodellen implementeres inn, og den andre analysen omhandler en investeringsanalyse for økt effekt.

### Analyse av omfang og intervall

For å vurdere lønnsomhet i forhold til omfang for- og intervall mellom hovedrevisjoner er det valgt å utføre en analyse der sviktmodellen med ulike skadetyper for turbin, generator og hovedtransformator implementeres inn. I kapittel 10.1 er skadetyperne beskrevet, der ni relevante skadetyper med høy konsekvens ved svikt er valgt å bruke i modellen.

Med utgangspunkt i de valgte skadetyperne, er det i kapittel 10.2 etablert levetidskurver med utgangspunkt i design, alder og teknisk tilstand. Ut i fra levetidskurvene kan årlig sviktsannsynlighet for de enkelte skadetyperne beregnes og disse kan benyttes i modellen for å beregne en årlig kostnad for svikt.

For å utføre lønnsomhetsberegningen, benyttes regnearket «*Vedlikeholdskalkyle*» versjon 1.3.2. Dette er et regneark utviklet av SINTEF Energi i forbindelse med prosjektet «*Verdiskapende vedlikehold innen kraftproduksjon*» og er en del av sviktmodellen. For å tilpasse analysen i denne rapporten, er det utført en del modifikasjoner i regnearket.

### Investeringsanalyse av økt effekt

I forbindelse med stor revisjon av Kvittingen kraftverk skal det i henhold til prosjektfasemodellen utføres en investeringsanalyse av økt effekt. Investeringsanalysen er en del av mulighetsstudie og det er satt opp totalt fire alternativer i analysen:

- 0) Eksisterende løpehjul uten utbedringer (referanse)
- 1) Eksisterende løpehjul med utbedring og endetetninger i skovler ( $\Delta\eta = 1,0 - 1,5 \%$ )
- 2) Nytt løpehjul på 46 MW og endetetninger i skovler ( $\Delta\eta = 1,5 - 2,0 \%$ )
- 3) Nytt løpehjul på 48 MW og endetetninger i skovler ( $\Delta\eta = 1,5 - 2,0 \%$ )

Investeringsanalyse for økt effekt er utført i kapittel 11.2.

## 11.1 Analyse av omfang og intervall

Omfanget for hovedrevisjonen er enkelt beskrevet i kapittel 9.1. Beskrivelsen er utarbeidet med utgangspunkt i en mer detaljert beskrivelse av omfanget for de enkelte komponentene i kapittel 4.

Lars Søreide, teknisk ansvarlig i BKK Produksjon, har skrevet et notat der vedlikeholds- og utskiftingsbehov i kraftstasjoner beskrives. I notatet beskrives antatt levetid for hovedkomponenter i kraftverket og inndeling av intervall mellom hovedrevisjonene. Med utgangspunkt i notatet etableres det i referansealternativet A0 et normalt omfang for- og intervall mellom hovedrevisjonene.

Intervall og omfang for hovedrevisjoner, beskrevet i notatet, er kun en veiledning, der hvert kraftverk må vurderes individuelt. Med utgangspunkt i etablerte levetidskurver for sentrale komponenter i kraftverket vil sviktsannsynlighet og kostnader ved svikt vurderes opp mot hverandre ved valg av ulike omfang og intervall etablert i tiltaksalternativene.

Regnearket i analysen baserer seg i utgangspunktet på å sammenligne ulike tiltaksalternativ mot et referansealternativ, men i denne analysen vil det bli etablert separate regneark for hvert alternativ. I det opprinnelige regnearket er det tiltenkt at differansen mellom tiltaksalternativet og referansealternativet føres inn som inputverdi, men i denne analysen føres alle inputverdier inn separat. Det betyr at differansen mellom nåverdier i resultatene for de ulike alternativene er interessant i vurderingen av lønnsomhet.

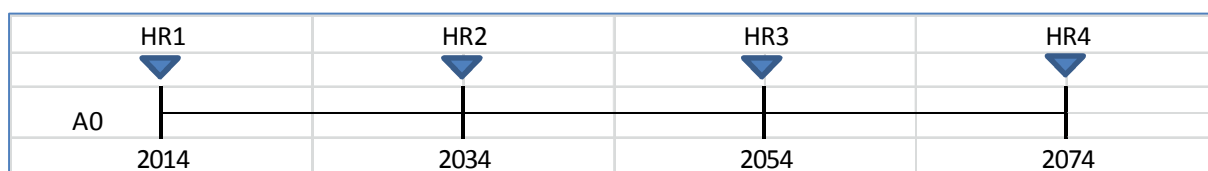
Analysen vil ikke inkludere inflasjon og skatter.

### 11.1.1 Alternativer

Alle alternativene er satt opp med en analyseperiode på 60 år, der 2014 er første år og 2073 er siste år i analyseperioden.

#### Referansealternativ (A0)

Referansealternativet er basert på normalt omfang for- og intervall mellom hovedrevisjoner beskrevet i notat utarbeidet av Lars Søreide om større vedlikeholds- og utskiftningsbehov i BKK produksjon. For Kvittingen utføres første hovedrevisjon i 2014 da kraftverket er 30 år. Intervall mellom de neste hovedrevisjonene er 20 år. Figur 11.1 viser tidslinje for alternativet.



Figur 11.1: Tidslinje for referansealternativ A0 i analyse av omfang og intervall

#### **Hovedrevisjon 1 (HR1)**

- Turbinrevisjon og nytt løpehjul med 15 % effektøkning.
- Installere kjølere med dobbel vegg for hovedtransformator.
- Generatorrevisjon.

#### **Hovedrevisjon 2 (HR2)**

- Turbinrevisjon.
- Utskifting av transformator.
- Omvikling av generator og skifte av blikkpakke.

#### **Hovedrevisjon 3 (HR3)**

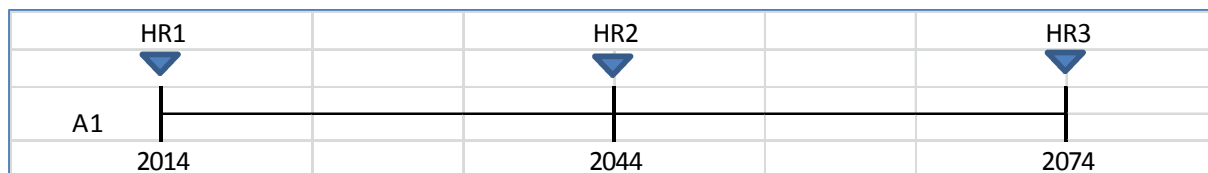
- Turbinrevisjon.
- Regenerering av transformator.
- Generatorrevisjon.

#### **Hovedrevisjon 4 (HR4)**

- Store usikkerheter og det er store sjanser for at det må bygges et nytt anlegg.

### Tiltaksalternativ (A1)

Dette alternativet baserer seg på 30 års intervall mellom hovedrevisjonene etter første hovedrevisjon. Omfang for hovedrevisjonene er likt omfang beskrevet i referansealternativet. Figur 11.2 viser tidslinje for tiltaksalternativ A1.



Figur 11.2: Tidslinje for tiltaksalternativ A1 i analyse av omfang og intervall

#### **Hovedrevisjon 1 (HR1)**

- Turbinrevisjon og nytt løpehjul med 15 % effektøkning.
- Installere kjølere med dobbel vegg for hovedtransformator.
- Generatorrevisjon.

#### **Hovedrevisjon 2 (HR2)**

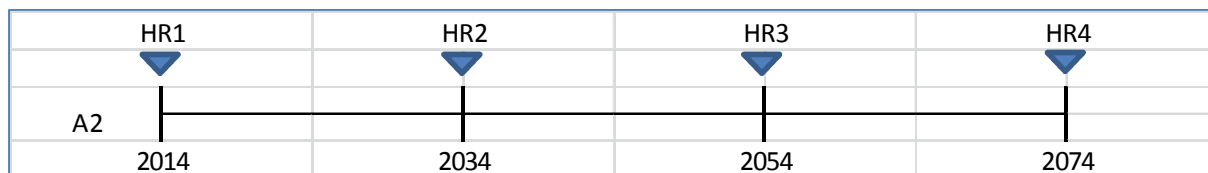
- Turbinrevisjon.
- Utskifting av transformator.
- Omvikling av generator og skifte av blikkpakke.

#### **Hovedrevisjon 3 (HR3)**

- Store usikkerheter og det er store sjanser for at det må bygges et nytt anlegg.

### Tiltaksalternativ (A2)

Dette alternativet baserer seg på endring av omfang sammenlignet referansealternativet. Intervall mellom hovedrevisjonene etter første hovedrevisjon tar utgangspunkt i 20 år. Figur 11.3 viser tidslinje for tiltaksalternativ A2.



Figur 11.3: Tidslinje for tiltaksalternativ A2 i analyse av omfang og intervall

#### **Hovedrevisjon 1 (HR1)**

- Turbinrevisjon.
- Ingen større tiltak for transformator
- Generatorrevisjon.

#### **Hovedrevisjon 2 (HR2)**

- Turbinrevisjon og nytt løpehjul med 15 % effektøkning.
- Installere kjølere med dobbel vegg for hovedtransformator. I tillegg utføres regenerering.
- Generatorrevisjon.

#### **Hovedrevisjon 3 (HR3)**

- Turbinrevisjon.
- Utskifting av transformator.
- Omvikling av generator og skifte av blikkpakke.

#### **Hovedrevisjon 4 (HR4)**

- Store usikkerheter og det er store sjanser for at det må bygges et nytt anlegg.

### 11.1.2 Kostnader ved svikt

I dette kapitlet kartlegges konsekvenser og kostnader ved svikt for de utvalgte skadetyperne. I vedlegg T presenteres tallene brukt i regnearket. Felles for alle konsekvenser ved svikt, er at utbedring ikke kan planlegges og dette medfører ofte store produksjonstap.

#### F2-2 Skovlbrudd (Kavitasjon i løpehjul)

Konsekvens for et skovlbrudd er avhengig av hvor store sekundærskader bruddet vil medføre. I beste tilfelle kan et skovlbrudd utgjøre kun skade på selve løpehjulet. I verste tilfelle vil bruddet også skade andre komponenter i turbinen. Det er derfor valgt å sette opp to ulike scenario for konsekvens ved skovlbrudd.

- 1) Svikten fører til to stansperioder. Under stansperiode 1 (2 måneder), må eksisterende løpehjul demonteres og sendes inn for utbedring. Nytt løpehjul vil bli bestilt, men på grunn av lang leveringstid, vil det gamle hjulet benyttes til det nye er ferdig. Under stansperiode 2 (2 uker) monteres det nye løpehjulet inn. Totale kostnader beregnes til:

- Nytt løpehjul: 8,0 MNOK
- Demontering, utbedring og montering (stans 1): 3,0 MNOK
- Produksjonstap 2 måneder (stans 1): 5,0 MNOK
- Demontering og montering (stans 2): 1,5 MNOK
- Produksjonstap 2 uker (stans 2): 1,2 MNOK

- 2) Her fører svikten også til to stansperioder. Forskjellen er omfanget for skadene og varighet for stans i periode 1 (3 måneder). I dette tilfelle vil skovbrudd i løpehjulet påføre skader andre steder i turbinen. Dette fører til større produksjonstap under periode 1 og større utbedringskostnader under samme periode:

- Nytt løpehjul. 8,0 MNOK
- Demontering, utbedring og montering (stans 1): 5,0 MNOK
- Produksjonstap 3 måneder (stans 1) 7,5 MNOK
- Demontering og montering (stans 2): 1,5 MNOK
- Produksjonstap 2 uker (stans 2): 1,2 MNOK

Sannsynlighetsfordeling mellom scenario 1 og 2 er på henholdsvis 70 % og 30 %.

F2-5 Skovlbrudd (Utmatting i løpehjul)

Utmatting og sprekker i løpehjulet fører også til skovlbrudd ved svikt. Velger derfor likt oppsett av scenario for skovlbrudd ved kavitasjon og utmatting. Sannsynlighetsfordelingen holdes også likt.

F4-8 Skovlbrudd (Utmatting i ledeapparatet)

Skovlbrudd i ledeapparatet fører til enklere demontasje og montasje. Konsekvensen ved svikt er avhengig av eventuelle sekundærskader. Av den grunn settes det opp to ulike scenario for konsekvens og kostnader:

- 1) I dette tilfelle er det kun skade på ledeapparatet. De berørte skovlene demonteres og sendes inn for utbedring. Total tid for utbedring og stans er 1 måned. Det vil bli bestilt opp nye skovler, men leveringstiden er såpass lang at det kreves en stans nummer to for å montere inn disse. Dette gir følgende kostnader ved svikt:

- Nye ledeskovler: 0,9 MNOK
- Demontering, utbedring og montering (stans 1): 1,0 MNOK
- Produksjonstap 1 måned (stans 1): 2,5 MNOK
- Demontering og montering (stans 2): 1,0 MNOK
- Produksjonstap 2 uker (stans 2): 1,2 MNOK

- 2) I dette tilfelle er også løpehjulet skadet, slik at nytt løpehjul må bestilles og monteres inn. Varighet på stansperiodene, produksjonstap, utbedringskostnad og materialkostnader er tilsvarende brukt i scenario 2 for skovlbrudd ved kavitasjon i løpehjulet:

- Nytt løpehjul: 8,0 MNOK
- Nye ledeskovler: 0,9 MNOK
- Demontering, utbedring og montering (stans 1): 5,0 MNOK
- Produksjonstap 3 måneder (stans 1): 7,5 MNOK
- Demontering og montering (stans 2): 1,5 MNOK
- Produksjonstap 2 uker (stans 2): 1,2 MNOK

Sannsynlighetsfordeling mellom scenario 1 og 2 er på henholdsvis 80 % og 20 %.

F3-3 Jernbrann (Kortslutning mellom tennene i blikkpakke)

Konsekvens av jernbrann i blikkpakken er avhengig av hvor i blikket feilen oppstår. I tillegg er størrelsen på området en avgjørende faktor. Det er etablert to scenarier for denne feilen:

- 1) I dette tilfellet oppstår feilen på øvre del av blikkpakken. Dette betyr at kun øvre del av blikkpakken må skiftes og dette kan utføres uten å løfte ut rotor. Det beregnes produksjonsstans i to måneder. Følgende kostnader benyttes for scenarioet:
  - Ny øvre del av blikkpakke: 1,0 MNOK
  - Demontering og montering: 0,4 MNOK
  - Produksjonstap to måneder: 5,0 MNOK
  
- 2) Her oppstår feilen i nedre del av blikkpakken. Dette fører til at hele blikkpakken må skiftes ut. I tillegg kreves det at rotoren må løftes ut. Dette genererer en lengere produksjonsstans og større materialkostnader:
  - Ny blikkpakke: 2,0 MNOK
  - Demontering og montering: 1,9 MNOK
  - Produksjonstap fire måneder: 10 MNOK

Sannsynlighetsfordeling er på henholdsvis 70 % for scenario 1 og 30 % for scenario 2.

F4-1 Gjennomslag (Løse sporkiler i vikling)

Løse sporkiler kan føre til siging i viklingen. Dette kan igjen føre til at isolasjonen tæres og gjennomslag kan oppstå. Konsekvens er avhengig av hvor stor del av viklingen dette gjelder.

- 1) I beste tilfelle vil berørt område ved gjennomslag være så lite at utskifting av kun en eller få staver er nødvendig. Ofte leveres generator i tillegg med ekstra staver i reserve. I tillegg må alle kilene sjekkes og strammes. Hvis stramming ikke er mulig, må kilene byttes ut til bølgefjær. Antar varighet på stans til 2 måneder:
  - Nye kiler: 0,1 MNOK
  - Demontering og montering: 1,9 MNOK
  - Produksjonstap to måneder: 5,0 MNOK



2) I verste tilfelle må hele viklingen skiftes ut og dette medfører en lengere stans:

- Ny vikling (inkludert kiler): 10 MNOK
- Demontering og montering: 1,9 MNOK
- Produksjonstap fem måneder: 12 MNOK

Sannsynlighetsfordeling antas å være på henholdsvis 80 % (scenario 1) og 20 % (scenario 2).

#### F4-2 Kortslutning (Glimming i faseskillene)

Glimming i faseskillene kan føre til kortslutning i viklingen. Tilsvarende scenario og kostnader benyttes i dette tilfelle som for gjennomslag ved løse sporkiler.

#### F2-5 Gjennomslag (Cellulosealdring i viklingen)

Aldring av cellulosen vil føre at papiret blir sprøtt og det mister sin holdfasthet både mekanisk, termisk og dielektrisk. Et gjennomslag vil føre til transformatorhavari. Det betyr at det må kjøpes ny transformator. I noen tilfeller kan det lønne seg å bestille ny aktiv del og beholde kasse og gjennomføringer. Dette gjelder spesielt med grensesnitt mot GIS-anlegg.

1) I dette tilfelle fører et gjennomslag til mindre utbedringer som kan utbedres på stedet og i løpet av en måned.

- Utbedringskostnad: 0,5 MNOK
- Produksjonstap: 2,5 MNOK

2) Her fører et gjennomslag til total havari av transformatoren. Ny transformator må bestilles og det medberegnes en bestillingstid på tolv måneder.

- Ny transformator: 7,0 MNOK
- Produksjonstap: 50 MNOK

Antar en sannsynlighetsfordeling på 70 % for scenario 1 og 30 % for scenario 2.

#### F3-5 Gjennomslag (Dannelse av syre i oljen)

Antar samme konsekvens og kostnader som for gjennomslag ved cellulosealdring.

#### F5-1 Gjennomslag (Lekkasje i kjølere)

Antar samme konsekvens og kostnader som for gjennomslag ved cellulosealdring.

### 11.1.3 Kostnader

I dette kapitlet og i vedlegg U presenteres kostnader i forbindelse med hovedrevisjonen.

#### Reinvesteringskostnader

Reinvesteringskostnader benyttet i analysen er vist i tabell 11.1.

Tabell 11.1: Reinvesteringskostnader for hovedrevisjon

• Ny hovedtransformator	7 000 000 NOK
• Omvikling av generator	10 000 000 NOK
• Ny blikkpakke i generator	2 000 000,- NOK

Kostnadene er bestemt ut i fra erfaringstall i produksjonsselskapet. I analysen benyttes en økonomisk levetid på 60 år for alle reinvesteringer.

#### Modifikasjonskostnader

Det er kartlagt modifikasjonskostnader for turbin og hovedtransformator. Kostnadene er presentert i tabell 11.2.

Tabell 11.2: Modifikasjonskostnader for hovedrevisjon

• Nytt løpehjul med økt effekt	9 280 000 NOK
○ Nytt hjul	8 000 000 NOK
○ Nye ledeskovler	900 000 NOK
○ Ny sugerørskonus	470 000 NOK
• Nye kjølere med dobbel vegg	800 000 NOK

Kostnadene er satt ut i fra erfaringstall i produksjonsselskapet. Det benyttes en økonomisk levetid på 60 år for alle modifikasjoner.

#### Revisjons- og rehabiliteringskostnader

Disse kostnadene tar utgangspunkt i standard omfang for stor revisjon på turbin og generator. Kostnadene er satt med utgangspunkt i kostnader for hovedrevisjon ved Steinsland kraftverk utført våren 2012. Økonomisk levetid for kostnadene settes lik revisjonsintervallet og presenteres i arkfane for inntekter i regnearket «Vedlikeholdskalkyle».

Tabell 11.3 viser en revisjons- og rehabiliteringskostnader.

Tabell 11.3: Revisjons- og rehabiliteringskostnader for hovedrevisjon

• Turbinrevisjon	3 270 000 NOK
○ Demontering og montering	1 200 000 NOK
○ Revisjon	1 600 000 NOK
○ Nye spaltinger	470 000 NOK
• Generatorrevisjon	3 500 000 NOK
○ Demontering og montering	1 900 000 NOK
○ Revisjon	1 600 000 NOK
• Regenerering av transformator	250 000 NOK

### Utilgjengelighetskostnader

Erfaringsmessig vil en hovedrevisjon ha en varighet på fire måneder. En revisjonsstans vil gjøre kraftverket utilgjengelig og det vil føre til et produksjonstap i perioden revisjonen pågår. For å identifisere disse kostnadene har Frode Haga i analysemiljøet i BKK Produksjon utført en beregning av antatt produksjonstap ved ulike oppstartstidspunkt i 2014. Beregningene forutsetter normalt tilsig og ingen nedkjøring av oppstrøms magasin før revisjonsstansen. Grafen i figur 11.4 illustrerer produksjonstap ved ulike oppstartstidspunkt i 2014.



Figur 11.4: Utilgjengelighetskostnad ved ulike starttidspunkt av revisjon på 4 måneder i 2014

Figur 11.4 viser at optimalt oppstartstidspunkt er i uke 24. Siden oppstartstidspunktet på revisjonen enda er usikkert, benyttes en snittverdi for våren på 10 MNOK i analysen.

Regenerering av transformator

For transformatoren utføres det årlig gassanalyse og oljeanalyse. Ut i fra resultat på disse prøvene vurderes det om transformatoren må regenereres. Normalt sett utføres dette ved første hovedrevisjon. For transformatoren i Kvittingen ble det i 2000 utført utbedringer i forbindelse med økende gassing i transformatoren. Tilstanden på oljen er derfor fortsatt god og regenerering er ikke nødvendig. Derimot må regenerering utføres på et senere tidspunkt og kostnad for dette er lagt inn i analysemodellen under revisjons- og rehabiliteringskostnader. En kostnad på 0,25 MNOK er antatt ut i fra erfaringstall fra andre anlegg.

### 11.1.4 Inntekter

I dette kapitlet og i vedlegg V presenteres inntekter i forbindelse med hovedrevisjonen.

#### Virkningsgrad

I forbindelse med revisjonen er det satt opp ulike tiltak for turbinen. Alle tiltakene fører til økt virkningsgrad for turbinen. Inntektene ved økt virkningsgrad er basert på forventningsverdier beskrevet i studie utført av Sweco Norge. Verdier er oppgitt i tabell 11.4.

Tabell 11.4: Økt virkningsgrad for turbin ved ulike tiltak

• Nytt løpehjul og effektøkning på 15 %	1,75 %
• Turbinrevisjon og montering av endetetninger	1,25 %

Effektøkning fører til økt vannføring og dermed økt falltap i vannveien. Dette representerer redusert virkningsgrad for vannveien. Virkningsgradene er basert på beregning av falltap i kapittel 5.1.2 og inkluderer kun friksjonstap i driftstunnel og avløpstunnel da disse er dominerende for falltapedet. Tabell 11.5 viser resultatet.

Tabell 11.5: Virkningsgrad i vannvei (falltap)

• Nytt løpehjul (21,1 m <sup>3</sup> /s)	1,01 % (1,608 GWh)
• Eksisterende løpehjul (18,5 m <sup>3</sup> /s)	0,68 % (1,084 GWh)

#### Redusert flomtap

Det er sett på overløp for Svartevatn de siste 12 år og funnet et snitt på 6,86 Mm<sup>3</sup>/år. Ved installasjon av nytt løpehjul vil effekten øke med 15 % og vannføringen fra 18,5 m<sup>3</sup>/s til 21,1 m<sup>3</sup>/s. Dette gir en økt slukeevne på 2,6 m<sup>3</sup>/s. Den økte vannføringen tilsvarer 1,57 Mm<sup>3</sup>/uke.

Antar teoretisk at hvis overløpet i en uke er mindre enn 1,57 Mm<sup>3</sup>, vil den økte slukeevnen i de aller fleste tilfeller fjerne overløpet. Hvis overløpet er større enn 1,57 Mm<sup>3</sup> i en uke, vil overløpet bli redusert tilsvarende økt slukeevne. Forventet overløp, ved økt slukeevne, antas da redusert til 3,55 Mm<sup>3</sup>/år.

Energiekvivalent for Svartevatn er oppgitt til 0,558 GWh/Mm<sup>3</sup>. Redusert flomtap vil da utgjøre 1,8 GWh/år. Tabell 11.7 viser redusert flomtap ved økt slukeevne for Kvittingen.

Tabell 11.6: Flomtap Svartevatn

• Nytt løpehjul (21,1 m <sup>3</sup> /s)	1,24 % (1,980 GWh)
• Eksisterende løpehjul (18,5 m <sup>3</sup> /s)	2,39 % (3,827 GWh)

### Optimaliseringsfaktor

I forbindelse med investeringsanalyse av økt effekt utføres det en analyse av energidisponering og forventet inntektsøkning i forbindelse med investeringen. Et av elementene som kommer ut av modellen er optimaliseringsfaktoren. Denne faktoren er oppgitt i prosent og multipliseres med forventet kraftpris og årsmiddelproduksjon. Optimaliseringsfaktoren gir et bilde av forventet inntektsøkning på grunn av svingninger i kraftprisen. Den største påvirkningen er gitt av forventet utbygging av sjøkabler og kraftutveksling mot Europa. Dette vil føre til større svingninger i kraftprisen, der BKK i større grad kan produsere på høyere pris. Optimaliseringsfaktoren i tabell 11.7 er gitt av modellen og beregnet for 2015 og 2020. Det antas lineær økning mellom 2015 og 2020 og deretter flatt.

Tabell 11.7: Optimaliseringsfaktor referert 2015 og 2020

	2015	2020
• Turbinrevisjon og montering av endetetninger	101,8 %	110,1 %
• Nytt løpehjul og effektøkning på 15 %	102,3 %	111,3 %

### Grønne sertifikater

Ordningen med el-sertifikater, også kalt grønne sertifikater, er et virkemiddel for å stimulere investeringer i fornybar kraftproduksjon. Dette innebærer at kraftprodusenter av fornybar energi vil kunne motta en ekstra inntekt. Den ekstra inntekten inkluderer ny kraft satt i drift mellom 1.1.2012 og 1.1.2020, og kraftprodusenter vil kunne motta dette i 15 år. [51]

For Kvittingen kraftverk vil grønne sertifikater omhandle økt årsmiddelproduksjon ved installasjon av nytt løpehjul. Ved 15 % effektøkning vil årsmiddelproduksjon anslagsvis øke med 4,1 GWh. Avdeling for kraftmarked i BKK har benyttet en sum av sertifikatpris og kraftpris på 55 øre/kWh.

### Sviktsannsynlighet

Sviktsannsynlighet er representert ved en negativ inntekt i regnearket «*Vedlikeholdskalkyle*». Levetidskurver for de utvalgte skadetyperne er etablert i kapittel 10.2 og presentert i følgende vedlegg:

- Vedlegg Q: Levetidskurver med utgangspunkt før revisjon
- Vedlegg R: Levetidskurver med utgangspunkt etter modifikasjon
- Vedlegg S: Levetidskurver med utgangspunkt etter rehabilitering
- Vedlegg T: Levetidskurver med utgangspunkt etter reinvestering

Fra levetidskurvene benyttes årlig sviktsannsynlighet sammen med forventet kostnad ved svikt til å beregne en årlig sviktkostnad for hver skadetype. De årlige sviktkostnadene, innenfor analyseperioden, diskonteres deretter til 2014 for beregning av nåverdi. Nåverdi for de utvalgte skadetyperne summeres opp og representerer kostnad for total sviktsannsynlighet for hvert av alternativene i modellen.

### 11.1.5 Resultat

Resultat og nåverdi for lønnsomhetsanalyse av hovedrevisjoner med variasjon av omfang og intervall fremgår i vedlegg W.

Tabell 11.8 viser nåverdi for inntekter, kostnader og resultat for analysen.

Tabell 11.8: Resultat fra analyse av omfang og intervall for stor revisjon

	Alternativ A0 [kNOK]	Alternativ A1 [kNOK]	Alternativ A2 [kNOK]
<b>Inntekter</b>			
Virkningsgrad/optimalisering	133 483	133 131	120 234
Sviksannsynlighet	-7 309	-16 653	-27 348
Revisjon/rehabilitering	-9 559	-7 949	-9 617
Andre inntekter/grønne sert.	9 557	9 557	0
<b>Sum</b>	<b>126 172</b>	<b>118 087</b>	<b>83 269</b>
<b>Kostnader</b>			
Reinvesteringer	-5 516	-2 818	-1 311
Utilgjengelighet	-13 593	-11 483	-15 593
Modifikasjoner	-10 080	-10 080	-2 926
Andre kostnader	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>-29 188</b>	<b>-24 380</b>	<b>-17 830</b>
<b>Resultat</b>	<b>96 983</b>	<b>93 706</b>	<b>65 439</b>
<b>Sammenlignet A0</b>	<b>0</b>	<b>-3 277</b>	<b>-31 544</b>

Det interessante i analysen er differansen mellom nåverdien i resultatet. Resultatet viser at referansealternativ A0 vil være mest lønnsomt med nåverdi på 97,0 MNOK og alternativ A2 minst lønnsomt med nåverdi på 65,5 MNOK. Dette viser at normalt omfang for- og intervall mellom hovedrevisjoner er det mest lønnsomme. I tillegg viser analysen at en utsettelse av tiltak er mindre lønnsomt enn å øke intervallet mellom revisjonene med 10 år.



## 11.2 Investeringsanalyse for økt effekt

I henhold til prosjektfasemodellen og prosess for mulighetsstudie skal det utføres en investeringsanalyse for et initiert prosjekt. I tillegg skal robustheten i investeringen sjekkes ved å utføre en sensitivitetsanalyse. Dette i henhold til *KVALIK*.

For store revisjoner skal muligheten for økt effekt kartlegges. I den forbindelse er det derfor nødvendig å utføre en investeringsanalyse for å kartlegge lønnsomheten av investeringen.

På grunn av lang leveringstid av nytt løpehjul, ble det bestemt at mulighetsstudie for økt effekt og investeringsanalyse skulle utføres før sommeren 2012.

### 11.2.1 Prosjektalternativer

Alternativene i investeringsanalysen for økt effekt inkluderer turbinrevisjon og demontering og montering av generator. Selve investeringsanalysen ble utført av Erik Ferning, investeringsanalytiker i BKK Produksjon, men inputverdier og prosjektalternativer ble satt opp av prosjektleder i samarbeid med oppdragsleder.

#### Alternativ 0

Dagens tilstand uten noen tiltak. Alternativet er ikke reelt.

#### Alternativ 1

Stor revisjon av turbin ekskludert nytt løpehjul. Omhandler montering av endetetninger i ledeskovler. Nytt løpehjul etter 20 år.

#### Alternativ 2

Effektøkning på 10 %. Omhandler turbinrevisjon og nye ledeskovler med endetetninger. Ny revisjon av turbin etter 20 år.

#### Alternativ 3

Effektøkning på 15 %. Omhandler turbinrevisjon og nye ledeskovler med endetetninger. Ny revisjon av turbin etter 20 år.

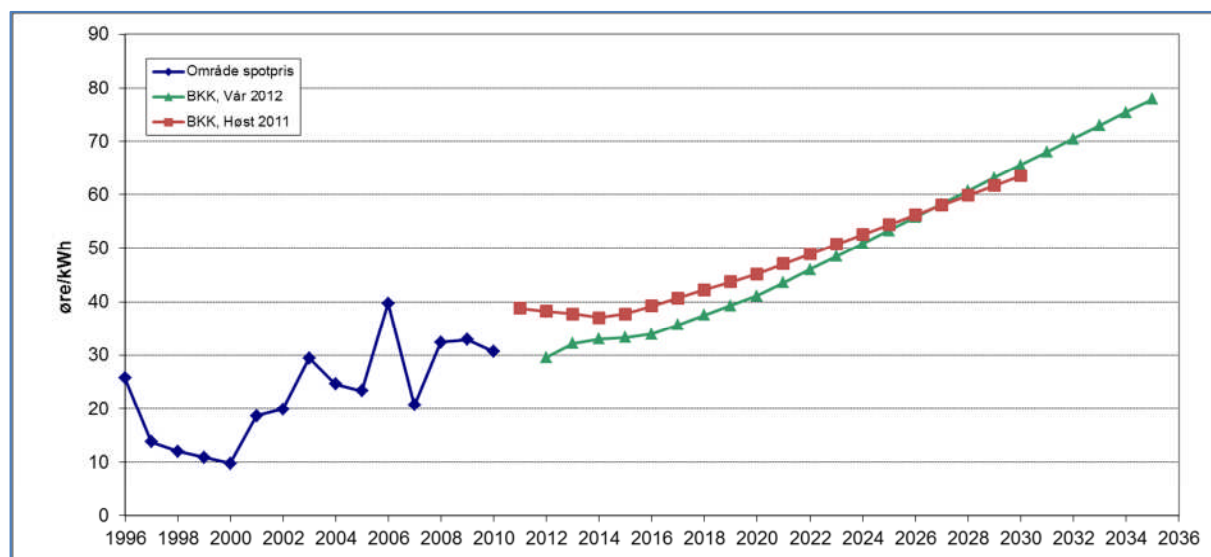
## 11.2.2 Forutsetninger

Nåverdien er referert 2012. Det er videre antatt byggestart i 2014 og en levetid på 60 år. Dagens netto årsmiddelproduksjon, referert generator, for Kvittingen kraftverk er på 159,6 GWh. Tabell 11.9 viser forventet produksjonsverdi for de ulike alternativene.

Tabell 11.9: Forventet produksjonsverdi for ulike tiltaksalternativer [50]

	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
	Stor revisjon ekskl. nytt løpehjul Nye endetetninger Nytt løpehjul etter 20 år	Økt effekt 46 MW Stor revisjon Nytt løpehjul Nye endetetninger Ny revisjon etter 20 år	Økt effekt 48 MW Stor revisjon Nytt løpehjul Nye endetetninger Ny revisjon etter 20 år
Sum installert effekt (MW)	42	46	48
Midlere årsproduksjon (GWh) inkludert flomtap og falltap	161,6	162,4	162,4
Flomtap (GWh/år)	3,827	2,596	1,98
Falltap (GWh/år)	1,084	1,411	1,608
Midlere årsproduksjon (GWh) korrigert for endring i flomtap og falltap	161,6	163,3	163,7

BKKs kraftprisprognose for 2012-2035 er benyttet i analysen. Det er fra og med 2035 benyttet en kraftpris på 49,3 øre/kWh referert 2012. Grafen i figur 11.5 viser prisprognosen:



Figur 11.5: Kraftprisprognose for BKK fram til 2035 [50]

Det forutsetter i tillegg at det blir gitt el-sertifikater til ny produksjon. Inntektene fra salget av el-sertifikater er basert på prisprognosen til BKK fra våren 2012. Der er det beregnet en pris på el-sertifikater + kraftpris på 55 øre/kWh reelt i hele perioden for el-sertifikater (ref.2012). Det er videre forutsatt inntekter i første 15 år av driften, som ligger til grunn i forslaget fra Olje- og energidepartementet.

## Stor revisjon av Kvittingen kraftverk

### Teknisk-økonomisk analyse av rehabilitering og modifikasjon

Det er gjort en vurdering på effektmuligheter for Kvittingen. Det er på bakgrunn av denne vurderingen kommet frem til en optimaliseringsfaktor for hvert av alternativene som gjenspeiler en forventning. Optimaliseringsfaktoren forteller hvor mye mer enn midlere årsproduksjon multiplisert med midlere årspris kraftverket vil ha som driftsinntekt.

Optimaliseringsfaktoren varierer mellom de ulike alternativene og er antatt stigende frem til 2020 og flatt deretter.

Investeringskostnadene er satt opp ut i fra erfaringstall fra andre relevante prosjekter. Figur 11.6 viser en oversikt over antatte kostnader knyttet til de enkelte alternativene.

Kvittingen Kraftverk Økt effekt Pnr.: 463163 AO: 880740 Virk: 1263	Alternativ 0	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
	Dagens tilstand	Stor revisjon ekskl. nytt løpehjul Nye endetetninger Nytt løpehjul etter 20 år	Økt effekt 46 MW Stor revisjon Nytt løpehjul Nye endetetninger Ny revisjon etter 20 år	Økt effekt 48 MW Stor revisjon Nytt løpehjul Nye endetetninger Ny revisjon etter 20 år
<b>2014*</b>				
Demontering og montering generator		2 500 000	2 500 000	2 500 000
Demontering og montering turbin		1 200 000	1 200 000	1 200 000
Revisjon av turbin				
Revisjon		1 600 000	1 600 000	1 600 000
Spalting øvre		150 000	150 000	150 000
Spalting nedre		320 000	320 000	320 000
Ledeskovendetninger		300 000		
Nye ledeskover med endetetninger			900 000	900 000
Sugerørkonus			380 000	380 000
Hovedservo				500 000
Nytt løpehjul			8 000 000	8 000 000
<b>2034*</b>				
Stor revisjon med nytt løpehjul		15 050 000		
Stor revisjon uten nytt løpehjul			6 070 000	6 070 000

\* Alle tall reelle pr. 2012

Figur 11.6: Kostnadsoversikt for investeringer i forbindelse investeringsanalyse for økt effekt [50]

Drift- og vedlikeholdskostnader er satt til 5 øre/kWh.

Skattemessig er det tatt hensyn til eiendomsskatt, grunnrenteskatt og naturressursskatt. Eiendomsskatt er beregnet etter skatteloven § 18-5. Det er forutsatt at aggregatet får en påstemplet ytelse over 10 MVA slik at takstverdien er beregnet på bakgrunn av forventet kontantstrøm, som igjen er knyttet til kraftprisen. Kraftverket er etter skatteloven § 18-3 pliktig å betale grunnrenteskatt. Satsen for grunnrenteskatt er satt til 30 %. Selskapsskatt, alternativt naturressursskatt, er i prinsippet beregnet etter ordinære regler for beregning av selskapsskatt og etter skatteloven § 18-2 vedr. naturressursskatt. [51]

### 11.2.3 Resultat

Figur 11.7 viser nåverdberegninger for de ulike alternativene.

