

Risikobasert preventiv teknisk utbedring av aldrende vannkraftverk

KONFIDENSIELL

Marianne Seltveit

&

Karina K. Moen Wallekjær

Veiledere

Tom Lassen

Hege M. J. Verpe

Camilla Feurst

*Masteroppgaven er gjennomført som ledd i utdanningen ved
Universitetet i Agder og er godkjent som del av denne utdanningen.
Denne godkjenningen innebærer ikke at universitetet inntår for de
metoder som er anvendt og de konklusjoner som er trukket.*

Universitetet i Agder, 2015

Fakultet for teknologi og realfag

Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse

Forord

Denne masteroppgaven er siste innsjutt av vår mastergradsutdanning ved Universitetet i Agder, hvor vi har tatt master i industriell økonomi og teknologiledelse. Siden emnet risikostyring engasjerte begge to, var valget enkelt da vi fikk mulighet til å skrive en oppgave som omfattet dette hos Statkraft.

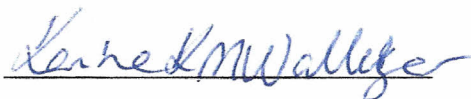
Målet med oppgaven har vært å få en mulighet til å benytte teorien vi har lært, ikke bare de siste to årene på UiA, men også fra bachelor-utdannelsene våre, som for begge er innenfor elektrofag. Derfor har det vært veldig fint å få skrive for Statkraft da dette gjorde at vi fikk benytte begge ledd av utdannelsene våre.

Det har vært veldig lærerikt å jobbe med denne oppgaven, selv om det ikke alltid har vært like enkelt. Vi har brukt mye tid, først for å definere oppgaven, men også videre på å tolke data, analysere funn og sist, men ikke minst, skrive.

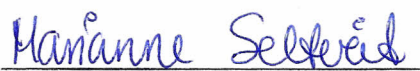
Vi vil gjerne benytte denne anledningen til å rette en stor takk til Tom Lassen, ved Universitetet i Agder, for at han takket ja til å være vår veileder. Han har hjulpet oss til å yte vårt beste gjennom arbeidet med oppgaven, og gitt oss et spark i riktig retning når vi har stått fast.

Videre vil vi rette en stor takk til kontaktpersonene og veilederne i Statkraft, Hege Marie Jonassen Verpe og Camilla Feurst, for at dere har tatt dere tid til å være våre sparringspartnere underveis. Vi vil også takke Statkraft for midler til å gjennomføre oppgaven, da reiseveien mellom oss og kontaktpersonene ikke har vært den korteste.

Universitetet i Agder avd. Grimstad, 21. Mai 2015



Karina K. Moen Wallekjær



Marianne Seltveit

Sammendrag

Denne rapporten tar for seg metoder for planleggingen av preventivt vedlikehold og beslutningsgrunnlaget for store nyinvesteringer for vannkraftverk i drift. Arbeidet er gjennomført i samarbeid med Statkraft, som er Norges største kraftleverandør og Europas største leverandør av fornybar energi. Bare i Norge er Statkraft eier eller deleier av 273 vannkraftverk.

Alder og den tekniske tilstanden anleggene befinner seg i resulterer i at det er viktig med gode metoder knyttet til vedlikeholdsplanlegging og organiseringen av vedlikeholdsaktivitetene. Det er derfor sett på hvordan drift og vedlikehold i Statkraft organiseres og budsjetteres. Her er det lagt vekt på metoder for pålitelighetsbasert vedlikehold, samt hvordan teknisk risikovurdering foretas. Vurderingene av vedlikeholds- og risikometodikken i Statkraft var også viktig å inkludere i sammenheng med prioritering av utbedringer, da disse vurderingene påvirkes av anleggenes tekniske tilstand og risikovurderinger.

Slik det er i dag benytter Statkraft seg i utgangspunktet av RCM- og FMECA-metodene. Tankegangen bak disse metodene gjenspeiles i prosedyrer og retningslinjene som foreligger, og det kan trekkes klare paralleller til hvordan metodene beskrives i ISO 31010. Allikevel er det klare muligheter for forbedring i den praktiske bruken av disse metodene. I praksis bør analysene gjennomføres mer systematisk og bedre dokumentert. Det produseres ikke en egen analyserapport hvor resultatene presenteres. I tillegg vil det være mulig å forbedre utførelsen og resultatet av slike analyser ved å videreutvikle verktøyene som brukes for å knytte resultatene nærmere RCM- og FMECA-metodikken. Denne metodikken kan også inkluderes i arbeidet med tilstandsvurdering av komponenter for å bidra til analysegrunnlag, men også for å skape samsvar i resultatene.

En stor del av grunnlaget for vurderinger av tilstand, risiko og eventuelle vedlikeholdstiltak er feilmodiene som kan oppstå i et anlegg. Disse forårsakes av potensielle sviktmekanismer som korrosjon, utmattingssprekker og slitasje. Slik det er i dag er mulighetene knyttet til kartlegging og presisering av slike sviktmekanismer dårlig utnyttet i Statkraft. Det finnes det ingen forhåndsdefinerte, standardiserte sviktmekanismer for viktige enheter. Ved å kartlegge denne typen informasjon og utvikle levetidsmodeller tilknyttet de ulike sviktmekanismene, vil resultatet her kunne benyttes blant annet under analysearbeidet og bidra til en enklere analyseprosess og bedre resultater.

Dette gjelder også for tilstandsvurderinger av komponentene og anleggene. Ved å benytte seg av predefinerte sviktmekanismer vil det muliggjøre det å gi tilstandskarakterer til hver sviktmekanisme for en komponent istedenfor for komponenten og dens bestanddeler som en helhet slik det gjøres i dag.

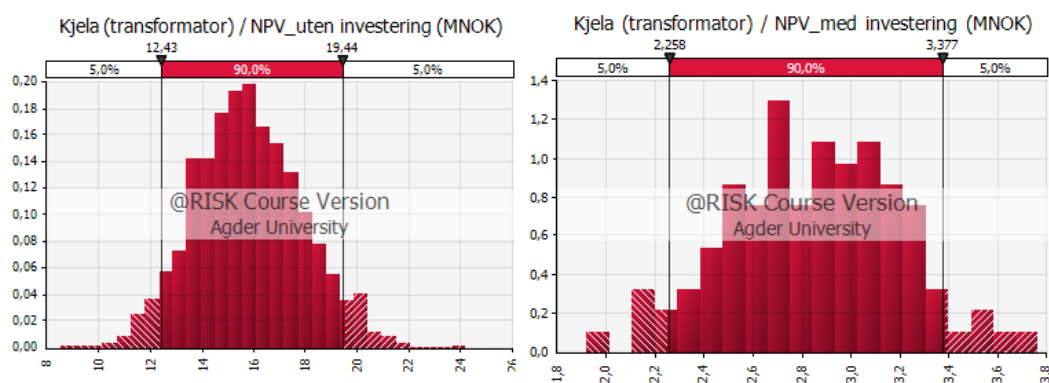
Siden anleggene nærmer seg slutten på sin planlagte levetid, vil det være nødvendig å foreta større utbedringsprosjekter i tiden fremover. Oppgaven tar derfor for seg hvilke kriterier som må legges til grunn når slike prosjekter/investeringer skal vurderes og prioriteres. Vurderinger og prioriteringer ble

basert på både teknisk pålitelighet av aktuelle kraftverk og kost-nytte beregninger forbundet med en reinvestering.

Slik det er i dag benytter Statkraft nåverdien av risikokostnadene forbundet med havari som grunnlag for prioritering av utbedringsprosjekter. Sannsynlighetene i modellen blir beregnet av en Weibull levetidsmodell i kombinasjon med bruk hendelsetre. Det er mange utfordringer knyttet til en slik beregning, da det her er vurderinger av alle prosjekter som har over 1,5 MNOK i investering. Anlegger har varierende størrelse, konstruksjon og lønnsomhet. For å oppnå en mer likestilt vurdering av anleggene vil det derfor kunne være avgjørende å få frem nytteverdien av et utbedringstiltak. Dette kan gjøres ved å benytte seg av kost-nytteprinsippet som det legges frem i NORSOK Z-013N.

I tillegg er det mye usikkerhet knyttet til flere av inngangsvariablene som danner grunnlaget for beregningene da disse i all hovedsak er basert på forventningsverdier. Dette vil kunne føre til betydelige avvik i resultatet. For å få frem denne usikkerheten ble det benyttet Monte Carlo-simulering. På denne måten vil sannsynlighetsfordelingen og de stokastiske elementene i beregningene bli synliggjort. Denne endringen ble utprøvd på utvalgte kraftverk. Nedenfor vises det resultater fra kost-nytteberegninger med Monte Carlo-simuleringer for transformator i Kjela kraftverk.

I dag foretas beslutningene basert på beregningene av $NPV_{uten\ investering}$. Som det kommer tydelig frem her, har innføringen av nåverdien av forventet risiko med investering ($NPV_{med\ investering}$) betydelig påvirkning på beslutningsgrunnlaget, da differansen mellom disse forteller noe om investeringens nytteverdi. Samtidig er ikke differansen mellom disse resultatvariablene i dette tilfellet stor nok til at investeringen gir et positivt resultat i kost-nyttevurderingen. Dette betyr at det generelt vil være mer effektivt å holde påliteligheten oppe i anleggene med moderat preventivt vedlikehold og tilstandsovervåking. Store reinvesteringer synes i de fleste tilfellene ulønnsomt i første omgang. Men inngangsdataene er for usikre til å trekke en klar konklusjon. Derfor vil Monte Carlo være et godt tillegg til de nåværende beregningene, da disse usikkerhetene vil komme bedre frem. Dette vil derfor bidra til å gi bedre oversikt og mer veloverveide beslutninger på valgte sannsynlighetsnivåer.



Figur 1 - Monte Carlo-simuleringer med kost-nytte

Innholdsfortegnelse

| | |
|--|----|
| 1. Innledning..... | 12 |
| 1.1. Statkraft som energileverandør..... | 12 |
| 1.2. Bakgrunn og motivasjon for oppgaven | 13 |
| 1.3. Formål og avgrensning..... | 14 |
| 1.4. Problemstillinger og forskerspørsmål for oppgaven | 15 |
| 2. Kvalitetssikring og modellering av usikkerhet..... | 17 |
| 2.1. Hva er risiko? | 17 |
| 2.2. Kvalitetssikring og risikostyring | 17 |
| 2.3. Sannsynlighetsbegreper benyttet i metoder for risiko | 18 |
| 2.3.1. Sviktintensitet og levetidsmodeller | 19 |
| 2.4. Risikomatrise..... | 22 |
| 2.5. Teknisk risikoanalyse | 23 |
| 2.5.1. FMECA | 25 |
| 2.5.2. RCM | 27 |
| 2.5.3. Beredskapsreservedelshold..... | 35 |
| 2.6. Økonomiske vurderinger og kriterier | 38 |
| 2.6.1. Nåverdiberegninger | 38 |
| 2.6.2. Kost-nytteberegninger | 40 |
| 2.6.3. Monte Carlo-simulering | 44 |
| 3. Anvendt metode for oppgaven | 47 |
| 3.1. Valg av data..... | 47 |
| 3.2. Datainnsamling..... | 48 |
| 3.3. Intervju | 48 |
| 3.4. SAP i Statkraft..... | 49 |
| 3.5. Bruk av standarder..... | 49 |
| 3.6. Anvendt programvare..... | 50 |
| 4. Teknisk oppbygning av vannkraftverk med viktige komponenter | 51 |
| 4.1. Prinsipiell oppbygning av vannkraftverk | 51 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 4.2. | Viktige hovedenheter | 53 |
| 4.2.1. | Turbin | 53 |
| 4.2.2. | Generator | 57 |
| 4.2.3. | Apparat- og kontrollanlegg..... | 58 |
| 4.3. | Teknisk oppbygning av utvalgte kraftverk..... | 59 |
| 5. | Metoder for organisering av drift og vedlikehold | 62 |
| 5.1. | RCM i Statkraft | 64 |
| 5.1.1. | Grovsortering av komponenter og systemer..... | 66 |
| 5.1.2. | RCMO som verktøy | 68 |
| 5.1.1. | Videre arbeid med RCM i Statkraft..... | 74 |
| 5.1.2. | Vedlikeholdstiltak..... | 74 |
| 5.2. | Tilstandskarakterer for tekniske komponenter | 78 |
| 5.2.1. | Hvordan settes tilstandskarakterene?..... | 79 |
| 5.2.1. | Utforming av dokumentasjon for tilstandsvurdering..... | 81 |
| 5.2.2. | Eksempel på tilstandsvurdering av hovedkomponenter | 83 |
| 5.2.3. | Sviktmekanismer og levetidsmodeller for hovedenheter | 85 |
| 6. | Store nyanskaffelser | 87 |
| 6.1. | Prosjektinndeling..... | 87 |
| 6.1.1. | Prosjekter i Kjela, Hogga og Tokke kraftverk..... | 89 |
| 6.1.2. | Risikomatriksen i Statkraft | 90 |
| 6.2. | Nåværende prioriteringsverktøy | 92 |
| 6.2.1. | Forslag til forbedring på nåværende verktøy..... | 102 |
| 7. | Oppsummering | 119 |
| 7.1. | Planlagt preventivt vedlikehold..... | 119 |
| 7.1.1. | Bruk av vedlikeholdstiltak..... | 121 |
| 7.1.2. | Tilstandsvurderinger..... | 122 |
| 7.2. | Beslutninger om nyanskaffelse..... | 123 |
| 8. | Referanseliste | 126 |

Definisjoner/nomenklaturliste

| | | |
|------|---|---|
| P&ID | - | Piping and instrumentation diagram |
| RCM | - | Reliability Centered Maintenance |
| RBI | - | Risk Based Inspection (Risikobasert inspeksjon) |
| RRM | - | Risk Reducing Measures |
| MTTF | - | Mean time to failure |
| MTTR | - | Mean time to repair |
| PKV | - | Planlagt korrektivt vedlikehold |
| PV | - | Periodisk vedlikehold |
| TV | - | Tilstandsstyrt vedlikehold |
| MOD | - | Modifikasjon |
| R | - | Random variable |
| POD | - | Probability of Detection |
| MTBR | - | Mean time before replacement |
| NDT | - | Non destructive testing |
| NVE | - | Norges vassdrag- og energidirektorat |
| SSH | - | Sannsynlighet |
| TK | - | Tilstandskarakter |

Figurliste

| | |
|---|----|
| Figur 1 - Monte Carlo-simuleringer med kost-nytte | 4 |
| Figur 2 – Oversikt over Statkraft sine kraftverk (Statkraft, 2014a)..... | 12 |
| Figur 3 - Endringsledelse (Lassen, 2014c)..... | 17 |
| Figur 4 – Weibullfordeling for tiden til feiling (Lassen, 2001a)..... | 20 |
| Figur 5 - Mulige forløp for sviktintensitet (Lassen, 2001h)..... | 21 |
| Figur 6 - Risikomatrix prinsipp (ISO, 2009c)..... | 22 |
| Figur 7 – Sviktmodell (Energi Norge, 2010)..... | 24 |
| Figur 8 - Eksempel FMECA | 26 |
| Figur 9 – Hierarki (Rausand & Utne, 2009)..... | 26 |
| Figur 10 - RCM-prosessen (ISO, 2009c) (Helms & Rasmussen, 2011) | 28 |
| Figur 11 – Konsekvensanalyse (Lassen, 2009) | 29 |
| Figur 12 - Eksempel på vedlikeholdsmeny, åpenbar sikkerhetskonskvens (Lassen, 2009) | 30 |
| Figur 13 - Definisjon av POD-kurve (Lassen, 2001a)..... | 31 |
| Figur 14 Sannsynlig sprekkstørrelse ved inspeksjonsintervaller I med tilhørende POD-verdi (Lassen, 2001a)..... | 32 |
| Figur 15 - Resultatet av en RBI-analyse (Det Norske Veritas, 2010) | 33 |
| Figur 16 – Tidsakse med hendelse (Lassen, 2009)..... | 34 |
| Figur 17 - Optimalt utskiftningsintervall (Lassen, 2009) | 34 |
| Figur 18 –Elementene i en kost-nytteanalyse (Aven, 2007) | 41 |
| Figur 19 Generering av kildevariabel (Lassen, 2014a) | 45 |
| Figur 20 - Monte Carlo-simulering med to inngangsvariabler (Lassen, 2014a) | 45 |
| Figur 21 - Eksempel på resultat, histogram (Palisade, 2014)..... | 46 |
| Figur 22 - Skisse av et vannkraftverk (Skaare, 2014) | 51 |
| Figur 23 - Skjermdump fra verktøy med sviktmekanismer, beskrivelse (SINTEF Energiforskning AS & Statkraft, 2008)..... | 52 |
| Figur 24 - Skjermdump fra verktøy med sviktmekanismer, påvisning (SINTEF Energiforskning AS & Statkraft, 2008)..... | 53 |
| Figur 25 - Skisse Francisturbin (NVE, 2007)..... | 54 |
| Figur 26 – Roterende deler (Vogt-Svendsen, 2000)..... | 55 |
| Figur 27 - Skisse av en bulbturbin (Vogt-Svendsen, 2000) | 56 |
| Figur 28 - Synkrongenerator prinsipp (d'Emil et al., 2003) | 57 |
| Figur 29 - Fordeling vedlikehold (Statkraft, 2014c)..... | 63 |
| Figur 30 - RCM-trinnene i Statkraft (Statkraft, 2013d)..... | 65 |
| Figur 31 - Eksempel på et internt krav i Statkraft (Statkraft, 2013a) | 67 |
| Figur 32 - Eksempel på eksternt krav i Statkraft (Statkraft, 2013a)..... | 67 |

| | |
|---|-----|
| Figur 33 – Utklipp fra grovsortering, Statkraft | 68 |
| Figur 34 - Utarbeidet forslag til grovsortering basert på FMECA, del 1 | 68 |
| Figur 35 - Utarbeidet forslag til grovsortering basert på FMECA, del 2 | 68 |
| Figur 36 - Skjermdump fra verktøyet RCMO (SAP, 2015) | 69 |
| Figur 37 – Systempåvirkning, RCMO (SAP, 2015)..... | 69 |
| Figur 38 - Skjermdump fra verktøyet RCMO (SAP, 2015) | 70 |
| Figur 39 - Risikomatrikse, RCMO (SAP, 2015) | 70 |
| Figur 40 – Beslutningslogikk, RCMO (SAP, 2015)..... | 71 |
| Figur 41 - Resultat analyse, RCMO (SAP, 2015) | 71 |
| Figur 42 - Preventivt vedlikehold (Statkraft, 2012) | 75 |
| Figur 43 - Illustrasjon på tilstandskarakterer fra 1-5 (Energi Norge, 2010)..... | 79 |
| Figur 44 - Skjermdump fra SAP (Statkraft, 2014c) | 80 |
| Figur 45 - Utsnitt av rapport tilstandsvurdering – elektro (Statkraft & Region Øst-Norge, 2008) | 85 |
| Figur 46 - Restlevetid for hovedkomponenter (Statkraft, 2015j) | 86 |
| Figur 47 - Eksempel levetidsmodell for komponent med MTTF 15 år..... | 86 |
| Figur 48 - Kategorisering av ulike prosjekt i Statkraft (Statkraft, 2015a)..... | 88 |
| Figur 49 – Risikomatriksen til Statkraft (Statkraft, 2015s) | 91 |
| Figur 50 - Resterende levetid generator (Statkraft, 2015j)..... | 92 |
| Figur 51 – Frekvensfunksjon $f(t)$, Levetidsmodell fra Statkraft sitt beregningsverktøy | 93 |
| Figur 52 - Weibull levetidsmodell..... | 94 |
| Figur 53 - Hendelsestre generator (Statkraft, 2015j)..... | 95 |
| Figur 54 – Hendelsestre for transformator og turbin (Statkraft, 2015j) | 96 |
| Figur 55 - Skjermdump 1 fra porteføljeprioriteringsverktøy til Statkraft (Statkraft, 2015j) | 97 |
| Figur 56 - Skjermdump 2 fra porteføljeprioriteringsverktøy til Statkraft (Statkraft, 2015j) | 97 |
| Figur 57 - Skjermdump 3 fra porteføljeprioriteringsverktøy til Statkraft (Statkraft, 2015j) | 98 |
| Figur 58 - Skjermdump 4 fra porteføljeprioriteringsverktøy til Statkraft (Statkraft, 2015j) | 99 |
| Figur 59 - Resultatdiagram turbin, Statkrafts porteføljeprioriteringsverktøy (Statkraft, 2015j) | 101 |
| Figur 60 - Weibullfordeling, ny komponent..... | 103 |
| Figur 61- Endring i pålitelighet $R(t)$ | 104 |
| Figur 62 - Fremstilling av avvik i MTTF | 112 |
| Figur 63 – Simulering av NPV_uten investering fra @Risk, Hogga | 116 |
| Figur 64 – Simulering av NPV_med investering fra @Risk, Hogga | 116 |
| Figur 65 – Simulering av forskjellen mellom kost og nytte fra @Risk, Hogga | 117 |