Beslutningsår:	2012	Kvittingen Kraftverk - økt effekt - Alt. 0	Kvittingen Kraftverk - økt effekt - Alt. 1	Kvittingen Kraftverk - økt effekt - Alt. 2	Kvittingen Kraftverk - økt effekt - Alt. 3
Første heile driftsår:	2015				
Antall driftsår:	60				
Elsertifikat + kraftpris i 15 år for GWh:	55 øre/kWh				
Realavk.-krav på sysselsatt kapital, e.s.:	3,9 %				
Nominell diskonteringsrente:	6,0 %				
		(Beløp i mill. kroner)	(Beløp i mill. kroner)	(Beløp i mill. kroner)	(Beløp i mill. kroner)
Energiinntekter med prisprognose BKK 2012 (vår)		1 557	1 579	1 610	1 620
Driftskostnader, vedlikehold		-170	-170	-169	-169
Nettariff		-42	-42	-43	-43
Investering		-0	-13	-17	-17
Grunneigarkompensasjon, løpende		-	-	-	-
Eingangskostnader		-	-	-	-
Konsesjonskraft		-	-	-	-
Konsesjonsavgift		-	-	-	-
Eiendomsskatt		-56	-57	-57	-58
Grunnrenteskatt		-365	-368	-375	-378
Selskapsskatt		-341	-345	-352	-355
<b>Sum noverdi til kapital investert i prosjektet</b>		<b>584</b>	<b>585</b>	<b>596</b>	<b>600</b>
<b>Økt nåverdi ifht alt. 0</b>			<b>1</b>	<b>12</b>	<b>16</b>
Installert effekt		42,0 MW	42,0 MW	46,0 MW	48,0 MW
Arleg ny produksjon (ref. generator), f.o.m. 2015		159,6 GWh	161,6 GWh	163,3 GWh	163,7 GWh
Optimaliseringsfaktor fra 2020		110,2 %	110,1 %	110,9 %	111,3 %
Brukstimer		3 800 timer	3 848 timer	3 550 timer	3 410 timer
Utbyggingskostnad eks. renter, ref. 2012		0,00 MNOK	6,07 MNOK	15,05 MNOK	15,55 MNOK
Byggelånsrenter		0,00 MNOK	0,11 MNOK	0,27 MNOK	0,28 MNOK
Utbyggingskostnad inkl. renter, ref. 2012		0,00 MNOK	6,18 MNOK	15,32 MNOK	15,83 MNOK
Utbyggingskostnad pr. kWh		0,00 kr/kWh	0,04 kr/kWh	0,09 kr/kWh	0,10 kr/kWh
Antall VVO		100,00	100,00	100,00	100,00
Driftskostnader pr. år (gjennomsnitt inkl. rehabilitering)		8000 kNOK	8000 kNOK	8000 kNOK	8000 kNOK
Driftskostnader (inkl. rehabilitering)		5,0 øre/kWh	5,0 øre/kWh	4,9 øre/kWh	4,9 øre/kWh
Driftskostnader (inkl. rehabilitering) (100 VVO)		80 kNOK/VVO	80 kNOK/VVO	80 kNOK/VVO	80 kNOK/VVO
Netto noverdi pr. kWh		3,66 kr/kWh	3,62 kr/kWh	3,65 kr/kWh	3,67 kr/kWh
Nårverdi-margin		624311	45	35	34
Interrente		#DIV/0!	654,3 %	247,9 %	240,6 %
Kraftpris i 2020, ref. 2012		35,1 øre/kWh	35,1 øre/kWh	35,1 øre/kWh	35,1 øre/kWh
Noverdi til kommuner, stat og grunneigarar		762 MNOK	770 MNOK	785 MNOK	791 MNOK
Noverdi til samfunnet		1345 MNOK	1354 MNOK	1381 MNOK	1391 MNOK

Figur 11.7: Resultat av investeringsanalyse for økt effekt Kvittingen kraftverk [50]

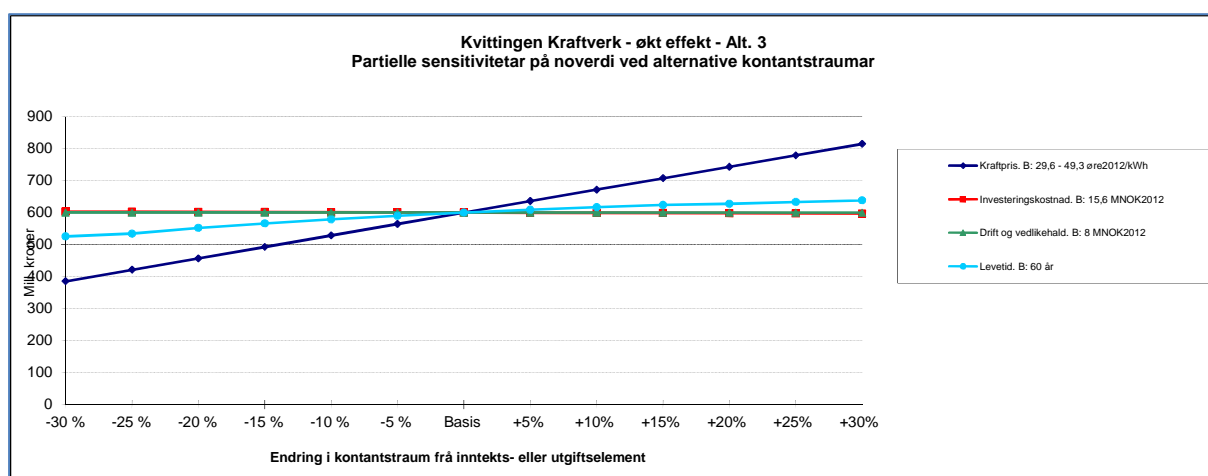
De største investeringene i Kvittingen kraftverk er allerede gjort og nåverdi for investert kapital i seg selv vil ikke være interessant i dette tilfelle. Derimot er det interessant å se på økt nåverdi sammenlignet alternativ 0. Beregningene viser at alternativ 3 gir høyest nåverdi med en endring på 16 MNOK, alternativ 2 gir 12 MNOK og alternativ 1 gir 2 MNOK. [51]

Ut i fra dette vil en investering i henhold til alternativ 3 være mest lønnsomt.

### 11.2.4 Sensitivitet

I investeringsanalyser vil det være interessant å se på sensitivitet i forhold til endring av inputverdier og forutsetninger for analysen. Dette gir en indikering på hvor robust investeringen er.

Figur 11.8 viser sensitiviteter for investeringen med tanke på driftskostnader, kraftpris, investeringskostnader og levetid for alternativ 3.



Figur 11.8: Sensitiviteter for investeringen i alternativ 3 [50]

Grafen viser at investeringen er mest sensitiv for en endring av kraftprisen. Den er også noe sensitiv med tanke på levetiden for investeringen. Når det gjelder investeringskostnad og drift- og vedlikeholdskostnader er den slik som forventet lite sensitiv.

I investeringsanalysen ble det i tillegg utført nåverdiberegninger med driftstid på 30 år for å se hvor robust investeringen var. Resultatet presenteres i tabell 11.10.

Tabell 11.10: Nåverdi for investeringen med driftstid på 30 år

	Alternativ 0 [MNOK]	Alternativ 1 [MNOK]	Alternativ 2 [MNOK]	Alternativ 3 [MNOK]
<b>Nåverdi</b>	420	418	426	429
<b>Økt nåverdi ifht alt. 0</b>	0	-2	6	9

Resultatet viser at investeringen fortsatt er lønnsom ved halvert driftstid. Dette tyder på en robust investering.

Ved utbedring av eksisterende løpehjul eller bestilling av nye løpehjul, vil det alltid være en usikkerhet i forhold til lovet virkningsgrad. I kontrakten vil leverandøren alltid komme med en virkningsgradgaranti, men det er ikke i alle tilfeller leverandøren kan levere det de lover. Av den grunn er sensitivitet med tanke på virkningsgrad vurdert for de ulike alternativene. Tabell 11.11 viser nåverdier for alternativ 1,2 og 3 ved prosentvis endring av virkningsgrad. Virkningsgraden i alternativ 0 representerer dagens verdi.

Tabell 11.11: Endring av nåverdi sammenlignet alt. 0 ved prosentvis endring av virkningsgrad [50]

Endring av virkningsgrad	Alternativ 0 [MNOK]	Alternativ 1 [MNOK]	Alternativ 2 [MNOK]	Alternativ 3 [MNOK]
-1,5 %	0	-10,9	-0,1	4,0
-1,0 %	0	-7,2	4,0	8,1
-0,5 %	0	-3,2	8,1	12,2
0,0 %	0	0,8	12,2	16,3
0,5 %	0	4,8	16,2	20,5
1,0 %	0	8,8	20,3	24,6
1,5 %	0	12,9	24,4	28,7

Resultatet viser at alternativ 1 raskt blir ulønnsomt ved negativ endring av virkningsgrad. Nåverdier for alternativ 2 og 3 viser at alternativene er robuste i forhold til endring av virkningsgrad. Et sannsynlig scenario kan være at målt virkningsgrad i etterkant er 1,0 % lavere enn garantert virkningsgrad og dette gir fortsatt en lønnsomhet på 8 MNOK for alternativ 3 sammenlignet alternativ 0. Sammenlignet alternativ 0 er alternativ 3 det mest lønnsomme, fordi forholdet i nåverdi mellom alternativ 1,2 og 3 forandrer seg lite ved endring av virkningsgrad.

### 11.2.5 Presentasjon for beslutningsfullmektig

Underveis i prosjektet skal de ulike fasene bli vedtatt før de startes på i et beslutningsorgan i henhold til prosjektfasemodellen. Hvilken fase prosjektet er i og hvilket kostnadsestimat prosjektet har, bestemmer hvem som tildeles fullmakt for beslutningen. For at prosjektet skal føres videre i fasemodellen er det viktig å presentere prosjektet for beslutningsorganet på en best mulig måte.

Gjennomføring av et prosjekt blir besluttet i BP3. Presentasjon for beslutningsorganet er viktig for at gjennomføringsfasen skal bli iverksatt. Det er oppdragsleder og oppdragsgiver som presenterer prosjektet for beslutningsorganet. For Kvittingen vil FELG være beslutningsorgan i BP3. Presentasjonen vil i hovedsak inkludere følgende elementer:

- Bakgrunn
- Omfang
- Organisasjon
- Gjennomføring
- Risiko
- Framdrift
- Investeringskostnader
- Utilgjengelighetskostnader
- Lønnsomhet
- Forslag til vedtak

Lønnsomheten i prosjektet vil være avgjørende for beslutningen. Av den grunn vil det være viktig hvordan de ulike alternativene er satt opp og hvilke elementer som inkluderes i analysen for at tallene skal gi et riktig bilde på investeringen.

Nåverdien i seg selv for investert kapital vil ikke alltid gi riktig bilde på lønnsomheten. Her vil analyseperiode, skatter, inflasjon og kraftpris blant annet være veldig avgjørende. Ved å ekskludere skatter, vil nåverdien for eksempel bli kunstig høy. Vanligvis benyttes et referansealternativ i analysen. Referansealternativet trenger vanligvis ikke å være et relevant alternativ, men benyttes kun for sammenligning av nåverdier i resultatet.

I tillegg vil det være viktig å inkludere alle relevante tiltak for alle alternativene innenfor analyseperioden slik at resultatet gir et riktig bilde på investeringen.

Alt dette og mer til er viktig å tenke på ved etablering av en investeringsanalyse slik at forutsetningene blir korrekte og tallene troverdig for beslutningsorganet.



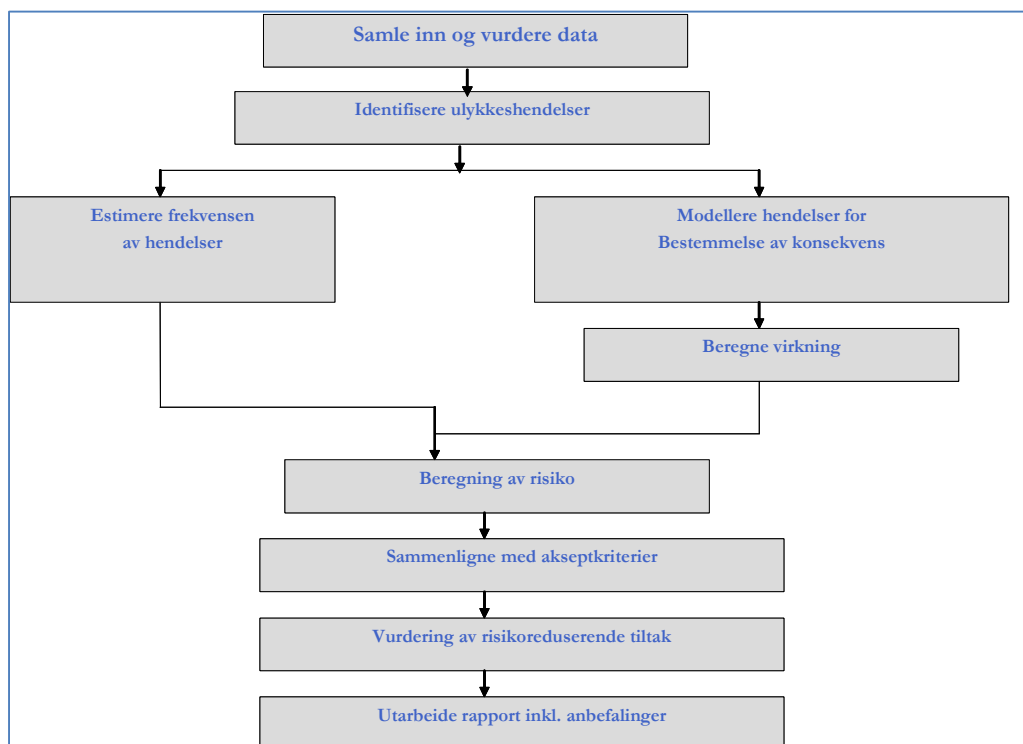


## 12 Risikovurdering

I henhold til prosjektfasemodellen skal det i løpet av forprosjektet utføres en risiko- og HMS-vurdering av prosjektet. Dette er beskrevet under egen prosess i KVALIK. [8]

Hvor omfattende en risikovurdering skal være er avhengig av type prosjekt. For store revisjoner i BKK Produksjon, blir det vanligvis utført en såkalt ROS-analyse (risiko- og sårbarhetsanalyse). Arbeidet med analysen skal utføres av en arbeidsgruppe med nødvendig kjennskap til analyseobjektene. Analyseobjektet skal beskrives og alle tekniske, miljømessige, organisatoriske og menneskelig forhold for analyseobjektet, skal angis i nødvendig detalj.

I analysen skal ulike objekter bli risikovurdert med tanke på konsekvens og sannsynlighet. Vanligvis graderes både konsekvensen og sannsynligheten i flere nivåer. Det varierer om elementene er kvantifiserbare, og er dette tilfelle, er det vanlig å oppgi konsekvensen med en kostnad inkludert en usikkerhet. Til slutt er det vanlig å presentere de ulike analyseobjektene i en risikomatrix ut i fra sannsynlighet og konsekvens for den uønskede hendelsen. Fra matrisen kan hendelser med størst risiko identifiseres. Figur 12.1 viser modell for risikoanalyse benyttet i BKK Produksjon. [52]



Figur 12.1: Modell for risikoanalyse i BKK Produksjon

I forbindelse med stor revisjon av Kvittingen kraftverk skal det utføres en ROS-analyse. Denne skal utføres i forprosjektet. Dette er neste fase i prosjektet og vil bli startet opp i løpet av høsten 2012. I denne rapporten er det allikevel valgt å synliggjøre noen aktuelle objekter for analysen.

#### Adkomst

Kvittingen kraftverk ligger ca. 460 moh og er øverst av fire kraftverk i Samnangervassdraget. Fra Frøland kraftverk, nederst i vassdraget, går FV 147 opp til Kvittingen kraftverk. Avstanden fra Frøland til Kvittingen er ca. 15 km. Veien er smal, men transport av tungt og stort utstyr skal ikke by på store problemer. Her vil hovedtransformatoren være dimensjonerende, fordi denne er fysisk størst og tyngst. I tillegg er veien brøytet nesten helt fram om vinteren. Personell stasjonært på Frøland kraftverk har tilgang på brøyteutstyr. Veistrekningen er heller ikke spesielt utsatt for snøras. Da gjennomføringsperioden mest sannsynlig blir på våren/sommeren, er dette ikke et aktuelt problem.

#### Transport

Ved transport av store og tunge komponenter vil det alltid være en risiko knyttet til havari og skade på utstyr. Under revisjonen vil løpehjulet være den største og tyngste komponenten som skal fraktes opp til stasjonen. Transport av utstyr må planlegges og uønskede hendelser i forbindelse med dette må kartlegges.

#### Pålitelighet til nødvendig utstyr/verktøy

Under revisjonen er det viktig at utstyr og verktøy er pålitelig. Ved utløfting av rotor vil det for eksempel være kritisk hvis maskinkranen skal havarere. I transformatorrommet er det ikke innmontert maskinkran og tunge løft i dette rommet krever mobilt løfteutstyr.

#### Drukning av stasjon

Under revisjoner av kraftanlegg i fjell, vil det alltid være en fare knyttet mot drukning av stasjonen. Her er det viktig at det etableres flere barrierer for å hindre inntrengning av vann. En eventuell hendelse vil medføre alvorlige konsekvenser, både økonomisk og sikkerhetsmessig.

### Uforutsette problemer ved oppstart

Under oppstart, etter at revisjonen er ferdig, vil det alltid foreligge en risiko. Dette gjelder spesielt igangkjøring av kontrollanlegget. Her skal mye skiftes ut, noe implementeres og noe beholdes. Av den grunn er det veldig viktig at arbeidet planlegges godt, utføres systematisk og at utstyr testes før det settes i drift. Prefabrikkering av reletavler og testing i fabrikk kan være en løsning på problemet.

### Miljøutslipp

Under revisjonen vil det bli benyttet kjemikalier og diverse skadelige midler for rengjøring og rensk av komponenter. Ved rensk av kjølere benyttes for eksempel kaustisk soda. Da er det viktig at det legges til rette for riktig behandling av kjemikalie og at væsken ikke slipper ut til ytre miljø. Dette samme gjelder også for oljelekkasje og utslipp til ytre miljø.

### Forsinkelse fra leverandør

Det er viktig å ta høyde for leveringstider og eventuelle forsinkelser ved planlegging av revisjonen. Forsinkelser fra leverandør kan være kritisk. Av den grunn er det viktig at kritisk utstyr er på plass før kraftverket stanses i forbindelse med revisjonen.

### Mangel på ressurser internt

Manglende tilgang på ressurser internt vil også utgjøre en risiko. En stor revisjon krever mye ressurser og eventuelle sykdommer under revisjonen vil være kritisk. Bemanning og tilgang på ressurser er derfor viktig å inkludere i planleggingen.

### Arbeidsforhold i stasjonen

Det er viktig å legge til rette for gode og sikre arbeidsforhold under revisjonen. For Kvittingen er det målt for høye stråleverdier inne i stasjonen og disse verdiene må være på et akseptabelt nivå før revisjonen starter. Ellers er det viktig å tilrettelegge for HMS underveis, der SJA (sikker jobbanalyse) aktivt skal benyttes.

### Ferieavvikling

Optimalt oppstartstidspunkt i forhold til utilgjengelighetskostnader er uke 24. Dette er i starten av juni måned og det innebærer at fellesferien er en del av gjennomføringsperioden. Dette medfører en risiko i forhold til tilgang på personell, leverandører og verksteder.



## 13 Videre arbeid

Denne rapporten vil langt på vei utgjøre en del av mulighetsstudie for stor revisjon av Kvittingen kraftverk. Dette inkluderer mulighetsstudie både for stor revisjon og økt effekt. Mulighetsstudie for de to prosjektene vil utarbeides som en selvstendig rapport i etterkant, der mye av teksten i denne rapporten vil kunne benyttes på nytt. I tillegg vil denne rapporten være tilgjengelig i dokumentarkivet for prosjektet i etterkant.

Prosjektene vil videre følge prosessen i prosjektfasemodellen. Etter ferdig utarbeidet mulighetsstudie vil rapporten sendes oppdragsleder, der vedkommende tar stilling til konklusjoner og anbefalinger. Videre utarbeides et beslutningsnotat for BP1.

Prosjektet vil dermed følge fasemodellen videre etter at mulighetsstudie er fullført.

I neste fase (forprosjekt) vil prosjektdivisjonen i BKK Produksjon ta over prosjektet. Seksjon vedlikehold, under divisjon drift og forvaltning, vil deretter være oppdragsgiver for prosjektet. I tillegg har seksjon vedlikehold fagansvar og skal bidra med vurderinger underveis.

Kapitlene for planlegging av hovedrevisjon, sviktmodell for vannkraftverk og analyse av stor revisjon vil kunne benyttes til videre utvikling for analysemiljø i kraftbransjen. Denne oppgaven vil representere en grundig beskrevet case for bransjen, der nye utfordringer kan relateres mot prosjektet.



## Diskusjon

### Tilstandsvurdering og omfang for revisjonen

Selv om omfanget i stor grad er definert før revisjonen, vil det alltid kunne dukke opp skjulte feil og mangler underveis i revisjonen. Av den grunn vil det være viktig å ta høyde for dette i planleggingen slik at planlagt varighet på stansen i størst mulig grad blir overholdt. Mye av denne planleggingen vil inngå i en risikovurdering av prosjektet.

### Flaskehalsar og muligheter for økt effekt

Sweco Norge har utarbeidet en studie for oppgraderingspotensialet av turbinen i Kvittingen. Det er sett på to alternativer, på henholdsvis 10 % (46 MW) og 15 % (48 MW) effektøkning. Studien viser at turbinen kan oppgraderes til 48 MW ved hjelp av enkle grep.

Ut i fra anbefalinger gitt av turbinleverandøren foreligger det flere begrensninger i forhold oppgradering av turbinen. Sweco Norge mener derimot at mange krav er konservative og at andre krav i senere tid er blitt praktisert. I dette tilfelle tenkes spesielt på krav i forhold til tillatt akselspenning (torsjonsspenning) og sikkerhetsfaktor i akselkobling.

Ny akselspenning for 48 MW turbineffekt er beregnet til 42,2 MPa. Dette er i utgangspunktet høyere en tillatt grense på 40 MPa, anbefalt i turbinkontrakt fra Kværner. Sweco mener derimot at kravet er konservativt og at det i senere tid har blitt tillatt vesentlige høyere spenninger. Sikkerhetsfaktor mot glidning er beregnet til 1,4 ved ny turbineffekt på 48 MW. Dette er over anbefalt krav på 1,5. I beregningen er det tatt utgangspunkt i en friksjonsfaktor på 0,15. Dette er i følge Sweco konservativt og denne kan økes til 0,2 ved å legge inn en friksjonsshim i akselkoblingen. Ny sikkerhetsfaktor blir da 1,9.

Ved ny turbineffekt på 48 MW må det i tillegg sjekkes at tilgjengelig slag i hovedservo er tilstrekkelig. Dette må gjøres i samråd med turbinleverandøren. Hvis tilgjengelig slag er for lite, vil ny hovedservo måtte installeres.

Generatoren er i utgangspunktet mekanisk dimensjonert for hele ytelsen. Dette innebærer at generatoren i Kvittingen er mekanisk dimensjonert for 56 MW. På den annen side stiller FIKS krav om reaktiv reserve tilsvarende 48 MW, og dermed blir dette begrensningen for generator.

*Analyse av stor revisjon (analyse av omfang og intervall)*

Beregningsverktøyet *Vedlikeholdskalkyle* tar ikke hensyn til skatter i beregningen. Dette gjelder eiendomsskatt, grunnrenteskatt og selskapsskatt. I tillegg tar modellen ikke hensyn til inflasjon. Nedenfor er oppsett av nåverdier for inntekter, kostnader og resultat i analysen:

	<b>Alternativ A0</b> <b>[kNOK]</b>	<b>Alternativ A1</b> <b>[kNOK]</b>	<b>Alternativ A2</b> <b>[kNOK]</b>
<b>Inntekter</b>			
Virkningsgrad/optimalisering	133 483	133 131	120 234
Sviktsannsynlighet	-7 309	-16 653	-27 348
Revisjon/rehabilitering	-9 559	- 7 949	- 9 617
Andre inntekter/grønne sert.	9 557	9 557	0
<b>Sum</b>	<b>126 172</b>	<b>118 087</b>	<b>83 269</b>
<b>Kostnader</b>			
Reinvesteringer	-5 516	-2 818	-1 311
Utilgjengelighet	-13 593	-11 483	-15 593
Modifikasjoner	-10 080	-10 080	- 2 926
Andre kostnader	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>-29 188</b>	<b>-24 380</b>	<b>-17 830</b>
<b>Resultat</b>	<b>96 983</b>	<b>93 706</b>	<b>65 439</b>
<b>Sammenlignet A0</b>	<b>0</b>	<b>-3 277</b>	<b>-31 544</b>

For inntektene i analysen utgjør sviktsannsynlighet den største differansen mellom alternativene. Referansealternativet A0 har den laveste kostnaden og alternativ A2 den høyeste kostnaden. Med tanke på at alternativ A2 representerer mindre omfang for hovedrevisjonen viser dette at svikt koster og at høy sviktsannsynlighet vil kunne generere store kostnader. Ved å inkludere flere skadetyper, hadde kostnaden i forbindelse med sviktsannsynlighet blitt enda høyere. I tillegg hadde differansen mellom de ulike alternativene blitt større og lønnsomheten for alternativ A0 hadde blitt forsterket.



Inntekter i forbindelse med økt virkningsgrad og optimalisering av drift er høyest for alternativ A0 og lavest for alternativ A2. Grunnen til dette er at alternativ A0 og A1 drar nytte av økt virkningsgrad og optimalisering fra 2014, mens alternativ A2 drar nytte av dette først i 2034. Alternativ A0 og A1 får i tillegg ekstra inntekt fra el-sertifikater. Grunnen til dette er at det installeres et nytt løpehjul med 15 % høyere effekt innenfor periode med rett til el-sertifikatpris. Dette innbefatter 4,1 GWh ny fornybar kraft. For alternativ A2 installeres nytt løpehjul i 2034 og dette faller utenfor periode med rett til el-sertifikatpris.

For kostnaden i analysen utgjør i hovedsak investeringer i forbindelse med modifikasjoner den største differansen i nåverdi mellom alternativene. Her har alternativ A2 den laveste nåverdien og alternativ A0 og A1 de høyeste nåverdiene. Dette viser at en investering i 2014 gir høyere nåverdi enn tilsvarende investering i 2034.

Analyse av stor revisjon (investeringsanalyse for økt effekt)

De største investeringene er allerede gjort for kraftverket og derfor blir netto nåverdi i analysen høy. Analysen benytter en analyseperiode på 60 år, der det er tatt høyde for reinvestering og rehabilitering i 2034. I tillegg er det lagt inn drift- og vedlikeholdskostnader på 5 øre/kWh for alle alternativene. Usikkerheten etter 2034 er så stor at ingen tiltak er lagt inn etter dette. Differansen sammenlignet alternativ 0 vil uansett gi en god indikasjon på lønnsomheten for de ulike alternativene. Nedenfor er resultatet fra analysen:

	<b>Alternativ 0</b> [MNOK]	<b>Alternativ 1</b> [MNOK]	<b>Alternativ 2</b> [MNOK]	<b>Alternativ 3</b> [MNOK]
Energiinntekter	1 557	1 579	1 610	1 620
Drift- og vedlikehold	-170	-170	-169	-169
Investeringer	0	-13	-17	-17
Skatt	-762	-770	-784	-791
Netto nåverdi	<b>584</b>	<b>585</b>	<b>596</b>	<b>600</b>
Økt nåverdi ifht alt.0	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>12</b>	<b>16</b>

Resultatet viser at både alternativ 2 og 3 har god lønnsomhet. Investeringskostnaden for alternativ 3 (48 MW) er kun 0,5 MNOK høyere enn investeringskostnaden for alternativ 2 (46 MW), mens forskjellen i netto nåverdi er på 4 MNOK.

I forbindelse med investeringsanalysen er det i hovedoppgaven valgt å se på sensitivitet. Dette viser hvor robust de ulike alternativene er i forhold til endring av kraftpris, investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, levetid, analyseperiode og virkningsgrad. Analysen viser at kraftprisen er mest utslagsgivende for lønnsomheten i investeringen.

I BKK Produksjon har det ikke tidligere vært vanlig å inkludere sensitivitet i forhold til analyseperiode og virkningsgrad. Av den grunn er det valgt å se ekstra på dette i denne oppgaven.

Normalt benyttes en analyseperiode på 60 år for investeringsanalyser i BKK Produksjon. Så lang analyseperiode er i hovedsak ment for investeringer av nye kraftverk. Når det gjelder investering i forhold til økt effekt, ville det vært naturlig å velge en kortere analyseperiode. Dette fordi restlevetiden av kraftverket trolig vil være kortere og at tiltak i forbindelse med reinvesteringer og rehabiliteringer så langt fram i tid er veldig usikre. På grunn av dette ble det utført en beregning av lønnsomhet med analyseperiode på 30 år. Resultatet og netto nåverdi viser fortsatt at alternativ 2 og 3 er mest lønnsom, men nå med netto nåverdi på henholdsvis 6 MNOK og 9 MNOK. Dette viser at alternativ 2 og 3 er robuste og fortsatt i høy grad lønnsom med en analyseperiode på 30 år.

Ved utbedring av eksisterende løpehjul eller innkjøp av nytt løpehjul vil en turbinleverandør komme med garantiverdier for virkningsgrad. Beregninger i investeringsanalysen har tatt utgangspunkt i forventningsverdier oppgitt av Sweco i forbindelse med studie om oppgraderingspotensialet av turbinen i Kvittingen. Et sannsynlig utfall vil være at virkningsgraden i etterkant blir 1 % lavere enn først antatt. Av den grunn er det utført en beregning på dette der netto nåverdi ved 1 % lavere virkningsgrad blir 4,0 MNOK og 8,1 MNOK for henholdsvis alternativ 2 og 3. Dette viser at investeringen også er robust med tanke på endring av virkningsgrad.

## Konklusjon

### Tilstandsvurdering og omfang for revisjon

Komponenter i kraftverket er generelt i god tilstand og omfang for revisjonen vil ikke bli mer omfattende enn valgt omfang i reinvestering- og vedlikeholdsprogrammet for vannkraftverk i BKK Produksjon. Unntaket er regenerering av hovedtransformator som ikke er nødvendig da en større utbedring på grunn av økende gassing ble utført i 2000.

### Flaskehalsar og muligheter for økt effekt

Sweco Norge har vurdert oppgraderingspotensialet for turbin i Kvittingen kraftverk og i den forbindelse har BKK Produksjon valgt å kartlegge to alternativer for økt effekt.

- Alt. 1: Effektøkning på 10 % (fra 42 MW til 46 MW)
- Alt. 2: Effektøkning på 15 % (fra 42 MW til 48 MW)

Turbin og generator i Kvittingen kraftverk er romslig dimensjonert og det er mulig å øke ytelsen på aggregatet fra 42 MW til 48 MW ved relativt enkle grep. Nødvendige tiltak for begge alternativer vil være utskifting av løpehjul, stasjonære spaltringer og øvre del av sugerørkonus. Ved utskifting av eksisterende løpehjul og montering av endetetninger i ledeskovlene forventes en økning av virkningsgraden på mellom 1,5 og 2,0 %. Begrensning oppad for turbinen ligger i tilgjengelig dykking, kapasitet i akselkoblinger og trykk- og turtallstigning ved lastavslag.

Generatoren er mekanisk dimensjonert for 56 MW, men FIKS stiller krav om en reaktiv reserve tilsvarende en kapasitiv effektfaktor på 0,86. Dette tilsvarer en aktiv effekt på 48 MW for generatoren i Kvittingen. Dermed ligger begrensningen oppad for generatoren på 48 MW.

En oppgradering av turbinen tilsvarende 48 MW vil ikke føre til oppgradering av generatoren teknisk sett. Av den grunn vil det ikke være nødvendig å utføre oppgradering av andre komponenter i den elektriske delen av systemet knyttet til generatoren. Selv om dette er tilfelle, er det utført en vurdering av potensielle flaskehalsar i kraftverket ved en eventuell oppgradering.

Analyse av stor revisjon (analyse av omfang og intervall)

I rapporten er det utført en analyse av stor revisjon med tanke på omfang og intervall. Analysen er gjennomført med bruk av sviktmodellen og det er sett på tre ulike alternativer.

- Alt. 0: Referansealternativ A0 med normalt omfang og 20 års intervall.
- Alt. 1: Tiltaksalternativ A1 med normalt omfang og 30 års intervall.
- Alt. 2: Tiltaksalternativ A2 med mindre omfang og 20 års intervall.

Analysen viser at normalt omfang og lengde på intervall mellom hovedrevisjoner tilsvarende referansealternativ A0, er mest lønnsomt. Sammenlignet referansealternativet har alternativ 1 en netto nåverdi på -3,3 MNOK og alternativ 2 en netto nåverdi på -31,5 MNOK.

Ut i fra resultatet i analysen anbefales å følge normalt omfang for- og intervall mellom hovedrevisjoner for vannkraftverk tilsvarende Kvittingen med samme design og alder.

Analyse av stor revisjon (investeringsanalyse for økt effekt)

I forbindelse med stor revisjon og økt effekt er det i denne rapporten utført en investeringsanalyse i samarbeid med investeringsanalytiker Erik Ferning. Det er i analysen vurdert fire ulike alternativ.

- Alt. 0: Dagens tilstand (ingen endring)
- Alt. 1: Stor revisjon. Endetettinger i ledeskovler. Nytt løpehjul etter 20 år.
- Alt. 2: Økt effekt 46 MW. Stor revisjon. Nye ledeskovler. Ny revisjon etter 20 år.
- Alt. 3: Økt effekt 48 MW. Stor revisjon. Nye ledeskovler. Ny revisjon etter 20 år.

Alternativ 0 er ikke et relevant alternativ, da det må utføres revisjon på turbinen i 2014. Alternativet benyttes for sammenligning. Beregninger i investeringsanalysen viser at alternativ 3 gir høyest netto nåverdi, med en økning på 16 MNOK i forhold til alternativ 0. Alternativ 2 gir en økning på 12 MNOK og alternativ 1 en økning på 1 MNOK.

Ut i fra analysen anbefales en investering beskrevet i alternativ 3, da denne er mest lønnsom. Det er sett på sensitivitet i analysen i forhold til kraftpris, levetid, investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, analyseperiode og virkningsgrad. Sensitivitetsanalysen viser at lønnsomheten i alternativ 3 har gode marginer og dette underbygger dermed anbefalingen.

## Litteraturfortegnelse

- [1] Bkk.no – Om oss, Anlegg og utbygging, Kraftverk og vassdrag, Samnangervassdraget, Kvittingen kraftverk, Kort om BKK.  
[www.bkk.no](http://www.bkk.no)
- [2] Bkk.no – Om oss, Anlegg og utbygging, Kraftverk og vassdrag, Samnangervassdraget.  
[www.bkk.no](http://www.bkk.no)
- [3] Søreide, Lars – Kvittingen kraftverk, Tilstand og basis for omgang av stor revisjon. Notat, BKK Produksjon, 21. februar 2011.
- [4] ISY JobTech 7 Basis – FDV-system i BKK Produksjon.
- [5] Nois.no – Norconsult informasjonssystemer, Produkter, ISY JobTech.  
[www.nois.no](http://www.nois.no)
- [6] Energinorge.no – Energiakademiet, Håndbok kraftproduksjon.  
[www.energinorge.no](http://www.energinorge.no), 16. november 2010.
- [7] SINTEF, Forskningsrådet og Energi Norge -  
Verdiskapende vedlikehold innen kraftproduksjon.  
FoU-prosjekt Energi Norge SyDK-6, 2006 – 2010.
- [8] Bien (Intranett for BKK) – KVALIK, Prosjektfasemodellen.  
Kvalitetsstyringssystem, BKK AS, 1. desember 2011.
- [9] Furulund, Kristin – Beslutningsnotat for mulighetsstudie, Stor revisjon Kvittingen. Notat, BKK Produksjon, seksjon vedlikehold (oppdragsgiver), januar 2012.
- [10] Bildearkiv BKK Produksjon.
- [11] Korsrud, Rolf – Kvittingen kraftverk,  
Hovedinspeksjon av mekaniske komponenter i vannveien.  
Rapport, BKK Produksjon, 26. august 2009.
- [12] Løkkebø, Otto – Kvittingen kraftverk,  
Hovedtilsyn driftstunnel og overføring Herfangen.  
Rapport, BKK Produksjon, 7. oktober 2009.
- [13] Halsnes, Per Vidar (VTA for Samnangervassdraget) -  
Mailkontakt angående planer for vassdraget under stor revisjon, våren 2012.

- [14] Thoresen, Fredrik – Kvittingen kraftverk, Vurdering av oppgraderingspotensiale. Studierapport, Sweco Norge, 8. mars 2012.
- [15] Søreide, Lars – Større vedlikeholds- og utskiftingsbehov i kraftstasjoner, Inndeling og intervall. Notat, BKK Produksjon, 8. februar 2012.
- [16] ABB.no – Regenerering av transformatorolje. [www.abb.no](http://www.abb.no), 10. november 2005
- [17] Norhagen, Magne – Rapport fra kontroll 6.november 2008. Tilsynsrapport, DSB, 12. november 2008.
- [18] Søreide, Lars – Overslag 132 kV kabelmuffe 09.12.01, Kvittingen. Rapport, BKK Produksjon, 7. januar 2002.
- [19] Borud, Harald - Vedrørende målinger av radon i Kvittingen kraftstasjon. Rapport, Nynas IOM, 14. februar 2011.
- [20] Solvang, Eivind – Teknisk økonomisk analyse 1, Behov, analyse og anvendelse. Presentasjon, SINTEF Energi AS og NTNU, januar 2012.
- [21] Guttormsen, Odd – Vassdragsteknikk II, Inntak. Kompendieforlaget, Tapir Akademisk Forlag, 2006.
- [22] Mjølner industrier AS – Inntaksluke Svartevatn Kvittingen. Arrangement inntaksluke m/revisjonsluke 8712-00, 8. desember 1983.
- [23] Guttormsen, Odd – Vassdragsteknikk II, Tunneler og rør. Kompendieforlaget, Tapir Akademisk Forlag, 2006.
- [24] Nielsen, Torbjørn K. – Vannveidynamikk. Presentasjon, NTNU, EVU kurs ET 6005, 16. januar – 16. februar 2012.
- [25] Nielsen, Torbjørn K. – Om vannturbiner. Presentasjon, NTNU, EVU kurs ET 6005, 16. januar – 16. februar 2012.
- [26] Lundblad, Jan – Förslag till möjlig effekthöjning av generatorm i Steinsland kraftverk. Technical Report, Alstom Sweden, 7. desember 2010.

- [27] Norsk Elektrisk & Brown Boveri – Kontrakt mellom Bergen Lysverker og NEBB, Generator, Kvittingen kraftverk.  
Kontrakt, Bergen Lysverker/NEBB, 15. desember 1983.
- [28] Parr, Leif – Rotordynamikk og kritisk turtall, Steinsland kraftverk.  
Studie, Norconsult, 7. februar 2011.
- [29] Bjølgerud, Arild – Øking av ruseturtall og vurdering av rotor, Steinsland kraftverk.  
Studie, Norconsult, 7. februar 2011.
- [30] Lundseng, Aleksander / Vikan, Ivar –  
Oppgradering og optimalisering av vannkraftgeneratorer.  
Masteroppgave, NTNU, juni 2010.
- [31] Statnett.no – Kraftsystemet, Systemansvaret (FoS), Styrende dokumenter,  
Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS 2012),  
[www.statnett.no](http://www.statnett.no), 27.april 2012.
- [32] Voith Hydro – Maskindigram med stabilitetsgrenser.  
Presentasjon, Generatorvern kurs, 20. november 2008.
- [33] BBC Brown Boveri – Handbuch für Schaltanlagen.  
Håndbok for fordelingsanlegg, BBC Brown Boveri, 5. utgave 1975.
- [34] Tødenes, Arnt Sigmar – Økt ytelse av transformator PK 28541 Steinsland.  
Studierapport, ABB AS, 17. desember 2010.
- [35] ASEA – Viklingstemperaturindikator med innebygd oppvarmingsmotstand.  
Produktinformasjon, ASEA, 1. desember 1982.
- [36] Alcatel Kabel Norge AS – Kabelboka.  
Håndbok, Alcatel Kabel Norge AS.
- [37] Machowski, Jan / Bialek, Janusz W / Bumby, James R –  
Power System Dynamics, Stability and Control, Second Edition.  
Electromagnetic Phenomena.  
Faglitteratur, John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- [38] Risser, Sonja Marie – Kortslutningsytelser simulert i PSS/E.  
Mailkontakt, BKK Nett, våren 2012.
- [39] Sliper, Trond – Vernbestykning i kraftverk for BKK Produksjon.  
Notat, BKK Produksjon, 9. juli 2010.