Tabelliste

| | |
|--|-----|
| Tabell 1 - Overskrifter FMECA-skjema (Lassen, 2009)..... | 25 |
| Tabell 2 - Utdrag av kalkulasjonsrentetabellen til NVE (2003)..... | 40 |
| Tabell 3 - Kjela vannkraftverk (Statkraft, 2015w)..... | 59 |
| Tabell 4 - Hogga vannkraftverk (Statkraft, 2015w)..... | 59 |
| Tabell 5 - Tokke vannkraftverk (Statkraft, 2015w)..... | 60 |
| Tabell 6 - Oversikt over tilstanden til hovedkomponentene til Kjela, Hogga og Tokke (Statkraft, 2015u) | 60 |
| Tabell 7 - Karaktersetting på komponenter i generator, Kjela kraftverk (Statkraft & Region Øst-Norge, 2008)..... | 83 |
| Tabell 8 - Tiltak etter tilstandskontroll av generator i Kjela kraftverk (Statkraft & Region Øst-Norge, 2008)..... | 84 |
| Tabell 9 - Oversikt over prosjekter i Kjela kraftverk (Statkraft, 2015g)..... | 89 |
| Tabell 10 - Oversikt over prosjekter i Hogga kraftverk (Statkraft, 2015g)..... | 90 |
| Tabell 11 - Oversikt over prosjekter Tokke kraftverk (Statkraft, 2015g)..... | 90 |
| Tabell 12 - Generell informasjon om anlegg og komponent..... | 107 |
| Tabell 13 - Benyttede levetidsmodeller..... | 107 |
| Tabell 14 - Oversikt over kostnader..... | 108 |
| Tabell 15 - Beregninger utvalgte kraftverk..... | 110 |
| Tabell 16 - Beregninger med avvik i MTTF på -2år..... | 111 |
| Tabell 17 - Beregninger med avvik i MTTF på +2år..... | 111 |
| Tabell 18 - Oversikt over fordelingsfunksjoner..... | 114 |
| Tabell 19 - Resultatvariabler..... | 115 |

Formelliste

| | |
|--|-----|
| Formel 1 – Gjennomsnittlig tilgjengelighet | 19 |
| Formel 2 - Frekvensfunksjon | 20 |
| Formel 3 - Skaleringsparameter | 20 |
| Formel 4 - Variasjonskoeffisienten | 20 |
| Formel 5 - Fordelingsfunksjon | 21 |
| Formel 6 - Pålitelighetsfunksjon | 21 |
| Formel 7 - Sviktintensitet | 21 |
| Formel 8 | 31 |
| Formel 9 – SSH for påvisning av sprekk..... | 32 |
| Formel 10 – SSH for at sprekken aldri påvises | 32 |
| Formel 11 – Optimalt utskiftingsintervall | 34 |
| Formel 12 – SSH for nedetid..... | 36 |
| Formel 13 – Kritisk tidsperiode..... | 36 |
| Formel 14 - Sviktintensitet | 36 |
| Formel 15 - Merkostnad..... | 37 |
| Formel 16 – Kriterium for innkjøp..... | 37 |
| Formel 17 – NPV | 39 |
| Formel 18 - Nyttekostnadsbrøk | 42 |
| Formel 19 – «Life Cycle Cost» | 43 |
| Formel 20 - Differanse i forventet hendelsesrisiko | 43 |
| Formel 21 – Fordelingsfunksjon for R | 44 |
| Formel 22 | 44 |
| Formel 23- SSH for svikt | 95 |
| Formel 24 – SSH for svikt ved bruk av R(t) | 95 |
| Formel 25 - Total SSH for svikt per år | 96 |
| Formel 26 – «Major event repair cost» | 98 |
| Formel 27 – «Medium event repair cost»..... | 99 |
| Formel 28 – «Cost of mitigation action»..... | 99 |
| Formel 29 – Risikokostnad..... | 100 |
| Formel 30 – «Kontantstrøm» | 100 |
| Formel 31 – «NPV of estimated failure cost» | 100 |
| Formel 32 – NPV _{effekt av tiltak} | 104 |
| Formel 34 – Forholdet kost/nytte | 105 |

1. Innledning

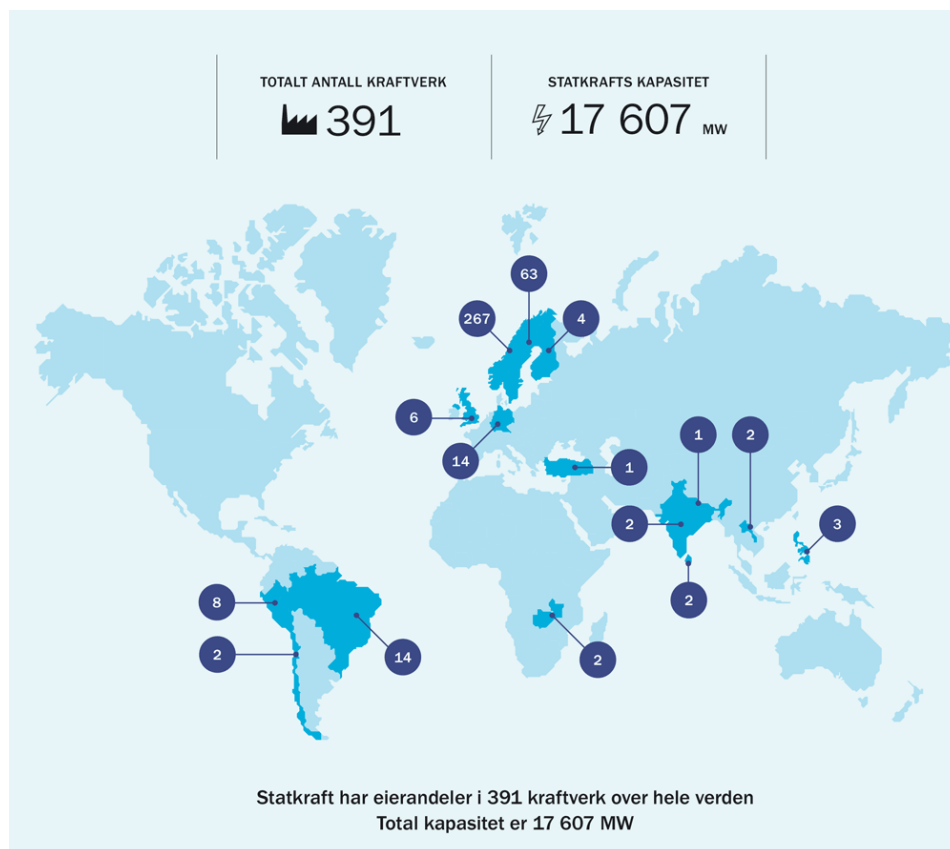
Dette delkapittelet baserer seg på informasjon hentet fra (Statkraft, 2014a) hvis ikke annen referanse er nevnt.

1.1. Statkraft som energileverandør

Statkraft er et statseid selskap som har sin kjernevirksomhet innen vannkraft, vindkraft, gasskraft og fjernvarme. De er ledende i Europa innen fornybar energi og er Norges største kraftprodusent. Selskapet hadde i 2013 en samlet brutto omsetning på 49,6 milliarder kroner.

Statkraft er den største leverandøren av strøm i Norge og det produseres 56 TWh årlig, hvorav 99% av disse kommer fra fornybare kilder. Den største andelen av strømproduksjonen kommer fra vannkraft. Dette kan grunnes i at vannkraftverk gjennom lang tid har vært en sikker og fornybar kilde til energi for Norge.

Hovedvekten av Statkraft sine kraftverk er plassert i Norge, men de har også kraftverk i over 20 andre land (se Figur 2). Det er totalt 3700 ansatte i selskapet, også disse er spredd over flere land. Statkraft er eier eller deleier i tilsammen 391 kraftverk verden over, derav 263 vannkraftverk i Norge. Snittalder for de norske anleggene er på mellom 50 og 70 år.



Figur 2 – Oversikt over Statkraft sine kraftverk (Statkraft, 2014a)

Statkraft i Norge er organisert som fire regioner, hvor hver av disse har ansvar for et eget geografisk område og de kraftverkene som havner innenfor der. Disse fire er Region Nord-Norge, Region Vest-Norge, Region Midt-Norge og Region Øst-Norge.

I 2013 gjennomførte Statkraft investeringer for 9,4 milliarder kroner. En god andel av dette er prosjekter knyttet til utbedring av vannkraftanleggene.

1.2. Bakgrunn og motivasjon for oppgaven

I store bedrifter som Statkraft, er det daglige vedlikeholdet i kraftanleggene en kilde til store utgifter. For å kunne sikre at det oppnås balanse mellom kostnadene og effekten av vedlikeholdstiltakene, er det nødvendig å utarbeide en strategi for organiseringen av slike aktiviteter som stemmer overens med bedriftens mål og visjoner.

Statkraft har hatt utfordringer knyttet til metodene og tankegangen de benytter under vedlikeholdsplanleggingen i dag. I denne sammenheng arbeider de med å utvikle metodene sine for å finne bedre egnede alternativer. Dette arbeidet er avgjørende for bedriften, i den grad resultatet til en bedrift av denne størrelsesorden påvirkes av sine kostnader knyttet til vedlikehold. Samtidig vil hvordan vedlikeholdet organiseres også kunne påvirke tilstanden til anleggene. For å sikre at ønsket produksjonstid og –mengde opprettholdes er en avhengig av å velge riktige tiltak og riktige tidsintervaller.

Historisk sett har vannkraftverkene i Norge vært karakterisert av høy teknisk standard og med dette god driftspålitelighet. Dette har ført til at det ikke har vært særlig behov for store utbedringer og fornying av anleggene før nå når anleggene nærmer seg slutten på forventet levetid. Dette er på tross av at store andeler av kraftverkene er å betrakte som aldrende, siden de ble bygget under og etter 2. verdenskrig. På bakgrunn av dette er Statkraft nå inne i en periode hvor overvåkning av tilstanden til komponentene og anleggene er ekstra viktig, da det nå vil kunne være større sannsynligheter for at havari vil forekomme. Her er vedlikeholdsrutiner en medvirkende faktor. I tillegg vil det, på grunn av anleggenes alder, være nødt til å gjennomføre større investeringer i tiden fremover for å sikre fremtidig driftspålitelighet.

Selskaper som Statkraft opererer med eget budsjett for store utbedringsprosjekter, noe som gjør at det finnes begrensede midler å bruke på nødvendige investeringer. Dette igjen skaper utfordringer, særlig når flere anlegg nærmer seg slutten av sin planlagte levetid. Derfor vil det være nødvendig å foreta prioriteringer mellom prosjekter for å velge dem som er mest strategisk viktige for selskapet.

Som for de fleste selskaper er økonomisk vinning en viktig del av avgjørelsen når planene for tiden fremover skal legges. På samme tid må et selskap som Statkraft også ta hensyn til det

samfunnsøkonomiske aspektet ved en slik avgjørelse siden de har et ansvar ovenfor samfunnet å levere riktig mengde av sine varer og til en fornuftig pris.

Hvilke prosjekter og investeringer som bør velges påvirkes av flere ulike faktorer. Herunder er kapasiteten til kraftverkene et viktig moment med tanke på produksjonsstopp og nedetid. Jo større produksjonskapasitet et kraftverk har, desto mer kostbart vil det være hvis anlegget havarerer. På samme tid er det også viktig å ta med momenter som fremtidig inntjening. Ved å investere i anlegg kan også økning i produksjonskapasiteten være et resultat. En annen problemstilling er at mindre kraftverk lettere vil nedprioriteres ved slike valg, da de ikke bidrar like mye produksjonsmessig og økonomisk sett. Allikevel er det viktig å sørge for at denne typen anlegg ivaretas under slike beslutninger. Det må også nevnes at gevinsten ved en investering ofte kan betraktes som en stokastisk variabel som er avhengig av ulike elementer.

1.3. Formål og avgrensning

Utfordringene denne oppgaven tar for seg kan på bakgrunn av informasjonen ovenfor deles i to. Den første delen omhandler utfordringer knyttet til planlegging og organisering av vedlikehold. Den andre delen tar for seg prioritering av store anskaffelser og vedlikeholdsprosjekter.

Når det kommer til planlegging og organisering av preventivt vedlikehold benytter Statkraft seg i dag av blant annet av RCM-analyse. Dette er en metode hvor analyser benyttes for å kartlegge mulige sviktmekanismer i et anlegg og for enkeltkomponenter. Funnene fra analysen benyttes så til å sette riktig tidsintervall og vedlikeholdstiltak. Resultatet her vil være en rapport som tar for seg de ulike sviktmekanismene knyttet til komponentene sammen med en risikovurdering. Dataen en slik rapport gir vil kunne være et viktig hjelpemiddel, også i andre deler av selskapet enn bare for vedlikeholdsplanleggingen. På denne måten oppnås det et dokumentert og systematisk underlag for vedlikeholdsprogrammet.

Gjennom arbeidet med denne oppgaven ønskes det derfor å legge fokus på om strategien og prosedyrene knyttet til RCM og vedlikehold fungerer tilfredsstillende. Tankegangen og prosedyrene i Statkraft vil gjennomgå i forhold til hvordan tilsvarende metode beskrives i ISO 31010. Videre vil det vurderes om Statkraft utnytter mulighetene metoden tilbyr.

En annen utfordring som også ønskes besvart gjennom arbeidet med denne oppgaven er knyttet til størrelsen og omfanget til Statkraft, samt organiseringen og inndelingen i de fem regionene. På bakgrunn av organisasjonsstrukturen, samt størrelsen på Statkraft, vil det kunne oppstå problemer knyttet til samsvar mellom vurderinger som gjøres i de ulike regionene og i de ulike fagmiljøene. Her er tilstandsvurderingene av hovedkomponentene et godt eksempel. Det vil derfor bli sett på hvilke

prosedyrer som foreligger i dag for å se om disse fungerer. I tillegg vil metodikken som benyttes her også knyttes opp mot aktuelle risikobasert vedlikeholdsmetodikk som FMECA og RCM.

Videre utfordringer er knyttet til problematikken rundt prioritering av store anskaffelser og vedlikeholdsprosjekter, slik det er nå havner prosjekter med en kostnad på over 1,5 millioner i denne kategorien. Den senere tid har Statkraft kommet frem til at de verktøyene som er i bruk i dag, ikke har vært optimale i forhold til prioriteringen av slike prosjekter på tvers av regioner. Derfor arbeider de for tiden med å utvikle et nytt verktøy som skal benyttes i arbeidet med prioriteringen. Verktøyet består blant annet av en forenklet nåverdiberegning hvor elementer som blant annet størrelsen på kraftverk, tilstand på anlegget og prosjektets kostnad tas høyde for. Her vil et viktig element også være besparelsen i forventede feilingskostnader.

På bakgrunn av at prosjektene som skal gjennomføres påvirker bedriften på forskjellige måter, vil det kunne være en utfordring å fatte riktige beslutninger i forhold til prioritering av reinvesteringsprosjekter. Formålet med denne oppgaven er å se på hvordan en bør gå frem for å prioritere mellom prosjektene i en portefølje. For å gjøre dette tas det utgangspunkt i Statkraft sine egne nåverdiberegninger, hvor kriteriene som tas med der betraktes og vurderes. Disse beregningene er blant annet basert på levetidsmodeller for viktige komponenter.

Videre vil denne metodikken gjennomgås ved hjelp av simuleringverktøy og Monte Carlo-simuleringer for å kunne få frem usikkerheten i beregningen. Siden det er mange faktorer som spiller inn i en slik vurdering, vil det også bli sett på om forenklingene som er gjort i nåverdiberegningene kan påvirke resultatet i den endelige prioriteringen. Derfor vil også inngangsparameterne gjennomgås og resultatet vil bli forsøkt modellert.

For å kunne ha andre metoder å sammenligne med, vil det også suppleres med kost-nytteberegninger slik de er presentert i NORSOK standard Z-013N. Dette er for å se om denne metoden kan benyttes for å sikre en enda bedre og riktigere prioritering av midlene som er til rådighet i prosjektporteføljen, gjerne i kombinasjon med nåverdiberegninger. Bruk av kost-nytteberegninger vil kunne gi et annet bilde av hver enkelt prosjekt enn nåverdiberegningene.

Siden Statkraft er et stort selskap med mange kraftverk, ble det aktuelt å velge ut et lite antall kraftverk innenfor samme region. Disse kraftverkene benyttes videre i analysen og i beregningene. Her falt valget på Kjela, Hogga og Tokke.

1.4. Problemstillinger og forskerspørsmål for oppgaven

I samarbeid med veileder har det på bakgrunn av utfordringene som er presentert ovenfor blitt laget flere forskerspørsmål som denne masteroppgaven ønsker å finne svar på. Disse er presentert nedenfor:

- Hvordan benyttes risikobaserte metoder i arbeidet med planlagt preventivt vedlikehold av vannkraftkraftverk?
- På hvilket grunnlag bør en ta beslutninger om store nyanskaffelser?

En del stikkord knyttet til disse forskerspørsmålene er: Teknisk risiko, RCM, levetidsmodeller, sviktmekanismer, tilstandsvurderinger, økonomiske prioriteringer, nåverdiberegninger, kost-nytte og stokastisk modellering

Aktuelle dokumenter og standarder: ISO 31010, NORSOK Z-013N og ISO 31000

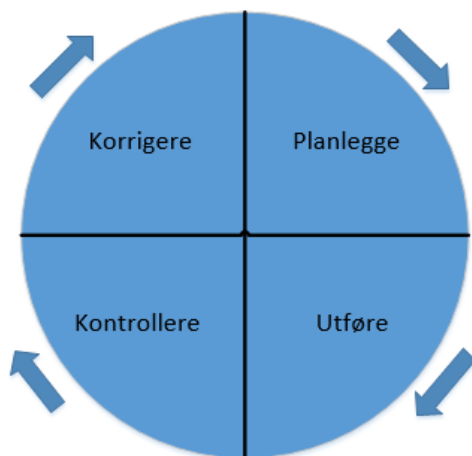
2. Kvalitetssikring og modellering av usikkerhet

2.1. Hva er risiko?

Risiko defineres i Norsk Standard (Rausand & Utne, 2009; Standard Norge, 2008) som «*Et uttrykk for kombinasjonen av sannsynlighet for og konsekvensen av en uønsket hendelse*». I enhver bedrift foreligger det ulike former for risiko. Det kan for eksempel være risiko knyttet til produksjonsstopp (også omtalt som nedetid), risiko for forsinkelse i innkjøp eller det kan være risiko forbundet med ulykker.