- [40] Andersland, Kjartan – Vernutrustning i BKK Netts stasjonsanlegg. Prinsippskjema, BKK Nett, 9. mai 2006.
- [41] BKK Nett – Retningslinjer for releplanlegging i BKK Nett. Notat, BKK Nett, 1. juli 2005.
- [42] Istad, Maren – Revisjonsstanser med bruk av pit stop metodikk. Presentasjon, NTNU, EVU kurs ET 6005, 16. januar – 16. februar 2012.
- [43] Heir, Halvor – Tilgjengelighetsplanlegging, Produksjonstap pga havari og planlagt vedlikehold. Presentasjon, NTNU, EVU kurs ET 6005, 16. januar – 16. februar 2012.
- [44] Solvang, Eivind – Teknisk økonomisk analyse 3, Sviktmodell, kostnader pga svikt/feil. Presentasjon, NTNU, EVU kurs ET 6005, 16. januar – 16. februar 2012.
- [45] Solvang, Eivind / Welte, Thomas / Heggset, Jørn. Sviktmodell for vannkraftverk, Skadetyper og tilstandskriterier. Rapport TR A7016, SINTEF Energi AS, Elkraftsystemer, 29. august 2011
- [46] Eggen, Arnt Ove Eggen – Vedlikeholdsterminologi. Presentasjon, NTNU, EVU kurs ET 6005, 16. januar – 16. februar 2012.
- [47] Welte, Thomas – Skadetyper og design. Presentasjon, NTNU, EVU kurs ET 6005, 16. januar – 16. februar 2012.
- [48] Kværner Brug AS – Kontrakt mellom Bergen Lysverker og Kværner AS. Turbin, Kvittingen kraftverk. Kontrakt, Bergen Lysverker/Kværner Brug AS, 2. desember 1981.
- [49] Welte, Tomas – Levetidskurver. Presentasjon, EVU kurs ET 6005, 16. januar – 16. februar 2012.
- [50] Ferning, Erik – Investeringsanalyse Kvittingen kraftverk, økt effekt. Rapport, BKK Produksjon, 11. mai 2012.
- [51] Fornybar.no – Energipolitikk og støtteordninger, Støtteprinsipper og teknologisk modenhet/utvikling, Elsertifikater for grønn kraft. [www.fornybar.no](http://www.fornybar.no),
- [52] Edvardsen, Stein – Retningslinjer for risiko og sårbarhets analyser i BKK Produksjon. Notat, BKK Produksjon, 28. januar 2009.



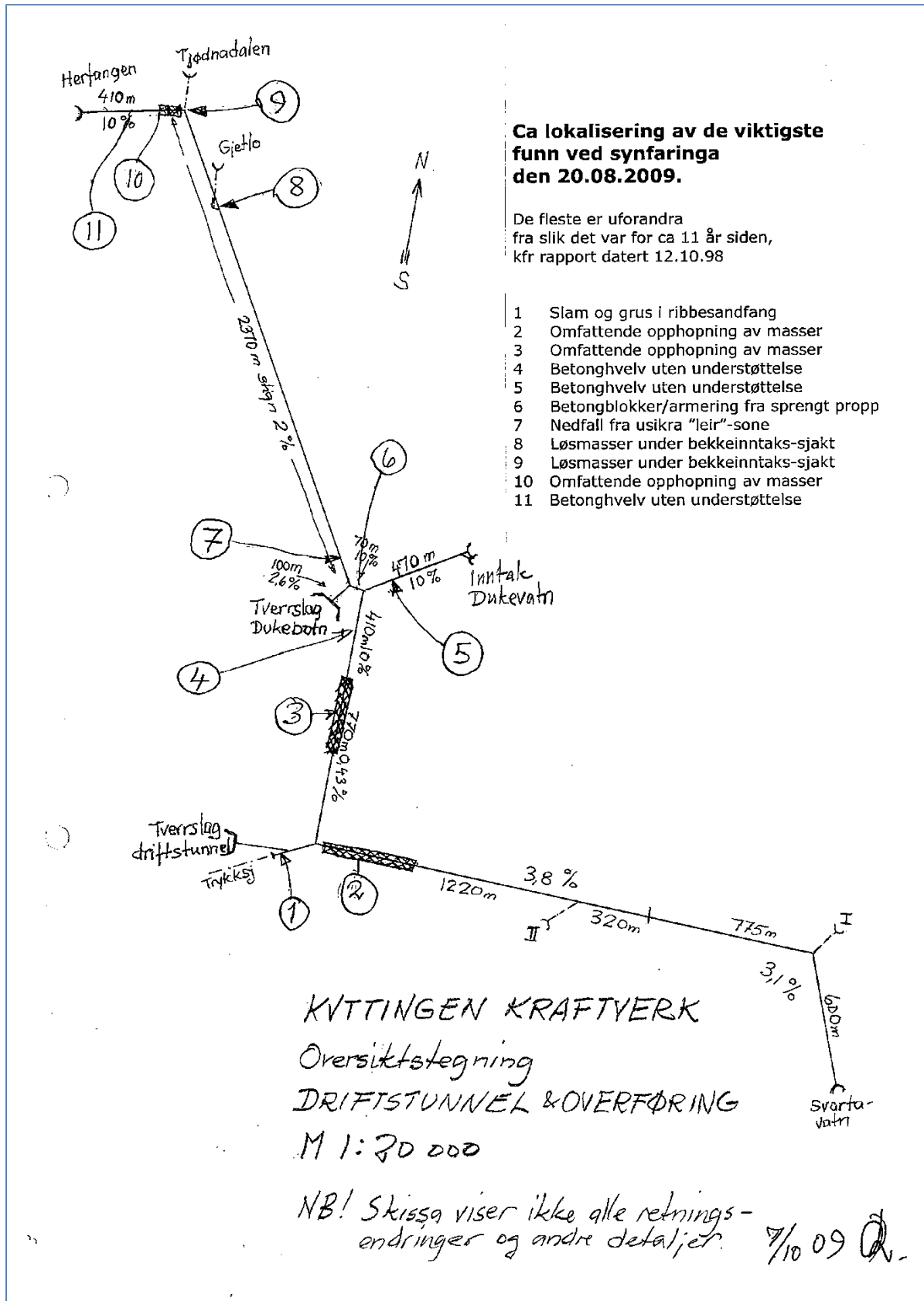
## Vedlegg - Oversikt

Vedlegg A: Enlinjeskjema.....	172
Vedlegg B: Tunnelsystem med observasjoner fra hovedtilsyn (2009).....	173
Vedlegg C: Tilstandsrapport inspeksjon av generator 26.10.11.....	174
Vedlegg D: Prøveprotokoll oljeanalyse hovedtransformator (2011).....	183
Vedlegg E: Rapport bryterrevisjon 132 GR1 E (2010).....	184
Vedlegg F: Rapport bryterrevisjon 132 T1 E (2010).....	186
Vedlegg G: Rapport bryterrevisjon 9 G1 E (2011).....	188
Vedlegg H: Skjematisk lengdesnitt vassdrag.....	189
Vedlegg I: Driftsdiagram G1.....	190
Vedlegg J: Gruppeoversikt vernbestykning G1 og T1.....	191
Vedlegg K: Gruppeoversikt vernbestykning 132 kV linje GR1.....	193
Vedlegg L: Releplan for G1 og T1.....	194
Vedlegg M: Releplan for 132 kV linje GR1.....	202
Vedlegg N: Teknisk flytskjema for kjølevannsanlegg.....	209
Vedlegg O: Skadetyper for turbin, generator og hovedtransformator.....	210
Vedlegg P: Levetidskurver med utgangspunkt <u>før</u> revisjon.....	216
Vedlegg Q: Levetidskurver med utgangspunkt <u>etter</u> modifikasjon.....	225
Vedlegg R: Levetidskurver med utgangspunkt <u>etter</u> rehabilitering.....	228
Vedlegg S: Levetidskurver med utgangspunkt <u>etter</u> reinvestering.....	237
Vedlegg T: Kostnader ved svikt i analyse av omfang og intervall.....	243
Vedlegg U: Kostnader i analyse av omfang og intervall.....	245
Vedlegg V: Inntekter i analyse av omfang og intervall.....	248
Vedlegg W: Resultater i analyse av omfang og intervall.....	251

## Vedlegg A – Enlinjeskjema

I følge beredskapsforskrift § 6-2 skal sensitiv informasjon om kraftforsyningen ikke offentliggjøres. I dette tilfelle betraktes enlinjeskjema med driftsmerking for Kvittingen kraftstasjon som sensitiv informasjon og beskyttes derfor mot offentligheten.

Vedlegg B - Tunnelsystem med observasjoner fra hovedtilsyn (2009)



Figur B.1: Tunnelsystem i vannvei med observasjoner fra hovedtilsyn (2009) [10]

## Vedlegg C – Tilstandsrapport inspeksjon av generator 26.10.11

BKK Produksjon Seksjon Vedlikehold	07.11.11 Side 1 av 9	
<b>TILSTANDSKONTROLL</b>		
Anlegg : <b>Kvittingen kraftverk</b>	Funksjonskode : <b>1263.421.001</b>	Komponent : <b>GENERATOR</b>
Utført av : Lars Søreide og Trond Sliper	Utført dato : 26.10.11	Dok. ID:
<b>HOVEDDATA</b>		
Leverandør : <b>NEBB</b>	IdriftsettelsesÅr : <b>1984</b>	
Type og fabr.nr : <b>WV315/170/12 og NK-61955</b>	Ytelse : <b>56 MVA</b>	
MerkeSpenning : <b>9,0 kV</b>	SynkronTurtall : <b>500 rpm</b>	
Utførelse : - Vertikal akslet. - Omløpskjølt. - Micadur vakuumimpregnert. - Statisk magnetisering.		
Tilleggsopplysninger Historikk:		
2002:		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Oppretting av aggregatet i forbindelse med forsterkning av innfesting. Styresegmenter i øvre og nedre lager skiftet.</li> </ul>		
2001:		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nytt rusevern fra Electromatic S-system.</li> </ul>		
Karakter: 1 = Ingen eller ubetydelige tegn til slitasje 2 = Noen tegn til slitasje. Behov for oppfølging 3 = Utbredt slitasje/skade. Behov for utbedring 4 = Kritisk tilstand. Behov for tiltak snarest	<b>Kvittingen kraftverk Generator</b>	<b>Tilstandskontroll</b>

Figur C.1: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 1 av 9

SAMMENDRAG	
	Karakter
<p>Generator er i god stand, men når rotor løftes ut ved stor revisjon bør følgende tiltak utføres:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Megging av stator. Viktig at generatoruttak er frakoblet. Meggespenning på 5000 V.</li> <li>• Termografering av loddinger i generatoruttak.</li> <li>• Rengjøring av polhjul.</li> <li>• Megging av rotor. Følge opp trend av isolasjonsmålingen.</li> <li>• Teflontetting av lager. Dette gjelder spesielt nedre lager.</li> <li>• NDT-kontroll av vifteblader.</li> <li>• Sliping av sleperinger.</li> <li>• Bytte av luftkjølere.</li> <li>• Bytte av kjølere i øvre og nedre lager.</li> <li>• Implementere lagerstrømvern i nytt generatorvern.</li> <li>• Moderne vibrasjonsvern med avstandsgivere.</li> <li>• Skifte magnetiseringsutrustning, eventuelt elektronikk i regulatoren. Ved eventuell bytte av magnetiseringsutrustning bør arrangement for enkel bytte av polaritet inkluderes.</li> </ul>	<p>3</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p> <p>2</p>

**Personsikkerhet:**

Det er ikke avdekket svakheter som kan få konsekvenser for personsikkerheten.

**Karakter:**

- 1 = Ingen eller ubetydelige tegn til slitasje
- 2 = Noen tegn til slitasje. Behov for oppfølging
- 3 = Utbredt slitasje/skade. Behov for utbedring
- 4 = Kritisk tilstand. Behov for tiltak snarest

Kvittingen kraftverk  
Generator

Tilstandskontroll

Figur C.2: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 2 av 9

## 1. OBSERVASJONER OG VURDERINGER

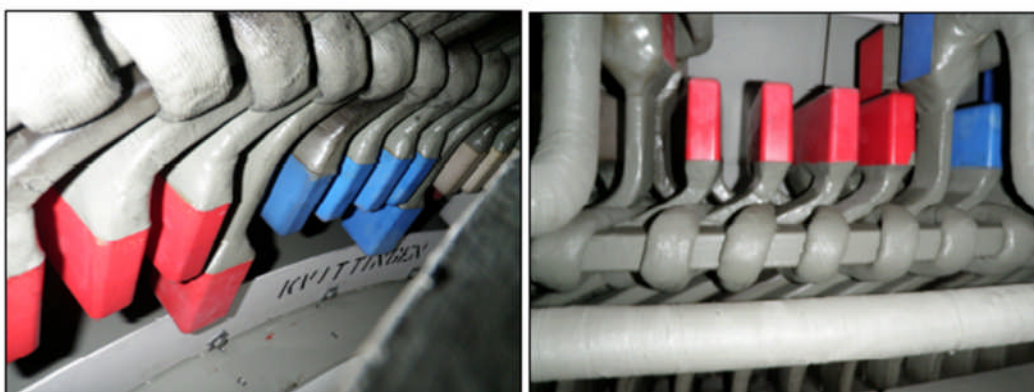
Det ble først og fremst lagt vekt på visuell inspeksjon av de aktive delene i generatoren. Dette inkluderer statorblikk, vikling og poler med spole, forbindelser og dempevikling. På kilene ble det også utført bankeprøve.

Tilgjengelige tilstandsparameter i JoBTech er isolasjonsmålinger fra megging av rotor og stator. Megging av rotor inngår som en del av årlig rutinekontroll, mens megging av stator er en del av liten revisjon som utføres hvert 5. år.

Før inspeksjon av ytre statorblikk, generatoruttakene og øvre og nedre del av viklingene med spolehoder kunne inspiseres, ble det demontert diverse luker i statorhuset. Toppen av viklingene, øvre del av rotor med poler, dempevikling og gjennomføringer til magnetisering og nedre del av øvre lager ble inspisert fra toppen av statorhuset. Nedre del av rotor, viklinger, statorblikk, nedre lager og bremsering med klosser ble inspisert fra luke i etasje under statorhuset. Ellers ble sleperinger med børster inspisert fra luke i maskintoppen.

Kode :	Komponentnavn :	Karakter :
001	Statorvikling	2

Viklingen er Micadur-isolert.



Nedenfra

Ovenfra

Statorviklingen er forholdsvis ren. Det ble observert litt olje på dørken under nedre lager, men ellers lite olje og børstestøv. Generatorlagrene er ikke nevneverdig plaget med oljedamp.

Det var ingen tegn til siging av viklingen. Surringene virket kompakte.

Faseskille til viklingen ble spesielt studert med tanke på glimming. Ingen spor funnet.

Banketest ble kun utført på et begrenset område. Vanskelig å trekke en konklusjon.

Karakter:	Kvittingen kraftverk	Tilstandskontroll
1 = Ingen eller ubetydelige tegn til slitasje	Generator	
2 = Noen tegn til slitasje. Behov for oppfølging		
3 = Utbredt slitasje/skade. Behov for utbedring		
4 = Kritisk tilstand. Behov for tiltak snarest		

Figur C.3: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 3 av 9

BKK Produksjon  
Seksjon Vedlikehold

07.11.11  
Side 4 av 9



Lodding generatoruttak

På undersiden av loddingen for generatoruttaket kan det skimtes en brun misfarge. Er mest sannsynlig lite lakk.

Anbefaler termografering av loddinger i uttak og nullpunkt for å sjekke tilstanden nærmere. Det er montert varmedetektorer i statorhus som kan fange opp eventuell varmeutvikling.

Viklinger: Karakter 2

Lodding: Karakter 2

NB!! Megging av stator er ikke utført på mange år, selv om det er spesifisert i liten revisjon!

Kode :	Komponentnavn :	Karakter :
001	Statorblikk	1

Statorblikk virker fast og fint uten tegn til misfarging. Statorblikket er sammenpresset med gjennomgående bolter. God løsning.

Det ble ikke oppdaget noe unormalt i delskjøt.



Statorblikk

Delskjøt

Karakter:  
1 = Ingen eller ubetydelige tegn til slitasje  
2 = Noen tegn til slitasje. Behov for oppfølging  
3 = Utbredt slitasje/skade. Behov for utbedring  
4 = Kritisk tilstand. Behov for tiltak snarest

Kvittingen kraftverk  
Generator

Tilstandskontroll

Figur C.4: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 4 av 9

BKK Produksjon  
Seksjon Vedlikehold

07.11.11  
Side 5 av 9

Kode : <b>001</b>	Komponentnavn : <b>Poler</b>	Karakter : <b>2</b>
----------------------	---------------------------------	------------------------

Polene så ut til å være i god stand. Det observeres en del børstestøv. Svart belegg kan skimtes. Dette kan være isolasjonsbelegget mellom vindingene i polspolen, men også smuss bestående av olje og børstestøv. Rengjøring anbefales.

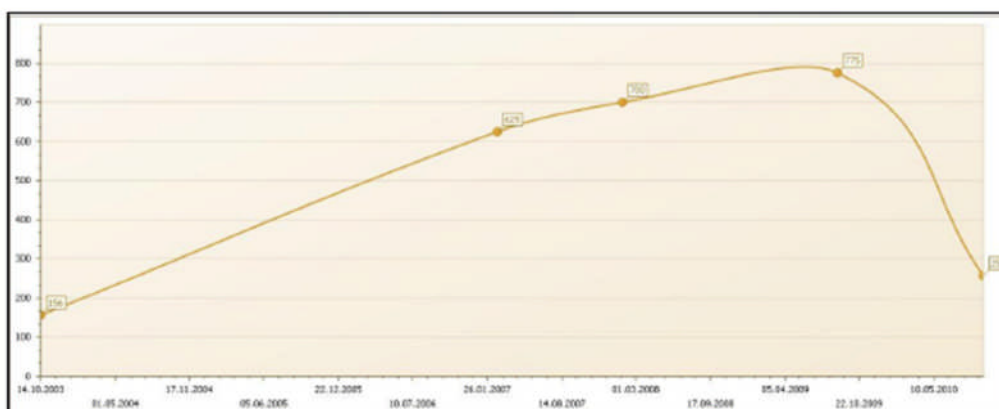


Poler og avstivning sett ovenfra

Megging av rotor, gjort fra sleperingene, ble sist utført september 2010 i forbindelse med årlig rutinekontroll. Verdier fra meggingen i 2010 er:

- Før vask: 54 MΩ
- Etter vask: 257 MΩ

Trenden viser synkende isolasjonsmotstand. Verdien er fortsatt høy, men bør følges opp.



Poler: Karakter 2  
Isolasjon: Karakter 2

Karakter:  
1 = Ingen eller ubetydelige tegn til slitasje  
2 = Noen tegn til slitasje. Behov for oppfølging  
3 = Utbredt slitasje/skade. Behov for utbedring  
4 = Kritisk tilstand. Behov for tiltak snarest

Kvittingen kraftverk  
Generator

Tilstandskontroll

Figur C.5: Tilstandsrapport fra inspeksjon av generator i Kvittingen kraftverk 26.10.11 side 5 av 9



BKK Produksjon  
Seksjon Vedlikehold

07.11.11  
Side 6 av 9

Kode : <b>001</b>	Komponentnavn : <b>Rotor forøvrig</b>	Karakter : <b>2</b>
----------------------	--	------------------------

Sveisene til viftebladene bør NDT-kontrolleres neste gang rotor er ute. Bladene er justerbare. Det ble utført bankeprøve på noen av bladene. Ingen klangforskjell som indikerer sprekker. Usikker metode.

Kabelforbindelse mellom aksling og poler virker å være i god stand.



*Kabelforbindelser fra aksling til poler*

Kode : <b>001.410</b>	Komponentnavn : <b>Bremser</b>	Karakter : <b>1</b>
--------------------------	-----------------------------------	------------------------

Bremseringen var tørr og slett.

Klossene hadde fortsatt mye belegg. Bremsene kan derfor antas å være i god stand.



*En av fire bremseklosser og bremsering*

Karakter:

- 1 = Ingen eller ubetydelige tegn til slitasje
- 2 = Noen tegn til slitasje. Behov for oppfølging
- 3 = Utbredt slitasje/skade. Behov for utbedring
- 4 = Kritisk tilstand. Behov for tiltak snarest

Kvittingen kraftverk  
Generator

Tilstandskontroll

BKK Produksjon  
Seksjon Vedlikehold

07.11.11  
Side 7 av 9

Kode : <b>421.710</b>	Komponentnavn : <b>Generatorlager</b>	Karakter : <b>1/2</b>
--------------------------	--	--------------------------

Forholdsvis lite oljesøl på viklinger, poler og rotor for øvrig. Tyder på at øvre lager er tett.



Øvre lager sett nedenfra

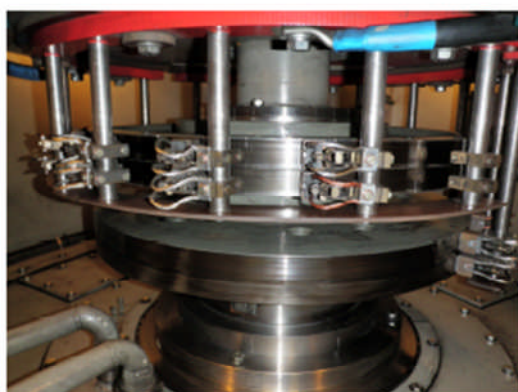
Ble observert oljesøl på dørken under nedre lager. Kan tyde på oljelekkasje fra nedre lager. Saken bør følges opp og teflontetning vurderes. Avlufting for oljedamp bør også sjekkes.

Ved revisjon bør kjølere i øvre og nedre lager byttes.

Øvre lager: Karakter 1  
Nedre lager: Karakter 2

Kode : <b>001.260</b>	Komponentnavn : <b>Sleperinger</b>	Karakter : <b>2</b>
--------------------------	---------------------------------------	------------------------

Sleperingene hadde rillet overflate, spesielt den øvre. Bør slipes ved neste store revisjon.



Sleperinger i maskintopp

Karakter:  
1 = Ingen eller ubetydelige tegn til slitasje  
2 = Noen tegn til slitasje. Behov for oppfølging  
3 = Utbredt slitasje/skade. Behov for utbedring  
4 = Kritisk tilstand. Behov for tiltak snarest

Kvittingen kraftverk  
Generator

Tilstandskontroll

BKK Produksjon  
Seksjon Vedlikehold

07.11.11  
Side 8 av 9

Kode : <b>001.111</b>	Komponentnavn : <b>Luftkjølere</b>	Karakter : <b>2</b>
--------------------------	---------------------------------------	------------------------

Ingen tegn til lekkasje. Har blitt rengjort med kaustikk soda som en del av den årlige rutinekontrollen.



Luftkjøler



Merkeskilt

Normal levetid for kjølere er 30 år, og disse bør derfor skiftes ut ved neste revisjon. Det er totalt fire luftkjølere installert

Rørføringen er av rustfritt stål. Ingen tegn til lekkasje.

Det er montert elektroniske strømningsmålere med diodeindikering. Ikke målt kjølevannsmengde ved drift. Nominell verdi er 6,78 l/s per kjøler.

Kode : <b>001</b>	Komponentnavn : <b>Instrumentering</b>	Karakter : <b>2</b>
----------------------	---	------------------------

Det er montert akselstrømtrafo på aksling over nedre lager for måling av lagerstrøm.



Akselstrømtrafo

Karakter:  
1 = Ingen eller ubetydelige tegn til slitasje  
2 = Noen tegn til slitasje. Behov for oppfølging  
3 = Utbredt slitasje/skade. Behov for utbedring  
4 = Kritisk tilstand. Behov for tiltak snarest

Kvittingen kraftverk  
Generator

Tilstandskontroll

Lagerstrømvern bør implementeres i nytt generatorvern ved neste store revisjon.

Det er montert vibrasjonsvern med måling av vibrasjon i øvre og nedre lager. Dette er hastighetsgivere med enkel overvåking av vibrasjon.

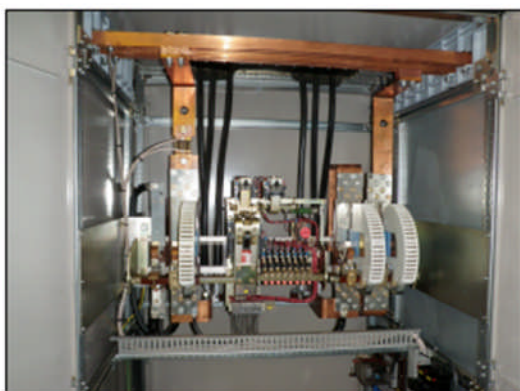


Hastighetsgiver i nedre lager

Relativ vibrasjon indikeres på et analogt instrument og aggregatet går til hurtigstopp ved nådd grenseverdi. Målingen kan ikke logges og dermed ikke brukes til analyse. Moderne vibrasjonsvern med avstandsmålere installeres ved neste store revisjon. Dette fører til enklere forhold ved analysebehov.

Kode :	Komponentnavn :	Karakter :
<b>424.001</b>	<b>Magnetisering</b>	<b>2</b>

Det er installert statisk magnetisering med DC feltbryter og tørrisolert magnetiseringstrafo.



DC feltbryter



Tørrisolert magnetiseringstrafo

Kraftelektronikken og feltbryter er i god stand, men elektronikken i regulatoren er ved slutten av levetiden. Ved stor revisjon bør det vurderes ny utrustning, eventuelt bytte av elektronikk. Viktig å tenke på tilrettelegging av polaritetsbytte hvis ny utrustning bestilles.

Karakter:	Kvittingen kraftverk	Tilstandskontroll
1 = Ingen eller ubetydelige tegn til slitasje	Generator	
2 = Noen tegn til slitasje. Behov for oppfølging		
3 = Utbredt slitasje/skade. Behov for utbedring		
4 = Kritisk tilstand. Behov for tiltak snarest		

## Vedlegg D – Prøveprotokoll oljeanalyse hovedtransformator (2011)



### PRØVEPROTOKOLL Analyse av transformatorolje

Kunde:

BKK Produksjon AS, Dale  
Dale Kraftverk  
5722 DALEKVAM

Ordre nr.

Kunde ref.

ABB ordre nr.

**Harald kvamme**

**104741**

Sted/Betegnelse	<u>Kvittingen T1</u>	Lastkobler	<u>Nei</u>	Sak nr.	<u>112961</u>
Transformator nr.	<u>28741</u>	Antall koblinger	<u>Nei</u>	Analyse dato	<u>2011-12-19</u>
Fabrikat	<u>Asea Per Kure</u>	Omkobler	<u>Ja</u>	Dato for oljeuttak	<u>2011-12-09</u>
Type	<u>Gen-trafo</u>	Kjøling	<u>OFWF</u>	Sted for oljeuttak	<u>Bunnkran</u>
Produksjonsår	<u>83</u>	Konservator type	<u>Åpen</u>	Ref. Analyse	<u>103304</u>
Ytelse MVA	<u>56</u>	Felles kons.	<u>Nei</u>	Referanse dato	<u>2010-11-24</u>
Spenning Hsp, kV	<u>135</u>			Årsak til analyse	<u>Rutine</u>
Oljevekt tonn	<u>20,4</u>	MVA v/provotaking		Oljebehandling	<u>Ingen</u>

Analyse av oppløst gass IEC 60567		Generelle Olje Prover NEK 240-1 (2008)			Varsel nivåer	
Gassart	µl/l	Gjennomslagsspenning	kV			
H2 (hydrogen)	<b>2</b>	<b>84-68-77-62-77-69</b>		<b>73</b>		40
O2 (oksygen)	<b>18828</b>	Vanninnhold	mg/kg	<b>4,6</b>		30 v/60°C
N2 (nitrogen)	<b>58707</b>	Nøytralisasjonsverdi	mg KOH/g	<b>0,02</b>		0,06
CH4 (metan)	<b>2</b>	Tapsfaktor	tgδ % ved 90°C	<b>0,7100</b>		20
CO (karbonmonoksid)	<b>402</b>	Farge/utseende	0 lys - 8 mørk	<b>2</b>   <b>Klar</b>	3,5	Uklar
CO2 (karbondioksid)	<b>4227</b>	Grenseflatespenning	mN/m	<b>30,7</b>		30
C2H4 (eten)	<b>53</b>	Inhibitor, DBPC	%	<b>0,31</b>		0,12
C2H6 (etan)	<b>4</b>	Målt DP-verdi				
C2H2 (etylen/acetylen)	<b>&lt;1</b>	Furaner 2-FAL	mg/kg			
C3H8/C3H6 (propan/propen)	<b>73</b>	Beregnet DP-verdi				
Feilkode ifølge IEC 60599		Vann i isolasjon ved likevekt	%			
		Oljetemperatur Topp/bunn	°C	<b>40</b>		
		Transformatoren i drift		<b>Ja</b>		

Tolkning/Kommentarer:

Analysen av oppløst gass viser små endringer siden forrige prøve i november 2010.


Standard oljeanalyser viser gode verdier.

Transformatoren er i god stand.

Vi anbefaler oppfølging med analyse av oppløst gass og standard oljeanalyser om et år.

Figur D.1: Prøveprotokoll fra analyse av transformatorolje T1 Kvittingen 2011

## Vedlegg E – Rapport bryterrevisjon 132 GR1 E (2010)


		<h1>Service rapport</h1>	
		Oppdr. nr.	0
<b>Bryter data.</b> HGF 112 Stasjonsnavn: Kvittingen Driftsmerk.: 132Kv Fabrikat: <b>S&amp;S</b> Merkespenning: <b>145kV</b> Fabr.år: <b>1983</b>		Type bryter <b>HGF 112</b> Bryter ID: GRIE  Merkestrøm: <b>3150A</b> Serie nr: <b>2120183-2</b>	
<b>1. Generelt:</b>			
1.1	Kontroll av bryterpoler/porselen.		ok
1.2	Smøring/ kontroll av overføring og fjærer		ok
1.3	Tellerstand før kontroll:		0
1.4	Tellerstand etter Kontroll:		0
1.5	Fungerer den riktig:		nei
<b>2. Mekanisme Type: FK 2-6</b>			
	<b>Motor:</b> <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">220v Dc</span>	<b>Spoler:</b>	<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">220VDc</span>
2.1	Kontrollert iht.AREVA skjema nr.:		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Q96.0213</span>
2.2	Etterkontroll av innkoblingsfjærens innst.:		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">0</span>
2.3	Slurelengde ved fabr.prøver:		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">70</span>
2.4	Slurelengde nå / Evt. korreksjon		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">100</span>
2.5	Motorens opptrekktid:		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">8</span>
2.6	Kontroll av klinker og ruller		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">ok</span>
2.7	Kontroll anleggsplate 462		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">ok</span>
<b>Modifisering:</b>			
2.8	Ny omstill.lask 519-01 med hull.		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Bytett</span>
2.9	Omstiller fjær 430-01 byttet til ny ø 1.25		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Bytett</span>
2.10	Lask 344-01 med sporsikr. erst. med splintsikr.		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">ok</span>
2.11	Skulderbolt 510-01 erst. med splintsikring		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">ok</span>
2.12	Hakefjær i drivarm fjernes		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">ok</span>
2.13	<i>ok=kontrollert. X=byttet</i>		
<b>Drivmekanisme skillevogn:</b>			
2.14	Montert motstand i tm:		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">na</span>
2.15	Gangtid tm før:		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">na</span>
2.16	Gangtid tm etter:		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">na</span>
2.17	Strammet slurekobling		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">na</span>

Figur E.1: Servicerapport fra bryterrevisjon 132 GR1 E Kvittingen side 1 av 2

<b>3</b>	<b>Kontroll av hjelpe- og motorendebyrter, spoler,motor.</b>			
3.1	Rekkeklemmer tiltrekkes:		ok	
3.2	Tilkoblinger på motor:		ok	
3.3	Tilkoblinger på spoler:		ok	
3.4	Festeskruer for endebyrtere kontrolleres:		ok	
3.5	Rengjøring av endebyrtere/CRC2-26:		0	
<b>4.</b>	<b>SF6-gassanalyse:</b>			
4.1	Surhet: [ppm]		139	
4.2	Duggpunkt: [grader C]		39	
4.3	Gassinnhold: [%]		98	
	<b>Kontr. av signaler for trykkvokter:</b>			
4.4		Temp:	0	
4.5		S1:	3.0	
		S2:	3.15	
<b>5.</b>	<b>Overgangsmotstand:</b>		<b>Pol A</b>	<b>Pol B</b>
5.1	( $\mu$ Ohm)		40	24
				34
<b>6.</b>	<b>Brytertider:</b> [ms]		<b>Pol A</b>	<b>Pol B</b>
6.1	Innkoblingstid:		139,9	140,2
6.2	Utkoblingstid:		30,6	30,3
				31,0
<b>7.</b>	<b>Kontaktavbrann</b>		<b>Pol A</b>	<b>Pol B</b>
7.1	K =		0,0	0,0
				0,0
<b>8</b>	<b>Antipumpe.</b>			
	Testet		na	
<b>Andre kommentarer:</b>				
Bytett omstilingsarm 519-01				
Utført av :Jan Åke Ljungren og Tom Grindborg				
Dato:26.0510				

Figur E.2: Servicerapport fra brytterrevisjon 132 GR1 E Kvittingen side 2 av 2

**Vedlegg F - Rapport bryterrevisjon 132 T1 E (2010)**

		<h1>Service rapport</h1>	
		Oppdr. nr.	0
<b>Bryter data.</b> <b>HGF 112</b> Stasjonsnavn: Kvittingen Driftsmerk.: 132 Kv Fabrikat: <b>S&amp;S</b> Merkespenning: <b>145kV</b> Fabr.år: <b>1983</b>		Type bryter <b>HGF 112</b> Bryter ID: T1E	
		Merkestrøm: <b>3150A</b> Serie nr: <b>2120183-3</b>	
<b>1. Generelt:</b>			
1.1	Kontroll av bryterpoler/porselen.		ok
1.2	Smøring/ kontroll av overføring og fjærer		ok
1.3	Tellerstand før kontroll:		0
1.4	Tellerstand etter Kontroll:		0
1.5	Fungerer den riktig:		nei
<b>2. Mekanisme Type: FK 2-6</b>			
<b>Motor:</b> <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">220v Dc</span>		<b>Spoler:</b>	<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">220VDc</span>
2.1	Kontrollert iht.AREVA skjema nr.:		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Q96.0213</span>
2.2	Etterkontroll av innkoblingsfjærens innst.:		0
2.3	Slurelengde ved fabr.prøver:		70
2.4	Slurelengde nå / Evt. korreksjon		100
2.5	Motorens opptrekkstid:		8
2.6	Kontroll av klinker og ruller		ok
2.7	Kontroll anleggsplate 462		ok
<b>Modifisering:</b>			
2.8	Ny omstill.lask 519-01 med hull.		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Bytett</span>
2.9	Omstiller fjær 430-01 byttet til ny ø 1.25		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Bytett</span>
2.10	Lask 344-01 med sporsikr. erst. med splintsikr.		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Ok</span>
2.11	Skulderbolt 510-01 erst. med splintsikring		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Ok</span>
2.12	Hakefjær i drivarm fjernes		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Ok</span>
2.13	<i>ok=kontrollert. X=byttet</i>		
<b>Drivmekanisme skillevogn:</b>			
2.14	Montert motstand i tm:		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">na</span>
2.15	Gangtid tm før:		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">na</span>
2.16	Gangtid tm etter:		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">na</span>
2.17	Strammet slurekobling		<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">na</span>

Figur F.1: Servicerapport fra bryterrevisjon 132 T1 E Kvittingen side 1 av 2



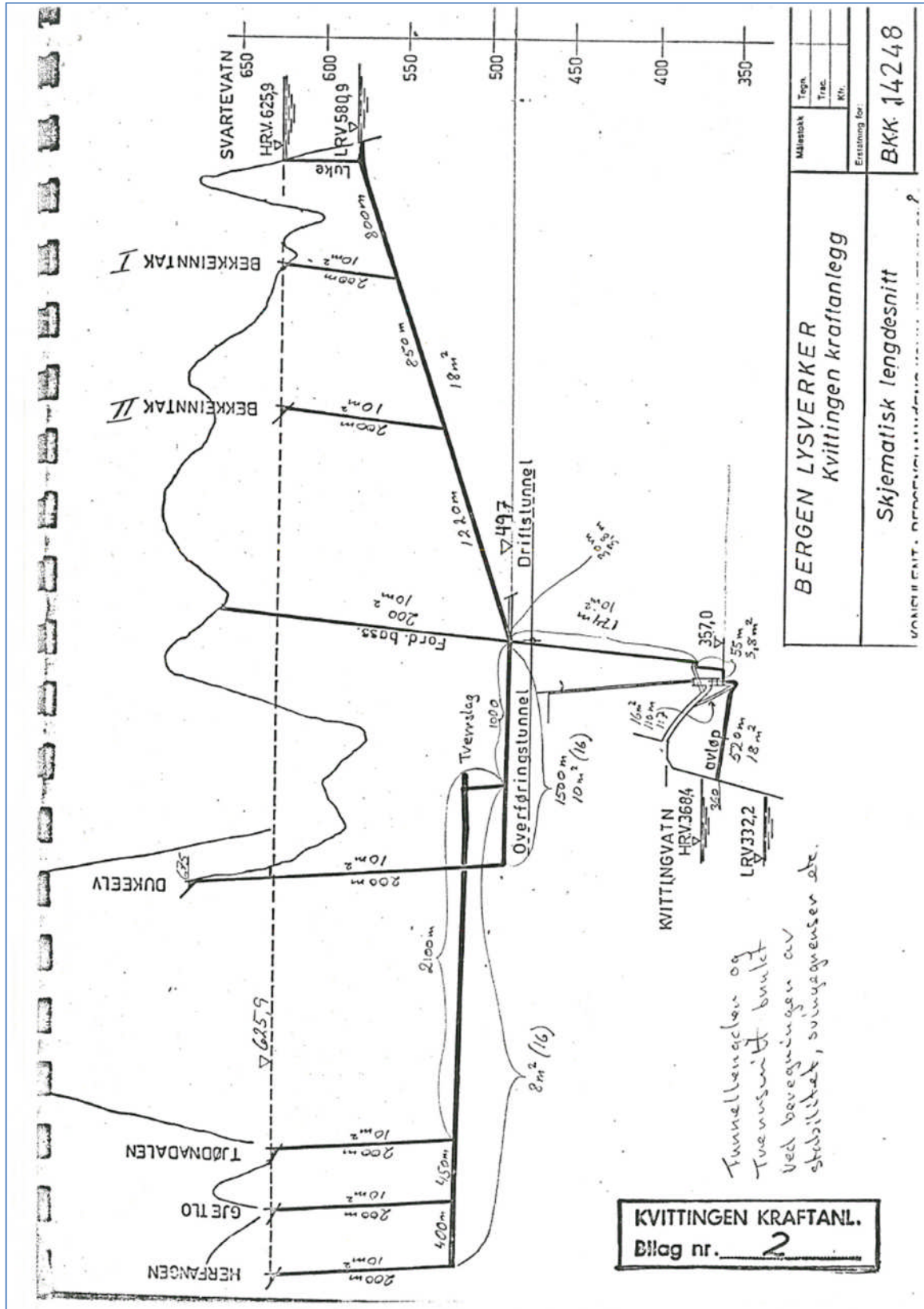


## Vedlegg G – Rapport bryterrevisjon 9 G1 E (2011)

<b>ABB AS</b> Divisjon Energi Avd. Bryterservice		<b>REVISJONSRAPPORT</b>		RAPPORT NR.: RIS 4550 BRYTER NR.: HA 1921061	
Kunde BKK PRODUKSJON A/S		Anlegg KVITTINGEN KR.VERK Referanse 009 GIE			
SF-6 brytere:		Type: <u>HC 12.40.40 L</u>			
O. nr.: 023910		Utført i tiden: 11.-13.01.2011		Utført av: D. R. Island / T. L. Hansen	
1. Betjeningsspenning 220V AC <input type="checkbox"/> DC <input checked="" type="checkbox"/>		2. SF6 Gasstrykk		Trykkvokter	
2. Motorspenning: 220V AC <input type="checkbox"/> DC <input checked="" type="checkbox"/>					
3. Kompressor Start/ Stopp Sikkerhetsventil		Felles 2,3 / 3,1		Innsperre	
Signal		Fase A		Utsperre I	
Insperre		Fase B		Utsperre II	
Utsperre I/II		Fase C		Signal	
Gjeninnkoblingssperre		4. Telleverk 0-stilt		JA <input type="checkbox"/> NEI <input checked="" type="checkbox"/> Avlest 587	
Testet pumpeperre		JA <input type="checkbox"/> NEI <input type="checkbox"/>		Testet følgestyring:	
		JA <input type="checkbox"/> NEI <input type="checkbox"/>			
5. Overgangsmotstand		Før revisjon Mikro ohm		Etter revisjon Mikro ohm	
				Anmerkninger	
Fase A		30,7		16,9	
Fase B		32,3		19,7	
Fase C		58,9		18,6	
6. Kontroll av isolator og brytererrør		JA <input checked="" type="checkbox"/> NEI <input type="checkbox"/>		7. Mekanisme type	
				X10 c1	
8. Kontroll av signalvalse		JA <input checked="" type="checkbox"/> NEI <input type="checkbox"/>		9. Kontroll av spoler	
				JA <input checked="" type="checkbox"/> NEI <input type="checkbox"/>	
10. Undersp.		JA <input checked="" type="checkbox"/> NEI <input type="checkbox"/>		75 %	
11. Koblingstider		A		B	
				C	
				Trykktap	
				Anmerkninger	
Kobl. tid INN		37,6 ms.		38,3 ms.	
Kobl. tid UT Spole I		35,2 ms.		34,9 ms.	
Kobl. tid UT Spole II		36,8 ms.		36,7 ms.	
Kobl. tid INN - UT		38,7 ms.		38,0 ms.	
12. Nullspenningsmagnet		V AC <input type="checkbox"/> DC <input type="checkbox"/>		Trekker til ved:	
				V	
				Faller ut ved:	
				V	
13 SF6 Lekkasetestet:		JA <input checked="" type="checkbox"/> NEI <input type="checkbox"/>		Testet fuktighet:	
				- 37,6 grader C	
				Testet renhet:	
				JA <input checked="" type="checkbox"/> NEI <input type="checkbox"/>	
Bemerkninger: Motor (1-2). Innspole (3-4): 569 ohm. Utspole 1 (5-6): 570 ohm. Utspole 2 (7-8): 568 ohm. Gammel gass: Duggpunkt: -14,4 grader C. PPMW: 214,0. SF6-prosent: 86,7. Var forurenset med partikkler. Ny gass: Duggpunkt: -37,6 grader C. PPMW: 20,5. SF6-prosent: 99,4.					
Drammen		den: 21-jan-11		Sign: <i>T.R. Hansen / Dagte Wernke</i>	
ABBS 43					