Det kan sies at virksomheter i dag opererer i et komplekst miljø når det kommer til risiko. Dette påvirkes blant annet av at det stadig stilles høyere krav til sikkerhet, samt at det oppleves mer omfattende regulering fra myndighetene. Denne økningen i kompleksitet gjelder også for vannkraftverk. Også her er det stadig høyere krav til sikkerhet og til driftsstabilitet. Det er også ønskelig å oppnå best mulige økonomiske resultater, noe som blant annet kan oppnås ved å sørge for at produksjonen går som planlagt. For å kunne oppnå dette er daglig vedlikehold nødvendig for å holde utstyret i gang. På samme tid kan det også være nødvendig å gjennomføre lønnsomhetsøkende utbedringer, så vel som at vedlikeholdsprosjekter og utbedringer er viktig for å sikre maksimal levetid på anleggene.

Det betyr at det er viktig å legge gode planer og foreta gode prioriteringer med tanke på hvor mye ressurser det legges i det daglige vedlikeholdet, og ved hvilke tidspunkter større investeringer for forbedring bør gjennomføres. En måte å gå frem i denne planleggingsfasen er å se på risikoen knyttet til de ulike komponentene i anleggene. På denne måten kan fare for stans/havari i anlegget kartlegges. Å benytte seg av risiko som element i slik planlegging defineres som risikostyring.



Figur 3 - Endringsledelse (Lassen, 2014c)

2.2. Kvalitetssikring og risikostyring

Risikostyring er å systematisk kartlegge, analysere, planlegge og prioritere tiltak, samt å følge opp risiko. Målet med denne typen styring er i all hovedsak å få høyere måloppnåelse for en virksomhet. Derfor er det viktig at det legges klare rammer for hva som kan aksepteres og hva det er ønskelig å oppnå. Dette gjelder både i forhold til produksjonsmengde/tid, helse, miljø, sikkerhet og omsetning.

Risikostyring kan sammenlignes med endringsledelse.

Figur 3 viser de ulike fasene en går igjennom i løpet av en endringssyklus. Her er det en planleggingsfase – hvor det kartlegges hva som må gjøres. En utførende fase – her gjennomføres tiltakene. En kontrollerende fase – hvor resultatet av tiltakene går gjennom før arbeidet går videre inn i den korrigerende fasen, – hvor det sees etter tiltak som kan rette opp det som

ikke fungerte. Når det jobbes med risikostyring går en også igjennom disse fasene. I noen tilfeller er dette operasjoner som gjøres på forhånd av for eksempel produksjonen av et anlegg for å kunne sikre at anlegget ivaretar de kvalitets- og sikkerhetskravene som stilles. I andre tilfeller er dette faser som gjennomgås underveis for å sikre at standarden opprettholdes, samt for å sikre videre drift.

Ved å vurdere sannsynligheten for at noe skjer sammen med konsekvensen vil det bli mulig å kunne bestemme seg for hvor store sjanser en kan ta for å jobbe mot virksomhetens mål. Risikostyring kan blant annet bidra til lengre oppetid i en produksjon ved å sørge for at det er satt riktig vedlikeholdsintervaller på kritisk utstyr. Denne formen for styring kan også sørge for at teknisk utstyr klarer seg i miljøer hvor det er vanskelig å overleve. Dette er fordi ved å bestemme seg for hvor stor risiko organisasjonen er villig til å ta kan det gjøres tiltak som sørger for at sannsynligheten for at det går bra øker.

Å ha gode prosedyrer for risikostyring er i all høyeste grad nødvendig for å kunne sikre god kvalitet, både i form av oppetid på produksjonsanlegg og sikkerhet for både mennesker og miljø. Derfor er det en viktig del av enhver virksomhet.

2.3. Sannsynlighetsbegreper benyttet i metoder for risiko

I arbeid med analysemetoder benyttet for å finne sviktmekanismer og tilhørende tiltak, er det noen sannsynlighetsbegreper som er essensielle. Dette er begreper som benyttes for å beskrive viktige tidspunkter og tidsenheter for en komponent eller et anlegg. Først og fremst sees det på tre viktige begreper; pålitelighet, tilgjengelighet og vedlikeholdsvennlighet. Dette er tre begreper som forteller mye om komponenten og mulighetene som finnes for å gjennomføre preventivt og kurativt vedlikehold. (Lassen, 2001h)

Pålitelighet betyr i denne sammenhengen hvorvidt en enhet klarer å gjennomføre sin oppgave uten å feile. Enhetens pålitelighet kan sees på som sannsynligheten for at den opererer uten feil i en gitt tidsperiode. Denne sannsynligheten er definert som $R(t)$. (Lassen, 2001h)

Tilgjengelighet er hvorvidt enheten er oppe og går når det er behov for det. Enheten kan i dette tilfellet ha feilet, men blitt reparert innen den behøves. (Lassen, 2001h). Det siste begrepet er vedlikeholdsvennlighet, som sier noe om hvor enkelt det er å gjennomføre vedlikehold på komponenten. Dette gjelder både i forhold til preventivt og kurativt vedlikehold. Vedlikeholdsvennligheten til en enhet kan sees på som et forholdstall mellom tiden det tar før enheten feiler og tiden det tar fra feilen har inntruffet til den er reparert. Her er det igjen nødvendig å introdusere noen flere begreper. (Lassen, 2001h)

MTTF er et begrep som benyttes om tiden som har gått fra en enhet begynner å operere til den feiler. Er det en stor MTTF vil det si at enheten også har god pålitelighet. Denne verdien kan også defineres som

forventningsverdien, altså tyngdepunktet av grafen $f(t)$, hvor $f(t)$ er definert som frekvensfunksjonen til en sviktmekanisme. (Lassen, 2009)

Videre er det MTTR som er en definisjon for tiden det tar fra en feil har inntruffet til enheten er reparert og fungerer igjen. Derfor vil det være slik at om MTTR er lav vil komponenten være å definere som vedlikeholdsvennlig. (Lassen, 2001h)

Ved å benytte seg av MTTF og MTTR vil vedlikeholdsvennligheten til et anlegg kunne beregnes. Formelen dette gir definerer den gjennomsnittlige tilgjengeligheten (A_{AV}):

Formel 1 – Gjennomsnittlig tilgjengelighet

$$A_{AV} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR}$$

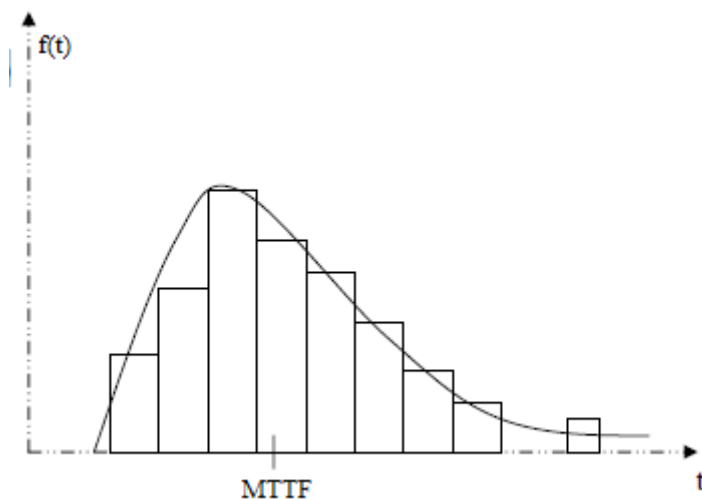
I beregninger av ulike verdier knyttet til risiko, snakkes det ofte om stokastiske og deterministiske variabler. Dette er fordi dette er begreper som beskriver hvordan de ulike input-verdiene i en beregning påvirkes av andre variabler og sannsynligheter. En deterministisk variabel er forhåndsbestemt og vil alltid kunne forutsees. Stokastisk betyr tilfeldig, noe som innebærer at en stokastisk variabel ikke alltid er lik. Denne typen variabler kan beskrives og beregnes ved hjelp av sannsynlighet og ved bruk av sannsynlighetsfordelinger.

2.3.1. Svikintensitet og levetidsmodeller

Alle anlegg og systemer består av ulike komponenter og enheter. For å kunne gjennomføre analyser som skal bidra til å sikre at feil ikke oppstår, er det nødvendig å se på sannsynligheten for den aktuelle feilingsmekanismen. Metodene som gjennomgås under kapittelet Teknisk risikoanalyse baserer seg på informasjon om anlegget og informasjon om den enkelte komponent. En type informasjon som er svært interessant for planleggingen av vedlikehold, men også i forhold til utskiftninger, er en komponents levetid.

Levetiden til en komponent er definert som en stokastisk variabel for gitte driftsforhold og for en gitt feilingsmekanisme. Ved å modellere sannsynligheten for at en komponent svikter ved et gitt tidspunkt, samt ved å sette dette opp som en akkumulert sannsynlighet, vil det være mulig å se hvor lenge det kan antas at komponenten overlever. Denne typen modell kalles en levetidsmodell. (Energi Norge, 2010)

En sannsynlighetsfordeling som ofte benyttes til å beskrive levetiden til en teknisk komponent er weibullfordelingen. For å kunne sette opp en slik kurve benyttes sviktdata for den bestemte feilingsmekanismen.



Figur 4 – Weibullfordeling for tiden til feiling (Lassen, 2001a)

Ved hjelp av sviktdata fra komponenten vil det kunne settes opp en frekvensfunksjon og ut i fra denne funksjonen kan fordelingsfunksjonen $F(t)$, samt pålitelighet $R(t)$ beregnes.

Frekvensfunksjonen for en weibullfordeling er definert som:

Formel 2 - Frekvensfunksjon

$$f(t) = \frac{m}{\theta} \left[\frac{t}{\theta} \right]^{m-1} e^{-\left[\frac{t}{\theta} \right]^m}$$

Hvor:

m – Formparameter for kurven

θ – Skaleringsparameter for kurven

Skaleringsparameter for kurven kan beregnes ved hjelp av formparameter og middelvei μ :

Formel 3 - Skaleringsparameter

$$\frac{\mu_t}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{m}\right)}$$

I tillegg kan det være nødvendig å benytte seg av variasjonskoeffisienten V_t , da denne kan benyttes til å finne spredningen i resultatet:

Formel 4 - Variasjonskoeffisienten

$$V_t = \frac{\sigma_t}{\mu_t} \approx \frac{1}{m^{1,08}}$$

Videre vil $F(t)$ og $R(t)$ bli som følgende:

Formel 5 - Fordelingsfunksjon

$$F(t) = 1 - e^{-\left[\frac{t}{\theta}\right]^m}$$

Formel 6 - Pålitelighetsfunksjon

$$R(t) = e^{-\left[\frac{t}{\theta}\right]^m}$$

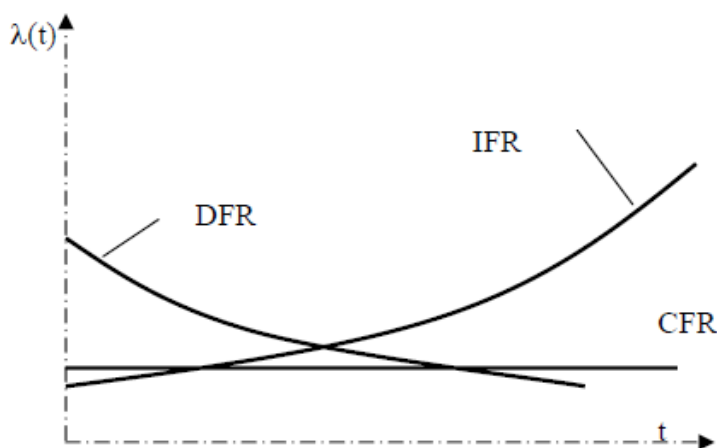
En årsak til at det er interessant å angi forventet levetid for komponentene, er at en på denne måten kan skille tilfeldige feil fra slitasje- og eldingsfeil. Det er også slik at sannsynligheten for at en feil inntreffer kan forandre seg over tid. Hvordan dette forandrer seg er avhengig av flere faktorer, deriblant typen komponent, men også utenforliggende faktorer som miljø og bruk.

Ved å kartlegge levetidsmodellene til komponentene i et anlegg, kan denne informasjonen benyttes til å sikre at det blir gjennomført tiltak ved riktig tidspunkt og på denne måten forhindre hendelser som blant annet kan føre til havari. Dette er fordi en levetidsmodell viser sviktintensiteten til komponenten ved et gitt tidspunkt. Sviktintensiteten defineres som $\lambda(t)$, denne oppgir sannsynligheten for svikt per tidsenhet. Formelen for sviktintensitet er gitt ved:

Formel 7 - Sviktintensitet

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{m}{\theta} \left[\frac{t}{\theta}\right]^{m-1}$$

Det finnes prinsipielt tre ulike forløp for sviktintensiteten til en komponent. I Figur 5 vises disse forløpene. Disse forløpene benyttes under planleggingen av vedlikehold.



Figur 5 - Mulige forløp for sviktintensitet (Lassen, 2001h)

Ved IFR, «increasing failure rate», vil komponenten degraderes over tid og derfor vil sannsynligheten for feil øke over tid. Dette kan for eksempel skyldes slitasje. DFR, «decreasing failure rate», er derimot

motsatt. Her vil sannsynligheten for feil minke over tid, noe som betyr at komponenten har feil som potensielt vil kunne gi feil tidlig i forløpet. Denne typen svikt kalles ofte barnesykdommer siden det ofte er slik at om feilen ikke inntreffer innen den første tiden, så vil den ikke inntreffe. Den siste typen sviktforløp kalles CFR, «constant failure rate». Enheter med slike forløp er det vanskelig å si noe om levetidsforløpet til. Dette er fordi det hele tiden er samme sannsynlighet for at feil oppstår, noe som igjen fører til at preventive tiltak vil være til liten eller ingen nytte. (Lassen, 2001h)

2.4. Risikomatrise

Et verktøy som kan tas i bruk når det søkes etter å styre risikoen i en virksomhet, er risikomatrisen. Risikomatrisen er et verktøy hvor konsekvensen av en hendelse og sannsynligheten for at hendelsen vil inntreffe kobles sammen. Resultatet av dette visualiseres i en matrise for å kunne illustrere hvor stor risikoen er og gi oversikt over risikobildet.

Figur 6 er hentet ut i fra ISO 31010 og viser prinsippene for hvordan en risikomatrise kan settes opp. Hvordan risikomatrisen er oppbygd vil variere etter bruken da det er nødvendig å å tilpasse matrisen ut fra omstendighetene den skal brukes i. Derfor vil det finnes mange eksempler på hvordan en slik matrise kan se ut. Eksempelvis er det i figuren nedenfor benyttet fem ulike farger, og dermed fem ulike klasser for risikonivå. Ved å se på anvendte risikomatriser vil det ofte komme frem matriser hvor det kun benyttes tre farger/klasser, nemlig grønt, gult og rødt. (ISO, 2009c)

| | | | | | | | |
|-------------------|---|--------------------|-----|-----|-----|----|----|
| Likelihood rating | E | IV | III | II | I | I | I |
| | D | IV | III | III | II | I | I |
| | C | V | IV | III | II | II | I |
| | B | V | IV | III | III | II | I |
| | A | V | V | IV | III | II | II |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | | Consequence rating | | | | | |

Figur 6 - Risikomatrise prinsipp (ISO, 2009c)

Slik oppdelingen er i matrisen ovenfor er det her minst risiko knyttet til de hendelsene som havner i den grå sonen og mest risiko knyttet til de i den røde. Dette er fordi de rutene som er farget grå vil ha liten risiko på bakgrunn av at det her er liten sannsynlighet for at hendelsen inntreffer, samtidig som at det er små konsekvenser hvis hendelsen allikevel skulle inntreffe. For de røde er det motsatt. Her er det store konsekvenser og/eller stor sannsynlighet for at hendelsen inntreffer. Dette er fordi den laveste

sannsynligheten plasseres nederst på den loddrette akse (A) og den minst alvorlige konsekvensen helt til venstre på den vannrette akse (1). (ISO, 2009c)

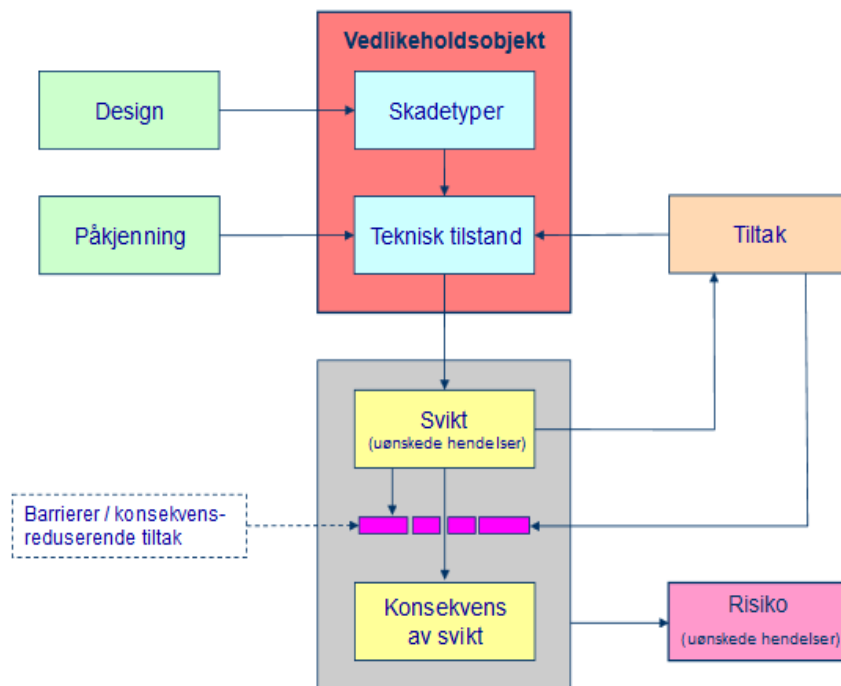
Hva som defineres som konsekvenser varierer i forhold til bruk. Her vil det være mulig å legge inn økonomiske konsekvenser, sikkerhetsmessige konsekvenser så fremt som konsekvenser knyttet til helse og gjerne tap av menneskeliv. (Aven, Røed, & Wiencke, 2008)

Når konsekvensene som skal inkluderes i en risikomatrix skal defineres er det viktig å se på hva som er aktuelt i forhold til hvor og hva matrisen skal brukes til. Dette gjelder også sannsynlighetsaksen. Her er det viktig å blant annet sikre at sannsynligheten defineres lavt nok til at den verste konsekvensen ikke faller utenfor matrisen. Ut over dette må sannsynligheten legges innenfor et relevant område for situasjonen. (ISO, 2009c)

2.5. Teknisk risikoanalyse

I bedrifter som jobber med teknologi vil teknisk risiko være viktig å ta høyde for. Teknisk risiko omfatter fare for at tekniske komponenter svikter slik at det oppstår konsekvenser for økonomi, helse, miljø og sikkerhet. For å kunne sikre seg mot uønskede hendelser forårsaket av tekniske komponenter og anlegg, er det nødvendig å gjennomføre risikoanalyser for å kunne kartlegge hvilke feil og hendelser som kan oppstå i det aktuelle anlegget. I tillegg vil en viktig del av analysearbeidet ofte være å komme frem til tiltak som forhindrer at det forekommer i utgangspunktet. Slike tiltak kan være ulike vedlikeholdstiltak eller det kan være større investeringer, oppgraderingsprosjekter eller redesign.

Under i Figur 7, vises det et eksempel på en sviktmodell utarbeidet av Energi Norge. Figuren illustrerer de ulike delene av et anlegg eller en komponent som identifiseres og eventuelt kan påvirkes for å forbedre risikoen i anlegget. Det er her ønskelig å kartlegge hvilke uønskede hendelser som kan oppstå i et anlegg, og hva som er årsaken og til slutt konsekvensen av denne hendelser. Her kommer elementer som design og påkjenning inn som faktorer som kan påvirke vedlikeholdsobjektets tilstand og levetid. Hovedpoenget med en risikoanalyse vil være å ta høyde for slike påvirkninger slik at en får iverksatt de riktige tiltakene for å redusere risiko i det aktuelle anlegget.



Figur 7 – Sviktmodell (Energi Norge, 2010)

Det finnes mange alternative analysemetoder som kan anvendes i forhold til teknisk risiko. For å få oversikt over noen av dem, kan verktøy som ISO-standarder benyttes. Det finnes en egen ISO-standard som heter Risk management – Principles and guidelines. Denne er ment til å gi en oversikt over hvordan risikostyring kan gjennomføres i en virksomhet (ISO, 2009a). Videre finnes det også en egen standard, ISO 31010 (ISO, 2009c), underordnet denne, som beskriver ulike analysemetoder, og i hvilke sammenhenger de best kan benyttes.

Modellen i Figur 7 har klare sammenhenger med hvordan risikostyringsprosessen beskrives i standardene nevnt ovenfor. Her vil det være eventuelle misforhold mellom design og påkjenning som er en av kildene til feil. Videre vil skadetyper kunne defineres som potensielle sviktmekanismer. I dette tilfellet vil barrierer og konsekvensreducerende tiltak være basert på preventivt vedlikehold.

Noen analysemetoder fungerer best til kvalitative målinger og andre til kvantitative. Samtidig vil de ulike metodene gi informasjon om ulike typer hendelser og feil. Her kan det skilles mellom for eksempel operasjonsfeil og komponentsvikt, hvor operasjonsfeil gjelder hele systemer og komponentsvikt tar for seg feil som oppstår på bakgrunn av en enkel enhet.

Dette kapitlet tar videre for seg to risikoanalysemetoder, RCM og FMECA. Disse ble valgt på bakgrunn av at RCM benyttes som et verktøy i planleggingen av vedlikehold i Statkraft i dag. FMECA er også beskrevet siden RCM er å betrakte som en FMECA-analyse hvor fokuset er lagt på preventivt vedlikehold.

2.5.1. FMECA

FMECA – Feilingsmekanismer, effekt og kritikalitetsanalyse, er en metode som setter fokus på det tekniske utstyret og feilingsmekanismene utstyret har. Metoden ble utviklet for å analysere feil i tekniske systemer og ble opprinnelig laget for å avdekke problemer som kunne oppstå på grunn av feil i militære systemer. (Rausand & Utne, 2009) Utover å avdekke eventuelle feilingsmekanismer vil også risikoen knyttet til feilen analyseres. I tillegg vil det også legges frem eventuelle forslag til preventive eller kurative tiltak.

Normalt vil denne typen analyse gjennomføres ved hjelp av et FMECA-skjema. Overskriftene i denne typen skjema finnes i Tabell 1. Disse er med på å danne grunnlaget for spørsmålene analysen skal finne svar på. Dette betyr at hver kolonne gjennomgås systematisk og det legges inn informasjonen angående komponenten og sviktmekanismene som er relevant for denne. En komponent kan ha flere ulike sviktmekanismer. (Lassen, 2009)

Tabell 1 - Overskrifter FMECA-skjema (Lassen, 2009)

| | |
|---------------------------|--|
| Identifisering av enhet - | Tegningsnummer |
| Normalfunksjon - | Teknisk beskrivelse |
| Feilmodi - | Feilingsmekanismer sett utenfra |
| Feilingsmekanisme - | Indre tekniske årsaker (sviktmekanisme) |
| Feilingsårsak - | Bakenforliggende årsak for at sviktmekanismen har oppstått |
| Oppdagelse - | Hvordan og hvem oppdager feilen |
| Effekt på andre enheter - | Feilforplantning |
| Effekt på hele systemet - | Endelig konsekvens, kritikalitet |
| Feilfrekvens - | Sannsynlighet basert på sviktdata |
| Risikovurdering - | Sammenslåing av konsekvens og SSH |
| Preventive tiltak - | Redesign, vedlikeholdstiltak |
| Kurative tiltak - | Beredskap, reparasjonsprosedyrer, reservedeler |

Det er viktig å skille mellom de ulike feilingsbegrepene. Her er den fysiske eller funksjonsmessige effekten av at en feil oppstår er definert som en feilmodi. En komponents feilingsmekanismer er knyttet til hva som er skjedd med komponenten, som for eksempel utmatting, slitasje eller korrosjon. Feilingsårsak omhandler hva som er årsaken for at feilingsmekanismen oppsto. Dette vil for eksempel kunne være at komponenten er feildimensjonert i forhold til resten av anlegget, eller det kan være uheldige driftsforhold.

I en FMECA-analyse er det nødvendig å starte med å sette seg inn i oppbygningen og virkemåten til enheten som skal analyseres. Hensikten er å finne frem til hvordan de enkelte enhetene i anlegget

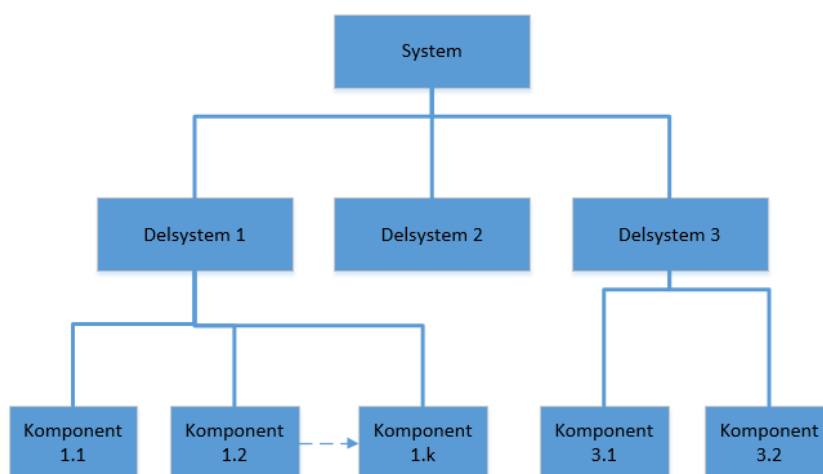
fungerer og feiler. Et eksempel på hvordan skjema til bruk under FMECA-analysen kan utformes vises nedenfor.

| ID | Enhet | Feilmodi | Feilingsmekanisme | Feilingsårsak | Oppdagelse | Lokaleffekt | Systemeffekt (konsekvens) | Risiko-vurdering | Tiltak (preventivt/kurativt) |
|-----|-----------|-------------------------------|-------------------|---|--|----------------------------|---|------------------|------------------------------|
| 102 | Kjøletank | Lekkasje | Korrosjon | Kjemisk reaksjon mellom metall i tanken og prosess-væsken | Mulig å oppdage. Visuell sjekk av tanken, lekkasje | Mindre/ingen vann i tanken | Temperatur kan stige i anlegget pga manglende kjøling hvis nivået blir lavt nok | Medium | Inspeksjon |
| | | Kommer ikke vann ut av tanken | Tett rør | Forurensning i vannet | Vanskelig å oppdage før temperaturen i anlegget stiger | Ingen vann kommer ut | Manglende kjøling fører til at temperaturen i anlegget stiger | Medium | Inspeksjon |

Figur 8 - Eksempel FMECA

Siden FMECA er opprinnelig en metode basert på analyse av pålitelighet, vil det også dukke opp eventuelle feilmoder som har mindre relevans knyttet til risikoen til det tilhørende anlegget. Dette åpner for å bruke denne metoden til mer enn bare risikoanalyse, men også til en pålitelighetsanalyse. I tillegg kan de feilmodiene som ikke er relevante velges bort og på denne måten rette analysen over mot de aspektene som innebærer risiko. (Rausand & Utne, 2009)

For å kunne benytte denne metoden er det viktig å ha inngående kjennskap til systemet som skal analyseres. Informasjon om betingelsene systemet skal operere under er også nødvendig. For å gjøre arbeidet enklere er det viktig å ha en systematisk tilnærming til analysen. Ved å beskrive systemet som et hierarkisk system vil det gi god oversikt over hvilke komponenter som skal analysere. (Rausand & Utne, 2009)



Figur 9 – Hierarki (Rausand & Utne, 2009)

Ved å dele inn anlegget i delsystemer på denne måten, vil det forenkle jobben med å identifisere de komponentene hvert delsystem består av. Når de ulike komponentene er identifisert gjennomføres en FMECA-analyse på hver av dem ved hjelp av analyseskjemaet.

Det finnes i dag også ulike dataprogrammer som er laget for å hjelpe under gjennomføringen av analysene. Disse vil, ved kyndig bruk, være til hjelp for å gjøre jobben mer effektivt og for å gi et mer tiltalende og oversiktlig resultat. (Rausand & Utne, 2009)

En fordel med FMECA er at det er en enkel analyse å gjennomføre, og at den ikke er særlig ressurskrevende. Den er også veldig effektiv når det arbeides med systemer som mest sannsynligvis vil feile på bakgrunn av enkeltkomponenter. Har systemet som skal analyseres stor grad av redundans, så vil det være vanskelig å dra nytte av denne metoden. I et redundant system vil det være andre delsystemer som overtar jobben om en komponent skulle bryte ned, noe som begrenser eller eliminerer konsekvensen for feilen. En annen ulempe med metoden, er at det skapes store mengder dokumentasjon om anlegget som videre skal analyseres. (Rausand & Utne, 2009)

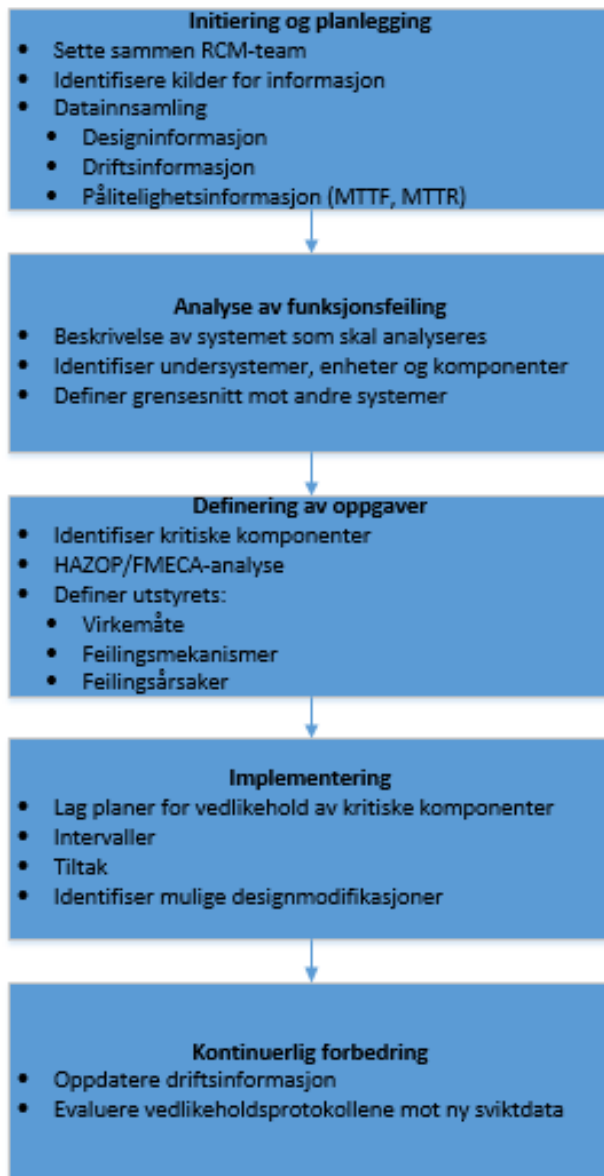
2.5.2. RCM

I industribedrifter er det ulike tiltak som kreves for å holde de tekniske og fysiske elementene i bedrift vedlike og i stand til å produsere og operere. Disse kan deles inn i to hovedkategorier, hvor den ene er vedlikehold og den andre er utbedring og modifisering. Forskjellen her er at vedlikehold er ute etter å bevare funksjonen komponenten/anlegget allerede har. Ved modifisering ønskes det å endre funksjon eller utbedre den. RCM, Reliability Centered Maintenance, er en metode som benyttes for å analysere hvordan vedlikeholdet i en bedrift bør organiseres basert på pålitelighet. Derfor er fokuset her på preventivt vedlikehold av teknisk utstyr. (Moubray, 1991)

RCM er en metode som skal bidra til utviklingen av vedlikeholdsprogrammet til en bedrift. Her benyttes logiske beslutningsdiagrammer til å planlegge vedlikeholdsintervaller og –metoder. På denne måten blir vedlikeholdet tilpasset til å samstemme med bedriftens øvrige mål innen sikkerhet, tilgjengelighet og økonomi. (Lassen, 2001a)

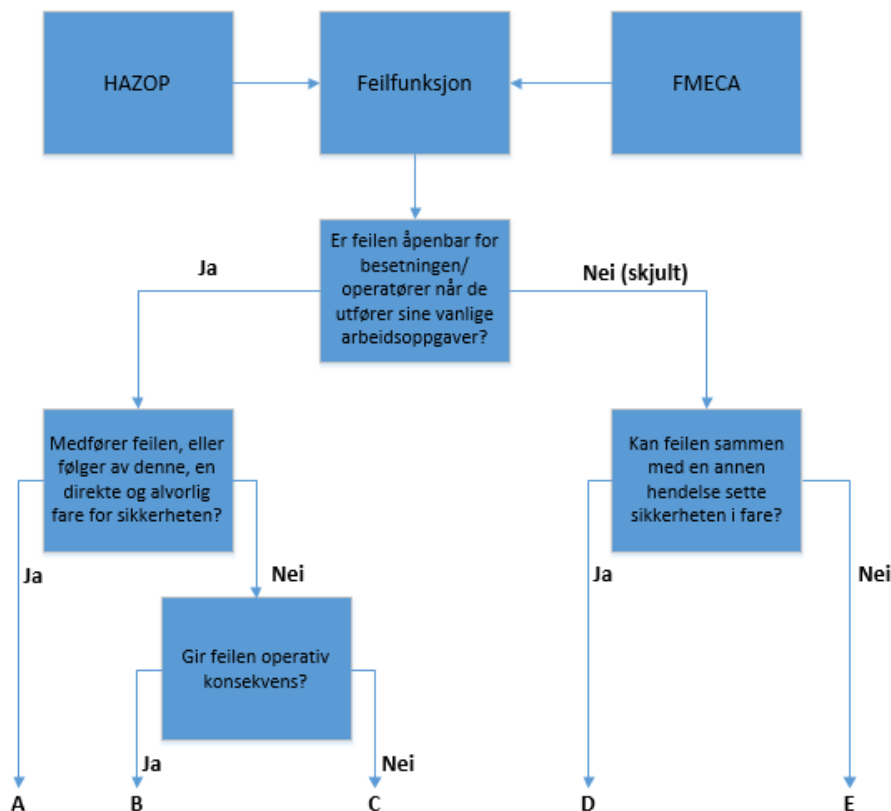
Det er mulig å sammenligne RCM med FMECA-analysen som beskrevet ovenfor. RCM-analysen vil kunne defineres som en utvidelse av FMECA, hvor fokuset settes på å kritisk gjennomgå ulike preventive vedlikeholdstiltak. Som for en FMECA-analyse må det også her først samles informasjon angående utstyrets funksjon og ytelsesstandard. Det er denne informasjonen som danner grunnlaget for å kunne oppdage de feilfunksjonene som kan oppstå. Prosessen starter her med å sette sammen et RCM-team som så arbeider med identifiseringen av informasjonskilder for anlegget. (ISO, 2009c) (Statkraft, 2013d)

Prosessen fra start til slutt, har ifølge (ISO, 2009c) fem steg. Disse stegene er illustrert i Figur 10.



Figur 10 - RCM-prosessen (ISO, 2009c) (Helms & Rasmussen, 2011)

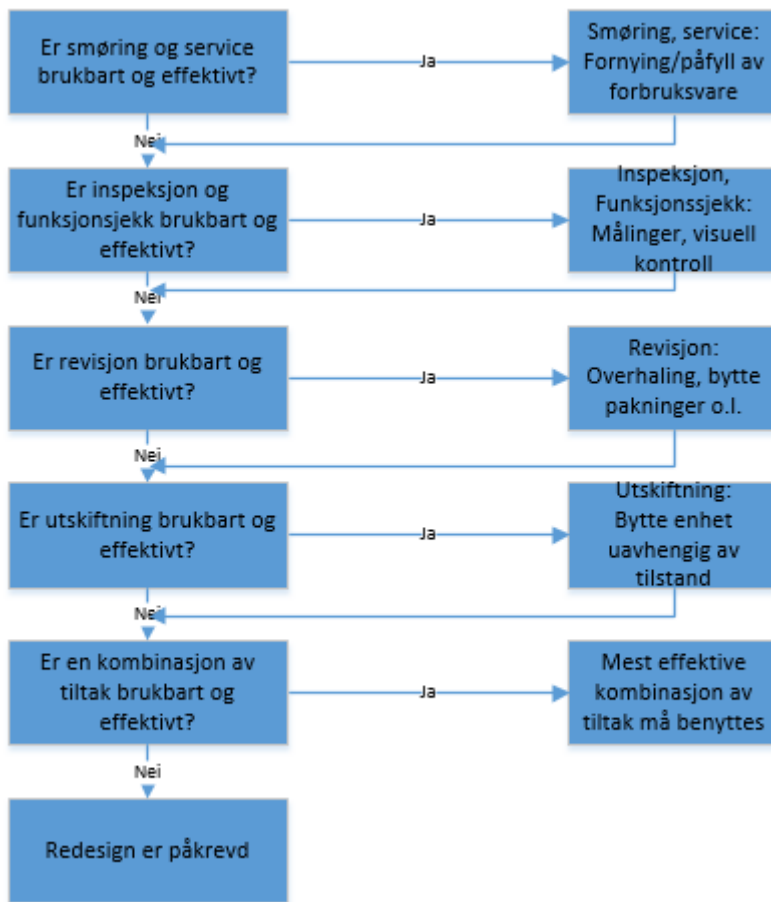
En forenklet figur som også viser RCM-prosessen er Figur 11. Her illustreres hoveddrammen for hvilke typer feilfunksjoner som er mulig i anlegget og med dette også hvilke typer feil det bør utarbeides preventive vedlikeholdstiltak for. Ut i fra denne figuren kan det leses at det finnes fem mulige typer feilfunksjoner. Disse fem er oppdelt etter om feilen er mulig å oppdage under normal drift, om feilen medfører konsekvenser for sikkerheten, i tillegg til om det er en risiko for operativ konsekvens knyttet til feilen. (Lassen, 2001a)



Figur 11 – Konsekvensanalyse (Lassen, 2009)

Med feil som enten er en fare for sikkerheten eller som gir operativ konsekvens, vil det være nødvendig å bestemme mulige tiltak for å forhindre at feilen oppstår. Dette er feil som påvirker anleggets evne til å prestere. Videre kan det trekkes slutninger om at skjulte feil ikke vil ha en umiddelbar konsekvens. Hadde de hatt en konsekvens ville de ikke vært skjulte. Derfor vil faren her hovedsakelig være knyttet opp mot risikoen for konsekvenser om flere slike feil skulle oppstå, altså en kombinasjon av ulike hendelser. (Lassen, 2001a)

Gjennom prosessen presentert i Figur 11 er det de ulike feilmodiene for systemet som gjennomgås. Videre vil det være nødvendig å ta for seg sviktmekanismene knyttet til disse feilmodiene for å kunne finne frem til de riktige tiltakene for den aktuelle sviktmekanismen. Ved gjennomføring av dette arbeidet er det vanlig å benytte seg av en vedlikeholdsmeny som viser aktuelle tiltak. Her vil det være forskjell på hvilke tiltak som vurderes som mulige ut i fra hvilken type feil det defineres som. Ved konsekvenstype A, sikkerhetskonsekvens, vil det være naturlig å gå igjennom flere mulige tiltak enn ved konsekvenstype B eller C. Her vil eksempler på ulike feilingsmekanismer være utmattelseskader, miljøskader og ulykkeskader. Hvilke tiltak som inkluderes i vedlikeholdsmenyen er være avhengig av hvilken konsekvenstype det er. Det er behov for flere valg ved skjult sikkerhetskonsekvens, enn ved åpenbar operativ konsekvens.