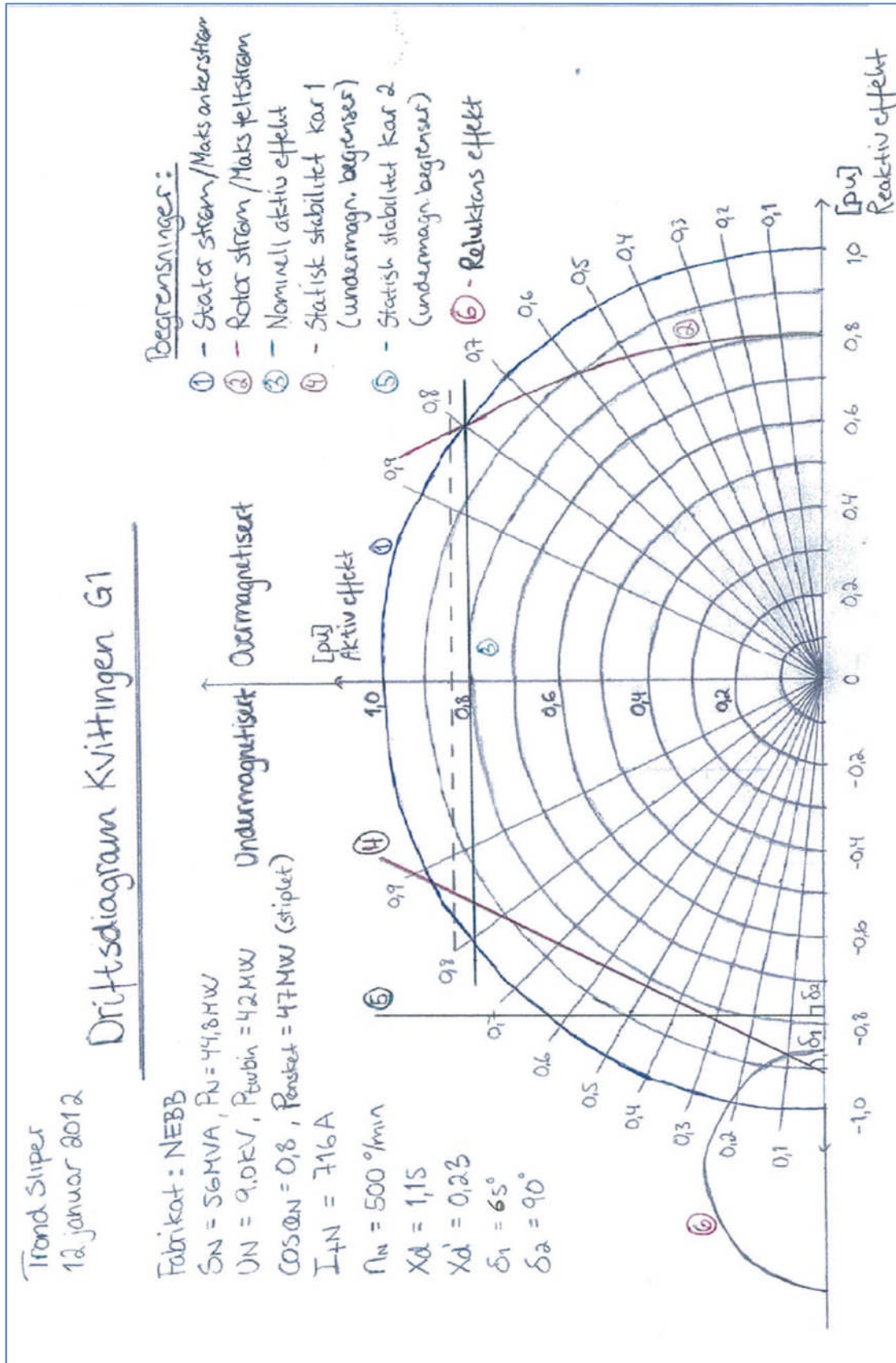
Figur G.1: Revisjonsrapport fra bryterrevisjon 9 G1 E Kvittingen

Vedlegg H – Skjematisk lengdesnitt vassdrag



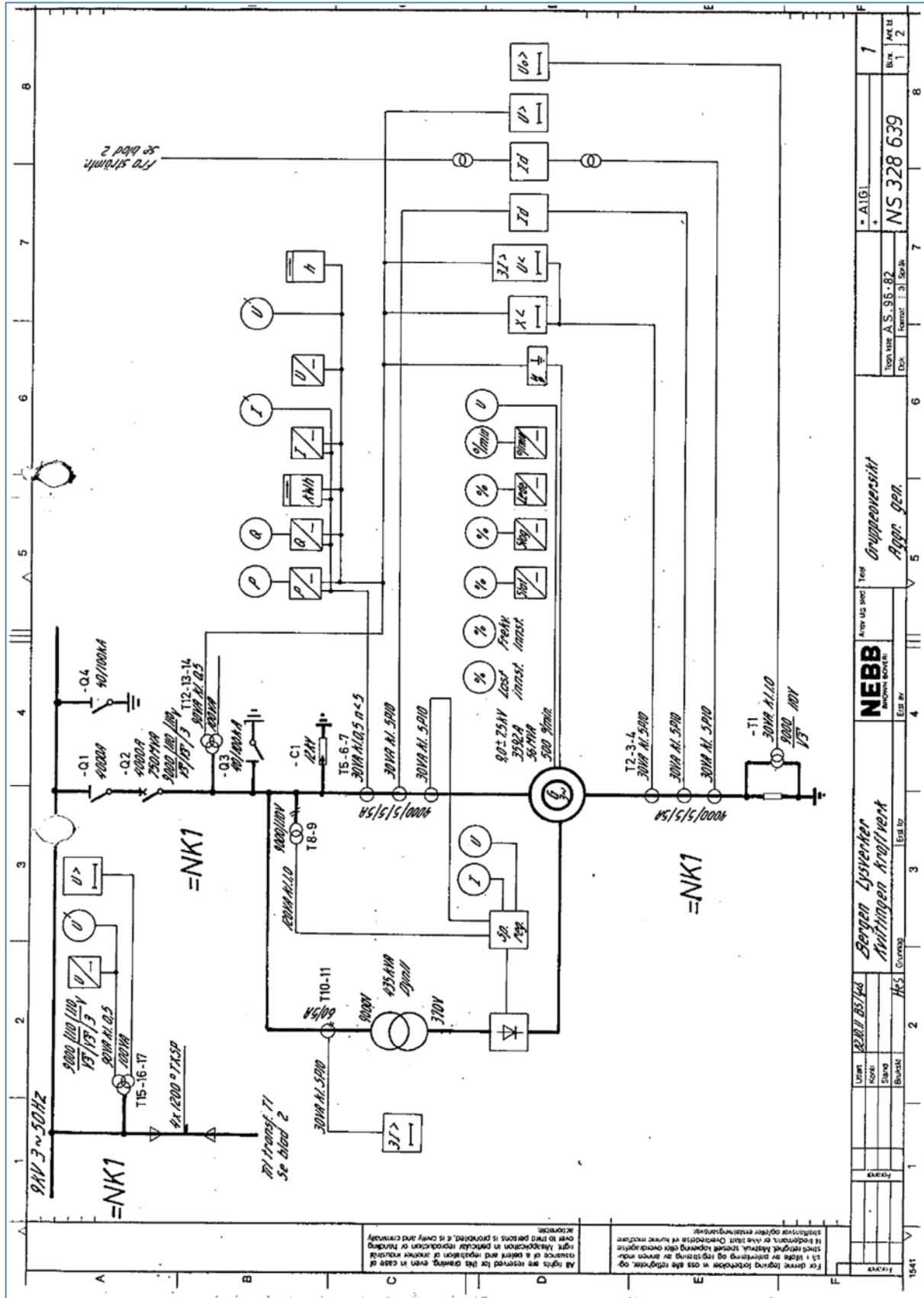
Figur H.1: Skjematisk lengdesnitt vassdrag Kvittingen kraftverk

Vedlegg I - Driftsdiagram G1

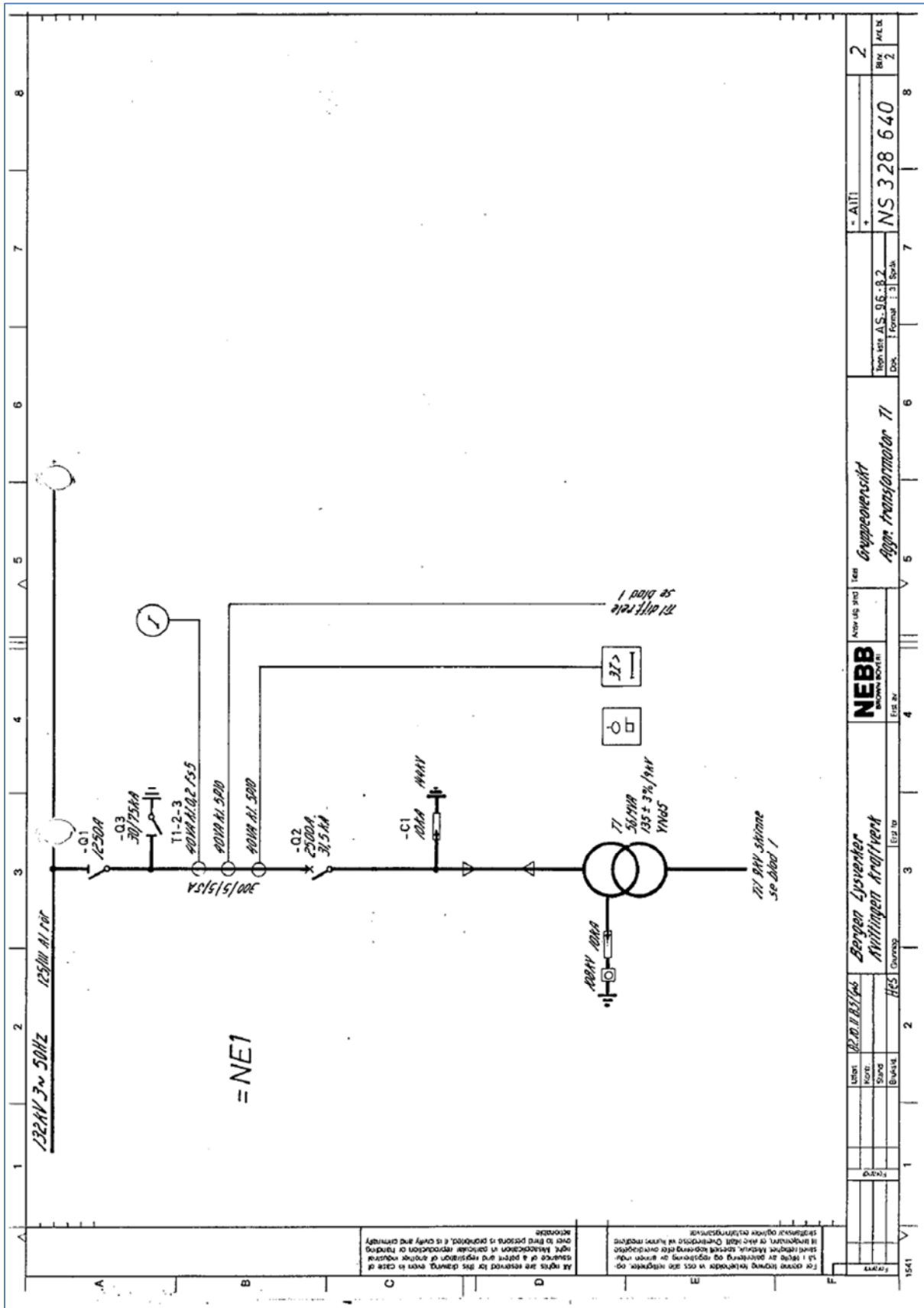


Figur I.1: Driftsdiagram for generator i Kvittingen kraftverk

Vedlegg J - Gruppeoversikt vernbestykning G1 og T1

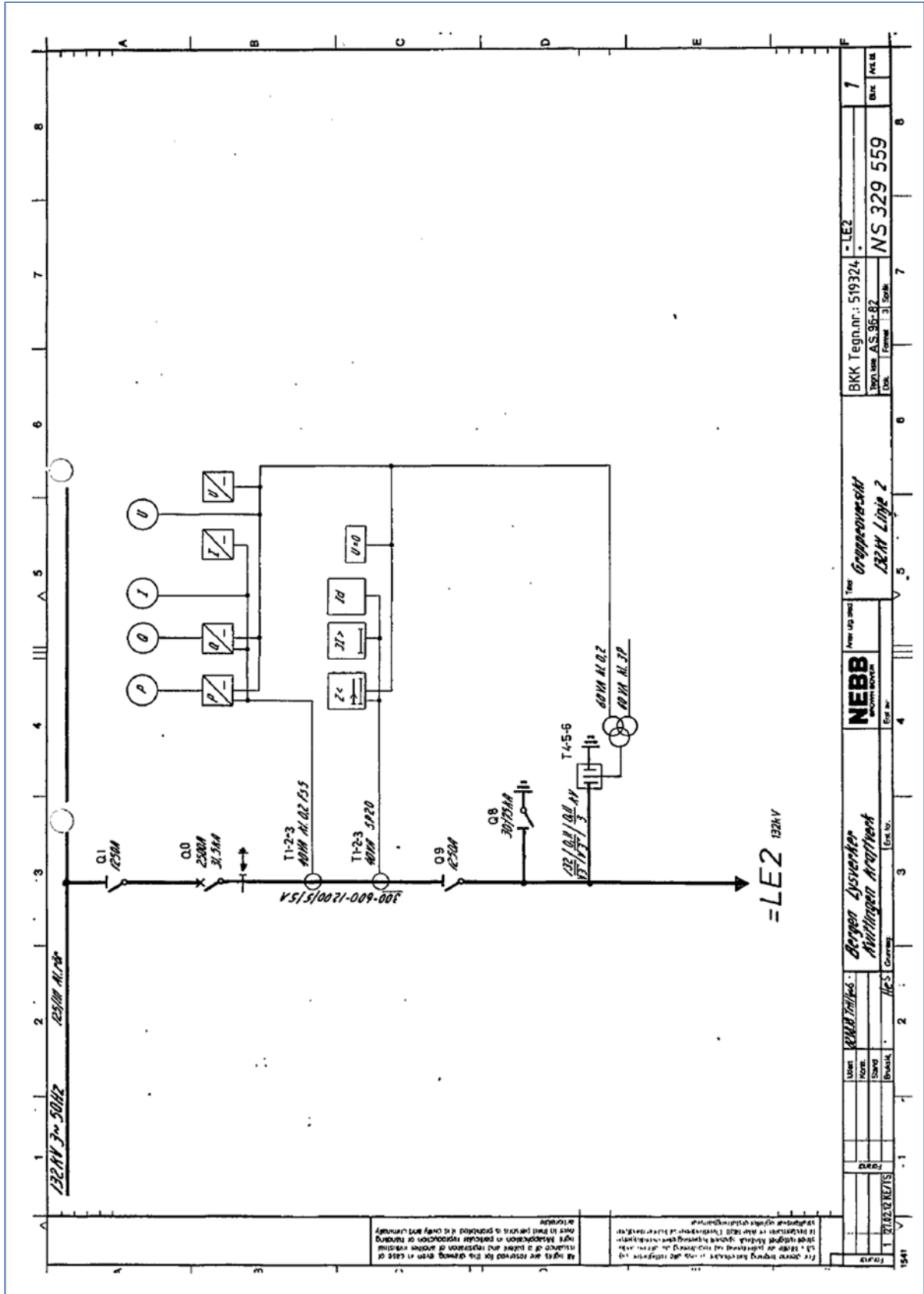


Figur J.1: Gruppeoversikt generator G1 Kvittingen kraftverk



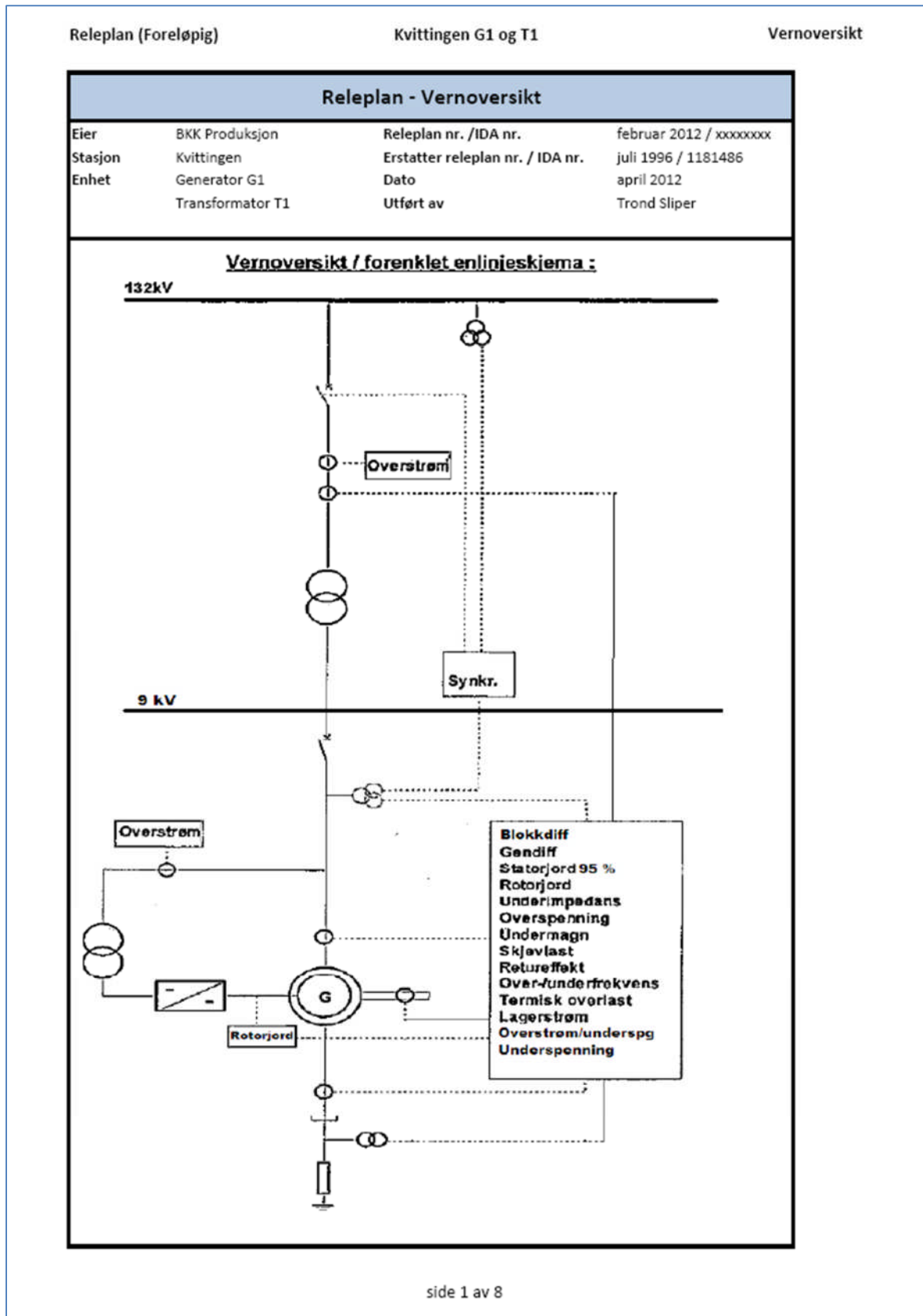
Figur J.2: Gruppeoversikt transformator T1 Kvittingen kraftverk

Vedlegg K - Gruppeoversikt vernbestyknng 132 kV linje GR1



Figur K.1: Gruppeoversikt 132 kV linje GR1

## Vedlegg L - Releplan for G1 og T1



Figur L.1: Releplan – vernoversikt G1 og T1 Kvittingen side 1 av 8



Releplan (Foreløpig)	Kvittingen G1 og T1		Anleggsdata
<b>Releplan - Anleggsdata</b>			
<b>Generator</b>			
Merkeytelse	$S_N$	: 56 MVA	
Merkespenning	$U_N$	: 9 kV	
Merkestrøm	$I_N$	: 3592 A	
Feltstrøm	$I_{fN}$	: 716 A (DC)	
Feltstrøm tomgang	$I_{f0}$	: 370 A (DC)	
Feltspenning	$U_{fN}$	: 177 V (DC)	Står 197 V i kontrakt og 189 V på skilt?
Effektfaktor	$\cos\phi$	: 0,8	
Turtall	$n$	: 500 o/min	
Ruseturtall		: 900 o/min	
Synkronreaktans	$x_d$	: 1,15 pu	
Transient reaktans	$x_d'$	: 0,23 pu	
Subtransient reaktans	$x_d''$	: 0,16 pu	
<b>Blokktransformator</b>			
Merkeytelse	$S_N$	: 56 MVA	67,2 MVA med forset kjøling
Merkespenning HS-side	$U_{N HS}$	: 135 kV	
Merkespenning LS-side	$U_{N LS}$	: 9 kV	
Merkestrøm HS-side	$I_{N HS}$	: 239,5 A	
Merkestrøm LS-side	$I_{N LS}$	: 3592 A	
Kortslutningsimpedans	$e_z$	: 9,8 %	$Z_{ref}$ er 1,4464 ohm referert LV
Kortslutningsresistans	$e_r$	: 0,29 %	
Koblingsgruppe		: YNd5	
Isolasjonstype		: Olje	
Kjøling		: OFWF	
<b>Magn.transformator</b>			
Merkeytelse	$S_N$	: 435 kVA	410 kVA på NI tegning 32 41 79 - 2
Merkespenning HS-side	$U_{N HS}$	: 9 kV	
Merkespenning LS-side	$U_{N LS}$	: 0,37 kV	360 V på NI tegning 32 41 79 - 2
Merkestrøm HS-side	$I_{N HS}$	: 27,9 A	26,3 A på NI tegning 32 41 79 - 2
Merkestrøm LS-side	$I_{N LS}$	: 678,8 A	657,5 A på NI tegning 32 41 79 - 2
Kortslutningsimpedans	$e_z$	:	
Kortslutningsresistans	$e_r$	:	
Koblingsgruppe		: Dyn11	
Isolasjonstype		: Torr	
<b>Nullpunktsmotstand</b>			
Motstandsverdi	$R_0$	: 103,9 $\Omega$	10 stk à 1039 $\Omega$ i parallell, 5196 V
Maks tillatt effekt kortvarig	$P_0$	: kW	
Tillatt varighet av maks effekt	$t_{maks}$	: 10 s	5A pr. motstand - 50 A totalt
Tillatt varig effekt	$P_{varig}$	: 260 kW	26 kW pr. motstand
<b>Spenningsregulator</b>			
Merkestrøm, likeretter	$I_{fN}$	: 716 A	
Maks innspg. til likeretter	$U_{fN}$	: 198 V	Maks utgangsspenning
Langsom feltstrøm begr.	$I_f/I_{fN}$	: 1,2	859,2 A DC ref LV
Hurtig feltstrøm begr. (tomg.)	$I_{f0}/I_{fN}$	: 0,95	680,2 A DC ref LV
Hurtig feltstrøm begr. (drift.)	$I_f'/I_{fN}$	: 2	1432 A DC ref LV
Tid, hurtig feltstrøm begr.	$t$	: 1,5 sek	

side 2 av 8

Figur L.2: Releplan – anleggsdata G1 og T1 Kvittingen side 2 av 8

Releplan (Foreløpig)	Kvittingen G1 og T1	Måletransformatorer		
<b>Releplan - Måletrafoer</b>				
<b>Måletransformatorer</b>				
Måling	Plassering	Primær	Sekundær	Klasse
Fasestrom	Gen. nullpkt.	4000 A	5 A	30 VA kl. 0,5 n < 5
	Gen. nullpkt.	4000 A	5 A	30 VA kl. 5P10
	Gen. nullpkt.	4000 A	5 A	30 VA kl. 5P10
Fasestrom	Gen. uttak	4000 A	5 A	30 VA kl. 5P10
	Gen. uttak	4000 A	5 A	30 VA kl. 5P10
	Gen. uttak	4000 A	5 A	30 VA kl. 5P10
Fasestrom	132 kV avgang	300 A	5 A	40 VA kl. 0,2 Fs5
		300 A	5 A	40 VA kl. 5P10
		300 A	5 A	40 VA kl. 5P10
Fasestrom	Magnetisering	60 A	5 A	30 VA kl. 5P10
Spenning	Gen. uttak	9 kV / 1,73	0,11 kV / 1,73	90 VA kl. 0,5
		9 kV / 1,73	0,11 kV / 3	100 VA
Spenning	9 kV T1 avgang	9 kV / 1,73	0,11 kV / 1,73	90 VA kl. 0,5
		9 kV / 1,73	0,11 kV / 3	100 VA
Spenning	Sp.reg.	9 kV	0,11 kV	120 VA kl. 1,0
Nullpunkt spg. U <sub>0</sub>	Gen. nullpkt.	9 kV / 1,73	0,11 kV	30 VA kl. 0,1
Lagerstrøm	Gen. aksling	500 A	1 A	60 VA

side 3 av 8

Figur L.3: Releplan – måletrafoer G1 og T1 Kvittingen side 3 av 8

Releplan (Foreløpig)	Kvittingen G1 og T1	Vernfunksjoner/Innstillinger	
<b>Releplan - Vernfunksjoner</b>			
Feiltype	Vernfunksjon	Innstilling	Kommentar
Kortslutning (2- eller 3-fase)	Diffvern. Generator	$I_d > = 0,67 \text{ A (539 A)}$ $t_d > = 0,0 \text{ sek}$	$I_d > = 0,15 \times I_{n,gen} = 0,15 \times (3592/4000) \times 5$ Momentan utkobling.
	Funksjon: Stopp	$I_d >> = 43,8 \text{ A (35 kA)}$ $t_d >> = 0,0 \text{ sek}$	Stilles med 100 % margin mot transient kortslutningsstrøm $I_d >> = 1/X_d' \times I_{n,gen}$ . $I_d >> = 2 \times 4,878 \times (3592/4000) \times 5$
Alle verdier referert 9 kV dersom annet ikke er nevnt.	Dagens innstilling: (DIX 111/5 1R)	$I_d > = 0,898 \text{ A}$	$I_d > = 0,2 \times I_{n,gen}$
Tekst markert grønt er dagens innstilling	Diffvern. Blokk	$I_d > = 0,90 \text{ A (718 A)}$ $t_d > = 0,0 \text{ sek}$	$I_d > = 0,2 \times I_{n,trafo} = 0,2 \times (3592/4000) \times 5$ Momentan utkobling ved kortslutning i gen.
	Funksjon: Stopp	$I_d >> = 25,8 \text{ A (1,5 kA)}$ $t_d >> = 0,0 \text{ sek}$	Stilles med 100 % margin mot transient kortslutningsstrøm på 132 kV. $I_d >> = 2 \times 3,23 \times (239,5/300) \times 5$
	Dagens innstilling: (DIX 109/5 1L)	$I_d > = 1,347 \text{ A}$	$I_d > = 0,3 \times I_{n,gen}$
	Underimpedans	$I > = 5,61 \text{ A (4490 A)}$ $t > = 2,5 \text{ sek}$	Tilsvare ca. $1,25 \times I_{n,gen}$ . $I > = 1,25 \times (3592/4000) \times 5$
	Funksjon: Stopp (Z1 og Z1B)	$U < = 77 \text{ V (6,3 kV)}$	$U < = 0,7 \times 110 \text{ V}$ Vernet opprettholder overstrømstart dersom $U$ er $< 0,7 \times U_{n,gen}$ .
	Funksjon: Frakobling (Z2)	$Z1 = 0,10 \text{ ohm}$ $t_{Z1} = 0,10 \text{ sek}$	70 % av impedansen i LV-vikling i blokktrafo
		$Z1B = 0,17 \text{ ohm}$ $t_{Z1B} = 0,17 \text{ sek}$	120 % av impedans i blokktrafo. Kun aktiv når 132 T1 E er ute.
		$Z2 = 0,14 \text{ ohm}$ $t_{Z2} = 1,8 \text{ sek}$	100% av impedans i blokktrafo. Selektiv mot 132 kV distansevern.
	Eksisterer ikke pr. d.d		
	Overstrøm/underspg.	$I > = 5,61 \text{ A (4490 A)}$ $t > = 2,0 \text{ sek}$	Tilsvare $1,25 \times I_{n,gen}$ . $I > = 1,25 \times (3592/4000) \times 5$ Selektiv mot distansevernet.
	Funksjon: Frakobling	$U < = 77 \text{ V (6,3 kV)}$	70 % av $U_{n,gen}$ . Vernet opprettholder overstrømstart dersom $U$ er $< 0,7 \times U_{n,gen}$ .
	Dagens innstilling: (IUX 159 4R)	$I > = 5,61 \text{ A}$ $t > = 2,5 \text{ sek}$ $I >> = 22,4 \text{ A}$ $U < = 77 \text{ V}$	Tilsvare $1,25 \times I_{n,gen}$ . $I > = 1,5 \times (3592/4000) \times 5$ Tilsvare $5,0 \times I_{n,gen}$ . Momentan 70 % av $U_{n,gen}$ .

Figur L.4: Releplan – vernfunksjoner G1 og T1 Kvittingen side 4 av 8

Releplan (Foreløpig)		Kvittingen G1 og T1		Vernfunksjoner/Innstillinger	
Releplan					
Feiltype	Vernfunksjon	Innstilling	Kommentar		
	Overstrøm magnetiseringstrafo	$I > = 2,9 \text{ A (35,3 A)}$ $t > = 2,5 \text{ sek}$	$I > = 1,2 \times 716 \text{ A (0,37/9)} \times (5/60)$ Stilles over merkestrøm på magnetisering, men under maksimal utregulering.		
	Funksjon : Stopp	$I >> = 13,2 \text{ A (159 A)}$ $t >> = 0,0 \text{ sek}$	$I >> = 5,4 \times 716 \text{ A (0,37/9)} \times (5/60)$ Momentan utkobling.		
	Dagens innstilling: (ISX 148 4L)	$I > = 1,23 \text{ A}$ $t > = 2,0 \text{ sek}$	$I > = 0,5 \times I_n, \text{magn.}$		
		$I >> = 9,81 \text{ A}$ $t >> = 0,0 \text{ sek}$	$I >> = 4 \times I_n, \text{magn}$ Momentant		
	Overstrøm blokktrafo	$I > = 4,99 \text{ A (300 A)}$ $t > = 1,5 \text{ sek}$	$I > = 1,25 \times (239,5/300) \times 5$ Tilsvarende startsonetid for 132 kV dist.vern		
	Funksjon: Frakobling	$I >> = 25,8 \text{ A (1547 A)}$ $t >> = 0,1 \text{ sek}$	$I >> = 2 \times 3,23 \times (239,5/300) \times 5$ Margin på 100 % mot $I_k'$ ved feil på 132 kV		
	Dagens innstilling: (ISX 148 5R)	$I > = 3,99 \text{ A}$ $t > = 2,0 \text{ sek}$	$I > = 1,0 \times I_n \text{ (ref 132 kV)}$		
		$I >> = 16 \text{ A}$ $t >> = 0,4 \text{ sek}$	$I >> = 4 \times I_n \text{ (ref 132 kV)}$		
Jordfeil 132 kV		$I E > = 100 \text{ A}$ $k_{ar} = VI \text{ (IEC)}$ $t = 0,3 \text{ sek}$	BKK standard for jordfeil i 132 kV nettet Startverdi for måling av jordfeilstrom Very Inverse karakteristikk Tidskonstant		
		$I E > = 120 \text{ A}$ $t > = 2,0 \text{ sek}$	Minstestrom som gir utløsning Grunntid i tillegg til inverskarakteristikk		
	Dagens innstilling: (Jordfeil T1, U <sub>0</sub> ) (UBX 117 3R)	$U_0 > = 11 \text{ V}$ $t > = 3,0 \text{ sek}$	$U_0 > = 0,1 \times U_n = 0,1 \times 110 \text{ V} = 11 \text{ V}$		
Jordfeil i stator	Statorjord 95 % (nullpunkt U <sub>0</sub> )	$U_0 > = 5,5 \text{ V (260 V)}$ $t = 0,3 \text{ sek}$	$U_0 > = 0,05 \times (9000/1,73) : 110$ Dekker 95 % av statorvikling (5,5 V). Utlosetid.		
	Funksjon: Stopp				
	Dagens innstilling: (UBX 117 2L)	$U_0 > = 5,5 \text{ V}$	$U_0 > = 0,05 \times U_n = 0,05 \times 110 \text{ V} = 5,5 \text{ V}$		

side 5 av 8

Figur L.5: Releplan – vernfunksjoner G1 og T1 Kvittingen side 5 av 8

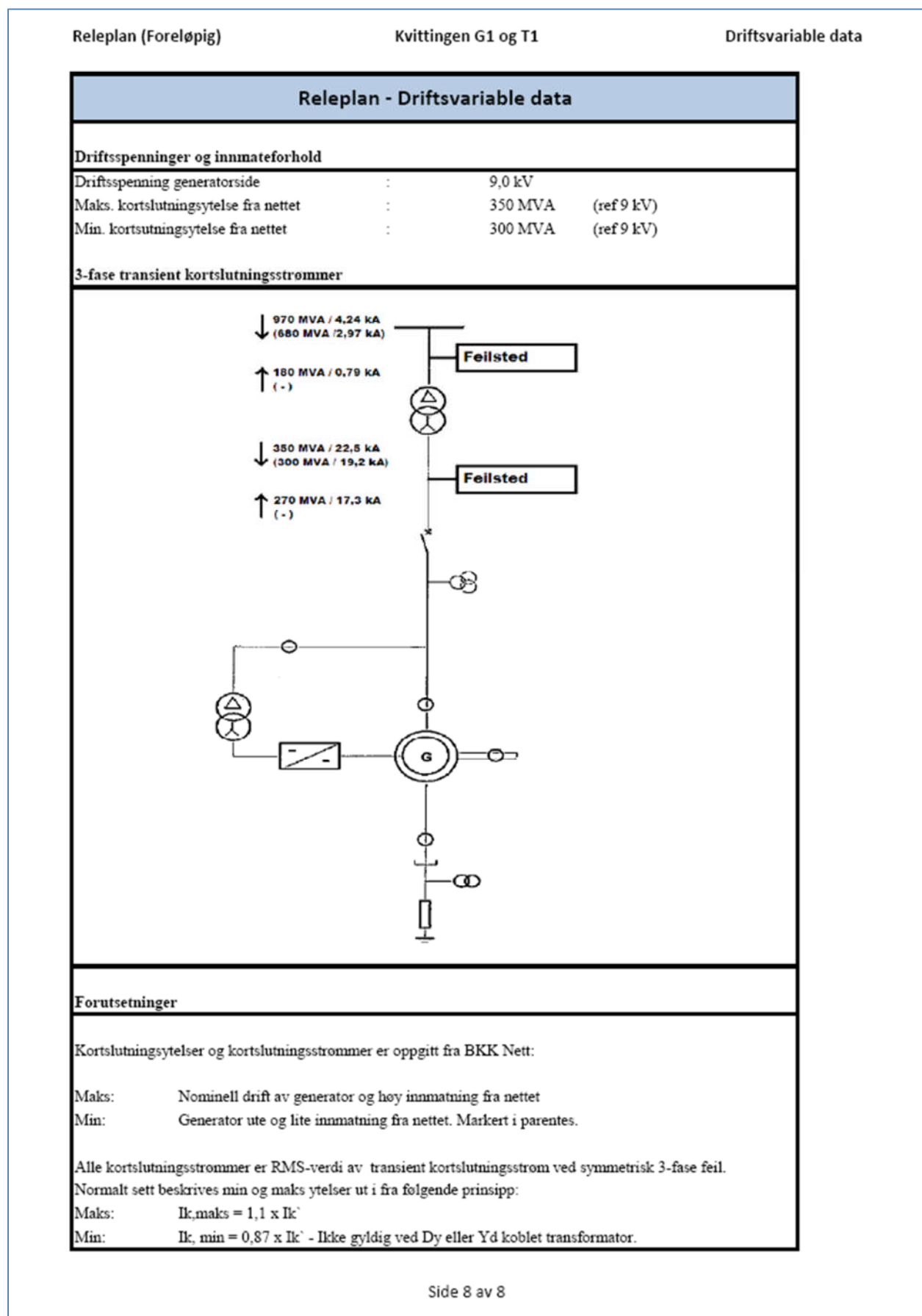
Releplan (Foreløpig)	Kvittingen G1 og T1	Vernfunksjoner/Innstillinger	
<b>Releplan</b>			
Feiltype	Vernfunksjon	Innstilling	Kommentar
Jordfeil i rotor	Rotorjord	$R > = 30 \text{ kohm}$ $t > = 10 \text{ sek}$	Alarm
	Funksjon: Stopp	$R >> = 5 \text{ kohm}$ $t >> = 2,0 \text{ sek}$	Utkobling
	Dagens innstilling: (IWX 161a 6L)	$R > =$ $t >$  $R >> = 3,5 \text{ kohm}$ $t >> = 2,0 \text{ sek}$	Alarm (eksisterer ikke)  Utkobling
Overspenning	Overspenningsvern	$U > = 129 \text{ V}$ $t > = 2,0 \text{ sek}$	$U > = 1,15 \times U_n / 0,98 = 129 \text{ V}$ Kan legge inn to steg. (15% og 30 %)
	Funksjon: Frakobling	0,98	Tilbakegangsforhold
	Dagens innstilling: (USX 115 5L)	$U > = 145 \text{ V}$ $t > = 1,0 \text{ sek}$  $U >> = 174 \text{ V}$ $t >> = 0 \text{ sek}$  0,95	$U > = 1,25 \times U_n / 0,95 = 145 \text{ V}$  $U >> = 1,50 \times U_n / 0,95 = 174 \text{ V}$ Momentant  Tilbakegangsforhold
Unormal frekvens	Frekvensvern	$f1 = 53 \text{ Hz}$ $t1 = 30 \text{ sek}$ $f2 = 55 \text{ Hz}$ $t2 = 25 \text{ sek}$ $f3 = 57 \text{ Hz}$ $t3 = 20 \text{ sek}$ $f4 = 60 \text{ Hz}$ $t4 = 15 \text{ sek}$	Frekvensvernet blokkeres når effektbryter er ute. Stilles inn i henhold til FIKS og insvingningsforløp i avslagsprove. Margin på 5-10 sek.
	Funksjon: Frakobling		Funksjon blokkert når $U < 0,6 \times U_n$ .
	Eksisterer ikke pr. d.d		
Skjevlast/Usymmetri	Skjevlastvern	$I2 > = 10 \%$ $t > = 10,0 \text{ sek}$	Alarm ved neg.sekv.str. på 10 % av In.gen.
	Funksjon: Frakobling	$I2 >> = 20 \%$ $t2 >> = 5,0 \text{ sek}$	Tripp ved neg.sekv.str. på 20 % av In.gen.
	Eksisterer ikke pr. d.d		