Figur 12 - Eksempel på vedlikeholdsmeny, åpenbar sikkerhetskonsekvens (Lassen, 2009)

Vedlikeholdsmenyen benyttes for hver enkelt feilingsmekanisme for å kunne identifisere hvilke tiltak som vil være brukbare og effektive i det valgte tilfellet. Definisjonen på om et tiltak er brukbart og effektivt baseres på om innføringen av det valgte tiltaket hever påliteligheten til komponenten og senker sviktintensiteten, altså at det blir mindre sannsynlighet for feiling per tidsenhet. I tillegg skal tiltaket være mulig å gjennomføre. Kostnaden knyttet til tiltaket må også være mindre enn den forventede kostnaden ved feiling, noe som kan betegnes som en kost-nytteanalyse. (Lassen, 2009)

Som presentert i Figur 12 er det første valget i vedlikeholdsmenyen smøring og service. Dette tiltaket innebærer at det gjennomføres smøring av enkelte komponenter eller påfylling av forbruksvarer som for eksempel olje, bensin og luft. Neste tiltak er inspeksjon og funksjonsjekk. Et eksempel for feilingsmekanismer hvor dette tiltaket vil kunne være aktuelt er ved utmattelsesskade, da i form av for eksempel utmattings-skader på grunn av dynamisk repeterende last. Her kan det benyttes metodiske fremgangsmåter for å finne riktig intervall for blant annet inspeksjon.

Risikobasert inspeksjon (RBI)

Hoveddelen av informasjonen i dette delkapittelet, som handler om risikobasert inspeksjon, baserer seg på informasjon hentet fra (Det Norske Veritas, 2010). Risikobasert inspeksjon er en metode som kan benyttes under utarbeiding av inspeksjonsplan ved bruk av inspeksjon som tiltak. Denne metoden baserer planleggingen av inspeksjonsaktiviteter på risiko og bedriftens ønskede skadetoleranse. Risikoen betraktes her som et produkt av SSH og konsekvensen for svikt:

Formel 8

$$\text{Risiko} = \text{PoF} * \text{CoF}$$

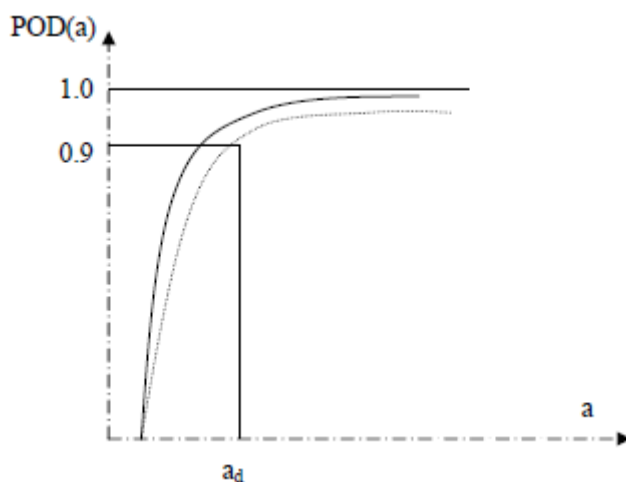
Hvor:

PoF – Sannsynligheten for svikt

CoF – Konsekvensen av svikt

For å kunne benytte inspeksjon som preventivt vedlikeholdstiltak, må feilen kunne påvises før risikoen for svikt blir for høy. Her kan igjen sprekkdannelse benyttes som et eksempel på feilingsmekanisme. Dette betyr at sprekken må kunne oppdages før faren for havari blir for høy. Hvorvidt dette tiltaket kan benyttes defineres da ut i fra sannsynligheten for å oppdage sprekken, altså POD (probability of detection).

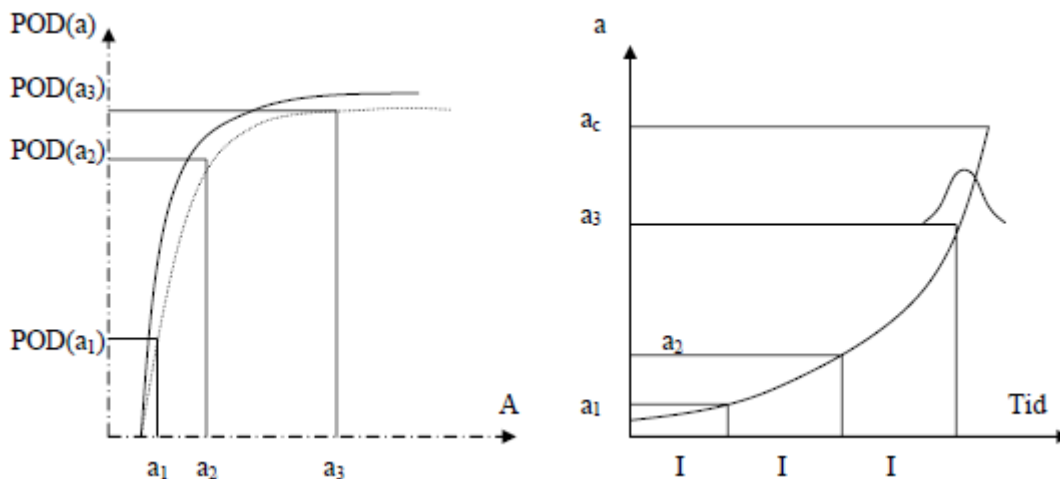
POD kan illustreres ved hjelp av en graf som vist i Figur 13. En slik kurve kan produseres ved hjelp av testing for å undersøke deteksjonsdata for den gitte typen komponent. Den heltrukne linjen er basert på punkttestimatene fra en slik undersøkelse. Siden denne dataen er basert på testing vil det være noe usikkerhet tilknyttet utfallet. Derfor er det her tatt i bruk en konfidenskurve basert på statistisk fordeling ved 95%.



Figur 13 - Definisjon av POD-kurve (Lassen, 2001a)

Det er vanlig å benytte seg av en konfidenskurve på 95 % og en POD på 0,9 når det skal avleses hvilken sprekkstørrelse det vil være forventet å ha ved deteksjon (a_d). Dette vises ved den stiplede linjen fra punktet 0,9 på vertikalaksen ut til den stiplede grafen. Punktet kalles ofte for 90/95-punktet og kan benyttes til å fastsette intervaller for inspeksjon. Ut i fra grafen kommer det også frem at det alltid er en risiko for at store sprekker ikke detekteres ved inspeksjon.

90/95-metoden tar ikke hensyn til POD-kurvens forløp, men kun et gitt punkt på grafen. Det finnes derfor andre metoder som kan være bedre alternativer når inspeksjonsintervall for en komponent skal fastsettes. Her kan det benyttes NDI med konstant inspeksjonsintervall I . Dette vil gi en a - N -kurve som vises til høyre i Figur 14 som benyttes til å anslå hvor stor sprekken er ved hver inspeksjon. Videre kan sprekkstørrelsene fra a - N kurven benyttes til å estimere sannsynligheten for påvisning i POD-kurven.



Figur 14 Sannsynlig sprekkstørrelse ved inspeksjonsintervaller I med tilhørende POD-verdi (Lassen, 2001a)

Resultatene fra disse kurvene kan benyttes til å beregne sannsynligheten for at sprekken før eller siden vil bli påvist. Formelen for dette vises nedenfor:

Formel 9 – SSH for påvisning av sprekke

$$R = 1 - P_f$$

Hvor:

R – Sannsynlighet for at sprekken før eller siden blir påvist

P_f – Sannsynlighet for at sprekken aldri påvises

P_f defineres av:

Formel 10 – SSH for at sprekken aldri påvises

$$P_f = \prod_{i=1}^k (1 - POD(a_i))$$

Som et resultat av beregningene, vil det vil det komme frem om sannsynligheten R er tilfredsstillende. Om ikke, vil alternativene være å korte ned lengden på inspeksjonsintervallene eller bytte til en annen type utstyr.

Resultatet fra en slik analyse (se Figur 15) er en plan hvor de ulike enhetene er prioritert ut i fra hvor høy risiko de har, i tillegg blir også hvilke inspeksjonsintervaller som er nødvendig for å holde risikoen for havari nede definert. Det fremkommer også informasjon om hva på enheten som skal inspiseres samt hvilken metode som skal benyttes.



Figur 15 - Resultatet av en RBI-analyse (Det Norske Veritas, 2010)

Dette betyr at det med bruk av RBI allerede er tatt høyde for risikoen i anlegget, noe som vil kunne være fordelaktig for bedriften. På denne måten kan fokuset legges over på de punktene hvor tiltakene som tilføres vil få mest effekt.

Hvis ikke inspeksjon er mulig å benytte for den valgte feilingsmekanismen, vises det i Figur 12 at neste mulige tiltak her vil kunne være revisjon. En revisjon innebærer aktiviteter som for eksempel vask av komponenten eller demontering og overhaling. Hensikten med dette tiltaket er å forbedre tilstanden til komponenten mest mulig. Dette tiltaket vil kunne betraktes som effektivt og brukbart om det fører til at gjenstanden blir i bedre stand enn den var i utgangspunktet, samt at levetiden til komponenten blir forlenget uten at kostnaden blir for høy.

Videre i vedlikeholdsmenyen er utskiftning som alternativ. Dette innebærer å bytte enheten uavhengig av tilstanden den er i. Risikoen ved å benytte dette tiltaket er at det ofte ikke vil kunne anses som økonomisk effektivt. Altså vil det være vanskeligere for dette tiltaket å bli definert som brukbart og effektivt da kostnaden ved bytte kan være høy i forhold til kostnad knyttet til havari. For å sørge for at kostnadene knyttet til dette tiltaket ikke blir for høy, kan det være nødvendig å benytte seg av en metode for å finne optimalt utskiftningsintervall.

Optimal utskiftning

Det finnes ulike strategier når det kommer til valg av optimalt utskiftningsintervall. En strategi kan være at utstyret byttes etter en gitt tid, da for eksempel i form av driftstimer på en flymotor uavhengig av faktisk tilstand. Figur 16 viser et typisk eksempel på driftserfaring. Her er det først utskiftning av enheten to ganger uten at den har feilet, og den tredje gangen har den feilet.



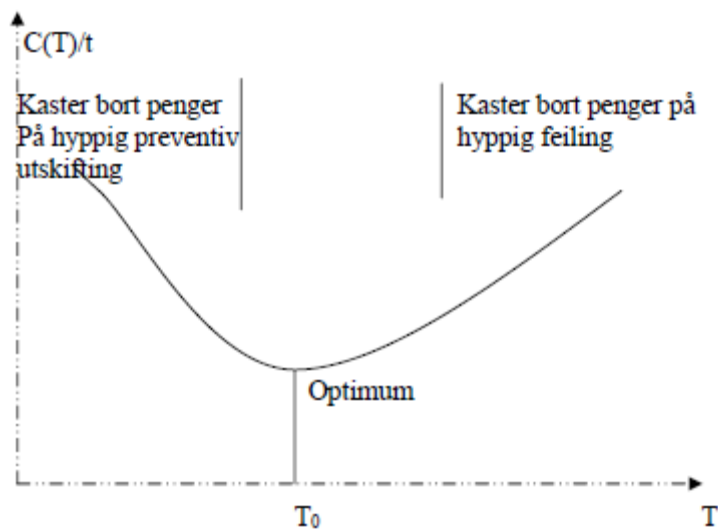
Figur 16 – Tidsakse med hendelse (Lassen, 2009)

Hvor:

T – Skifter preventivt

t_f – Skifter etter feiling

Det optimale tidspunktet for utskiftning vil være når enheten bidrar til minst mulig kostnad. Kostnaden er da knyttet til både vedlikeholdstiltak og til kostnad ved feiling (se Figur 17). Denne figuren er et resultat av beregninger som gjøres.



Figur 17 - Optimalt utskiftningsintervall (Lassen, 2009)

Her antas det at sviktmodellen er weibullfordelt. Dette vil gjøre at beregningene av optimalt utskiftningsintervall T_0 , som vist i figuren ovenfor, blir som følger:

Formel 11 – Optimalt utskiftningsintervall

$$T_0 = \theta \left\{ \frac{C_p}{(m - 1) * C_f} \right\}^{\frac{1}{m}}$$

Hvis ingen av tiltakene fra vedlikeholdsmenyen i Figur 12 viser seg å være aktuelle, vil det neste steget være å kontrollere om det er mulig å oppnå brukbart og effektivt vedlikeholdstiltak ved å kombinere flere av disse. Skal dette vise seg å ikke være mulig vil det være nødvendig å revurdere designet av anlegget og komponentene som er benyttet.

Resultatet for en RCM-analyse

Utføres en RCM-analyse på riktig måte vil resultatet som kommer frem gi bedre forståelse for hvordan en komponent/enhet fungerer og hvordan den ikke fungerer. Videre vil det også gi oversikt over den enkelte enhets feilmodi, samt den bakenforliggende årsaken til feilen. Tilslutt vil dette akkumulere i tiltak som er med å sikre at anlegget opererer innenfor ønskede risikogrenser.

Sees det på hva en RCM-analyse tilfører i et litt større perspektiv, vil det kunne sies at bedriften vil kunne oppnå høyere beskyttelse mot hendelser som påvirker sikkerhet, miljø og produksjonstid. Ved å sikre seg lengre produksjonstid vil det være mulig å produsere mer, samt gjerne også oppnå høyere kvalitet på produktet som leveres.

Det er også andre økonomiske vinninger ved å benytte seg av en RCM-analyse. Vedlikeholdsbudsjettet vil kunne tilpasses for på denne måten å spare penger på unødig vedlikehold. Levetiden på avanserte og dyre komponenter vil også kunne forlenges. På samme tid vil vedlikeholdet hele tiden kunne forbedres ved bruk av sviktdata. Altså at erfaringer som gjøres under drift legges til i analysen, og på denne måten oppnår kontinuerlig forbedring av tiltak.

Selv om det gjennomføres preventivt vedlikehold vil det aldri være nok til å stanse behov for utbytting etter en viss periode. De aller fleste komponenter vil ved et tidspunkt nå enden på sin levetid. Det RCM tilfører er å forlenge denne levetiden og derfor lavere kostnader samt lengre intervaller mellom hver utskiftning.

2.5.3. Beredskapsreservedelshold

Dette delkapittelet baserer seg på informasjon hentet fra (Lassen, 2001a) hvis ikke annen referanse er nevnt.

Som nevnt ovenfor vil det aldri være mulig å totalt forhindre behov for utbytting. Dette har sammenheng med at alle komponenter vil på et eller annet tidspunkt vil kunne havarere. Det vil derfor i mange tilfeller være fordelaktig å drive lagerhold av enkelte reservekomponenter. Hvor mye som skal være tilgjengelig på dette lageret og hvilke komponenter som bør inkluderes, må justeres etter behov. Dette er fordi lagerhold binder opp kapital for bedriften. Derfor vil det være nødvendig å legge en lagerstrategi som ikke gir mer lagervare enn bedriften har behov for.

Reservedeler kan deles inn i flere kategorier basert på hva de brukes til. Disse kategoriene er forbruksmateriale (eks. olje), forbruksreservedeler (bremseskiver), aktive reservedeler (deler regelmessig i bruk etter plan) og beredskapsreservedeler.

Beredskapsreservedeler er deler som kan defineres som kritiske for at en prosess skal kunne fungere. Det er deler som det kun er behov for om det skulle oppstå en feil i anlegget. Dette kan også være deler som er svært kostbare å anskaffe, og som i tillegg vil ha stor konsekvens for driftsfunksjonaliteten for anlegget. For en bedrift vil det derfor kunne være fordelaktig å minimalisere denne typen lagerhold for å slippe å binde opp kapital.

For å kunne håndtere denne typen problematikk er det mulig å benytte seg av sannsynlighetsberegninger. Her vil den essensielle beregningen være hvor stor sannsynlighet det er for at det blir tomt for reservedeler. Settes det så en grense for hvor stor risiko det er ønskelig å ta vil det på denne måten bli mulig å beregne hvor mange reservedeler som er nødvendig for å ivareta det ønskede risikonivået.

Formelen for denne sannsynligheten er:

Formel 12 – SSH for nedetid

$$P(n \leq N) = \sum_{n=0}^{n=N_s} \frac{(\lambda * t)^n}{n!} * e^{-\lambda * t} \geq P_L$$

Hvor:

T – Tiden

λ – Sviktintensitet for tilfeldig svikt, denne er konstant

n – Enhetsnummer

N_s – Antall på lager av komponenten

For å kunne benytte seg av denne formelen må først verdiene for t_r og λ_T (total sviktintensitet) identifiseres

Formel 13 – Kritisk tidsperiode

$$t_r = \frac{MTTR}{365} * HRS$$

Formel 14 - Sviktintensitet

$$\lambda_T = \lambda * NCPA * NAC \text{ hvor } \lambda = \frac{1}{MTTF}$$

MTTF – Mean Time To Failure (driftstimer)

MTTR – Mean Time To Repair (dager)

NAC – Antall anlegg som trenger komponenten

NCPA – Antall komponenter per anlegg

HRS – Driftstid per anlegg per år

Her er det flere tiltak som vil være med å redusere risikoen for å gå tom for reservedeler. En mulighet her er å senke MTTR, eventuelt kan MTTF økes.

Dette problemet kan angripes ved å se på de forventede kostnadene som en sum av kostnadene for risiko og lagerhold for å benytte dette til optimalisering av lagerholdet. Denne metoden, som er noe mer direkte, er godt egnet i tilfeller som gjelder kostbare enheter som har en relativt liten sannsynlighet for svikt. Her vil det aldri være aktuelt å ha mange enheter på lager, så diskusjonen her omhandler hovedsakelig om det i det hele tatt lønner seg å ha en enhet på lager. Beslutning vil her være avhengig av om kostnadene knyttet til svikt er høyere enn lagerkostnadene eller ikke.

Først må merkostnad knyttet til at enheten har feilet beregnes. Denne verdien blir gitt ved:

Formel 15 - Merkostnad

$$K_F = C_1(t_u - t_m)$$

Kriteriene for innkjøp vil bli som følger:

Formel 16 – Kriterium for innkjøp

$$\frac{K_F}{K} \geq \frac{r}{\lambda} + \frac{1 + r * T}{e^{\lambda T} - 1}$$

Hvor:

K_F – Merkostnad gitt at enheten har feilet

λ – Sviktintensitet for tilfeldig svikt, denne er konstant

T – Teknisk levetid

C_1 – Kostnad per tidsenhet når enheten ikke er operativ

T_u – Tiden som går med til reparasjon uten lagerhold

T_m – Tiden som går med til reparasjon med lagerhold

K – Kostnad reserveenhet

r – Rente

2.6. Økonomiske vurderinger og kriterier

Selv om teknisk risiko er viktig i bedrifter som jobber med teknologi og som drifter anlegg, er det også andre problemstillinger som må tas høyde for. I store bedrifter vil det ofte være slik at det er flere forbedrings- og vedlikeholdsprosjekter som vurderes på samme tidspunkt. Dette kan være flere prosjektløsninger av samme problem, eller det kan være ulike prosjekter som alle bør gjennomføres innen en gitt tidsramme. For å kunne vurdere slike prosjekter og investeringer vil det være nødvendig med en økonomisk analyse, ikke bare en ren teknisk risikoanalyse. Dette er fordi en virksomhet alltid vil være ute etter den mest lønnsomme alternativet.

Det finnes mange måter å vurdere prosjekter og investeringer. En av disse er nåverdiberegninger. Denne formen for beregninger gir et sammenligningsgrunnlag mellom flere prosjekter ved å sette opp investeringens nåværende verdi i kroner, da også inkludert fremtidige kostnader og inntekter.

Selv om en her er ute etter økonomisk effekt av de aktuelle investeringene, vil det ofte være gunstig å ta hensyn til risikoen knyttet til utbedringen. Dette er fordi det på denne måten vil bli mulig å fatte bedre beslutninger basert på et mer nyansert bilde av situasjonen. Blant annet kan kostnadseffektivitet beregnes i form av forventet antall sparte liv som følge av tiltak, eller i form av restitusjonstid for skader i miljøet. Her vil det være mulig å benytte seg av for eksempel kost-nytteberegninger, som vil kunne vise effektene av et tiltak i et antall kroner.

Når slike beregninger skal benyttes i avgjørelser, er ståstedet man har relevant. Ligger fokuset på hva som er bedriftsøkonomisk riktig eller på hva som er samfunnsøkonomisk riktig? Hvilket standpunkt den som tar avgjørelsene har vil påvirke både hvordan beregninger settes opp, samt hvordan resultatene som oppnås betraktes. En beslutning som er god for bedriften vil ikke alltid gi godt resultat for samfunnet.

Der samfunnsøkonomiske beslutninger er ute etter å benytte ressurser for å øke velferd og den samfunnsøkonomiske nytten mest mulig, er bedriftsøkonomiske vurderinger ute etter å øke lønnsomheten, og med dette aktivitetsnivået og overskuddet i en bedrift (Direktoratet for økonomistyring, 2014). Eksempelvis vil en bedrift som Statkraft, som Norges største kraftleverandør, ha et samfunnsøkonomisk ansvar for å ivareta levering av kraft til en fornuftig pris. Derfor er lønnsomhetsspørsmålet nødt til å betraktes både fra et samfunnsøkonomisk ståsted så vel som et bedriftsøkonomisk.

2.6.1. Nåverdiberegninger

Nåverdimetoden er en metode som ofte benyttes når det skal gjennomføres lønnsomhetsvurderinger av en investering. Da sammenlignes da nåverdien av alle fremtidige inn- og utbetalinger på investeringstidspunktet. Dersom nåverdien er positiv gir det indikasjon på at prosjektet kan

gjennomføres, og dersom svaret blir negativt bør prosjektet ikke gjennomføres. (Boye & Koekebakker, 2014)

Ved å benytte seg av denne metoden vil det kunne oppnås et resultat for hvert enkelt prosjekt som muliggjør sammenligning av prosjekter på tvers av en virksomhet. Det vil på denne måten kunne gjøres vurderinger av hvilke prosjekter det ligger mest verdi, hovedsakelig med tanke på lønnsomhet for bedriften.

Nåverdien uttrykkes tradisjonelt slik:

Formel 17 – NPV

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{K_t}{(1+r)^t} + \frac{S_n}{(1+r)^n}$$

Hvor:

I_0 – Investering i år 0

K_t – Netto kontantstrøm i år t

S_n – Sluttverdien ved tidsperiodens slutt

n – Antall perioder i tidsserien (år)

r – Kalkulasjonsrente

Kontantstrømmen er her et samlebegrep for inntekter og utgifter i løpet av år t

I følge Sending (2014) er det tre forhold som kan være med på å påvirke nåverdien: (Sending, 2014)

- Kalkulasjonsrenten
 - o Jo høyere kalkulasjonsrente, jo lavere nåverdi for et investeringsprosjekt
- Størrelsen
 - o Desto større beløpet er i fremtiden, desto større blir nåverdien
- Tid
 - o Dersom et beløp ligger langt frem i tiden, vil det bli mindre verdt i dag.

Kalkulasjonsrenten

Diskonteringsrenten eller her kalt kalkulasjonsrente (i) er avkastningskravet som benyttes når nåverdien for en investering beregnes. Den skal reflektere hva det vil koste å binde opp kapital i prosjektet. Når kalkulasjonsrenten skal settes, bør beslutningstakeren ta hensyn til usikkerheten knyttet til hva som blir utfallet eller hvilke konsekvenser det kan bli ut ifra de beslutningene som har blitt tatt. Det blir ofte benyttet en risikojusterende rente dersom det er knyttet en del usikkerhet til prosjektet. (Aven, 2007)

Størrelsen på kalkulasjonsrenten har stor betydning under nåverdiberegningene av en investering. Dersom renten settes høy, blir fremtidig nytte verdsatt lavere og visa versa. Dette betyr at desto lavere kalkulasjonsrente et prosjekt har, desto flere prosjekter kommer til å bli lønnsomme. NVE (2003) har identifisert og klassifisert prosjekter innad i energisektoren etter hvilke risikoer de er utsatt for. Som Tabell 2 viser foreslår NVE (2003) at vannkraftverk skal benytte seg av en kalkulasjonsrente på 8 %.

Tabell 2 - Utdrag av kalkulasjonsrentetabellen til NVE (2003)

| Kategori | Omfatter | | |
|-----------------|------------------|------------------|------------------|
| Kraftproduksjon | Vannkraft 8 % | Vindkraft 8 % | Gasskraft 7 % |

NOU (2012) anbefaler at det velges en kalkulasjonsrente som varierer over tid. Som for eksempel for samferdselstiltak, anbefaler NOU (2012) å anvende en kalkulasjonsrente på fire prosent de første 40 årene. Dersom det er tiltak som virkninger utover 40 år, anbefales en rente på tre prosent. Årsaken til dette er på grunn av den økende usikkerheten over tid.

Prosjekter som har et langt tidsperspektiv vil ha mer risiko knyttet til seg, enn prosjekter med et mindre tidsperspektiv. Risiko, i denne sammenhengen, deles ofte inn i to kategorier; systematisk og usystematisk risiko. Systematisk risiko er makroøkonomiske forhold som rente og inflasjon, mens usystematisk risiko er forbundet med et bestemt prosjekt. (NOU, 2012)

Usystematisk risiko kan for eksempel være at grunnforholdene er dårligere enn antatt, noe som fører til at prosjektets kostnader blir høyere enn antatt. På den andre siden kan grunnforholdene være bedre enn antatt, noe som fører til at prosjektets kostnader blir lavere. Usystematisk risiko blir derfor håndtert ved hjelp av forventningsverdier. (NVE, 2003)

Systematisk risiko angår alle prosjekter og kan derfor ikke diversifiseres bort. Risikotillegget som blir lagt på kalkulasjonsrenten i nåverdiberegningene, reflekterer den systematiske risikoen. (NOU, 2012)

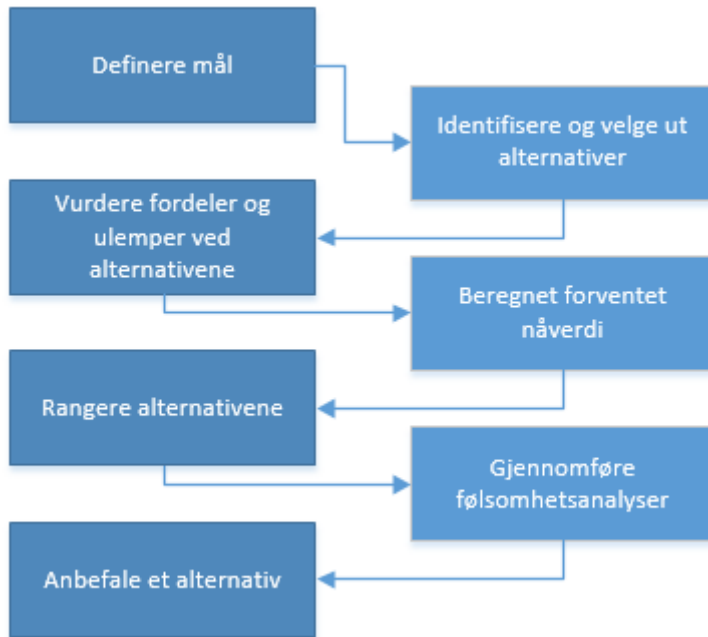
2.6.2. Kost-nytteberegninger

En kost-nytteanalyse er et verktøy som forsøker å «*identifisere og synliggjøre konsekvensen av alternative tiltak*» av et prosjekt. (Direktoratet for økonomistyring, 2014) Ved å utføre en kost-nytteanalyse vil det fremkomme et resultat som reflekterer påvirkningene fra alle kostnader og gevinster for investeringen. Denne typen beregning kan benyttes i både samfunnsøkonomiske analyser så vel som i rent bedriftsøkonomiske analyser. Dette er fordi det her er mulighet for å ta med de samfunnsøkonomiske gevinstene ved en investering. (Grønn, 2008)

Faktorer som kan påvirke resultatet en kost-nytteanalyse vil variere fra situasjon til situasjon. Eksempel på slike faktorer kan være: (Aven, 2007)

- Risiko for tap av mennesker
- Risiko for helseskader
- Risiko for tap/skade av miljøverdier

En kost-nytteanalyse kan fremstilles slik som Figur 18 viser.



Figur 18 –Elementene i en kost-nytteanalyse (Aven, 2007)

Nyttkostnadsbrøken

I mange prosjekter kan det være begrenset ressurser, for eksempel at det er satt opp en budsjetttramme for prosjektet. Det er da ønskelig at beslutningene i prosjektet tas etter at det har blitt gjort en grundig gjennomgang av effekten av gjennomførte tiltak i forhold til kostnad. Her er et alternativ å benytte seg av nyttkostnadsbrøken (se Formel 18) dersom prosjekter har begrenset ressurstilgang. Grunnen til dette er at når det finnes begrensninger knyttet til ressurstilgang, blir det nødvendig å prioritere prosjektene i forhold til hverandre. Her bør det fokuseres på å gjennomføre prosjektene som gir mest nytte per enhet av den begrensede ressursen (eksempel investeringskroner). (NVE, 2003)

Sammenlignes nyttkostnadsbrøken med nåverdiberegninger, vil ikke nåverdiberegningene få frem verdien tiltakene tilfører i samme grad. Altså hvor mye nytte som tilføres for hver anvendte krone. Dersom et prosjekt har begrenset ressurser, vil ikke nåverdien gi tilstrekkelig informasjon for å kunne prioritere mellom de ulike alternativene. Ved å ta i bruk nyttkostnadsbrøken vil det oppnås en noe mer utdypende informasjon om hvilke prosjekter som bør prioriteres. (NVE, 2003)

Nedenfor vises nyttkostnadsbrøken:

$$\text{Nyttekostnadsbrøk} = \frac{N - I - D - U}{I + D}$$

Hvor:

N – Nyttevirkninger

I – Investeringskostnader

D – Driftskostnader

U – Eksterne kostnader (ulempene)

Dersom nyttekostnadsbrøken blir større enn 0, er et prosjekt samfunnsøkonomisk lønnsomt og ulønnsomt om den er mindre enn 0. Dersom det ikke er noen form for ressursbegrensning, bør alle prosjekter med positiv nåverdi gjennomføres. (NVE, 2003)

Mange av faktorene som inngår i en samfunnsøkonomisk analyse er usikre. Innenfor energibransjen er markedspris et eksempel på en slik faktor. Markedsprisene er avhengige av nedbøren som kommer i det aktuelle året, og den vil derfor være vanskelig å forutse. Det samme gjelder for kostnader over prosjektets løpetid.

LCC (Life Cycle Cost)

Mange prosjekter og investeringer er preget av usikkerhet. Selv om nyttekostnadsbrøken tar hensyn til utgifter så vel som nyttevirkningene av en investering, vil dette i mange tilfeller ikke være tilstrekkelig. Dette er fordi enkelte kostnadsenheter vil være å betrakte som stokastiske variabler. Det betyr at det er knyttet usikkerhet opp mot hvilken verdi disse variablene vil ha. En stokastisk variabel er nemlig avhengig av sannsynligheten for en gitt hendelse.

Kost-nytteberegninger, som de fremstår i blant annet NORSOK-standarden, tar hensyn til at noen kostnadsenheter er stokastiske. Kost-nytteanalyse avdekker spesielt nettovirkningen av å introdusere risikoreduserende tiltak (RRM). (Norwegian technology centre, 2001)

I en slik analyse er det ønskelig å skille mellom hendelser som gir:

- Sikkerhetskonskvens
- Miljøkonskvens
- Driftskonskvens

En LCC-analyse omfatter alle kostnader i anleggets levetid, noe som inkluderer investeringskostnader, drift – og vedlikeholdskostnader og utskiftningskostnader.

Formel 19 – «Life Cycle Cost»

$$\Delta LCC = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{1}{(1+R)^n} * [\Delta C_n * V - RC_n - IC_n]$$

Hvor:

ΔC_n – Differansen i forventet hendelsesrisiko ved innføring av RRM

V – Relasjonen mellom hendelsesrisiko og penger

IC – Investeringskostnaden for RRM

RC – Løpende drift- og vedlikeholdskostnader

ΔC_n er en stokastisk kostnad, den er altså avhengig av sannsynligheten for de ulike utfallene. Denne usikkerheten vil igjen påvirke resultatet. Derfor må ΔC_n beregnes først, med hensyn på usikkerheten. Det vil da være logisk å dele opp ΔC_n i tre for på denne måten å få frem konsekvensen ved tiltak i forhold til hver av de tre konsekvensgruppene. Formelen vil da bli slik:

Formel 20 - Differanse i forventet hendelsesrisiko

$$\Delta C_n = \sum_{j=1}^3 [f_{nj}^i * C_{nj}^i - f_{nj}^{RRM1} * C_{nj}^{RRM2}]$$

Hvor:

f_{nj}^i – årlig sannsynlighet i år n for konsekvenstype j uten RRM

C_{nj}^i – konsekvens i år n uten RRM

f_{nj}^{RRM1} – årlig sannsynlighet i år n for konsekvenstype j med RRM

C_{nj}^{RRM2} – konsekvens i år n med RRM

i er sannsynligheten for tap av liv hvis det ikke gjennomføres tiltak.

j= 1,2 og 3 er henholdsvis sikkerhetskonsekvens, miljøkonsekvens og operativ konsekvens.

For å beregne f_{nj}^i og f_{nj}^{RRM1} benyttes levetidsmodellen for anlegget/komponenten som skal byttes ut. Dette betyr at sannsynlighetsfordelingen, som vist i Figur 4, danner grunnlaget for disse variablene. Hver kolonne i fremstillingen viser sannsynligheten for svikt i år i. På denne måten kan sannsynlighetsverdiene beregnes og avleses.

Resultatet en slik analyse gir er en relativ kostnad hvor risikoen og tiltakenes nytteverdi er tatt med som økonomiske verdier. Dette muliggjør det å sammenligne kost og nytte ved å gi begge en verdi i samme enhet, altså i penger. (ISO, 2009c)

Metoden kan benyttes til å evaluere risiko ved å vekte forventet kostnader opp mot nytteverdien av tiltakene som gjennomføres. På denne måten kan de prosjektene eller tiltakene som er mest gunstig velges, og ikke bare fra et rent økonomisk ståsted. En slik analyse kan også være krevende å gjennomføre da det krever detaljert informasjon for de ulike prosjektene og tiltakene. (ISO, 2009c)

2.6.3. Monte Carlo-simulering

I mange tilfeller hvor det er tilknyttet mye usikkerhet til variablene som inngår i en utregning, vil det være vanskelig å gjennomføre riktige beregninger kun ved hjelp av enkle regnemetoder. Dette er fordi enkle regnemetoder ikke tar høyde for denne usikkerheten og betrakter alle variablene som deterministiske. Ved å se på variablene som deterministiske, og ikke stokastiske som de egentlig er, vil verdifull informasjon ikke bli med. Usikkerheten i inngangsvariablene vil forsvinne sammen med virkningen usikkerheten har på resultatet. Dette vil kunne føre til store avvik. For å kunne ta høyde for denne typen usikkerhet, kan det være nødvendig å ta i bruk verktøy som kan benyttes for å modellere og simulere hvordan utfallet vil bli. Et slikt verktøy er Monte Carlo-simulering.

Monte Carlo-metoden baserer seg på trekning av tilfeldige tall som benyttes for å få frem usikkerheten i en funksjon. Ved bruk av denne metoden betraktes inngangsverdiene som stokastiske variable og gjennomfører et n antall simuleringer ved hjelp av tilfeldige verdier R (tilfeldig tall).

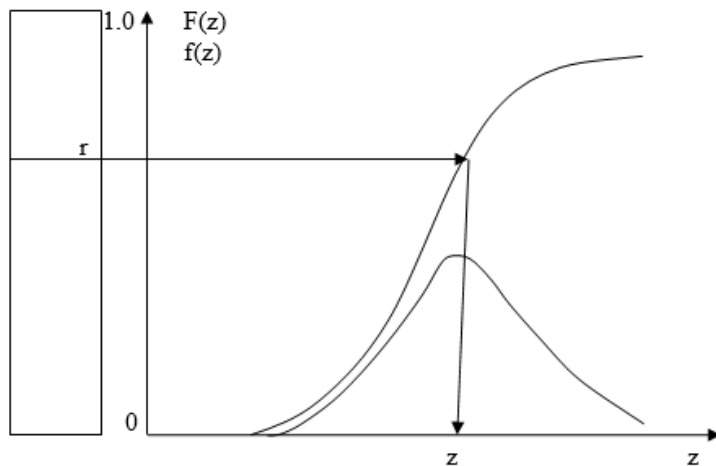
Formel 21 – Fordelingsfunksjon for R

$$F_i(z_i) = R$$

Figur 19 viser hvordan denne trekningen foregår. Inngangsvariabelen defineres av sin frekvensfunksjon $f(z)$. Videre benytter så et tilfeldig tall R mellom 0 og 1. R benyttes som verdi på y-aksen i frekvensfunksjonen og resulterer i at det kan hentes ut en verdi for $F(z)$ og z . Dette gjennomføres mange ganger, hvor resultatet av forandringen i R resulterer i ulike utfall.