side 6 av 8

Figur L.6: Releplan – vernfunksjoner G1 og T1 Kvittingen side 6 av 8

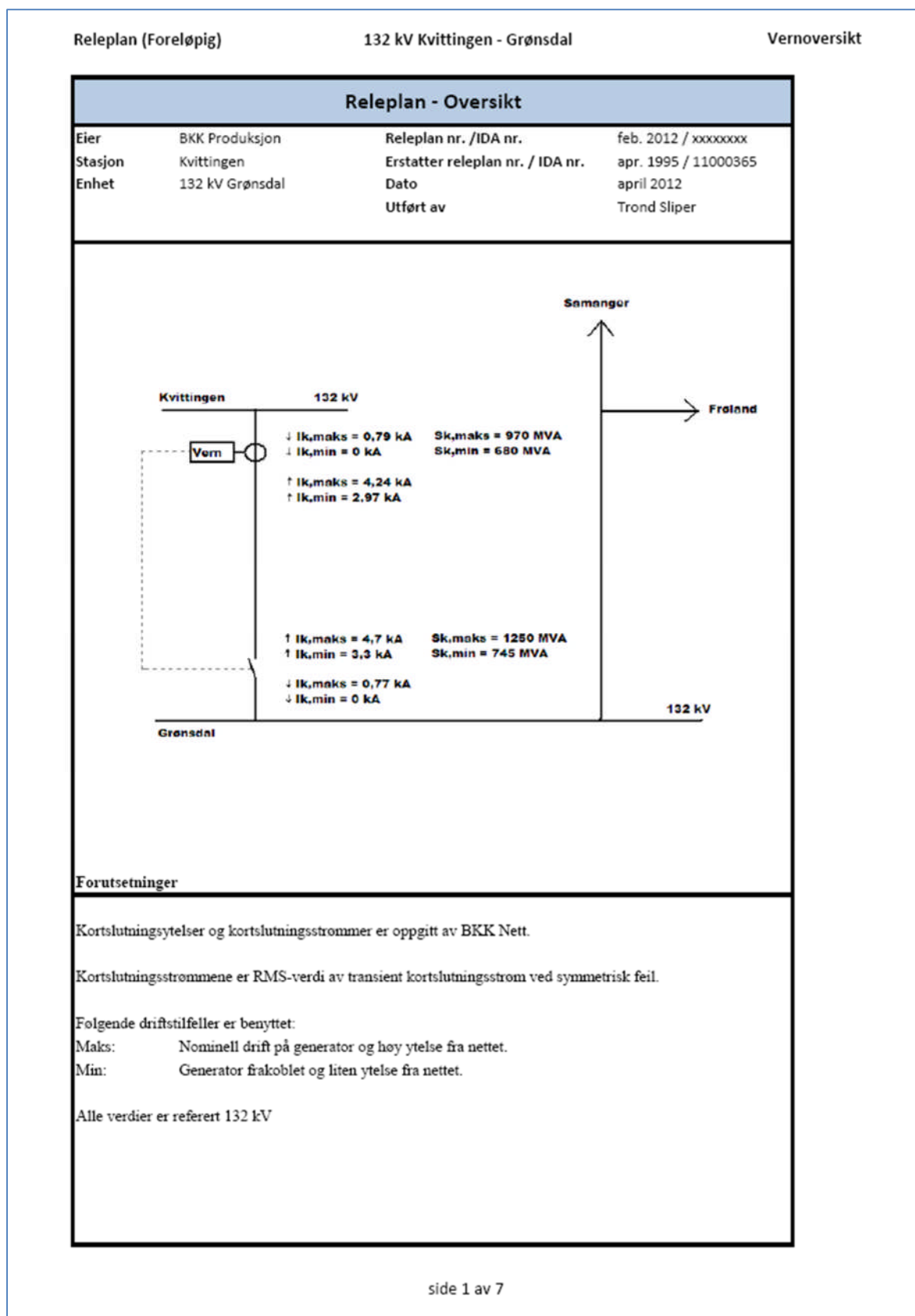
Releplan (Foreløpig)		Kvittingen G1 og T1		Vernfunksjoner/Innstillinger	
Releplan					
Feiltype	Vernfunksjon	Innstilling	Kommentar		
Motordrift	Retureffekt	Prev = -1,7 %	Benyttes kun dersom turbin tar skade av motordrift.		
	Funksjon: Frakobling	t = 10,0 sek			
	Eksisterer ikke pr. d.d				
Overlast	Termisk overlast	K = 4,94 A	K = 1,1 x In.gen = 1,1 x (3592/4000) x 5 =		
	Funksjon: Forvarsel	T = 600 sek θ = 90 %	Default tidskonstant Forvarsel når beregnet temperatur overskrider 90 % av utlosetemperatur.		
	Eksisterer ikke pr. d.d				
Udermagnetisering	Udermagn.vern	Kar 1 = 0,82 = 65 gr = 2 sek	Q1 = (1,05/1,15) x (3592/4000) = 0,82 Statisk grenseverdi Stilles med klaring til udermagn.begr.		
		Kar 2 = 0,70 = 90 gr = 2 sek	Q2 = (0,9/1,15) x (3592/4000) = 0,70 Statisk grenseverdi		
	Funksjon: Stopp	Kar 3 = 1,8 = 100 gr = 0,3 sek	Stilles med verdi mellom 1/Xd og 1/Xd'. Dynamisk grenseverdi Utlosetid ved truet dynamisk stabilitet		
		Eksisterer ikke pr. d.d			
Lagerstrøm	Lagerstrømvern	I > = 1 mA (0,5 A) t > = 0,5 sek	Forvarsel Omsetningsforhold 500:1		
	Funksjon: Hurtigst.	I >> = 3 mA (1,5 A) t >> = 2,0 sek	Tripp		
	Dagens innstilling:		I > = 1mA (0,5 A) t > = 2,0 sek	Tripp	
<p>Svart tekst indikerer anbefalte verninnstillinger i henhold til prinsipp i Voith Hydro. Grønn tekst indikerer dagens verninnstillinger.</p> <p>De ulike vernfunksjonene er valgt basert på prinsippunderlag i BKK Produksjon. IDA nr. 11001721</p>					

Figur L.7: Releplan – vernfunksjoner G1 og T1 Kvittingen side 7 av 8



Figur L.8: Releplan – driftsvariable data G1 og T1 Kvittingen side 8 av 8

## Vedlegg M – Releplan for 132 kV linje GR1



### Forutsetninger

Kortslutningsytelser og kortslutningsstrømmer er oppgitt av BKK Nett.

Kortslutningsstrømmene er RMS-verdi av transient kortslutningsstrom ved symmetrisk feil.

Følgende driftstilfeller er benyttet:

Maks: Nominell drift på generator og høy ytelse fra nettet.

Min: Generator frakoblet og liten ytelse fra nettet.

Alle verdier er referert 132 kV

Figur M.1: Releplan – oversikt 132 kV linje Kvittingen - Grønsdal side 1 av 7



Releplan (Foreløpig)	132 kV Kvittingen - Grønsdal		Anleggsdata
<b>Releplan - Anleggsdata</b>			
<b>Ledning Kvittingen - Grønsdal</b>			
Lengde	l	: 4,62 km	
Type			1x1x3 FeAl 240 26/7
Strømføringsevne	$I_{th}$	: 651 A	ref. T=20 ° C
Resistans (pluss system)	$R_s$	: 0,357 $\Omega$	
Resistans (null system)	$R_0$	: 1,498 $\Omega$	
Reaktans (pluss system)	$X_s$	: 1,831 $\Omega$	
Reaktans (null system)	$X_0$	: 3,962 $\Omega$	
Impedans (pluss system)	$Z_s$	: 1,865 $\Omega$	
Impedans (null system)	$Z_0$	: 4,236 $\Omega$	
Kapasitans (pluss system)	$C_s$	: 44,96 nF	
Kapasitans (null system)	$C_0$	: 39,76 nF	
Kompenseringsfaktor kR	$k_R$	: 1,065	$k_R = 1/3 [(R_0/R_s)-1]$ - for enkel ledning
Kompenseringsfaktor kX	$k_X$	: 0,388	$k_X = 1/3 [(X_0/X_s)-1]$ - for enkel ledning
Kompenseringsfaktor kZ	$k_Z$	: 0,260	$k_Z = 1/3 [(Z_0/Z_s)-1]$ - for enkel ledning
Lysbuemotstand Grønsdal	$R_{li}$	: 25,0 $\Omega$	$z = z1$ (linjefeil)
Lysbuemotstand Kvittingen	$R_{li}$	: 12,7 $\Omega$	$z = z0$
Lastgrense fra Kvittingen	$Z_L$	: 311,0 $\Omega$	56 MVA ved 132 kV
<b>Transformator T1 Grønsdal</b>			
Merkeytelse	$S_N$	: 35 MVA	
Merkespenning HS-side	$U_{N HS}$	: 136 kV	
Merkespenning LS-side	$U_{N LS}$	: 7,2 kV	
Merkestrøm HS-side	$I_{N HS}$	: 148,9 A	
Merkestrøm LS-side	$I_{N LS}$	: 2807 A	
Kortslutningsimpedans	$e_z$	: 10,3 %	$Z_{ref}$ er 528,46 ohm referert HS
Kortslutningsresistans	$e_r$	: 0,31 %	
Koblingsgruppe		: YNd5	
Isolasjonstype		: Olje	
Kjøling		: OFWF	
<b>Effektbryter Grønsdal K1 E</b>			
Fabrikk		: Siemens	
Typebetegnelse		: 8DN8	
Koblingssekvens		: 0-0, 3s-CO-3min-CO	
Innkoblingstid		: 95 ± 15 ms	
Utkoblingstid		: 60 ± 8 ms	
<b>Effektbryter Kvittingen GR1 E</b>			
Fabrikk		: Sprecher & Schuh	
Typebetegnelse		: HGF 112/1C	
Koblingssekvens		: 0-0, 3s-CO-3min-CO	
Innkoblingstid 3-polt		: 140 ms	
Utkoblingstid		: 50 ms	

Figur M.2: Releplan - anleggsdata 132 kV linje Kvittingen – Grønsdal side 2 av 7

Releplan (Foreløpig)		132 kV Kvittingen - Grønsdal		Måletransformatorer
<b>Releplan - Måletrafoer</b>				
<b>Måletransformatorer</b>				
Måling	Plassering	Primær	Sekundær	Merknad
Fasestrom	132 kV GR1	300 A	5 A	40 VA kl. 0,2 Fs5
		300 A	5A	40 VA kl. 5P20
Spenning	132 kV GR1	132 kV / 1,73	0,11 kV / 1,73	60 VA kl. 0,2
		132 kV / 1,73	0,11 kV / 3	60 VA kl. 3P
Onregningsfaktor impedans :		$\frac{\text{ohm sek./fase}}{\text{ohm prim./fase}} = \frac{300/5}{132/0,11} = \underline{0,05}$		

Figur M.3: Releplan - måletrafoer 132 kV linje Kvittingen – Grønsdal side 3 av 7

Releplan (Foreløpig)

132 kV Kvittingen - Grønsdal

Vernfunksjoner/Innstillinger

Releplan - Vernfunksjoner			
Feiltype	Vernfunksjon	Innstilling	Kommentar
Kortslutning	Distansevern Z<	Sone 1: X1p = 1,46 Ω prim X1s = 0,073 Ω sek R1p = 0,29 Ω prim R1s = 0,014 Ω sek t1 = 0,0 sek	Dekker 80 % av ledningen. 1,831 x 0,8 = 1,4648 Ω 1,4648 x 0,05 = 0,07324 Ω 0,357 x 08 = 0,2856 Ω 0,2856 x 0,05 = 0,014 Ω Momentant
	Primærvern  Det bør være min 20 % margin mot minste lastimpedans ved 30° og med 90 % spenning av Un. Gjelder alle soner.	Sone 2: X2p = X2s = R2p = R2s = t2 = 0,2 sek  Sone 3: X3p = X3s = R3p = R3s = t3 = 0,4 sek  Sone 4:  Sone 5:	Dekker 120 % av ledningen. Dvs 20 % dekning av linje Grønsdal - Frøland og 20 % dekning av transformatoravgang i Grønsdal.  Dekker samleskinne i Samnanger. Sonen bør ikke se gjennom transformator på T-avgreining i Frøland dersom sonetider kommer i selektivitets konflikt med transformatorvernet.  Dekker transformatorer tilkoblet i Grønsdal og Frøland.
	Dagens innstilling: (ref releplan apr 95)	Sone 1: X1p = 3,4 Ω prim. X1s = 0,17 Ω sek. R1p = 6,8 Ω prim. R1s = 0,34 Ω sek. t1 = 0,3 sek  Sone 2: X2p = 13,0 Ω prim. X2s = 0,65 Ω sek. R2p = 26,0 Ω prim. R2s = 1,3 Ω sek. t2 = 0,6 sek  Sone 3: X3p = 4,0 Ω prim. X3s = 0,2 Ω sek. R3p = 8,0 Ω prim. R3s = 0,4 Ω sek. t3 = 0,9 sek	Dekker samleskinne i Grønsdal.  Dekker samleskinne i Samnanger med maks sideinnmating fra Grønsdal og Frøland.  Snudd sone.

side 4 av 7

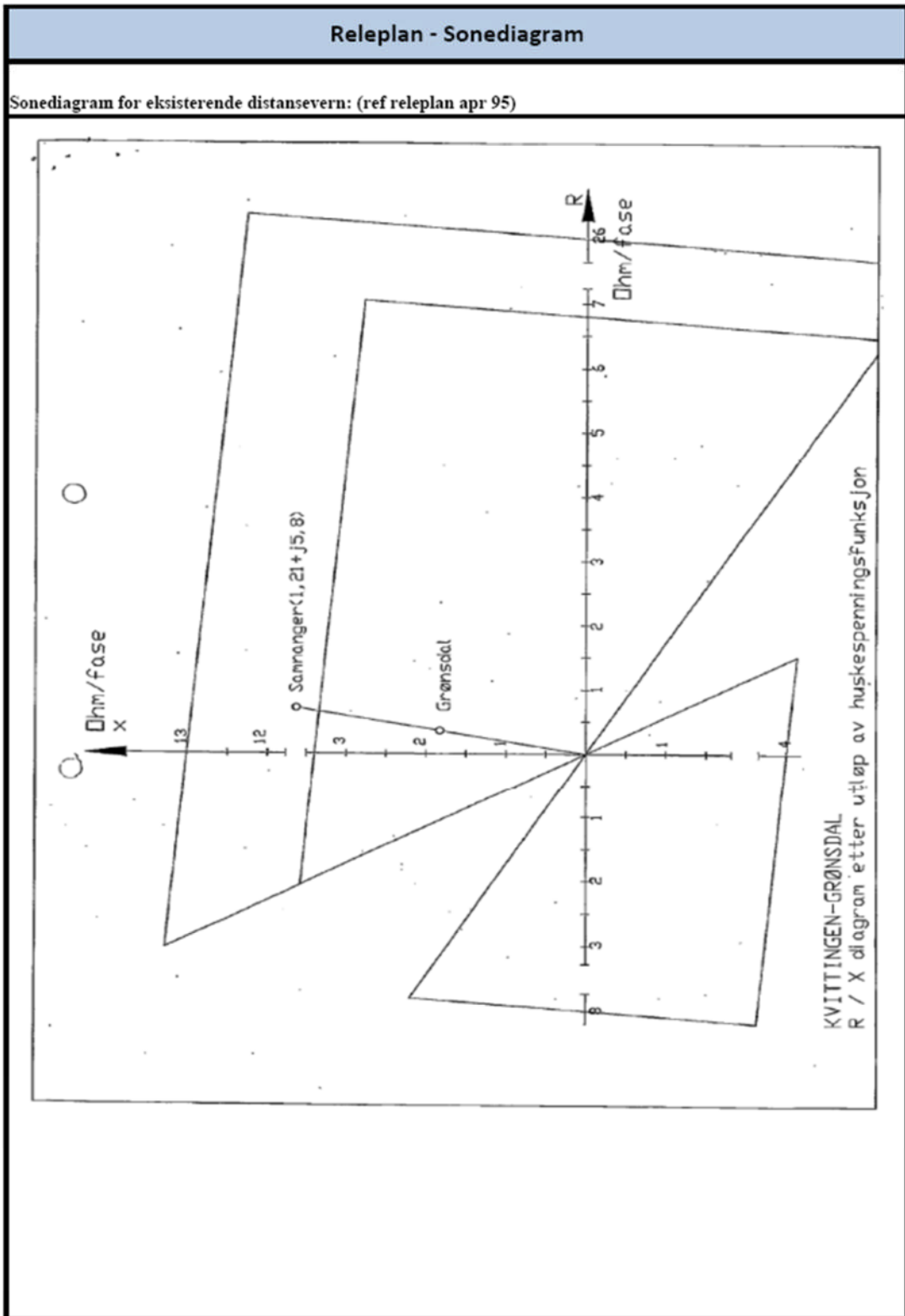
Figur M.4: Releplan - vernfunksjoner 132 kV linje Kvittingen – Grønsdal side 4 av 7

Releplan (Foreløpig)		132 kV Kvittingen - Grønsdal		Vernfunksjoner/Innstillinger	
Releplan - Vernfunksjoner					
Feiltype	Vernfunksjon	Innstilling	Kommentar		
	Bryterfeilvern	}	Inkluderes i samme feiltenhet som distansevernet. Disse vernfunksjonene er ikke benyttet i dagens vern.		
	Transientvern				
	Jordstrømvern				
	Usymmetrivern				
	SOFT				
	IKA / GIK				
	Termisk overlastvern				
Overstrøm	Overstrømsvern				
	Inkluderes ikke i dagens prinsipp for vernbestykning.				
	Dagens innstilling: (ref releplan jun 96) (J&E R2IT3)	$I > = 4,79 \text{ A}$ $t > = 2,5 \text{ sek}$	$I > = 1,2 \times I_{n,trafo} = 1,2 \times (239,5/300) \times 5$		
Kortslutning	Diffvern				
	Inkluderes ikke i dagens prinsipp for vernbestykning.				
	Dagens innstilling: (GEC DMW)				

Figur M.5: Releplan - vernfunksjoner 132 kV linje Kvittingen – Grønsdal side 5 av 7

Releplan (Foreløpig)		132 kV Kvittingen - Grønsdal			Driftsvariable data	
<b>Releplan - Driftsvariable data</b>						
<b>Kortslutningsstrømmer</b>						
Effektretning	Impedans	Feilsted	Ik	2-fase [kA]	3-fase [kA]	1-fase [kA]
Fra Kvittingen	Z=0	Kvittingen	Ik,maks		0,79	
Fra Kvittingen	Z=0	Kvittingen	Ik,min		0	
Fra Kvittingen	Z=Zlinje	Grønsdal	Ik,maks			
Fra Kvittingen	Z=Zlinje	Grønsdal	Ik,min			
Mot Kvittingen	Z=0	Kvittingen	Ik,maks		4,24	
Mot Kvittingen	Z=0	Kvittingen	Ik,min		2,97	
Kortslutningsstrømmer er oppgitt av BKK Nett etter beregninger gjort i PSS/E.						
<b>Kortslutningsytelser</b>						
Maks kortslutningsstrøm bak Kvittingen				:	180 MVA	(ref 132 kV)
Maks kortslutningsstrøm bak Grønsdal				:		(ref 132 kV)
<b>Lastgrenser</b>						
Effektretning	Effekt	Spenning	Impedans	Vinkel	Merknad	
Fra Kvittingen	56 MVA	132 kV	311 Ω	± 30°		
Mot Kvittingen	56 MVA	132 kV	0 Ω	± 150°		
side 6 av 7						

Figur M.6: Releplan – driftsvariable data 132 kV linje Kvittingen – Grønsdal side 6 av 7



Figur M.7: Releplan – sonediagram 132 kV linje Kvittingen – Grønsdal side 7 av 7



## Vedlegg 0 – Skadetyper for turbin, generator og hovedtransformator

Skadetyper Kvittingen: Turbin				
Enhet	EBL-kode	Design	Skadetyper	Følgetyper (karakter 5)
1 Tromme	1263.411.001.110 (Tromme)	Sveiset konstruksjon	S1-1 Korrosjon	F1-1 Brudd eller lekkasje
			S1-2 Sanderosjon	F1-2 Brudd eller lekkasje
			S1-3 Umattning / sprekker	F1-3 Brudd eller lekkasje
			S1-4 Mekanisk skade (fremmedlegeme)	
			S1-5 Mekanisk skade (deformasjon)	
2 Løpehjul	1263.411.001.210 (Løpehjul)	Maskinbearbeidede skovler av plate-materiale sveiset til boss og ring av støpestål.	S2-1 Hamring	F2-1 Skovlbrudd
			S2-2 Kavitasjon	F2-2 Skovlbrudd
			S2-3 Korrosjon	F2-3 Skovlbrudd
			S2-4 Sanderosjon	F2-4 Skovlbrudd
			S2-5 Umattning/sprekker	F2-5 Skovlbrudd
3 Aksel		Kjerneboret av SM-stål, med utsmidde flenser i begge ender.	S3-1 Korrosjon	
			S3-2 Løse forbindelser	F3-2 Løs bolt / Boltebrudd
			S3-3 Umattning/sprekker	F3-3 Akselbrudd
			S3-4 Mekanisk slitasje	
4 Ledeapparat	1263.411.001.310 (Ledeapparat)	24 stk ledeskovler, bestående av maskinert rustfritt stål. Armer og lenker er av stål.	S4-1 Hamring	
			S4-2 Korrosjon	F4-2 Brudd / lekkasje
			S4-3 Lekkasje i stillstand	
			S4-4 Løse forbindelser	F4-4 Defekt forbindelser
			S4-5 Overbelastet regulering	F4-5 Lenkebrudd
			S4-6 Rivning	F4-6 Lenkebrudd / lekkasje
			S4-7 Sanderosjon	F4-7 Aggregat vanskelig å fase inn
			S4-8 Umattning	F4-8 Skovlbrudd
			S4-9 Feilposisjonerte skovler	
			S4-10 Lekkasje ved skovlpakninger	
5 Sugerør-/konus	1263.411.001.410 (Sugerør)	Sugerørskonus av 25 mm plate. Øverste 150 mm utføres med rustfri stålplate. Sugerørskledning av 10 mm plater 8 m ned fra turbinaksen. De to første seksjonene er av 20 mm plate.	S5-1 Hamring	
			S5-2 Kavitasjon	F5-2 Lekkasje
			S5-3 Umattning	F5-3 Brudd /lekkasjer
			S5-4 Erosjon	F5-4 Svekkelse av hovedstruktur

Figur O.1: Skadetyper for turbin i Kvittingen kraftstasjon side 1 av 2



**Skadetyper Kvittingen: Turbin**

Enhet	EBL-kode	Design	Skadetyper	Aktuelle feiltyper			
6 Kuleventil	1263.415.001 (Kuleventil)	Vannstyrt ventil.	S6-1 Kavitasjon				
			S6-2 Korrosjon				
			S6-3 Løse forbindelser	F6-3 Manglende manøvreringsevne			
			S6-4 Mekanisk slitasje	F6-4 Manglende manøvreringsevne			
			S6-5a Pakningsslitasje (hovedtetning)	F6-5a Manglende manøvreringsevne			
			S6-5b Pakningsslitasje (akseltetning)	F6-5b Manglende manøvreringsevne			
			S6-6 Slitasje på låger og foringer	F6-6 Manglende manøvreringsevne			
			S6-7 Slitasje på åpningsmekanisme	F6-7 Manglende manøvreringsevne			
7 Løpejulstetninger	1263.411.001.621 (Øvre spalting) 1263.411.001.622 (Nedre spalting)		S6-8 Umatting	F6-8 Brudd			
			S7-1 Kavitasjon	F7-1 Havari bærelåger			
			S7-2 Korrosjon	F7-2 Havari bærelåger			
			S7-3 Sanderosjon	F7-3 Havari bærelåger			
			S7-4 Riving	F7-4 Fastkjøring			
			S7-5 Lør ring / løse bolter	F7-5 Havari			
			8 Akseltetningsboks		Akseltetningsboks med labyrint-tetninger og stillstandstetning.	S8-1 Korrosjon	
						S8-2 Sanderosjon	F8-2 Vann i turbinlager
S8-3 Mekanisk slitasje	F8-3 Vann i turbinlager						
S8-4 Løse forbindelser							
9 Turbinlager	1263.411.001.710 (Turbinlager)	Styrelager med øjleslynge og lagerhus av stål i sveiset konstruksjon.				S9-1a Oljелеkasje	F9-1a Lagerhavari
						S9-1b Vann i lagerølje	F9-1b Lagerhavari
						S9-2 Mekanisk slitasje	F9-2 Lagerhavari
						S9-3 Løse forbindelser	F9-3 Lagerhavari

Figur O.2: Skadetyper for turbin i Kvittingen kraftstasjon side 2 av 2

### Skadetyper Kvittingen: Generator

Enhet	EBL-kode	Design	Skadetyper	Felltyper (karakter 5)
1 Statorhus (stator)	1263.421.001 (Generator)	Vertikalakslet stator med 2-delt hus. Sveiset konstruksjon av valsede stålpåler og profiler.	S1-1 Deformasjon	F1-1 Mekanisk kontakt mellom rotor og stator
			S1-2 Eksentrisitet eller urundhet	F1-2 Mekanisk kontakt mellom rotor og stator
2 Kjølensystem (stator)	1263.421.001.111 (Kjølere felles)	4 stk generatorkjølere av typen onluft med materiale av rustfritt stål.	S2-1 Lekkasje	F2-1 Høy temperatur
			S2-2 Tilgroing	F2-1 Høy temperatur
			S2-3 Tilsmussing	F2-1 Høy temperatur
3 Blikkpakke (stator)	1263.421.001 (Generator)	Gjennomgående bolter med dobbel sveileprofil. Pressplatesegmenter med pressfingre av umagnetisk stål. Radielle lufteslisser for ventilasjon.	S3-1 Mangelende press i deleskjøt	F3-1 Jernbrann
			S3-2 Løse blikktenner	F3-2 Jordfeil
			S3-3 Kortslutning mellom tennene	F3-3 Jernbrann
			S3-4 Bolgedannelse (buckling)	
4 Vikling (stator)	1263.421.001 (Generator)	Stavvikling med 2 ledere pr. spor. Isolerte delledere i henhold til Roebels prinsipp. Misdur hovedisolasjon med temperaturklasse F. Det benyttes koniske kontraktorer for oppspenning av viklingen. For loddningen er det benyttet tinn.	S4-1 Løse sporkiler	F4-1 Gjennomslag
			S4-2 Glimning i fasekillene	F4-2 Kortslutning
			S4-3 Invending glimning (PD)	F4-3 Jordfeil
			S4-4 Glimning i sporuttak	F4-4 Gjennomslag/Miljøproblem (Ozon)
			S4-5 Dårlige loddinger	F4-5 Serielysbue/Brann
			S4-6 Glimning på spolesidene i sporet	F4-6 Gjennomslag
			S4-7 Løse avstøtningselementer	F4-7 Gjennomslag
			S4-8 Kortslutning mellom delledere	F4-8 Jordfeil
			S4-9 Brudd i dellederkobling	F4-9 Serielysbue / Brann
			S4-10 Svekket hovedisolasjon	F4-10 Gjennomslag
5 Nav (Rotor)	1263.421.001 (Generator)	Valsede stålpåler som krympes på akselen.	S5-1 Sprekker i rotornav	F5-1 Vibrasjoner
			S5-2 Løs krymp i akselnav	F5-2 Vibrasjoner
			S6-1 Knekk i aksel	F6-1 Lagerhavari
			S6-2 Skjev oppretting	F6-2 Lagerhavari
6 Aksel (Rotor)	1263.421.001 (Generator)	Utsmid stål med flens for tilkobling av turbinflens.	S8-1 Nedbryting av kjernedisolasjon	F8-1 Lagerhavari / Kortslutning
			S8-2 Nedbryting av vindingsisolasjon	
			S8-3 Sprekker i polspoleuttak	F8-3 Brudd / Lysbue
			S8-4 Tilsmussing av jordisolasjon	F8-4 Rotorjord
7 Polekjerne (Rotor)	1263.421.001 (Generator)	Lamellererte med sveisede endeplater og gjennomgående bolter.		
8 Polspoler (Rotor)	1263.421.001 (Generator)			

Figur O.3: Skadetyper for generator i Kvittingen kraftstasjon side 1 av 3

**Skadetyper Kvittingen: Generator**

Enhet	EBL-kode	Design	Skadetyper	Felltyper (karakter 5)
9 Dempevikling (Rotor)	1263.421.001 (Generator)	Bestående av dempestaver i utstansede spor i polskoene samt en kortslutningsring i hver ende. Stavene er av kobber med rund profil.	S9-1 Varmgang i staver S9-2 Sprekker i loddeforbindelser S9-3 Sprekk i forbindelse mellom poler S9-4 Deformasjon av dempevikling	F9-1 "Fordufing" F9-2 Brudd og løse deler F9-3 Brudd og løse deler F9-4 Kontakt med statorvikling
10 Ventilatorer (Rotor)	1263.421.001 (Generator)	Aksialventilator på hver side med justerbare blader.	S10-1 Utmattning pga løse bolter S10-2 Utmattning pga sprekk i sveis	F10-1 Brudd F10-2 Brudd
11 Bremsing (Rotor)	1263.421.001 (Generator)		S11-1 Mekanisk slitasje	F11-1 Bolgedannelse pga nødstop
12 Magnetiserings-skinner (Rotor)	1263.421.001 (Generator)	Føring med feltledninger i aksel.	S12-1 Dårlige skruforbindelser S12-2 Krypveier pga smuss	F12-1 Lysbue F12-2 Rotorjord
13 Sleperingsnav (Generator) (Generator) (Generator)	1263.421.001 (Generator)			
14 Sleperinger (Generator) (Generator) (Generator)	1263.421.001.260 (Sleperingshus)	Stålinger krympet på et boss av støpestål som isoleres fra ringene med en lyse av et isolerende materiale.	S14-1 Urunde / Slitte ringer S14-2 Overslag mellom slepering og nav.	F14-1 Børstebrann F14-2 Jordfeil
15 Børstebro (Generator) (Generator) (Generator)	1263.421.001.262 (Børster)	Børstebro med avsg og filter.	S15-1 Nedsatt isolasjonsmotstand S15-2 Høy børsteslitasje	F15-1 Jordfeil F15-2 Børstebrann
16 Øvre kryss (Kryss)	1263.421.001 (Generator)		S16-1 Sprekkdannelse i kryss S16-2 Sprekkdannelse i fundament	F16-1 Deformasjon / Brudd F16-2 Løse innfestinger
17 Nedre kryss (Kryss)	1263.421.001 (Generator)			
18 Bremsanlegg	1263.421.001.410 (Brems- og loffeaml.)			
19 Trykkolje-avlastingsanlegg	1263.421.001.420 (Trykkoljeavlastning)			
20 Bærelager (Lager)	1263.421.001.710 (Bære- og styrelager øvre)	Øvre lager er kombinert bære- og styrelager. Bærelageret består av et bærelagerhode krympet på akselen. Bærelageret er utstyrt med trykkoljeavlastning.	S20-1 Feil oppretninger / setninger S20-2 Dårlig kjøling S20-3 Dårlig oljekvalitet S20-4 Pitting (elektroerosjon) S20-5 Hvitmattal slipper S20-6 Svikende segmentunderlag	F20-1 Klining F20-2 Klining F20-3 Klining F20-4 Klining F20-5 Klining

Figur O.4: Skadetyper for generator i Kvittingen kraftstasjon side 2 av 3

**Skadetyper Kvittingen: Generator**

Enhet	EBL-kode	Design	Skadetyper	Feltyper (karakter 5)
21 Styrlager (Lager)	1263.421.001.720 (Styvelager nedre)	Selvsørende segmentlager. Lagersegmentene er justerbare i radiell retning for innstilling av lagerklaring.	S21-1 Skjevtrekk pga rotojord S21-2 Vibrasjoner S21-3 Deformerte dubber i bakkant av lagersegment S21-4 Feil oppretning / setninger S21-5 Dårlig kjøling S21-6 Dårlig oljekvalitet S21-7 Hvittmetall slipper	F21-1 Klining F21-2 Jordfeil F21-3 Klining F21-4 Klining

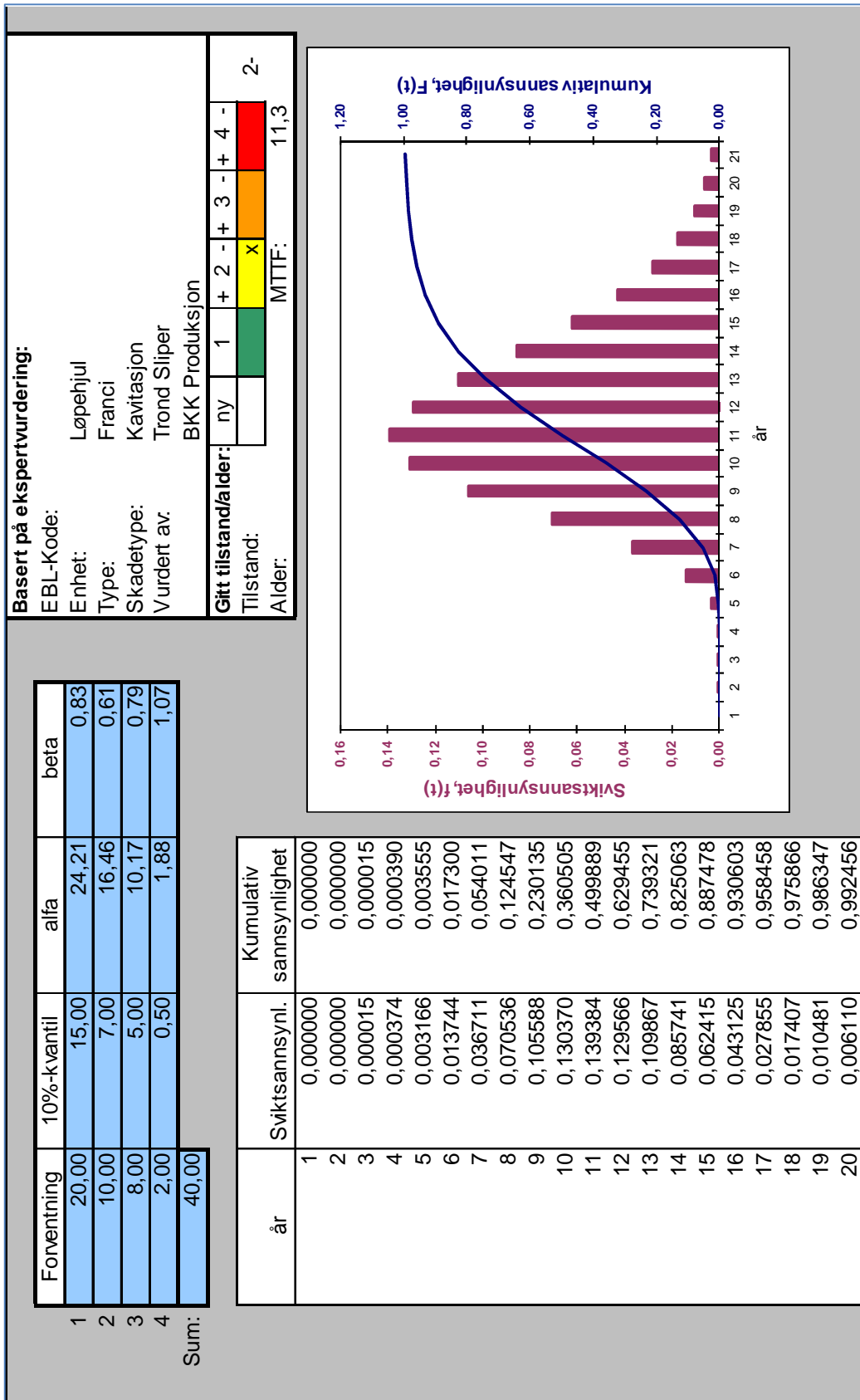
Figur O.5: Skadetyper for generator i Kvittingen kraftstasjon side 3 av 3

### Skadetyper Kvittingen: Hovedtransformator

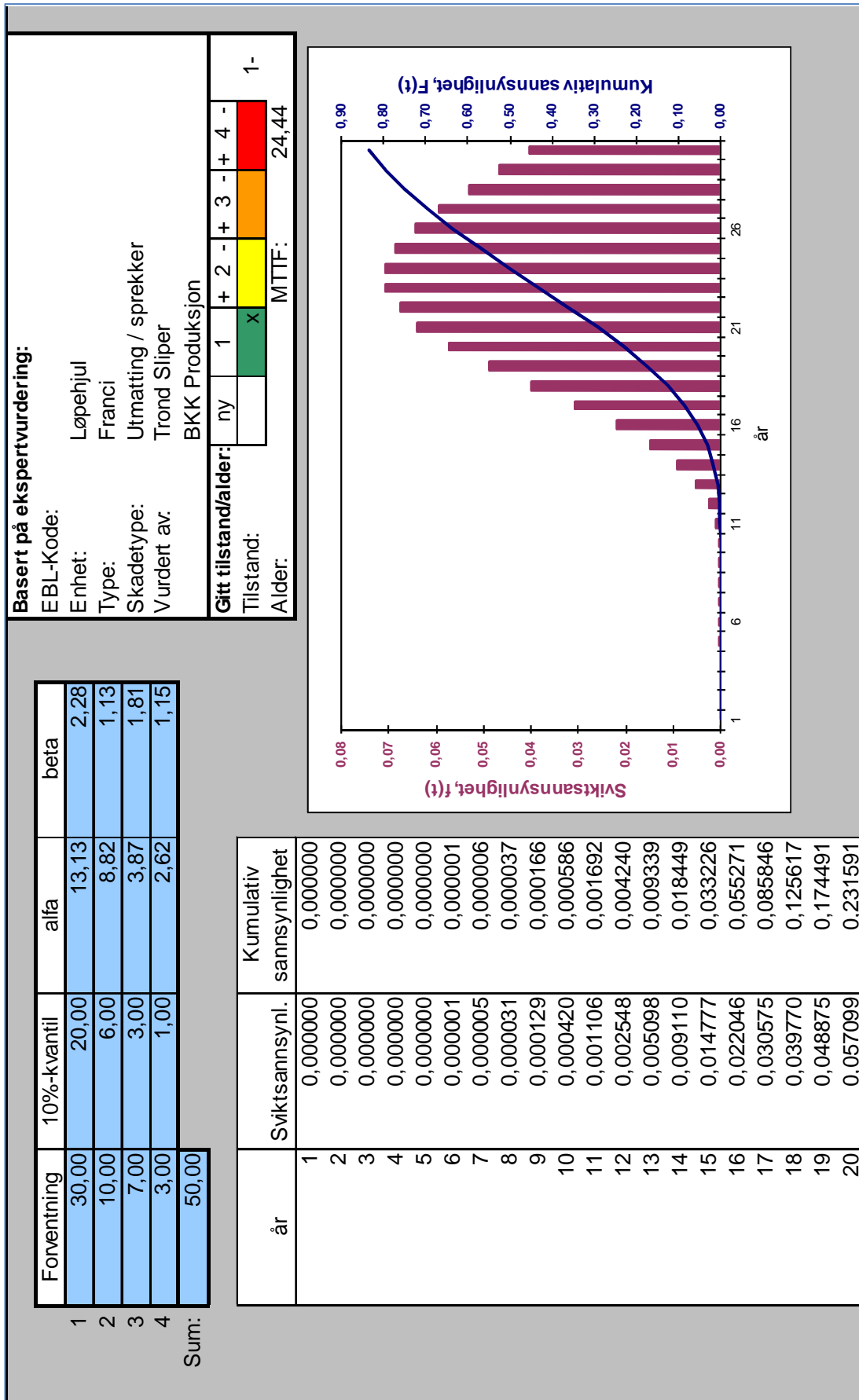
Enhet	EBL-kode	Design	Skadetyper	Feiltyper (karakter 5)
1 Trinnkobler	1263.461.001	3-stillings glideomkobler. Det er etablert fast stilling i omkobler på grunn av problemer med gassing i 2000.	S1-1 Forkoking av kontakter	F1-1 Motstandsavbrenning
			S1-2 Slitasje i brytere	F1-2 Motstandsavbrenning
			S1-3 Dårlig kontaktanslutning	F1-3 Brudd på drivaksling
			S1-4 Slakke fjærer	F1-4 Avgått fjær
2 Vikling og kjerne (Vikling)	1263.461.001	Celluloseisoleret skivevikling med termisk oppgradert papir.	S2-1 Varmer kontakter	F2-1 Overoppheting
			S2-2 Dårlig kjøling	F2-2 Overoppheting
			S2-3 Kaldstart	F2-3 Overoppheting
			S2-4 Overbalsning	F2-4 Overoppheting
			S2-5 Hydrolyse (cellulosealdring)	F2-5 Gjennomslag
			S2-6 Oksidasjon (cellulosealdring)	F2-6 Gjennomslag
			S2-7 Pyrolyse (cellulosealdring)	F2-7 Gjennomslag
			S2-8 Løs vikling	F2-8 Viklingsforskyvning
			S2-9 Påkjønning ved kortslutning	F2-9 Viklingsforskyvning
			S2-10 Delutladninger	F2-10 Elektrisk feil
			S2-11 Elektrisk feil	F2-11 Gjennomslag i delisolasjon
			S2-12 Elektrisk feil	F2-12 Gjennomslag i hovedisolasjon
			S2-13 Mekanisk slitasje	F2-13 Buckling
			S2-14 Termisk slitasje	F2-14 Degradering av isolasjon
3 Tank og olje (Tank)	1263.461.001	3 beint kjernetransformator.	S3-1 Skade på maling	F3-1 Rustangrep
			S3-2 Korrosjon ved lokk	F3-2 Inntrengning av fuktighet
			S3-3 Svekkelse av silicalgel	F3-3 Fuktighet i isolasjonen
			S3-4 Dannelse av slam	F3-4 Redusert sirkulasjon
			S3-5 Dannelse av syre	F3-5 Gjennomslag
			S3-6 Dannelse av vann	F3-5 Gjennomslag
			S3-7 Høy temperatur over tid	F3-6 Gjennomslag
			S3-8 Gassing	F3-6 Eksplosjon
			S4-1 Oljelekkasje	F4-1 Overslag /eksplosjon
			S4-2 Forurensing	F4-2 Overslag /eksplosjon
4 Gjennomføringer	1263.461.001	Oljefylt kondensatorgjennomføring.	S4-3 Fuktighet	F4-3 Overslag /eksplosjon
			S5-1 Lekkasje	F5-1 Vann i oljen / gjennomslag
			S5-2 Tilgroing	F5-2 Redusert kjøleevne / varmgang
			S5-1 Lekkasje	F5-1 Vann i oljen / gjennomslag
			S5-2 Tilgroing	F5-2 Redusert kjøleevne / varmgang
5 Hjelpetstyr (Kjølere)	1263.461.001.240	2 stk enkeltvegget kjølere. OFWF (oil forced water forced)	S5-1 Lekkasje	F5-1 Vann i oljen / gjennomslag
			S5-2 Tilgroing	F5-2 Redusert kjøleevne / varmgang

Figur O.6: Skadetyper for hovedtransformator i Kvittingen kraftstasjon side 1 av 1

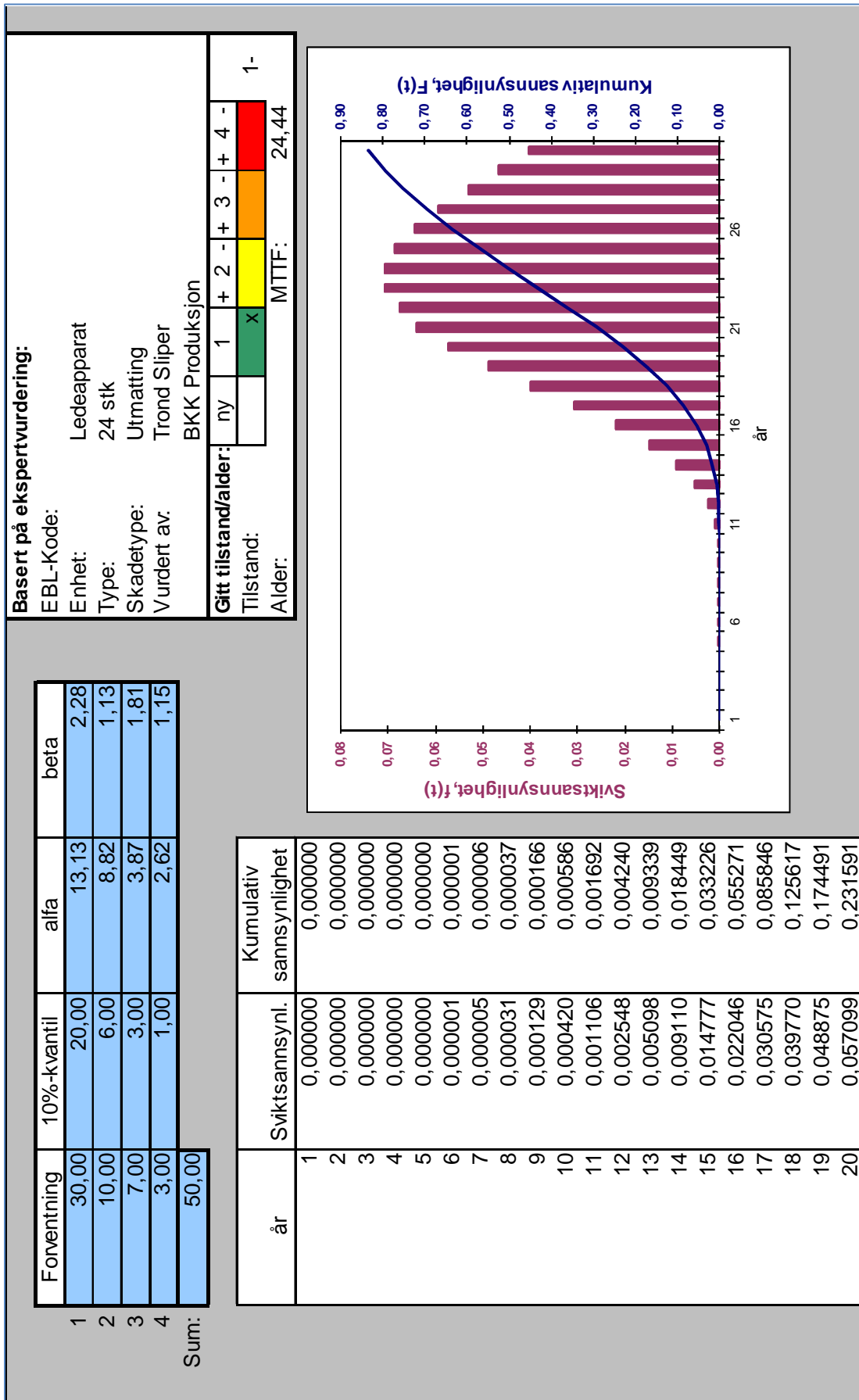
Vedlegg P - Levetidskurver med utgangspunkt før revisjon



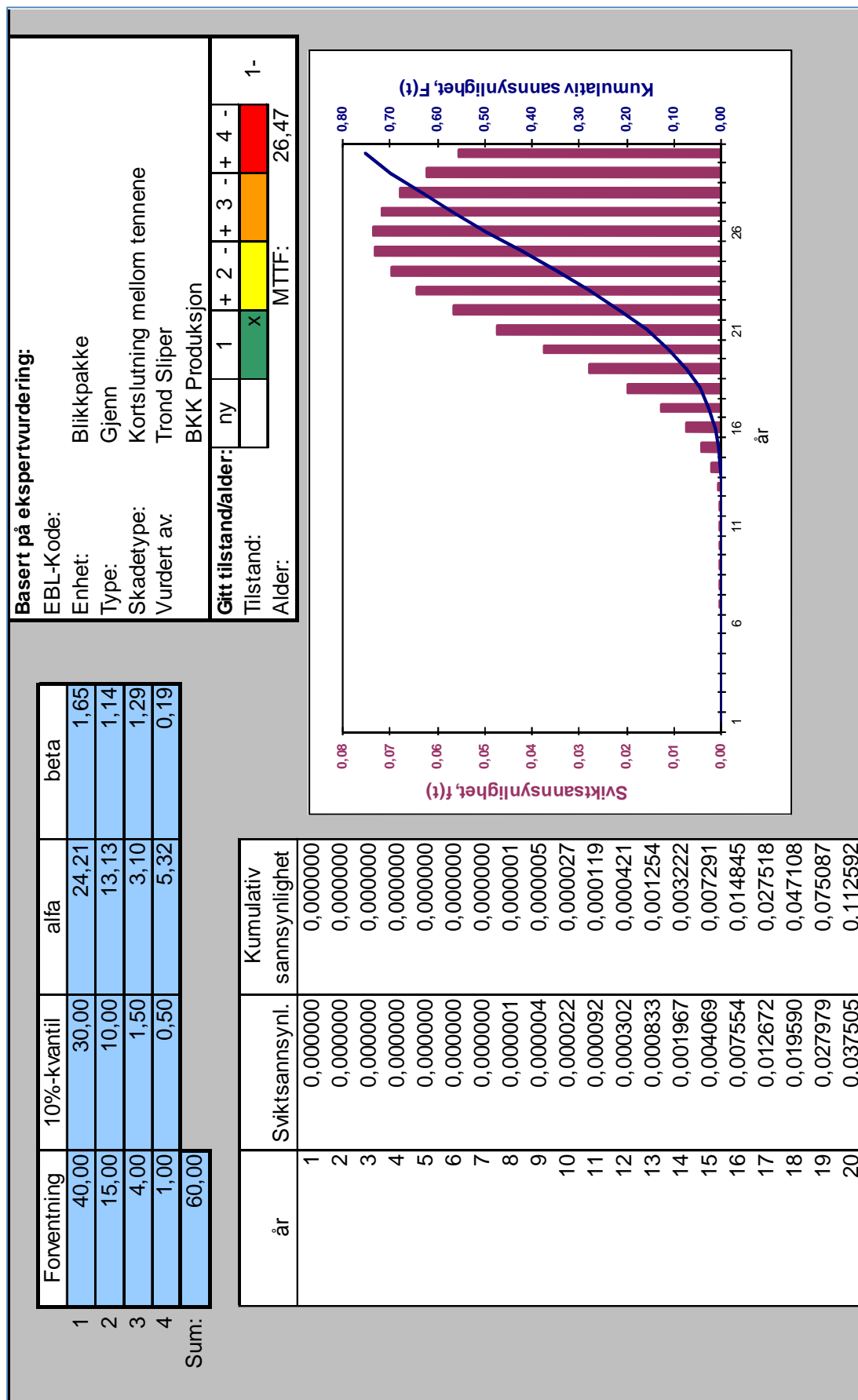
Figur P.1: Levetidskurve for skadetype «kavitasjon» i løpehjul før revisjon



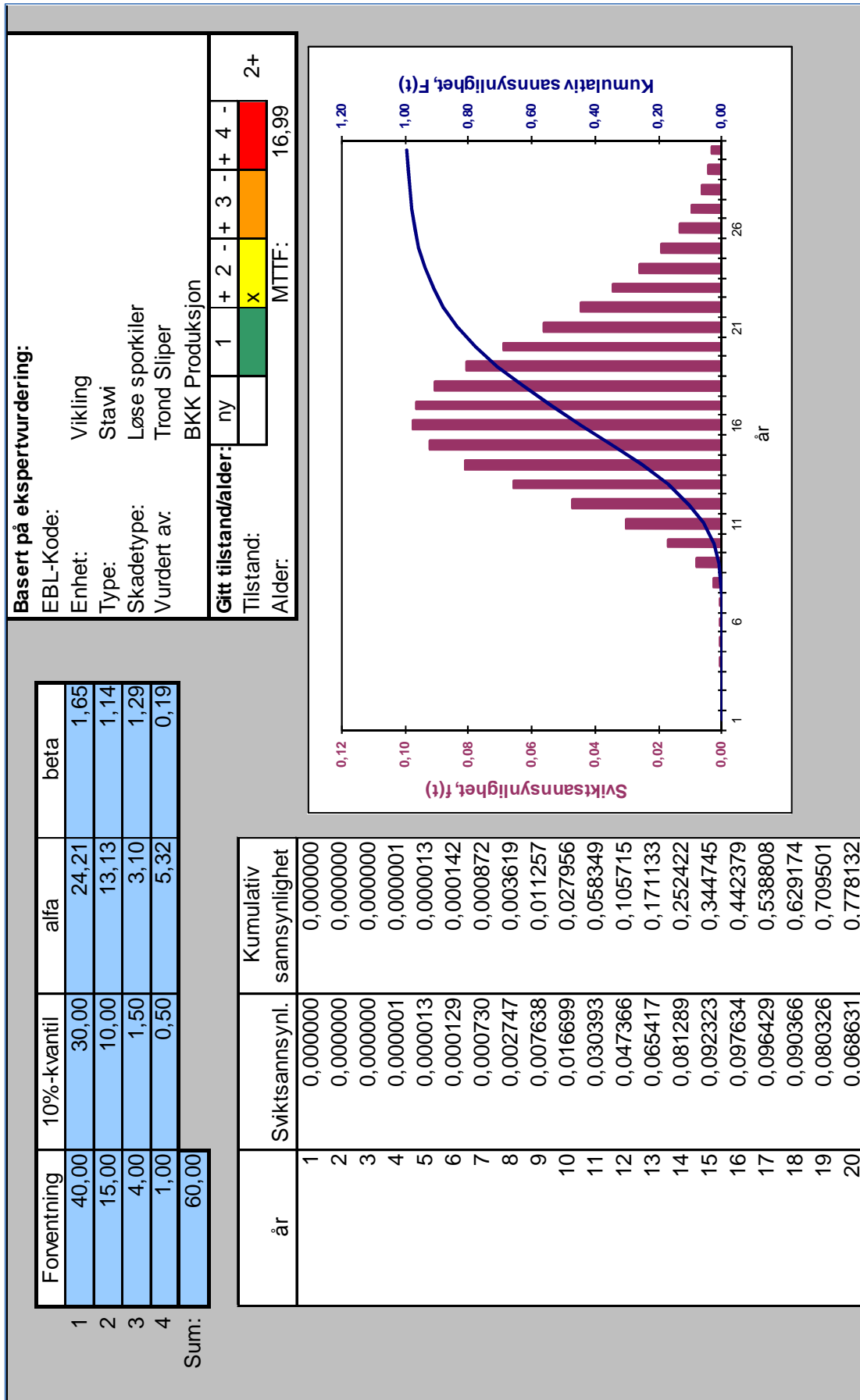
Figur P.2: Levetidskurve for skadetype «utmatting» i løpehjul før revisjon

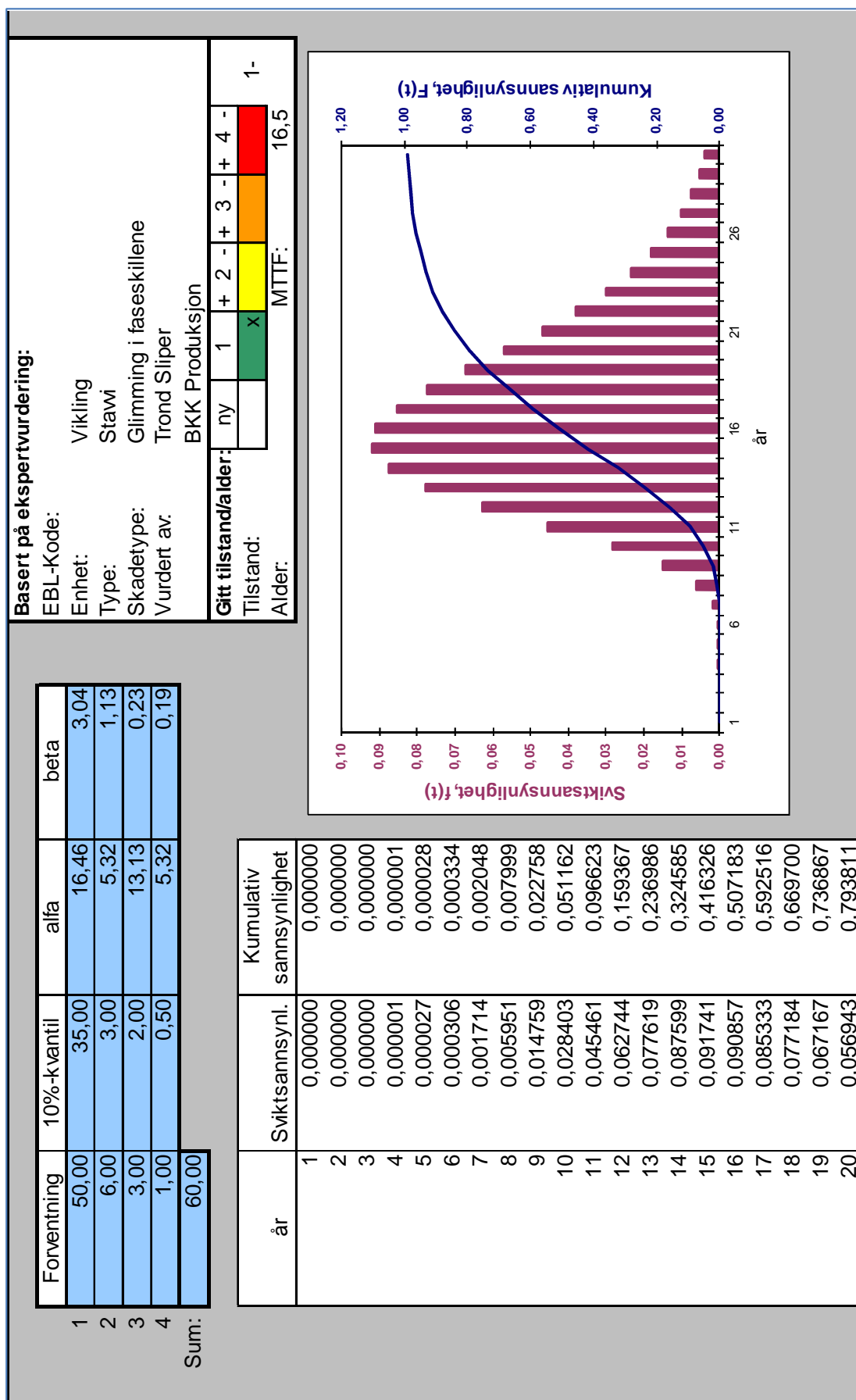




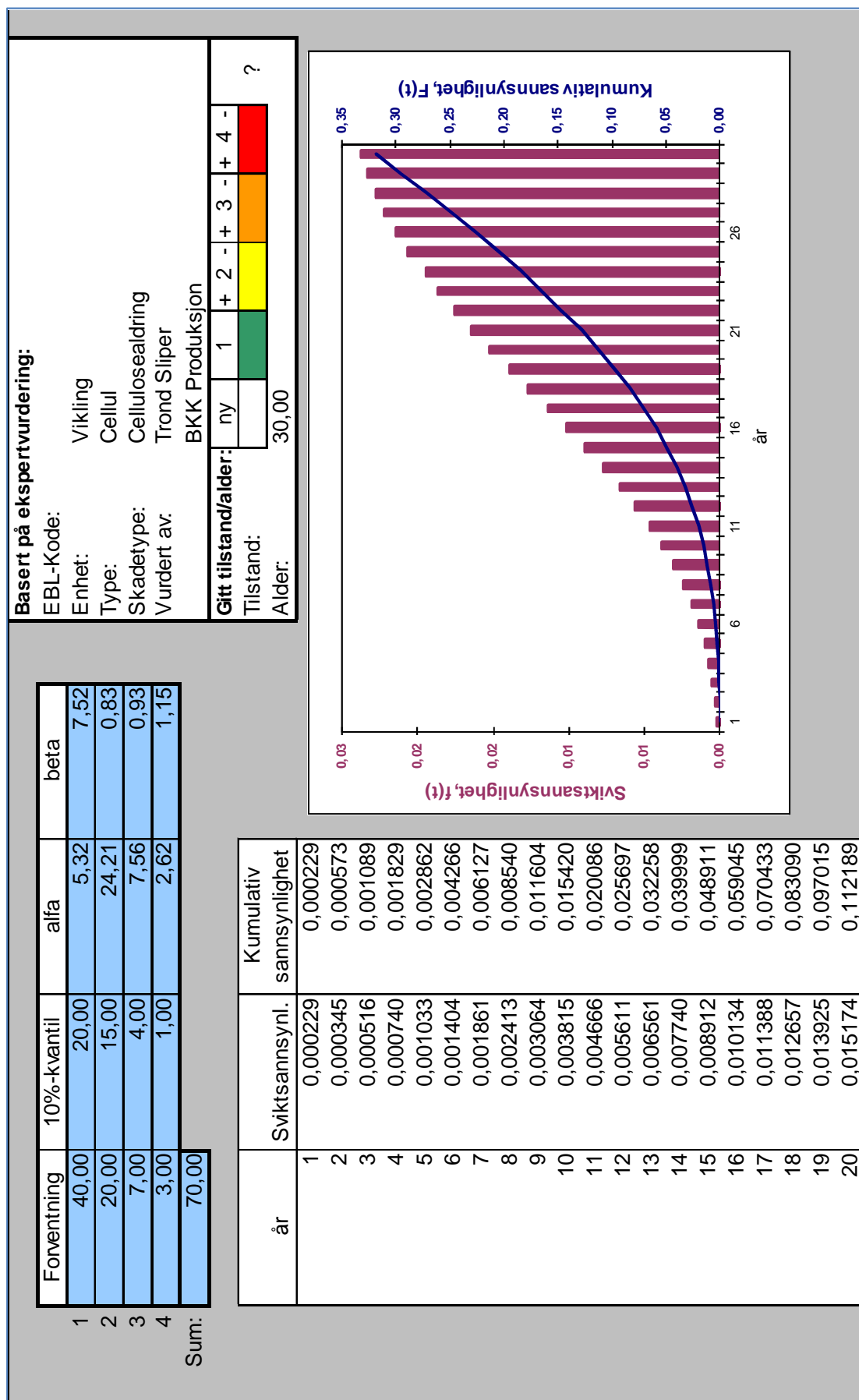


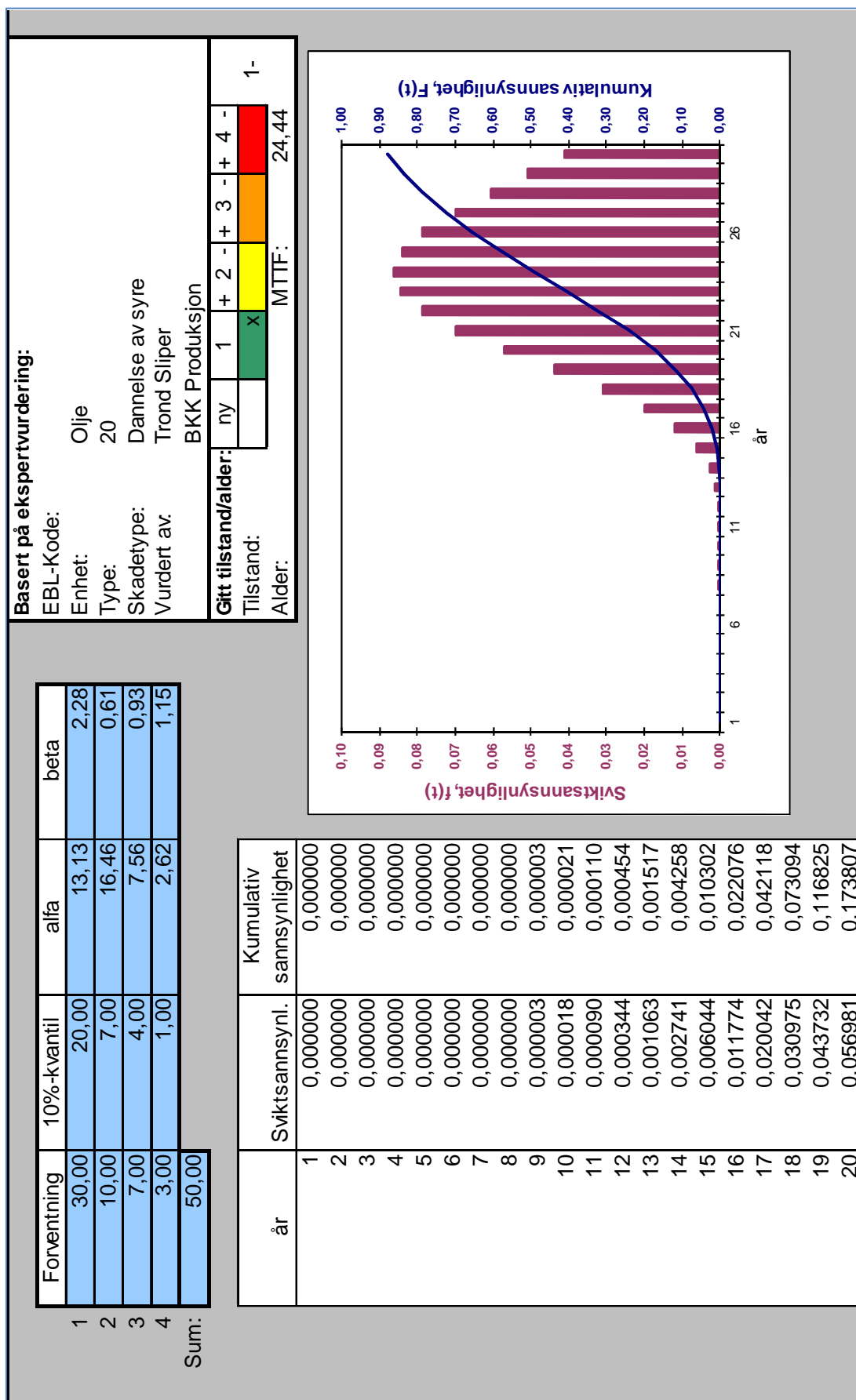
Figur P.4: Levetidskurve for skadetype «korts. mellom tennene» i blikkpakke før revisjon



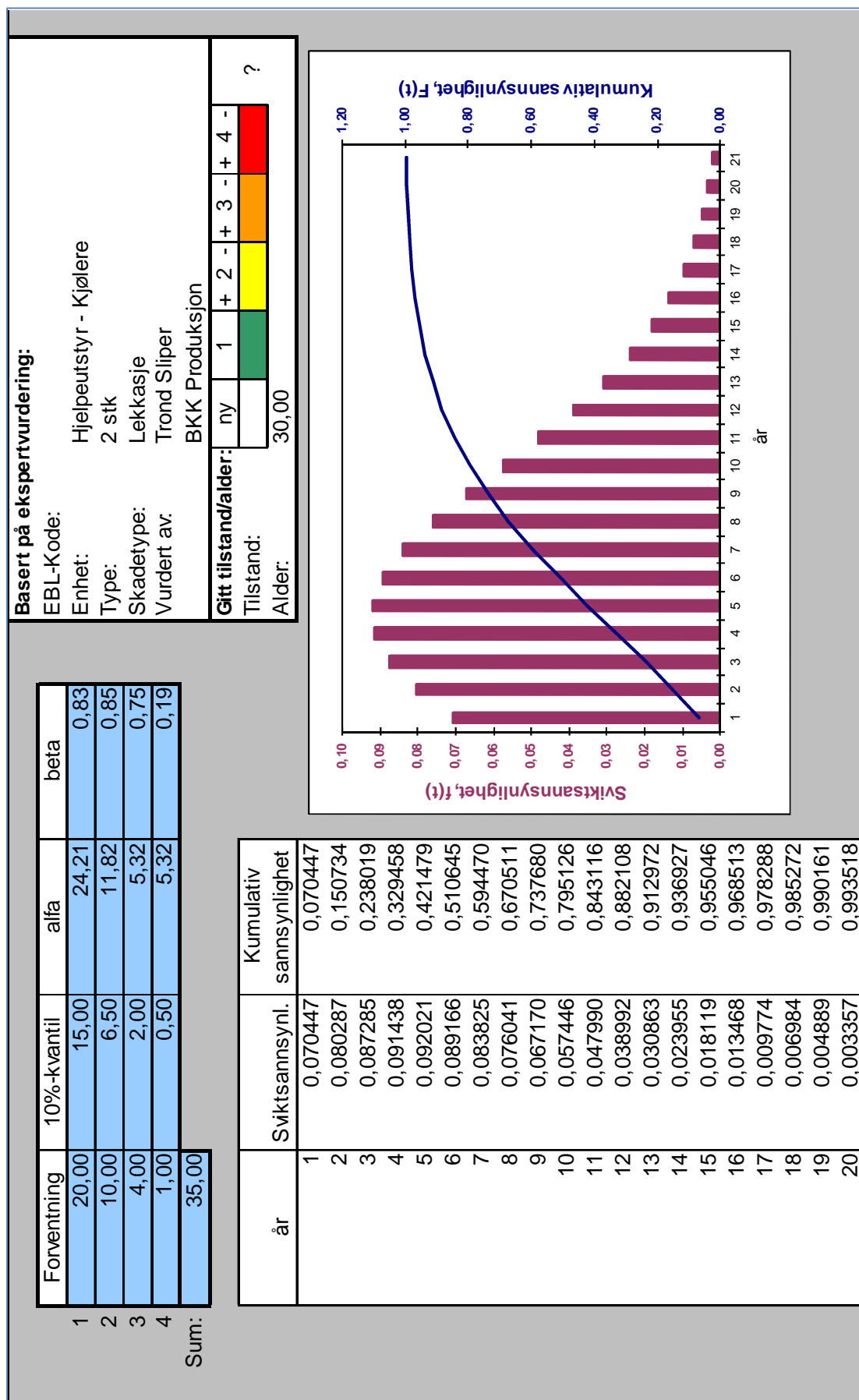


Figur P.6: Levetidsskjema for skadetype «glimming i faseskillene» i vikling før revisjon



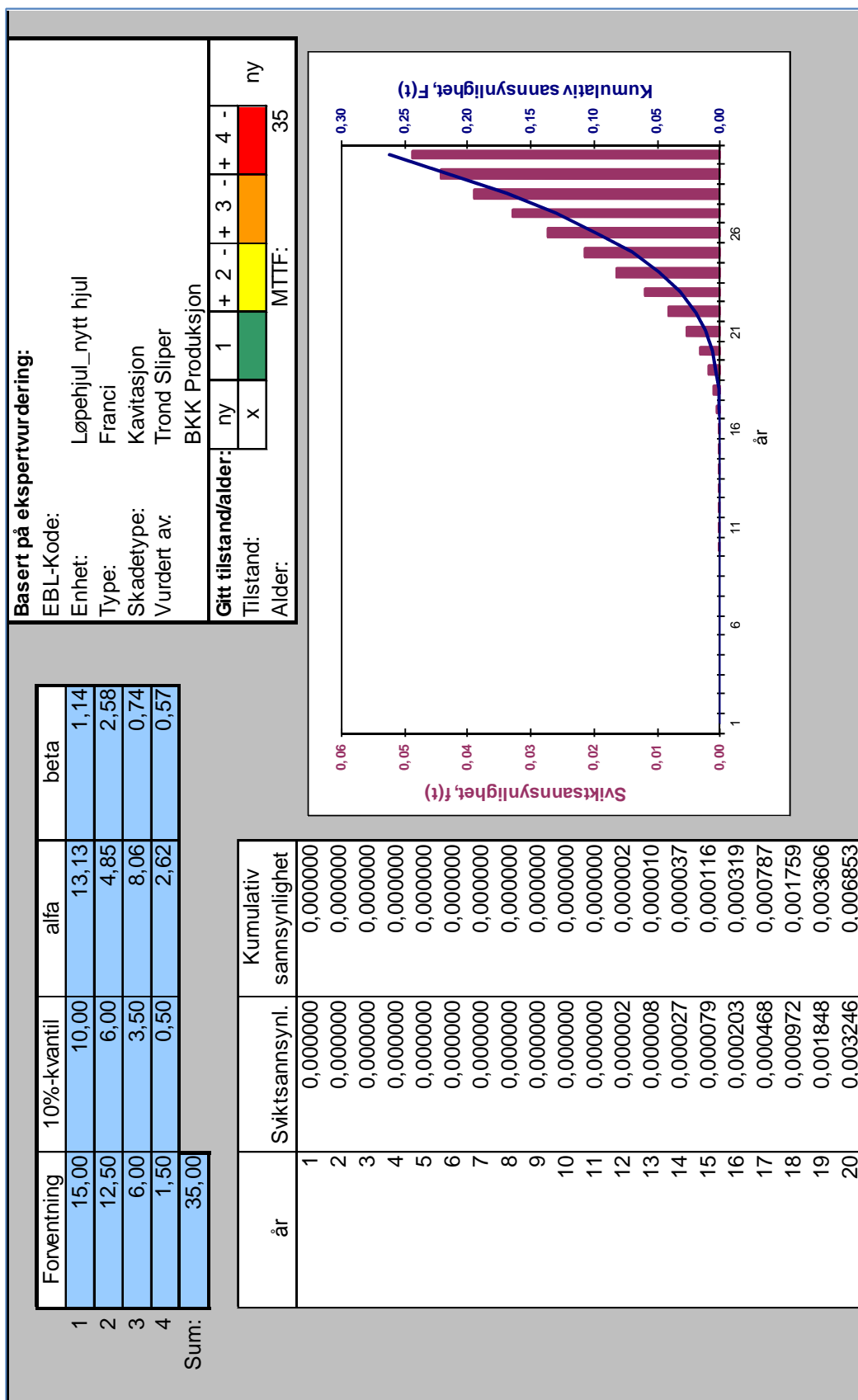


Figur P.8: Levetidssannsynlighetskurve for skadetype «dannelse av syre» i olje før revisjon

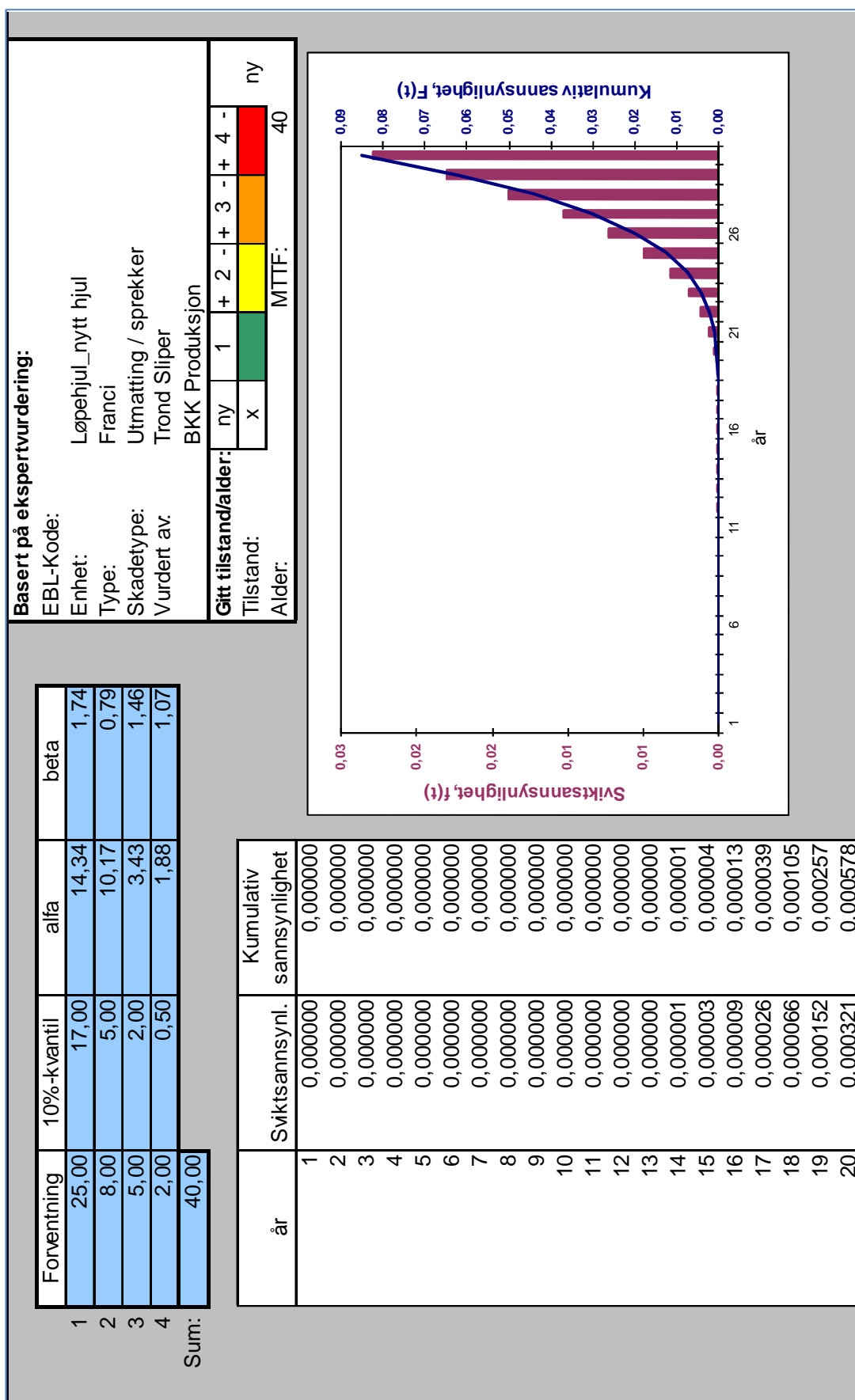


Figur P.9: Levetidskurve for skadetype «lekkasje» i kjølere før revisjon

## Vedlegg Q – Levetidskurver med utgangspunkt etter modifikasjon

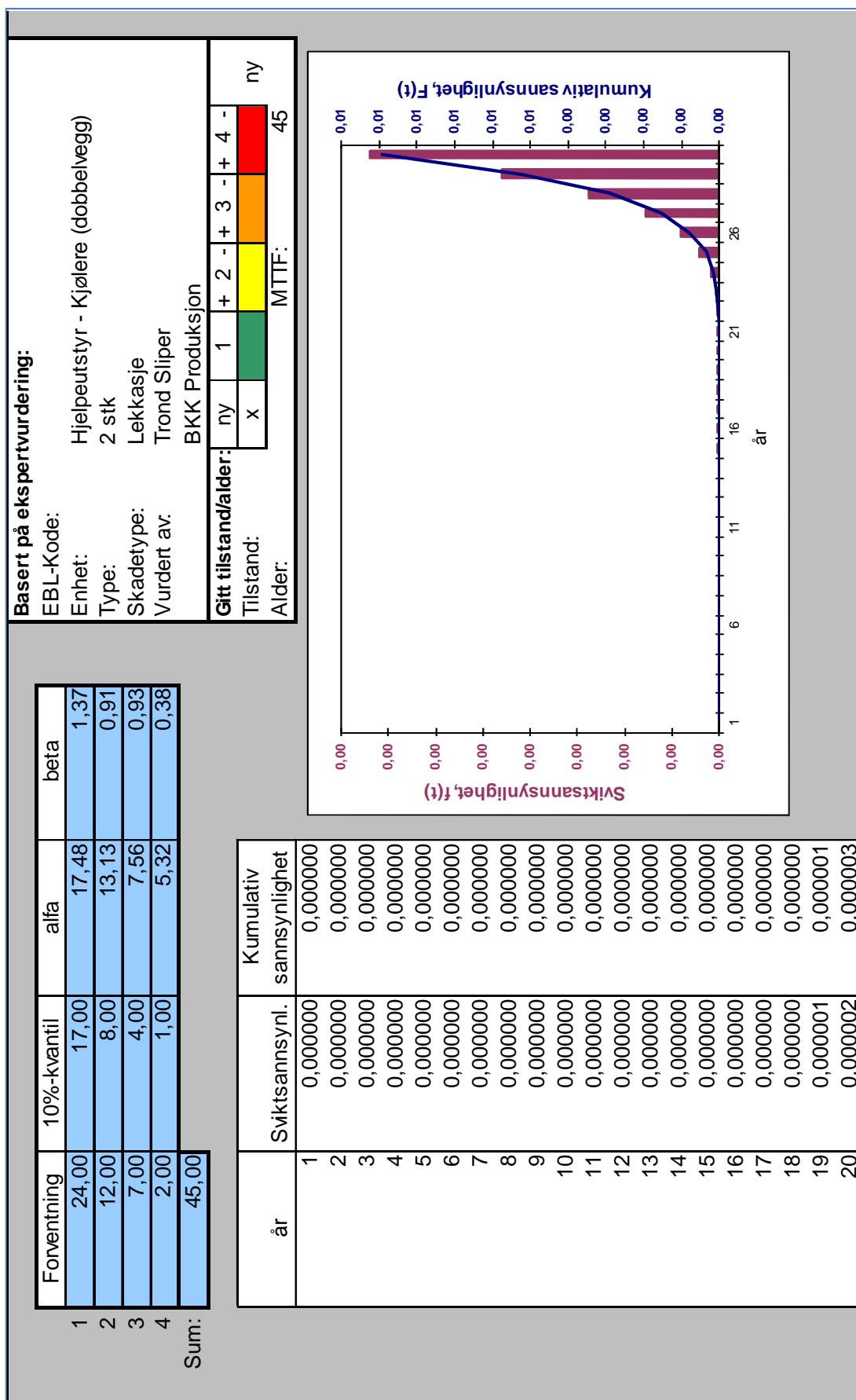


Figur Q.1: Levetidskurve for skadetype «kavitasjon» i løpehjul etter modifikasjon