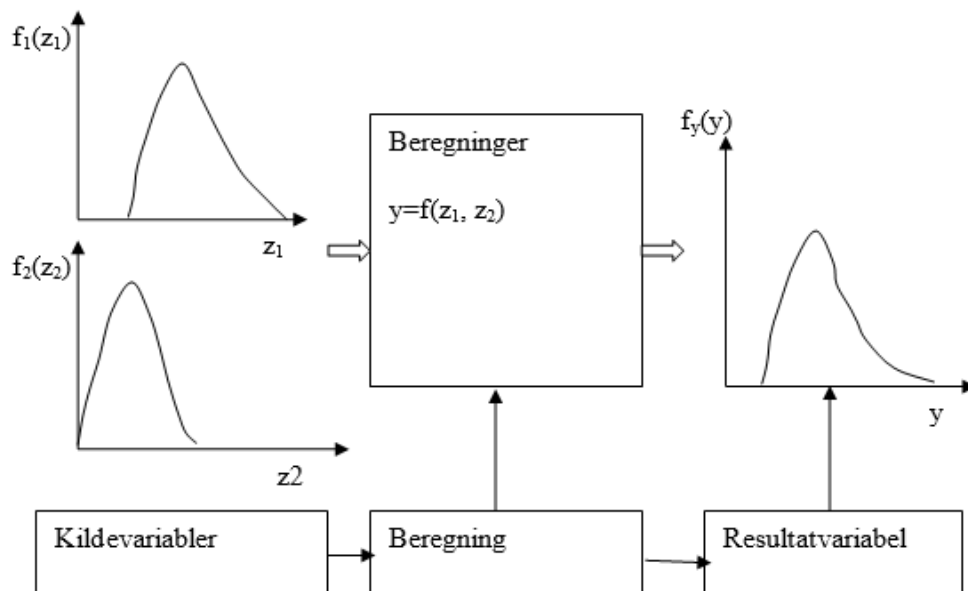
Formel 22

$$z_i = F^{-1}(R)$$



Figur 19 Generering av kildevariabel (Lassen, 2014a)

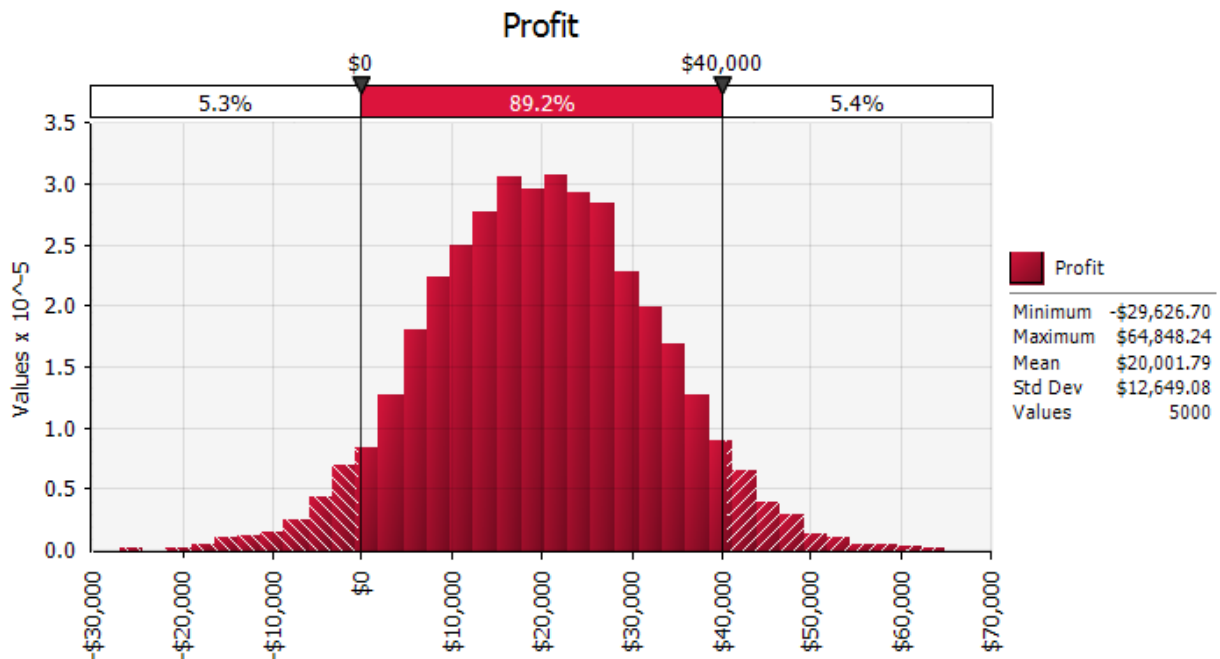
Videre benyttes disse resultatene inn i resultatfunksjonen noe som gir en fordeling av utfall innen et begrenset område. Disse resultatene kan presenteres i et histogram, noe som vil gi informasjon om fordelingen av simuleringsresultatet. Ut i fra dette finnes sannsynligheten for et gitt utfall. På denne måten vil det fremkomme et resultat som viser sannsynligheten for de ulike hendelsene. Resultatet av dette viser mulig utfallsområde samt hvor ofte hvert utfall forekommer, altså utfallets frekvens. Figur 20 viser prinsippene bak en Monte Carlo-simulering. (ISO, 2009c)



Figur 20 - Monte Carlo-simulering med to inngangsvariabler (Lassen, 2014a)

Ved å benytte seg av en slik simuleringsmetode vil det være mulig å gjennomføre for eksempel nåverdiberegninger hvor det tas hensyn til usikkerheten knyttet til de ulike inngangsvariablene. Dette vil skape et mer nyansert bilde av hvordan utfallet faktisk vil kunne bli, noe som igjen gir et bedre sammenligningsgrunnlag for beslutningsfasen.

Nedenfor i Figur 21 vises det et eksempel på sannsynlighetsfordelingen for en Monte Carlo-simulering. Her er det gjennomført beregninger på profitten til en bedrift.



Figur 21 - Eksempel på resultat, histogram (Palisade, 2014)

Som figuren ovenfor viser, gir Monte Carlo-metoden mer informasjon enn det en vil oppnå ved å benytte seg av forventningsverdiene til de ulike parameterne beregningene består av. Ved å simulere og inkludere de stokastiske elementene i utregningene vil det gi informasjon om mulig spredning av resultatet. Dette vil muliggjøre bedre analyser og vurderinger av resultatene.

3. Anvendt metode for oppgaven

Dette kapitlet tar for seg metodene som er benyttet samt de beslutningene som er gjort som har påvirket fremgangsmåten og resultatene for oppgaven. Første del tar for seg hvordan datainnsamling og hvordan dette har foregått. Videre er det beskrevet hva som ligger bak valgene av data benyttet i oppgaven. Dette er en viktig del siden oppgaven er skrevet for Statkraft, som er en bedrift av stort omfang. Det er også sett på hvordan intervjuene har foregått, samt hvilke standarder som er benyttet i arbeidet og hvorfor akkurat disse er interessante. Tilslutt er det kommentert hvilken programvare som er benyttet for å gjennomføre beregningene knyttet til prioriteringsverktøyet og utbedringer her.

3.1. Valg av data

Valg av data var sentralt for å få et godt resultat. Informasjonen skulle hentes ut fra Statkraft, som er en omfattende bedrift tilknyttet et stort antall kraftverk. Bare i Norge er det 263 vannkraftverk. På bakgrunn av dette ble det nødvendig å plukke ut noen aktuelle vannkraftverk å benytte som utgangspunkt for analysene som gjennomføres i denne oppgaven.

Som nevnt tidligere er Statkraft delt inn i fem regioner i Norge. For enkelhetsskyld er det derfor her valgt ut tre kraftverk fra samme region, Region Øst. Region Øst har et stort geografisk nedslagsfelt, og omfatter kommunene Nore og Uvdal, Øvre Eiker, Tinn, Nome, Tokke og Vinje. Geografisk plassering var derfor en viktig faktor i beslutningen om hvilke kraftverk som var aktuelle.

Gjennom oppgaven var det ønsket å se på hvordan vurderinger ble foretatt mellom ulike prosjekter, blant annet basert på lønnsomhet og nåverdiberegninger. Derfor ble det konkludert med at det kunne være interessant å se på anlegg som kan betraktes som lønnsomme og anlegg som kan betraktes som mindre lønnsomme. På denne måten ville det komme frem hvordan beslutningsgrunnlaget ble påvirket av anleggets lønnsomhetsgrad og størrelse.

Anleggene som ble valgt ut hører til i kraftverksgruppe Tokke, og er henholdsvis Tokke, Hogga og Kjela. Grunnen til at akkurat disse tre ble valgt grunner i ønsker fra Statkraft sin side, på bakgrunn av at anleggene er ulike og derfor representerer ulike interesseområder. Her er det blant annet variasjon i hvor lønnsomme anleggene er, der Hogga og Kjela er å betrakte som mindre lønnsomme, mens Tokke er et stort og lønnsomt anlegg.

Hogga kraftverk skiller seg ut i fra de fleste vannkraftverk i Statkraft da dette anlegget har en særegen konstruksjon. I dette anlegget er det nemlig benyttet en bulb-turbin. Dette kraftverket er et elvekraftverk og som det står beskrevet i kap.4.2.1. er dette å betrakte som en særegen konstruksjonsmetode ofte benyttet ved små fallhøyder. På bakgrunn av dette gjør det anlegget unikt i Norge, noe som gjør det utfordrende å sammenligne nåverdiene for dette anlegget opp mot de andre anleggene i Statkraft. Det finnes andre slike generatorer i Statkraft sine systemer, men dette er en type som er benyttet mer i

Sverige hvor det er oftere mindre fallhøyde. Samtidig foreligger det tilstandsvurderinger på Hogga sin generator, som gjør at det her vil kunne være aktuelt med et prosjekt i nærmere fremtid.

Videre ble også Kjela valgt på bakgrunn av sine tilstandskarakterer. Her er det transformatoren som har en relativt dårlig tilstandsvurdering. Ut over dette ble Kjela valgt for å representere de vanligere mindre lønnsomme anleggene i Tokke kraftverksgruppe.

Tokke kraftverk ble valgt ut på bakgrunn av at dette er et lønnsomt kraftverk med stor produksjonskapasitet og et stort inntjeningspotensial. I tillegg har anlegget fire aggregat, noe som gjør det mer utfordrende å vurdere risikoen for et slikt anlegg.

For å ytterligere snevre inn informasjonsmengden, samt for at det skulle være mulig å få nødvendig informasjon fra Statkraft, ble det underveis gjort en vurdering av å legge fokuset på de hovedkomponentene som er i dårlig stand i de enkelte anleggene. Altså ble oppgaven rettet mot generatoren på Hogga og mot transformatorene i Tokke og Kjela. Dette forenklet arbeidet med innhenting av data.

3.2. Datainnsamling

I arbeidet med masteroppgaven var innsamling av nødvendig informasjon en stor del av jobben. Metoden benyttet for datainnsamlingen for oppgaven kan beskrives som kvalitativ. Informasjonen som ble innhentet var blant annet teknisk data fra SAP, erfaringer fra aktuelt personell, samt diverse interndokumenter og prosedyrer fra Statkraft.

Informasjonen som dannet grunnlaget for oppgaven er å anse som teknisk data og driftserfaringer. Denne typen data er det vanskelig å diskutere validiteten til da det er ren dataauthenting, og ikke baserer seg på subjektive meninger i særlig grad. Det som kan påvirke påliteligheten til slik driftsdata som er benyttet i oppgaven, er eventuelle mangler i dokumentasjon fra Statkraft sin side. Dersom det skulle være slike mangler i dokumentasjon fra Statkraft sin side, vil dette ikke komme fram og på denne måten vil det ikke bli tatt høyde for i oppgaven.

En annen faktor som påvirket valg av datainnhenting var det faktum at masteroppgaven skulle være ferdig i løpet av et relativt kort tidsrom. Dette la noen begrensninger på mengden informasjon det ville bli mulig å håndtere. Derfor ble det nødvendig å begrense mengden informasjon som skulle behandles.

3.3. Intervju

Det ble gjennomført flere møter med Statkraft gjennom arbeidsperioden. Disse møtene ble benyttet til å innhente nødvendig informasjon fra aktuelle ansatte. Informasjonen som kom frem under disse møtene besto av blant annet ren data og nødvendige dokumenter, men også erfaringer og oppfatninger fra personene innenfor fagområdene oppgaven omfattet.

Denne typen intervjuer kan defineres som en form for ustrukturerte kvalitative intervjuer. Altså intervjuer som ikke fulgte en fastsatt spørsmålsprotokoll, men som tok for seg de nødvendige temaene tilpasset den enkelte fagperson som ble intervjuet. Grunnen til at det ble benyttet kvalitativ metode var at oppgaven hadde behov for å gå i dybden på tematikken den tok for seg, i tillegg til å avdekke hvorfor Statkraft tenker og handler som de gjør.

Alternativet her ville vært å benytte seg av en mer kvantitativ metode, og da for eksempel et spørreskjema. Dette ville vært vanskelig å benytte seg av i denne typen oppgave fordi denne typen metode ville gitt mindre omfangsrike svar, samt at det ville vært vanskeligere å kartlegge at det var de riktige personene som deltok. I tillegg gav denne formen for kvalitative intervjuer muligheten til å innhente dokumentasjon underveis i tillegg til det enkelte intervjuobjekts meninger.

Intervjuobjektene ble valgt ut i fra fagområdene som skulle tas i betraktning. Kompetanse innenfor vedlikehold, risikovurderinger og porteføljestyling ble derfor vektlagt under arbeidet her. Ved å sikre at de utvalgt i Statkraft innehadde den riktige typen kunnskap som trengtes for de spørsmålene som ble stilt, var dette med på å øke validiteten til funnene gjort i oppgaven.

3.4. SAP i Statkraft

Et dataverktøy som Statkraft benytter seg av er SAP. Dette er et datahåndteringsprogram med mange funksjoner. Dette benyttes til å håndtere mange funksjoner, som for eksempel lønning, teknisk informasjon, budsjetter og arbeidsordrer. I tillegg benyttes også dette programmet i analysearbeid og i sammenheng med vedlikeholdsplanlegging. Omfanget av dette dataverktøyet gjør at det er vanskelig å sette seg inn i, og det var nødvendig å benytte seg av hjelp fra ansatte i Statkraft for å få den informasjonen som var nødvendig for oppgaven.

SAP opplevdes som et tungt verktøy å benytte seg av, samtidig som omfanget bidrar til at det er vanskelig å sette seg inn i mulighetene det faktisk gir. Dette betyr at ikke alle løsninger nødvendigvis benyttes på best mulig måte, noe som gjerne omfatter RCMO, som er analyseverktøyet som benyttes i arbeid med planlegging av preventivt vedlikehold.

3.5. Bruk av standarder

Opgaven har som formål å gi innblikk i hvordan enkelte tekniske risikometoder som RCM benyttes i Statkraft. For å kunne ha et grunnlag å sammenligne funnene fra Statkraft opp mot, ble det valgt å benytte seg av standarder som ISO 31010 og NORSOK Z-013N. ISO 31010 ble valgt siden denne standarden er ment som en veileder for bedrifter for å sikre at de ivaretar ønskede risikonivåer. Standarden presenterer teknikker som benyttes, og legger frem hvordan de ulike metodene kan anvendes. NORSOK-standarder ble benyttet fordi det her ville være interessant å benytte seg av metodikken som benyttes for petroleumsindustrien, for en bedrift som Statkraft som har sitt virke innen

et helt annet felt. Samtidig er denne standarden produsert for å bidra til sikkerhet, verdiskapning og sikre kostnadseffektivitet for prosjekter innen petroleumsbransjen. Å benytte seg av en annen industri sine fremgangsmåter og synspunkter, vil kunne være med å bidra til andre synspunkter for en bedrift som Statkraft.

Disse standardene ble benyttet i arbeidet med å vurdere praksisen Statkraft utøver i forhold til metodene som kommer frem her. Dette gjelder innenfor tekniske risikometoder, hvor ISO 31010 var aktuell. NORSOK Z-013N ble benyttet i arbeidet med økonomiske vurderinger av prosjektporteføljen, og med dette bruk av kost-nytteberegningene slik de er fremstilt i standarden.

3.6. Anvendt programvare

For å kunne gjennomføre beregninger av nåverdi- og kost-nytte ble det nødvendig å ta i bruk tilleggsprogrammet i Excel, @Risk. Grunnen var at det her var naturlig å betrakte noen av variablene som stokastiske. For å kunne ta høyde for dette og ta det med inn i beregningene ble Monte Carlo-metoden benyttet, som forklart i kap. 2.6.2. Bruk av denne metoden muliggjorde simuleringer for inngangsvariablene slik at det stokastiske elementet ble inkludert.

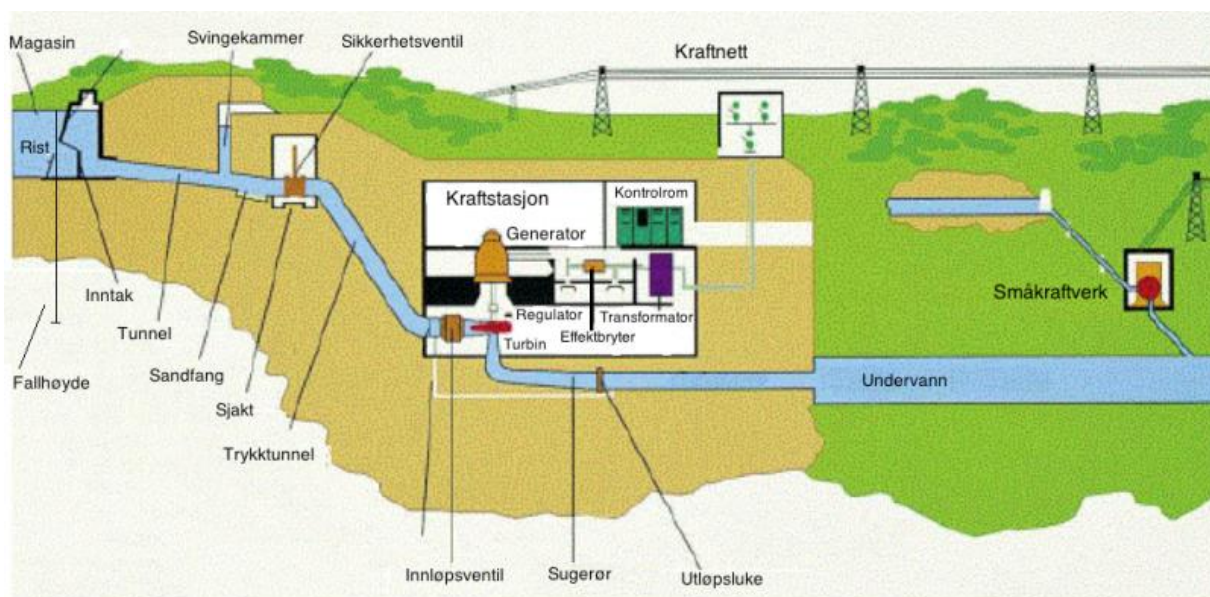
Det ville vært mulig å gjennomføre manuelle beregninger av Monte Carlo-simuleringer ved å benytte seg av R, tilfeldig tall mellom 0 og 1, men dette ville vært tidkrevende. Dette er fordi det må gjennomføres mange utregninger med ulik R, da gjerne over 1000 stykker for å få mest mulig korrekt resultat og riktig sannsynlighetsfordeling av resultatvariabelen. Ved bruk av @Risk ble det mulig å gjennomføre så mange simuleringer som nødvendig for å oppnå ønsket resultat.