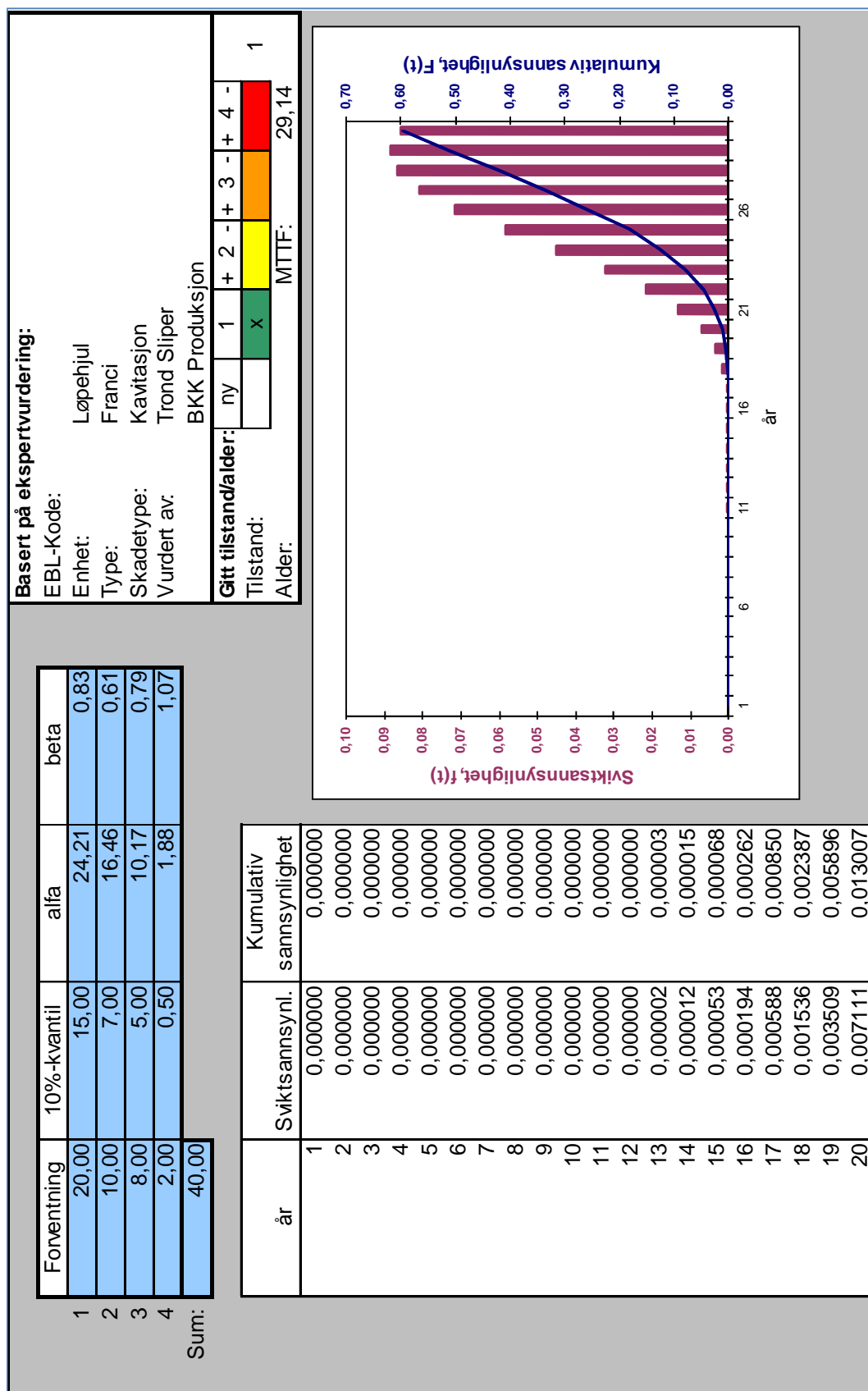
Figur Q.2: Levetidskurve for skadetype «utmatting» i løpehjul etter modifikasjon



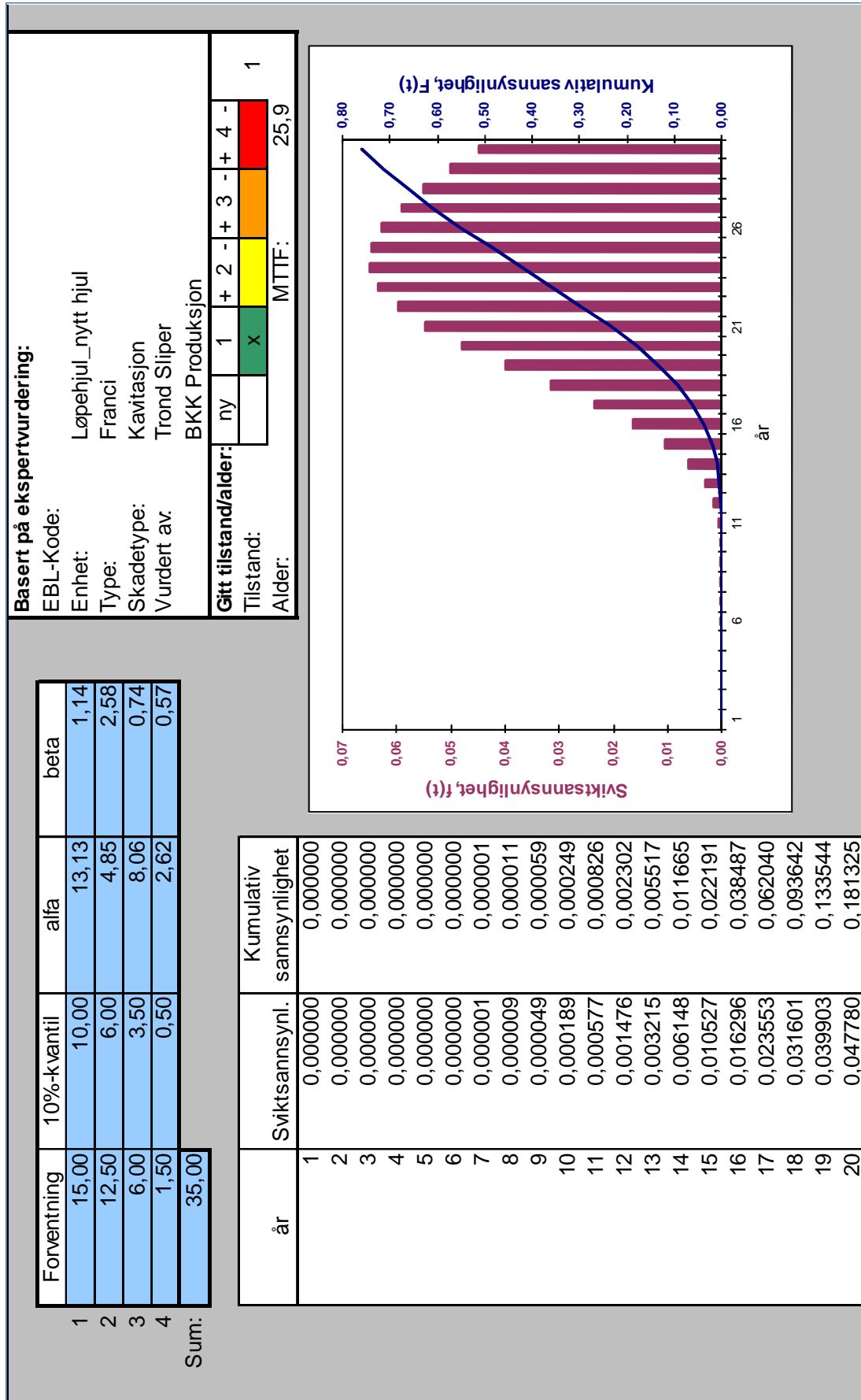


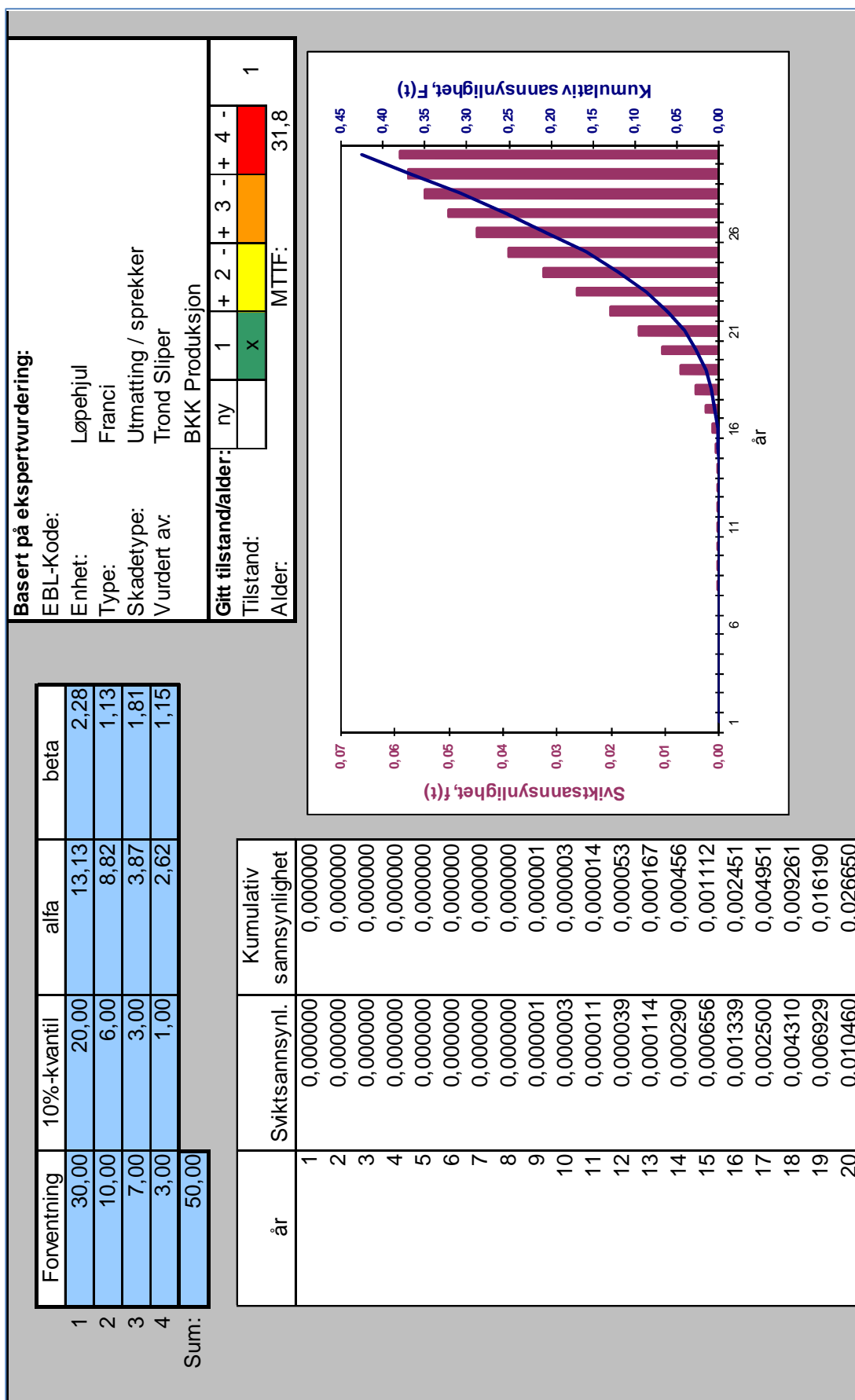
Figur Q.3: Levetidskurve for skadetype «lekkasje» i kjølere etter modifikasjon

## Vedlegg R – Levetidskurver med utgangspunkt etter rehabilitering

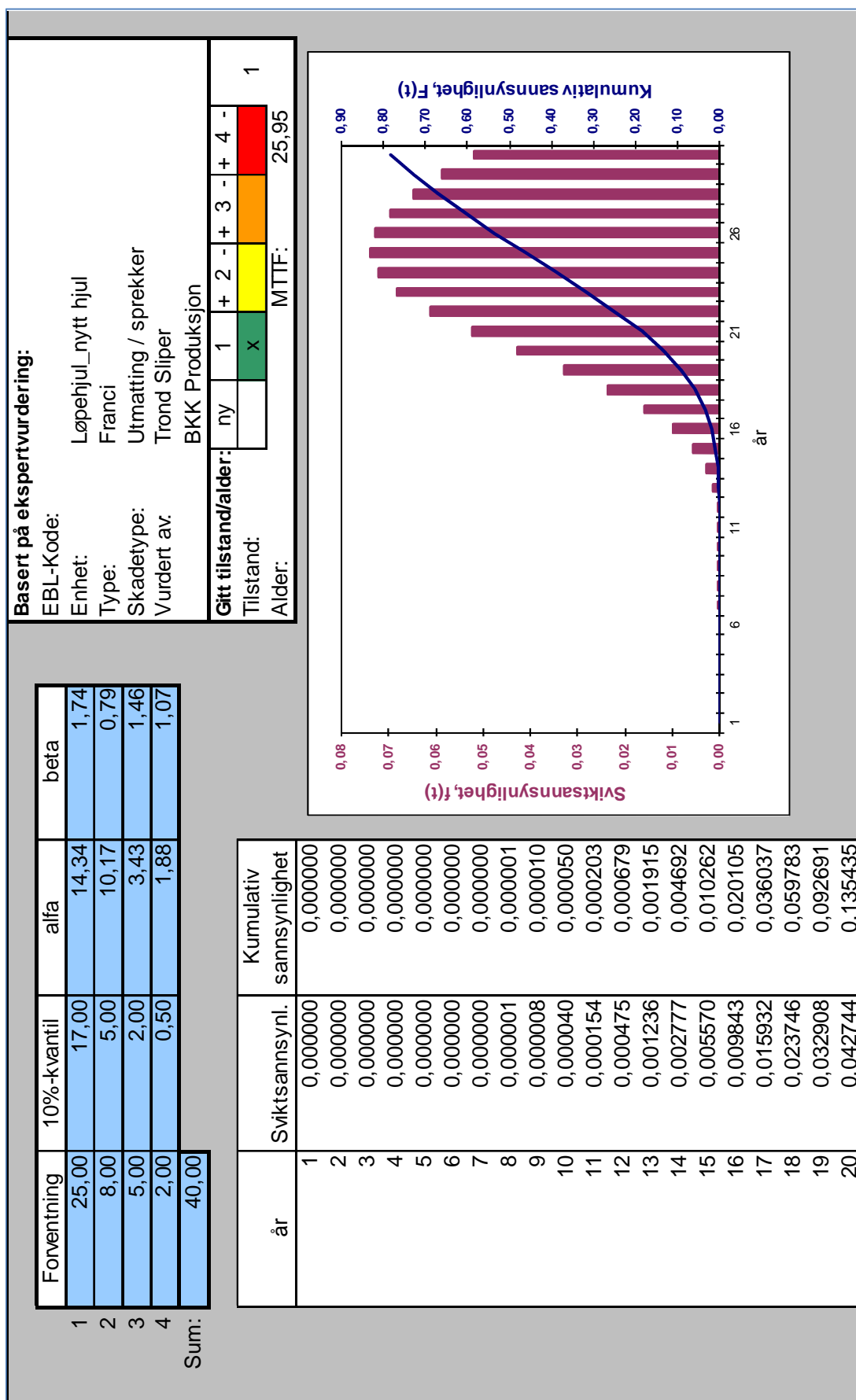


Figur R.1: Levetidskurve for skadetype «kavitasjon» i løpehjul etter rehabilitering av gammelt hjul

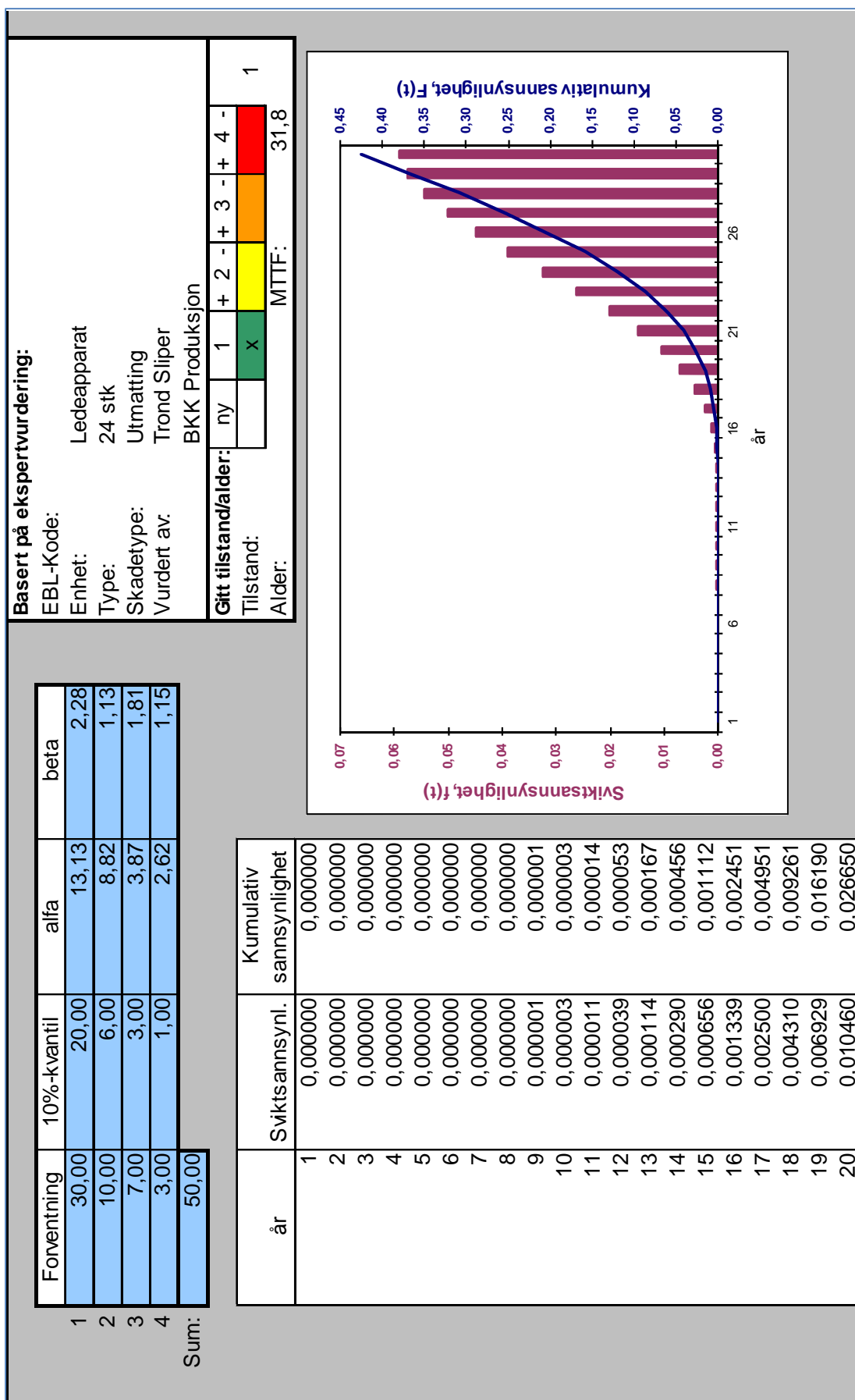




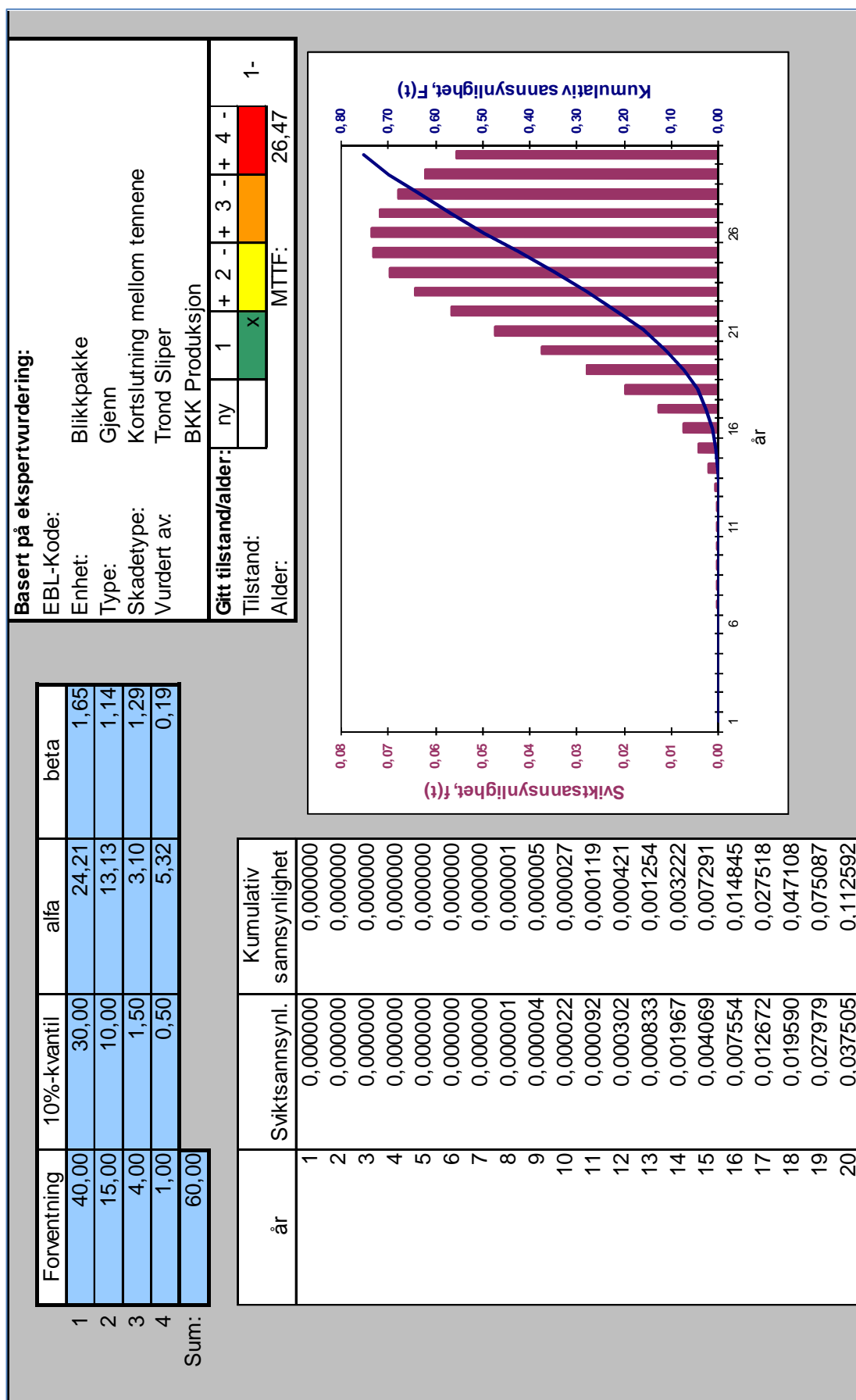
Figur R.3: Levetidskurve for skadetype «utmatting» i løpehjul etter rehabilitering av gammelt hjul



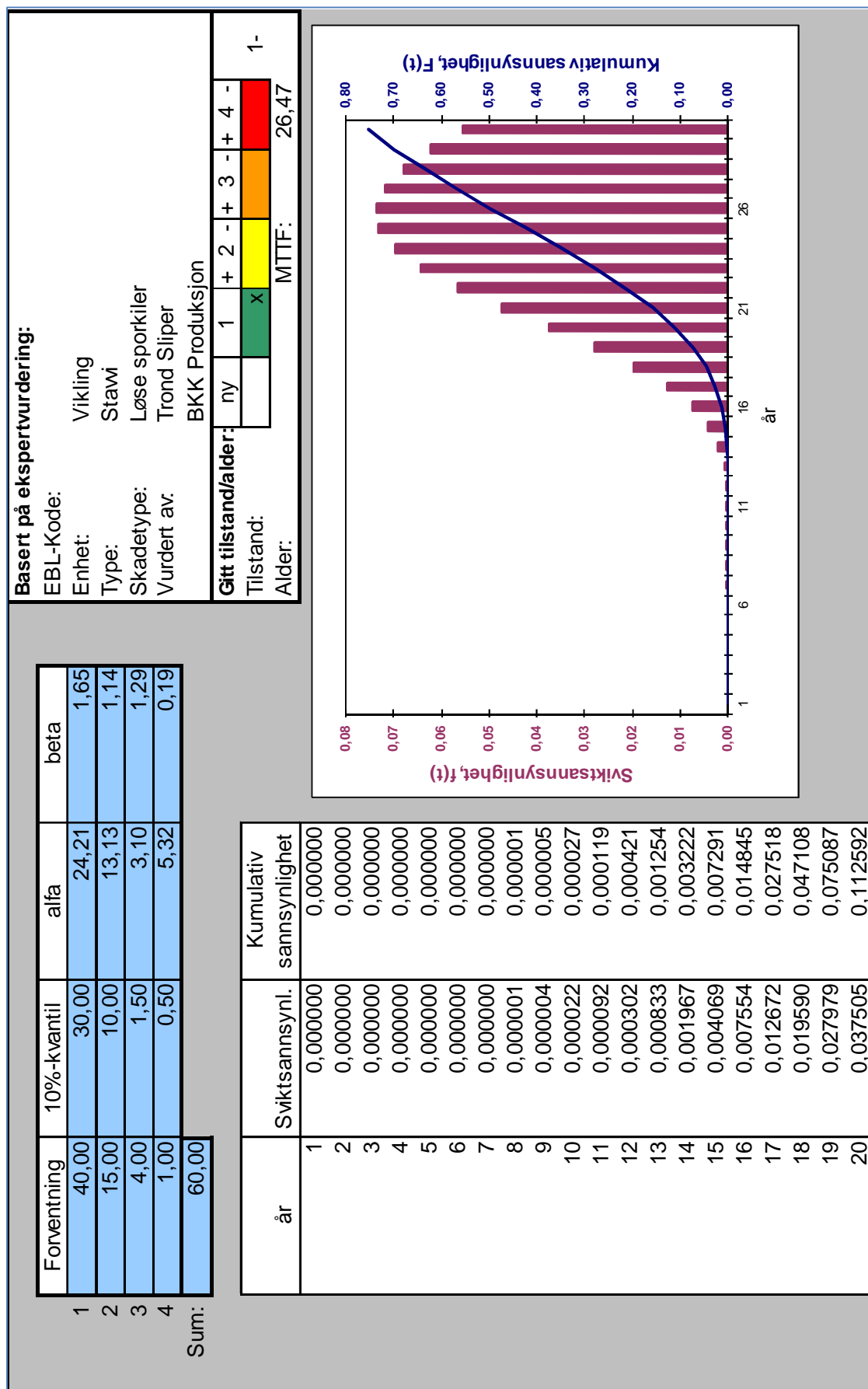
Figur R.4: Levetidskurve for skadetype «utmatting» i løpehjul etter rehabilitering av nytt hjul



Figur R.5: Levetidskurve for skadetype «utmatting» i ledeapparat etter rehabilitering

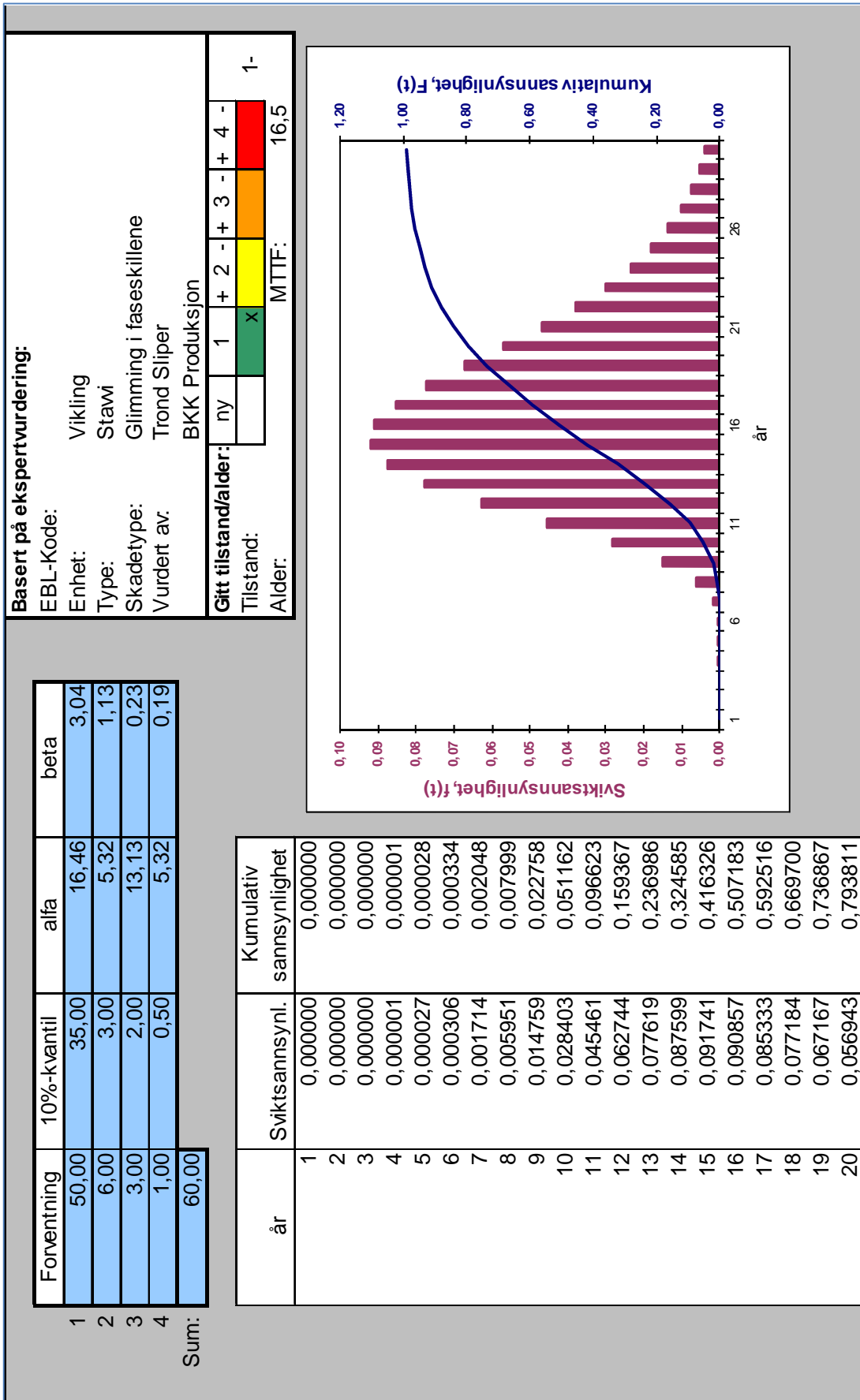


Figur R.6: Levetidkurve for skadetype «kortsl. mellom tennene» i blikkpakke etter rehabilitering

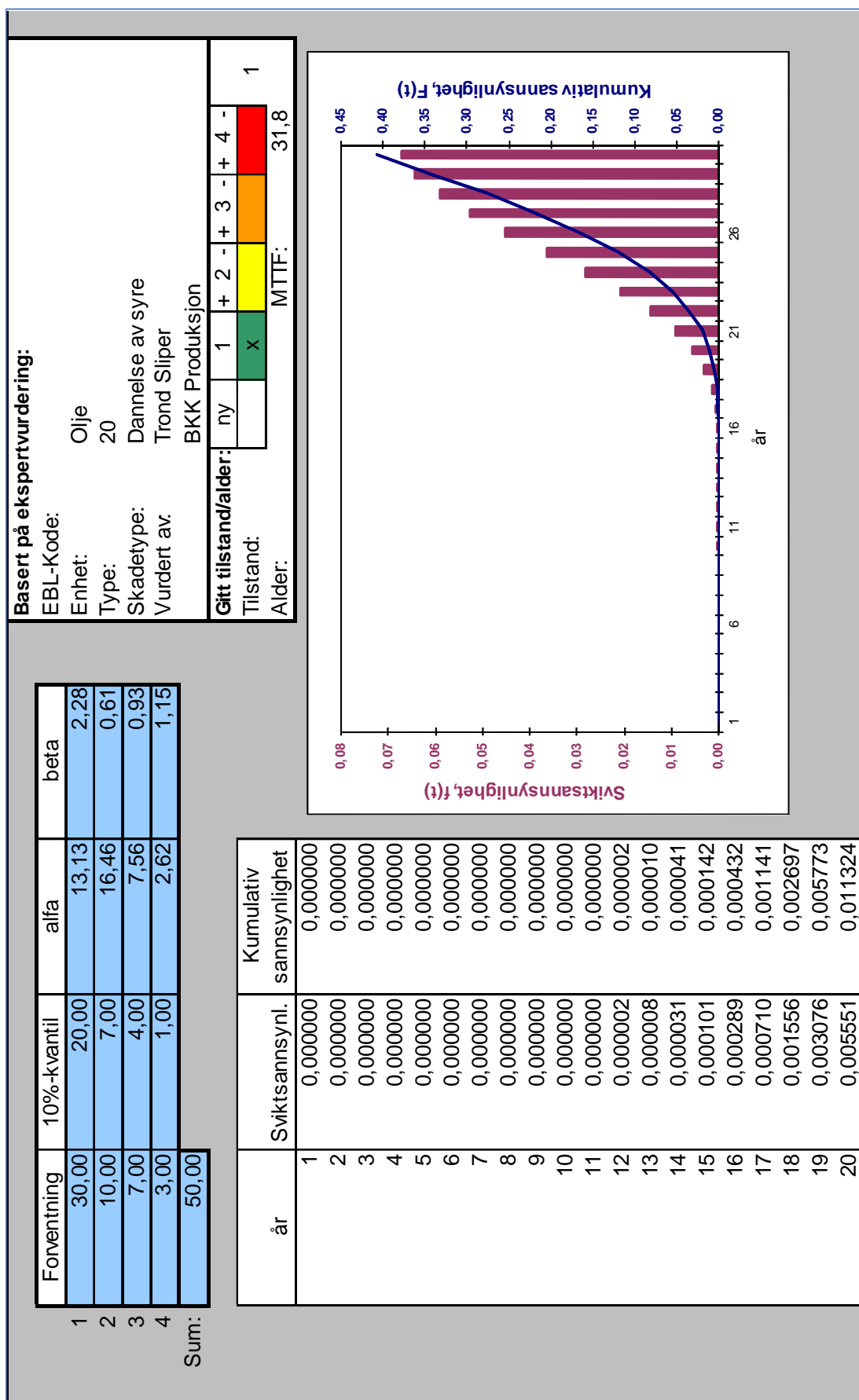


Figur R.7: Levetidkurve for skadetype «løse sporkiler» i vikling etter rehabilitering



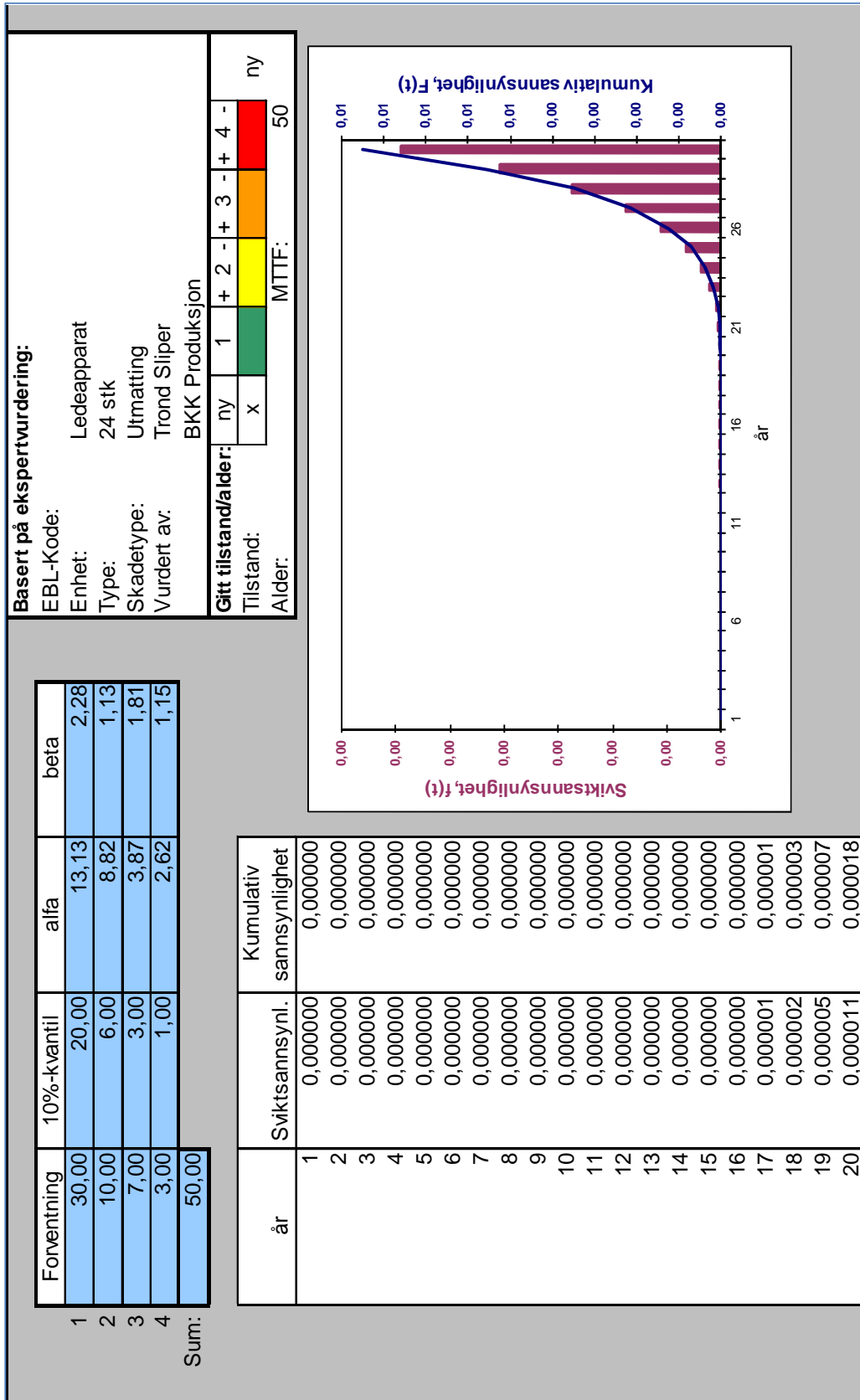


Figur R.8: Levetidskurve for skadetype «glimming i faseskillene» i vikling etter rehabilitering

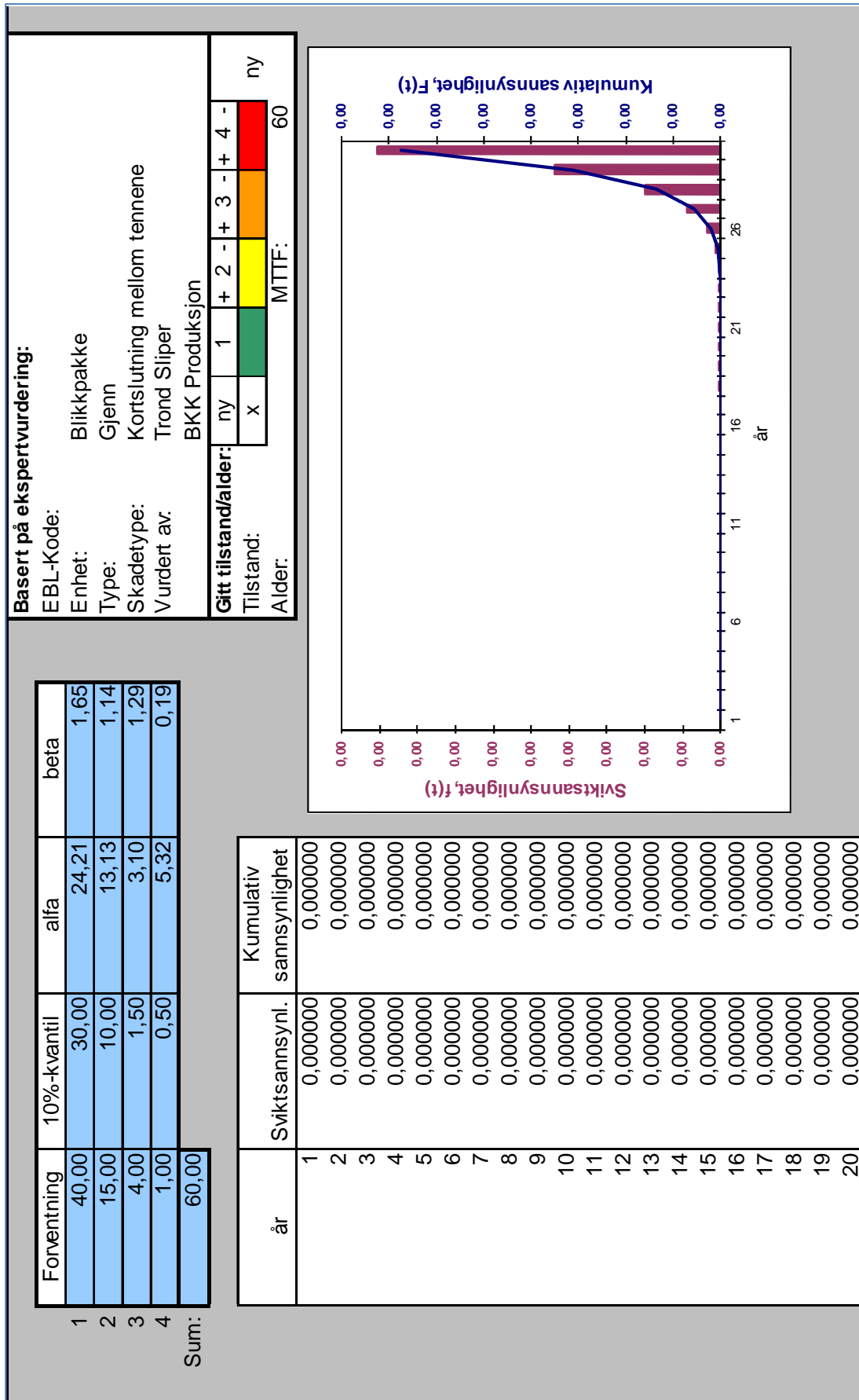


Figur R.9: Levetidkurve for skadetype «dannelse av syre» i olje etter regenerering

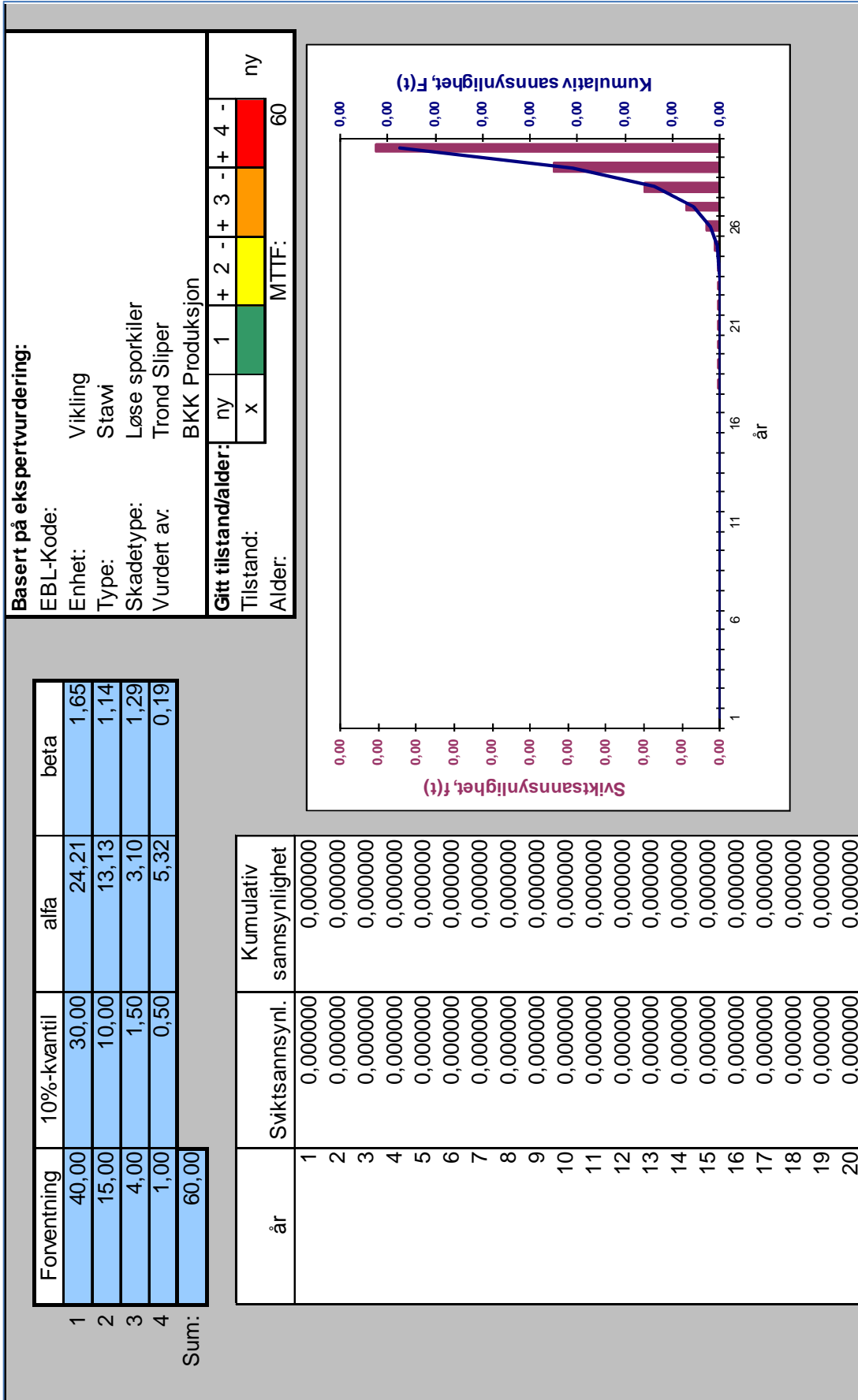
Vedlegg S - Levetidskurver med utgangspunkt etter reinvestering



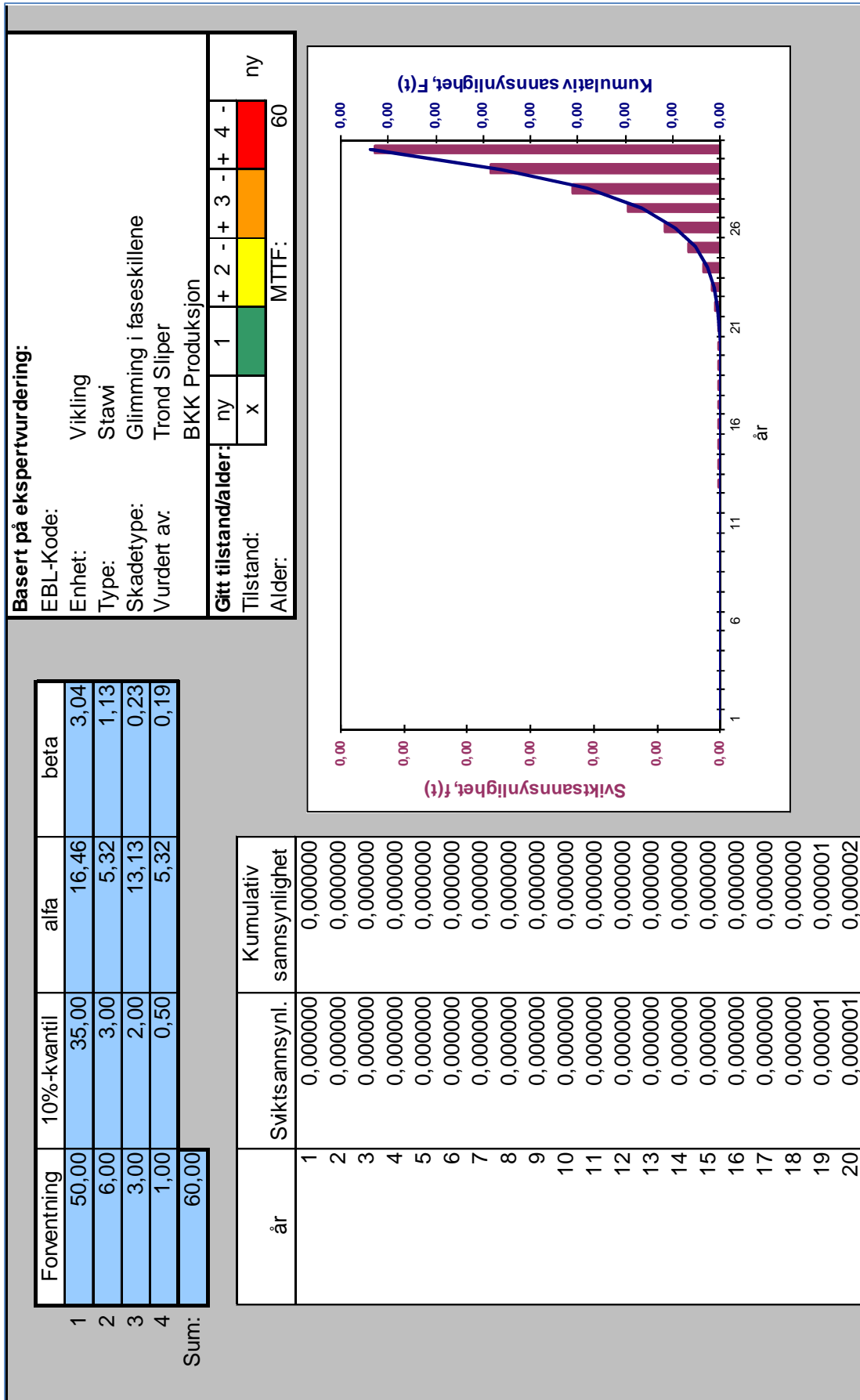
Figur S.1: Levetidskurve for skadetype «utmatting» i ledeapparat etter reinvestering



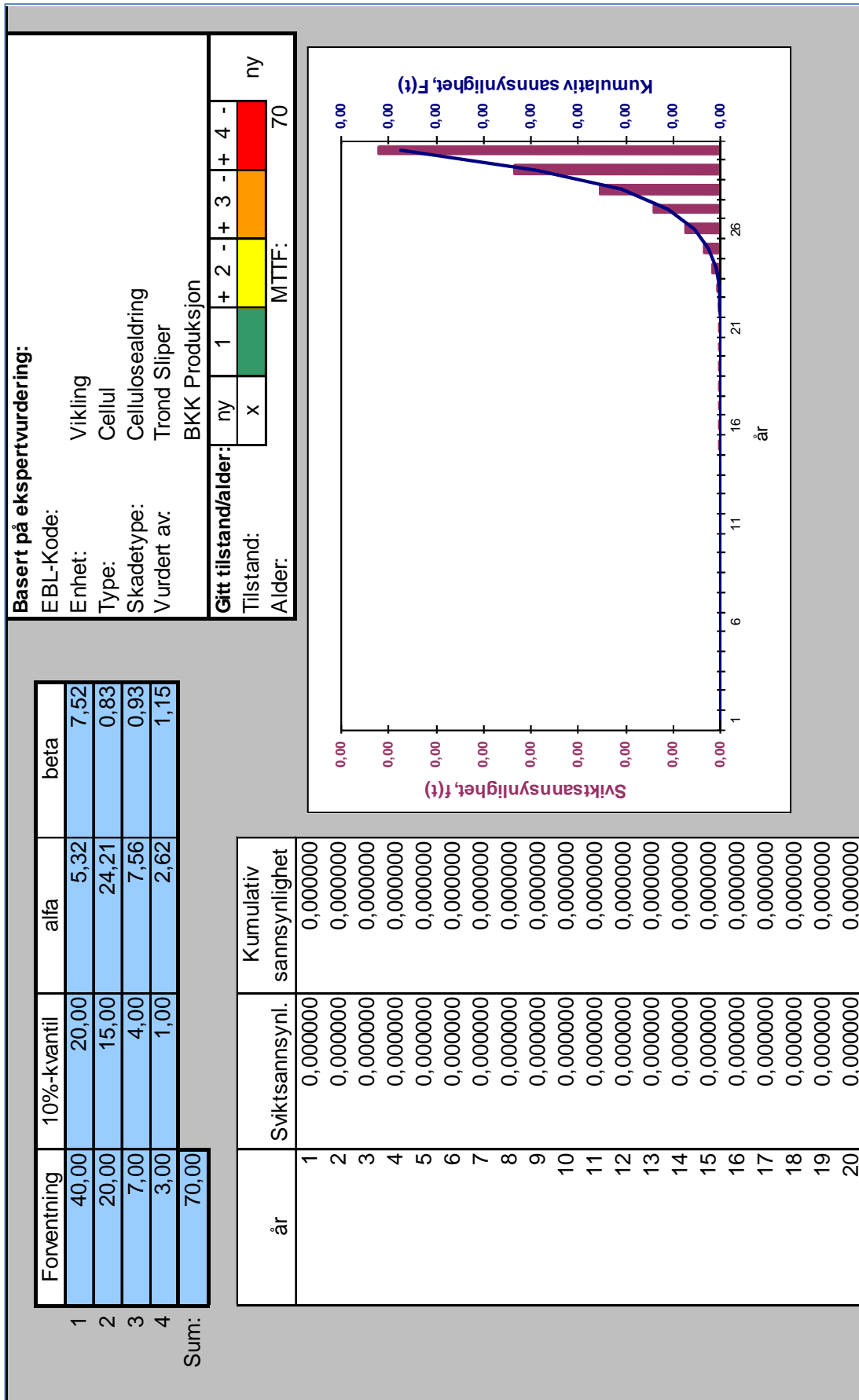
Figur S.2: Levetidskurve for skadetype «korts. mellom tennene» i blikkpakke etter reinvestering



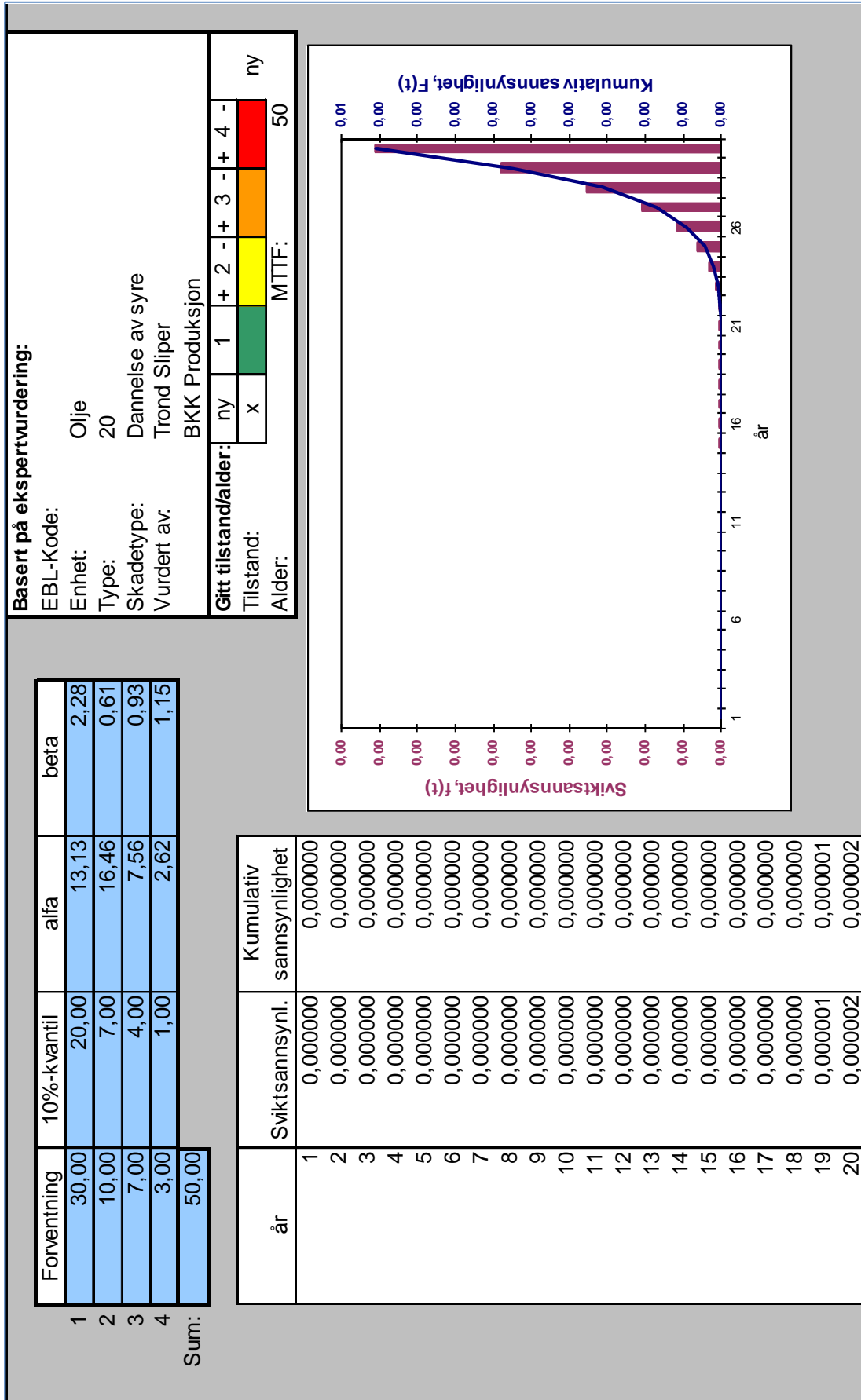
Figur S.3: Levetidsskjema for skadetype «løse sporkiler» i vikling etter reinvestering



Figur S.4: levetidsskjema for skadetype «glimming i faseskillene» i viking etter reinvestering



Figur S.5: Levetidskurve for skadetype «cellulosealdring» i vikling etter reinvestering



Figur S.6: Levetidssannsynlighetskurve for skadetype «dannelse av syre» i olje etter reinvestering



## Vedlegg T – Kostnad ved svikt i analyse av omfang og intervall

<b>Kostnader som påløper ved svikt</b>					
<b>Tiltak: Hovedrevisjon med normalt omfang og intervall (A0)</b>					
<b>Skovlbrudd (Kavitasjon - løpehjul)</b>					
<b>Sviktkostnader (1000 kr)</b>	<b>Scenario 1</b>	<b>Scenario 2</b>			
Produksjonstap	6200	8700	0	0	0
Nytt løpehjul	8000	8000	0	0	0
Demontering, utbedring og montasje	4500	6500	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>18700</b>	<b>23200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Sannsynlighet for alternativ (%)</b>	<b>70</b>	<b>30</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Skovlbrudd (Utmatting - løpehjul)</b>					
<b>Sviktkostnader (1000 kr)</b>	<b>Scenario 1</b>	<b>Scenario 2</b>			
Produksjonstap	6200	8700	0	0	0
Nytt løpehjul	8000	8000	0	0	0
Demontering, utbedring og montasje	4500	6500	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>18700</b>	<b>23200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Sannsynlighet for alternativ (%)</b>	<b>70</b>	<b>30</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Skovlbrudd (Utmatting - ledeapparat)</b>					
<b>Sviktkostnader (1000 kr)</b>	<b>Scenario 1</b>	<b>Scenario 2</b>			
Produksjonstap	3700	8700	0	0	0
Nye ledeskovler	900	900	0	0	0
Nytt løpehjul	0	8000	0	0	0
Demontering, utbedring og montasje	2000	6500	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>6600</b>	<b>24100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Sannsynlighet for alternativ (%)</b>	<b>80</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Jernbrann (Kortslutning mellom tennene - blikkpakke)</b>					
<b>Sviktkostnader (1000 kr)</b>	<b>Scenario 1</b>	<b>Scenario 2</b>			
Produksjonstap	5000	10000	0	0	0
Ny blikkpakke (øvre del)	1000	0	0	0	0
Ny blikkpakke	0	2000	0	0	0
Demontering og montering	400	1900	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>6400</b>	<b>13900</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Sannsynlighet for alternativ (%)</b>	<b>70</b>	<b>30</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Figur T.1: Kostnader som påløper ved svikt for utvalgte skadetyper side 1 av 2

## Stor revisjon av Kvittingen kraftverk

### Teknisk-økonomisk analyse av rehabilitering og modifikasjon

Gjennomslag (Løse sporkiler - vikling)					
<b>Svikt-kostnader (1000 kr)</b>	<b>Scenario 1</b>	<b>Scenario 2</b>			
Produksjonstap	5000	12000	0	0	0
Nye kiler	100	0	0	0	0
Ny vikling (inkludert kiler)	0	10000	0	0	0
Demontering og montering	1900	1900	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>7000</b>	<b>23900</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Sannsynlighet for alternativ (%)</b>	<b>80</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Kortslutning (Glimming i faseskillene - vikling)					
<b>Svikt-kostnader (1000 kr)</b>	<b>Scenario 1</b>	<b>Scenario 2</b>			
Produksjonstap	5000	12000	0	0	0
Nye kiler	100	0	0	0	0
Ny vikling (inkludert kiler)	0	10000	0	0	0
Demontering og montering	1900	1900	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>7000</b>	<b>23900</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Sannsynlighet for alternativ (%)</b>	<b>80</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gjennomslag (Cellulosealdring - vikling)					
<b>Svikt-kostnader (1000 kr)</b>	<b>Scenario 1</b>	<b>Scenario 2</b>			
Produksjonstap	2500	50000	0	0	0
Utbedringer	500	0	0	0	0
Ny transformator	0	7000	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>3000</b>	<b>57000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Sannsynlighet for alternativ (%)</b>	<b>70</b>	<b>30</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gjennomslag ( Dannelse av syre - olje)					
<b>Svikt-kostnader (1000 kr)</b>	<b>Scenario 1</b>	<b>Scenario 2</b>			
Produksjonstap	2500	50000	0	0	0
Utbedringer	500	0	0	0	0
Ny transformator	0	7000	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>3000</b>	<b>57000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Sannsynlighet for alternativ (%)</b>	<b>70</b>	<b>30</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gjennomslag ( Lekkasje - kjølere)					
<b>Svikt-kostnader (1000 kr)</b>	<b>Scenario 1</b>	<b>Scenario 2</b>			
Produksjonstap	2500	50000	0	0	0
Utbedringer	500	0	0	0	0
Ny transformator	0	7000	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>3000</b>	<b>57000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Sannsynlighet for alternativ (%)</b>	<b>70</b>	<b>30</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Figur T.2: Kostnader som påløper ved svikt for utvalgte skadetyper side 2 av 2



		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Kostnader knyttet til tiltaket</b> (alle tall i 1000 kr, investeringskostnader påløper i starten av året)																	
<b>Tiltak:</b>																	
<b>Hovedrevisjon med normalt omfang og lengere intervall (A1)</b>																	
<b>Reinvesteringer</b>	<b>Nåverdi</b>																
Ny transformator	1038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Omkringling generator	1483	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ny blikkpakke generator	297	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>2818</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Utilgj.het under tiltaket</b>																	
Produksjonstap 4 måneder	11483	10000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>11483</b>	<b>10000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Modifikasjoner</b>																	
Nytt løpehjul med økt effekt	9280	9280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nye kjølere med dobbel vegg	800	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>10080</b>	<b>10080</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Andre kostnader</b>																	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Sum relevante kostnader</b>	<b>24380</b>	<b>20080</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Figur U.2: Kostnader for tiltaksalternativ A1

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Kostnader knyttet til tiltaket</b> (alle tall i 1000 kr, investeringskostnader påløper i starten av året)																	
<b>Tiltak:</b>																	
<b>Hovedrevisjon med enklere omfang og normalt intervall (A2)</b>																	
<b>Reinvesteringer</b>	<b>Nåverdi</b>																
Ny transformator	483	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Omkjøring generator	690	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ny blikkpakke generator	138	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>1311</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Utløst under tiltaket</b>																	
Produksjonstap 4 måneder	13593	10000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>13593</b>	<b>10000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Modifikasjoner</b>																	
Nytt løpehjul med økt effekt	2694	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nye kjølere med dobbel vegg	232	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>2926</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Andre kostnader</b>																	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Sum relevante kostnader</b>	<b>17830</b>	<b>10000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Figur U.3: Kostnader for tiltaksalternativ A2

## Vedlegg V - Inntekter i analyse av omfang og intervall

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Hovedrevisjon med normalt omfang og intervall (A0)</b>																	
<b>Inntekter knyttet til tiltaket</b> (alle tall i 1000 kr)	<b>Nåverdi</b>	14216	866	867	867	867	866	865	863	861	859	856	853	850	845	841	836
	Økt virkningsgrad turbin	-3676	-163	-167	-170	-173	-177	-180	-184	-188	-191	-195	-199	-203	-207	-211	-215
<b>Tiltak:</b>	110133	1138	1161	2110	3098	4124	5189	6296	6422	6550	6682	6815	6951	7090	7232	7377	7524
<b>Virkningsgrad/optimalisering</b>	12810	569	580	592	604	616	628	641	654	667	680	694	707	722	736	751	766
Økt virkningsgrad falltap	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Optimaliseringsfaktor	133483	2409	2441	3399	4395	5429	6503	7618	7751	7887	8025	8166	8309	8455	8603	8753	8906
Redusert flomtap	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>																	
<b>Redusert sviktsannsynlighet</b>																	
Skovbrudd (Kavitasjon - løpehjul)	-571	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-2	-4
Skovbrudd (Urtmatting - løpehjul)	-388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Skovbrudd (Urtmatting - ledeapparat)	-37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jernbrann (Kortslutning mellom tennene - blikkpakke)	-367	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-3	-7	-17	-35	-65
Gjennomslag (Løse sporkiler - vikling)	-404	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-3	-9	-20	-42	-78
Kortslutning (Glimming i faseskille - vikling)	-3468	0	0	0	0	0	-3	-18	-62	-153	-295	-472	-651	-806	-909	-952	-943
Gjennomslag (Cellulosealdring - vikling)	-922	-4	-7	-10	-14	-20	-27	-36	-46	-59	-73	-90	-108	-126	-149	-171	-195
Gjennomslag (Dannelse av syre - olje)	-1152	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-7	-20	-53	-116	-226
Gjennomslag (Lekkasje - kjølere)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>-7309</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-2</b>	<b>-6</b>	<b>-16</b>	<b>-38</b>	<b>-79</b>	<b>-148</b>
<b>Revisjon/rehabilitering</b>																	
Turbinrevisjon	-4608	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Generatorrevisjon	-4932	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regenerering av transformator	-20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>-9559</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Andre inntekter</b>																	
Økt inntekt fra salg av grønn kraft	9557	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>9557</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>	<b>984</b>
<b>Sum alle relevante inntekter</b>	<b>126172</b>	<b>-3377</b>	<b>3425</b>	<b>4383</b>	<b>5379</b>	<b>6413</b>	<b>7487</b>	<b>8602</b>	<b>8735</b>	<b>8871</b>	<b>9009</b>	<b>9148</b>	<b>9287</b>	<b>9423</b>	<b>9549</b>	<b>9658</b>	<b>8758</b>

Figur V.1: Inntekter for referansealternativ A0

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
<b>Inntekter knyttet til tiltaket</b> (alle tall i 1000 kr)																		
<b>Tiltak:</b>																		
<b>Hovedrevisjon med normalt omfang og lengere intervall (A1)</b>																		
	Nåverdi	866	866	867	867	867	866	865	863	861	859	856	853	850	845	841	836	
Virkningsgrad/optimalisering		-163	-167	-170	-173	-177	-180	-184	-188	-191	-195	-199	-203	-207	-211	-215	-220	
Økt virkningsgrad turbin		1138	1161	2110	3098	4124	5189	6296	6422	6550	6682	6815	6951	7090	7232	7377	7524	
Redusert virkningsgrad falltap		569	580	592	604	616	628	641	654	667	680	694	707	722	736	751	766	
Optimaliseringsfaktor		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Redusert flomtap		2409	2441	3399	4395	5429	6503	7618	7751	7887	8025	8166	8309	8455	8603	8753	8906	
<b>Sum</b>	<b>13864</b>	<b>133131</b>																
<b>Redusert sviktsannsynlighet</b>																		
Skovbruudd (Kavitasjon - løpehjul)		-1801																
Skovbruudd (Utmatting - løpehjul)		-1020																
Skovbruudd (Utmatting - ledeapparat)		-183																
Jernbrann (Kortslutning mellom tennene - blikkpakke)		-1596																
Gjennomslag (Løse sporkiler - vikling)		-1916																
Kortslutning (Glimming i faseskille - vikling)		-3976																
Gjennomslag (Cellulosealdring - vikling)		-1801																
Gjennomslag (Dannelse av syre - olje)		-4322																
Gjennomslag (Lekkasje - kjølere)		-38																
<b>Sum</b>	<b>-16653</b>																	
<b>Revisjon/rehabilitering</b>																		
Turbinrevisjon	Angi levetid	30																
Generatorrevisjon		30																
Regenerering av transformator		30																
<b>Sum</b>	<b>-7949</b>																	
<b>Andre inntekter</b>																		
Økt inntekt fra salg av grønn kraft		9557																
<b>Sum</b>	<b>9557</b>																	
<b>Sum alle relevante inntekter</b>	<b>118087</b>																	

Figur V.2: Inntekter for tiltaksalternativ A1

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
<b>Inntekter knyttet til tiltaket</b> (alle tall i 1000 kr)																		
<b>Tiltak:</b>																		
<b>Hovedrevisjon med enklere omfang og normalt intervall (A2)</b>																		
	<b>Nåverdi</b>	13147	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Virkningsgrad/optimalisering</b>		618	614	609	604	599	593	586	579	572	563	555	546	536	525	514	503	
Økt virkningsgrad turbin		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Redusert virkningsgrad falltap		891	908	1776	2678	3615	4589	5628	5740	5855	5972	6091	6213	6338	6464	6594	6725	
Optimaliseringsfaktor		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Redusert flortap		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>120234</b>	<b>1509</b>	<b>1523</b>	<b>2385</b>	<b>3282</b>	<b>4214</b>	<b>5181</b>	<b>6214</b>	<b>6319</b>	<b>6426</b>	<b>6535</b>	<b>6646</b>	<b>6759</b>	<b>6873</b>	<b>6990</b>	<b>7108</b>	<b>7228</b>	
<b>Redusert sviktsannsynlighet</b>																		
		-1803	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-5	-19	-56	-134	-279	
Skovbruudd (Kavitasjon - løpehjul)		-2153	0	0	0	0	0	0	-1	-3	-8	-22	-51	-102	-183	-296	-442	
Skovbruudd (Ultrmatting - løpehjul)		-916	0	0	0	0	0	0	0	-1	-4	-11	-26	-51	-92	-149	-223	
Skovbruudd (Ultrmatting - ledeapparat)		-439	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-3	-7	-17	-35	-65	
Jernbrann (Kortslutning mellom tennene - blikkpakke)		-526	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-3	-9	-20	-42	-78	
Gjennomslag (Løse sporkiler - vikling)		-4530	0	0	0	0	-3	-18	-62	-153	-295	-472	-651	-806	-909	-952	-943	
Kortslutning (Glimming i faseskille - vikling)		-2386	-4	-7	-10	-14	-20	-27	-36	-46	-59	-73	-90	-108	-126	-149	-171	-195
Gjennomslag (Cellulosealdring - vikling)		-1501	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-7	-20	-53	-116	-226	
Gjennomslag (Dannelse av syre - olje)		-13092	-1353	-1542	-1676	-1756	-1767	-1712	-1609	-1460	-1290	-1103	-921	-749	-593	-460	-348	-259
Gjennomslag (Lekkasje - kjølere)		<b>-27348</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-1</b>	<b>-4</b>	<b>-13</b>	<b>-36</b>	<b>-88</b>	<b>-189</b>	<b>-368</b>	<b>-657</b>	<b>-1087</b>	
<b>Sum</b>																		
<b>Revisjon/rehabilitering</b>																		
	<b>Angi levetid</b>	20	20	30														
Turbinrevisjon		-4608	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Generatorrevisjon		-4932	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regenerering		-78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>		<b>-9617</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Andre inntekter</b>																		
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Økt inntekt fra salg av grønn kraft		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Redusert forsikringspremie		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Økt vedlikeholdsevne etter tiltak		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Sum alle relevante inntekter</b>	<b>83269</b>	<b>-5261</b>	<b>1523</b>	<b>2385</b>	<b>3282</b>	<b>4214</b>	<b>5181</b>	<b>6214</b>	<b>6318</b>	<b>6422</b>	<b>6522</b>	<b>6610</b>	<b>6671</b>	<b>6685</b>	<b>6622</b>	<b>6451</b>	<b>6141</b>	

Figur V.3: Inntekter for tiltaksalternativ A2



## Vedlegg W - Resultater i analyse av omfang og intervall

Vedlikeholdskalkyle (alle tall i 1000 kr)		Hovedrevisjon med normalt omfang og intervall (A0)											Eksporter resultat...	
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024		
<b>Tiltak:</b>	<b>Nåverdi</b>	2409	2441	3399	4395	5429	6503	7618	7751	7887	8025	8166		
Virkningsgrad/optimalisering	133483	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2		
Redusert sviktsannsynlighet	-7309	-6770	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Revisjon/rehabilitering	-9559	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984		
Andre inntekter	9557													
<b>Sum</b>	<b>126172</b>	<b>-3377</b>	<b>3425</b>	<b>4383</b>	<b>5379</b>	<b>6413</b>	<b>7487</b>	<b>8602</b>	<b>8735</b>	<b>8871</b>	<b>9009</b>	<b>9148</b>		
<b>Kostnader</b>														
Reinvesteringer	-5516	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Utlgj. het under tiltaket	-13593	-10000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Modifikasjoner	-10080	-10080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Andre kostnader	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
<b>Sum</b>	<b>-29188</b>	<b>-20080</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		
<b>Resultat</b>	<b>96983</b>	<b>-23457</b>	<b>3425</b>	<b>4383</b>	<b>5379</b>	<b>6413</b>	<b>7487</b>	<b>8602</b>	<b>8735</b>	<b>8871</b>	<b>9009</b>	<b>9148</b>		
Akkumulert nåverdi		-23078	-20030	-16349	-12089	-7296	-2018	3703	9183	14434	19465	24284		
Kalkulasjonsrente	6,0 %													
Netto nåverdi pr budsjettkrone	332,3 %													

Figur W.1: Resultat for referansealternativ A0

<b>Vedlikeholdskalkyle</b> (alle tall i 1000 kr)		<b>Hovedrevisjon med normalt omfang og lengere intervall (10 år)</b>										
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Tiltak:</b>		Eksporter resultat...										
<b>Inntekter</b>	<b>Nåverdi</b>	2409	2441	3399	4395	5429	6503	7618	7751	7887	8025	8166
Virkningsgrad/optimalisering	133131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2
Redusert sviktsannsynlighet	-16653	-6770	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revisjon/rehabilitering	-7949	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984	984
Andre inntekter	9557											
<b>Sum</b>	<b>118087</b>	<b>-3377</b>	<b>3425</b>	<b>4383</b>	<b>5379</b>	<b>6413</b>	<b>7487</b>	<b>8602</b>	<b>8735</b>	<b>8871</b>	<b>9009</b>	<b>9148</b>
<b>Kostnader</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reinvesteringer	-2818	-10000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilgj.het under tiltaket	-11483	-10080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Modifikasjoner	-10080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Andre kostnader	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>-24380</b>	<b>-20080</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Resultat</b>	<b>93706</b>	<b>-23457</b>	<b>3425</b>	<b>4383</b>	<b>5379</b>	<b>6413</b>	<b>7487</b>	<b>8602</b>	<b>8735</b>	<b>8871</b>	<b>9009</b>	<b>9148</b>
Akkumulert nåverdi		-23078	-20030	-16349	-12089	-7296	-2018	3703	9183	14434	19465	24284
Kalkulasjonsrente	6,0 %											
Netto nåverdi pr budsjettkrone	384,4 %											

Figur W.2: Resultat for tiltaksalternativ A1

Vedlikeholdskalkyle (alle tall i 1000 kr)		Hovedrevisjon med enklere omfang og normalt intervall (Eksporter resultat...)																				
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024										
<b>Tiltak:</b>																						
<b>Inntekter</b>		<b>Nåverdi</b>	120234																			
	Virkningsgrad/optimalisering																					
	Redusert sviktsannsynlighet																					
	Revisjon/rehabilitering																					
	Andre inntekter																					
	<b>Sum</b>		<b>83269</b>																			
<b>Kostnader</b>																						
	Reinvesteringer																					
	Utilgjeng. het under tiltaket																					
	Modifikasjoner																					
	Andre kostnader																					
	<b>Sum</b>		<b>-17830</b>																			
<b>Resultat</b>																						
	Akkumulert nåverdi																					
	Kalkulasjonsrente		6,0 %																			
	<b>Netto nåverdi pr budsjettkrone</b>		<b>367,0 %</b>																			

Figur W.3: Resultat for tiltaksalternativ A2