4. Teknisk oppbygning av vannkraftverk med viktige komponenter

Vannkraft har gjennom tidene blitt benyttet til ulike oppgaver, som for eksempel sagverk og møller. I Norge blir denne typen energioverføring nå hovedsakelig benyttet til strømproduksjon, da Norge har gode muligheter for å bygge slike kraftverk på grunn av vår geografi. Dette har resultert i at 99 prosent av strømproduksjonen i Norge kommer fra vannkraftverk. (Statkraft, 2013i)

4.1. Prinsipiell oppbygning av vannkraftverk

Hovedprinsippet for hvordan et vannkraftverk fungerer er at vannet enten demmes opp eller ledes inn i et kraftverk. Vannet som går inn i kraftverket vil da gå gjennom en rørgate og gjennom en turbin som vil drives rundt av vannmassen som går gjennom den. På denne måten utnyttes den potensielle energien vannet har og omgjort den til roterende energi. Turbinens roterende bevegelser vil videre bli omgjort til elektrisk energi ved hjelp av en generator. Figur 22 viser en forenklet skisse av hvordan et vannkraftverk fungerer. Størrelsen på anlegget påvirker ikke den prinsipielle virkemåten og vil hovedsakelig påvirke dimensjonering av utstyret og anlegget. (Statkraft, 2013i)



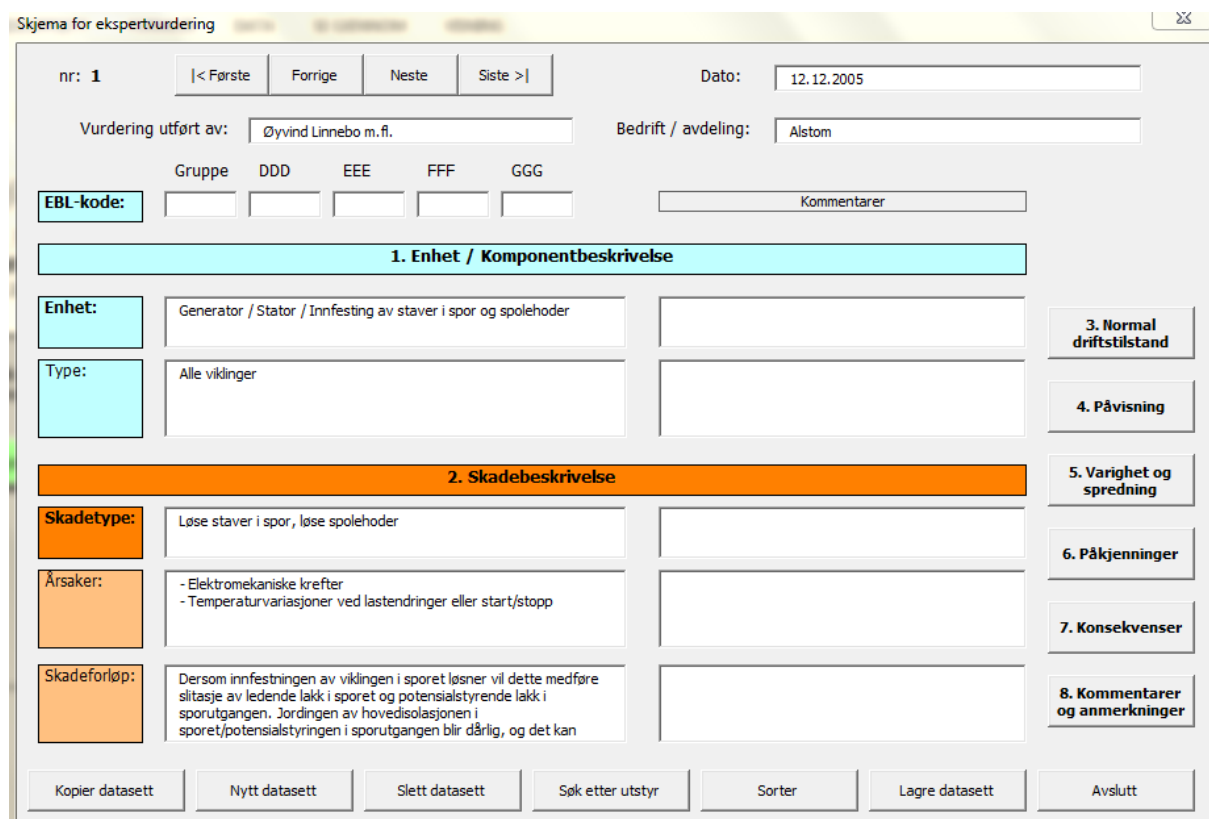
Figur 22 - Skisse av et vannkraftverk (Skaare, 2014)

Elektrisiteten som produseres i vannkraftverket sendes videre til en transformator for å kunne omforme elektrisiteten slik at den har høyere spenning når den sendes ut på strømmettet. Dette er for å minimere strømtapet som oppstår på veien fra produksjon til forbruker. (Sebergsen & Svarte, 2002)

De viktigste komponentene i et vannkraftverk vil derfor være vantturbinen, den elektriske generatoren og transformatoren. I tillegg er tilløpstunnelen med tilhørende ventiler, kablene og skinneføringene mellom generatoren og transformatoren, anlegg for tilkobling til kraftnettet og kontrollanlegget for kjøring av kraftverket avgjørende deler av et slikt system (Vinjar, 2012).

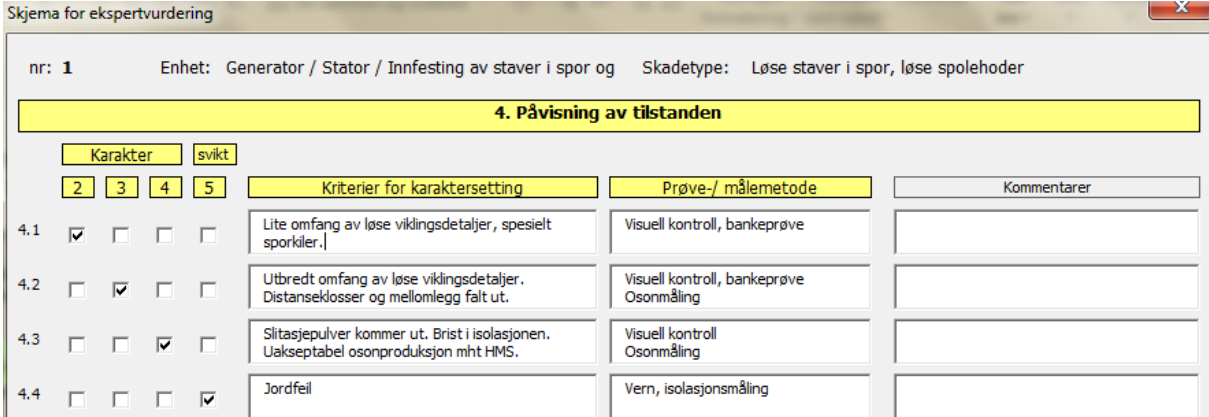
Videre i dette kapittelet vil hovedkomponentenes virkemåte forklares. I tillegg vil også viktige sviktmekanismer for hver komponent presenteres. Dette er fordi det i tekniske anlegg alltid vil være en risiko for at sviktmekanismer inntreffer, altså at en komponent feiler. Noen sviktmekanismer kan forebygges eller utstyret kan redesignes for å eliminere enkelte typer feil. Årsaken til at sviktmekanismer oppstår varierer veldig. Faktorer som kan spille inn her er designfeil, materialsvikt, miljøet komponenten opererer i, samt menneskelig feil. Feil vil her ofte oppstå som en kombinasjon av to eller flere av de nevnte faktorene. (Grimvall, Holmgren, Jacobsson, & Thedéen, 2010)

Det er påbegynt en kartlegging av viktige sviktmekanismer for vannkraftverk av SINTEF i samarbeid med norske kraftleverandører, der i blant Statkraft. Ut ifra dette er det utarbeidet et regneark. Dette regnearket er ment å gi en oversikt over hvilke sviktmekanismer som kan oppstå for de ulike hovedkomponentene. Det er også lagt inn hva som kan være årsaken for feilen, samt hvordan skadeforløpet kan antas å utartes for den spesifikke sviktmekanismen. Et eksempel fra dette verktøyet er presentert i Figur 23.



Figur 23 - Skjermdump fra verktøy med sviktmekanismer, beskrivelse (SINTEF Energiforskning AS & Statkraft, 2008)

Her er det mulig å gå inn på ulike sider med informasjon tilknyttet hver sviktmekanisme for å få opp informasjon om blant annet hvordan feilen påvises. Et utsnitt av en slik side vises nedenfor.



nr: 1 Enhet: Generator / Stator / Innfesting av staver i spor og Skadetype: Løse staver i spor, løse spoleholder

4. Påvisning av tilstanden

| Karakter | | svikt | Kriterier for karaktersetting | Prøve-/ målemetode | Kommentarer | | |
|----------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--|--|--|
| 2 | 3 | 4 | | | | 5 | |
| 4.1 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Lite omfang av løse vikingsdetaljer, spesielt sporkiler.] | Visuell kontroll, bankeprøve | |
| 4.2 | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Utbredt omfang av løse vikingsdetaljer. Distanseklusser og mellomlegg falt ut. | Visuell kontroll, bankeprøve Osonmåling | |
| 4.3 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Siltasjepulver kommer ut. Brist i isolasjonen. Uakseptabel osonproduksjon mht HMS. | Visuell kontroll Osonmåling | |
| 4.4 | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | Jordfeil | Vern, isolasjonsmåling | |

Figur 24 - Skjermdump fra verktøy med sviktmekanismer, påvisning (SINTEF Energiforskning AS & Statkraft, 2008)

Dette er et verktøy under utvikling, og inneholder i dag noe mangelfull informasjon i forhold til enkelte komponenter og sviktmekanismer. Foreløpig er det generator som er best representert i dette verktøyet, men også for denne komponenten er det mangler i forhold til mulige sviktmekanismer. De sviktmekanismene som er representert i dette verktøyet vises i Vedlegg 1.

Ut over dette verktøyet finnes det lite dokumentasjon i Statkraft som omhandler sviktmekanismer på et generelt grunnlag. Dette gjør at det ikke er predefinert hvilke feil som kan oppstå for hver type komponent. Når det gjennomføres tilstandsvurderinger av anlegg er det derfor kun de tilgjengelige skjemaene og prøvene definert i SAP som styrer, sammen med erfaringen fra den som gjennomfører kontrollen.

4.2. Viktige hovedenheter

4.2.1. Turbin

Turbinen i et vannkraftverk har som oppgave å omsette energien i vannet til roterende energi. Som Figur 22 viser kommer vannet som går igjennom turbinen ofte fra et vannmagasin som ligger høyere oppe. Vannet blir så tappet ned via en tunnel, for å så gå inn i en trykktunnel og deretter ned i turbinen. Vannet som kommer inn i turbinen blir da omdannet fra potensiell og kinetisk energi til mekanisk energi. Den mekaniske energien blir så omdannet til elektrisk energi ved hjelp av en generator. (Statkraft, 2013g)

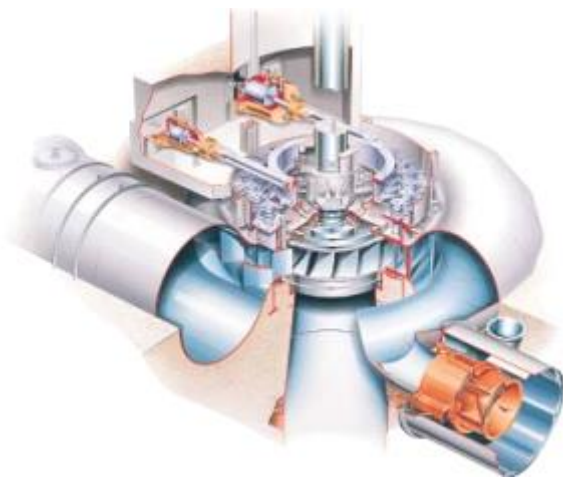
Det tre mest vanligste turbintypene som benyttes nå i dag er Pelton, Kaplan og Francis. Felles for de ulike turbintypene er at alle i all hovedsak består av en form for løpehjul med ledeskovler, en aksling, tilførselsrør og turbinhus. Forskjellene ligger i hvordan vannet ledes og hvilken del av energien som utnyttes, da enten den statiske energien (stillingsenergien) til vannet eller trykkgenerien som oppstår. (Vogt-Svendsen, 2000)

Anleggene som er inkludert i denne oppgaven benytter Francis- og Bulb-turbin. Derfor er det disse to som er nærmere beskrevet her.

Francisturbin

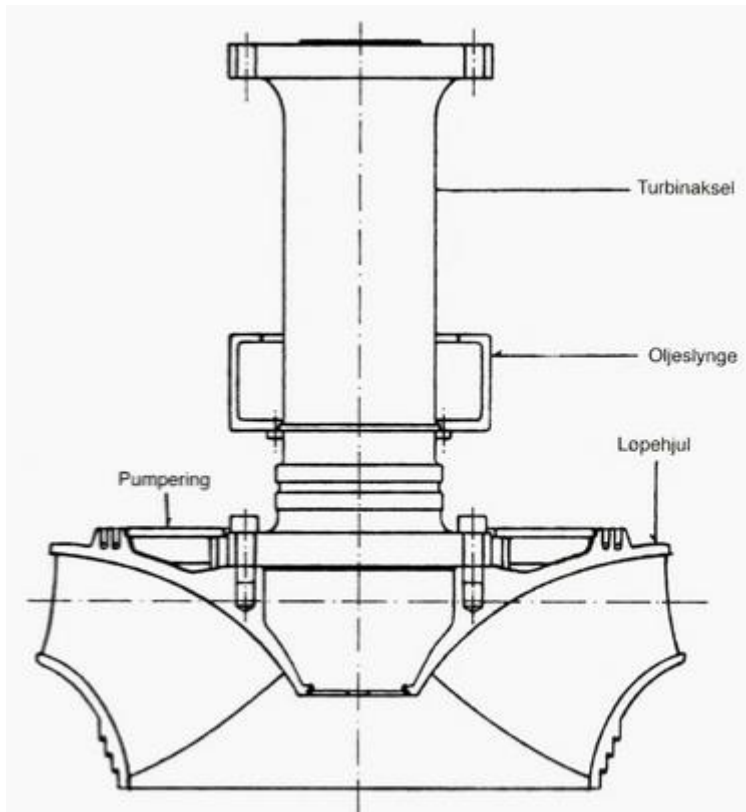
Francisturbiner er en av de mest benyttede turbintypene i norske vannkraftverk. Denne typen turbiner fungerer best ved fallhøyder på mellom 30–600 meter. (NVE, 2007)

Figur 25 viser en skisse av hvordan en Francisturbin er bygd opp. Vannet kommer samlet med høyt trykk fra vannmagasinet via et stort spiralformet rør. Videre fordeler vannet seg ved hjelp av ledeapparatet som leder vannet inn mot løpehjulet i spiraltrommen. Vannet vil så gjøre at løpehjulet går rundt og på denne måten vil vannets energi bli omgjort til roterende energi.



Figur 25 - Skisse Francisturbin (NVE, 2007)

En francisturbin er en mekanisk konstruksjon, og i denne typen konstruksjoner er det naturlig å skille mellom de roterende og de faste komponentene. Hovedkomponentene i en Francisturbin er roterende deler, turbinlager, ledeapparat, akseltetningsboks og sugerør. De roterende delene er et samlebegrep for løpehjul, turbinaksel og turbinlagerets oljeslynge, som vist i Figur 26. Hvordan løpehjulet er konstruert kan variere. Det kan enten være helstøpt eller av sammensveisede støpte plateskovler. Turbinakselen er den delen av turbinen som forbindes med generatoren. Denne vil svive rundt ved hjelp av løpehjulet og vannet som går inn i turbinen. Dermed vil generatoren omgjøre denne energien til elektrisitet.



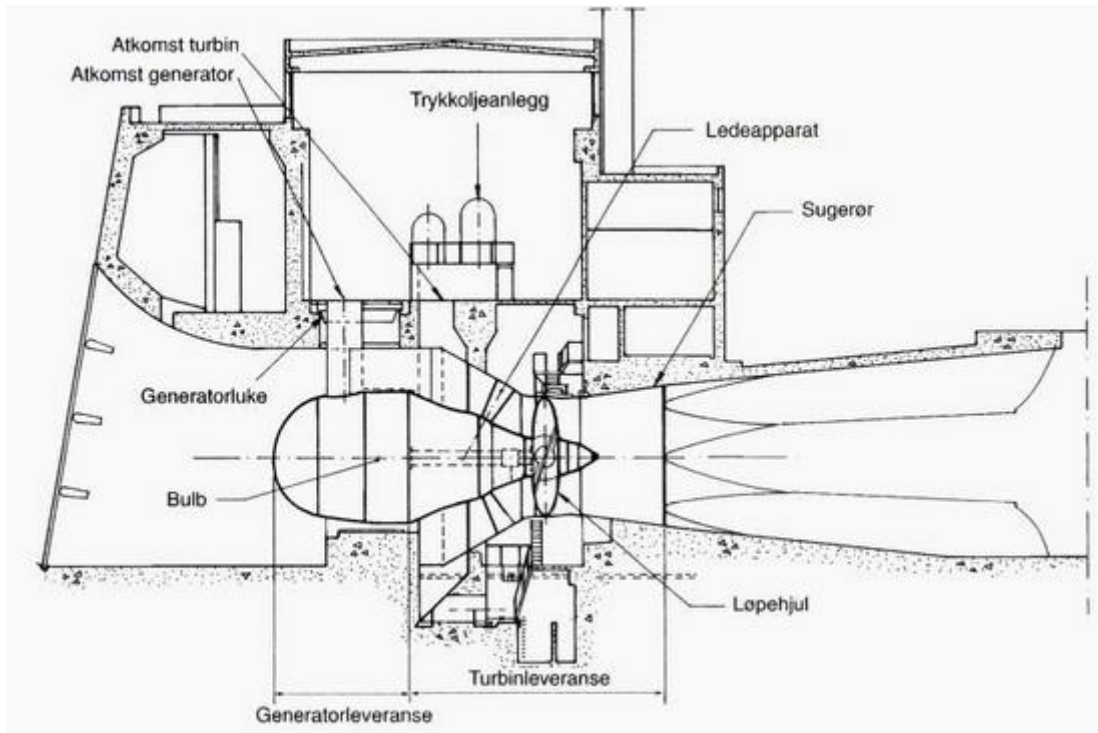
Figur 26 – Roterende deler (Vogt-Svendsen, 2000)

Ledeapparatet i en slik turbin består hovedsakelig av komponenter som ledeskovler, skovlarmer, lenker samt øvre og nedre turbinlokk. Denne delen av turbinen har som jobb å fordele vannet riktig inn i turbinen slik at det oppnås best mulig effekt. Ledeskovlene er formet som skåler og er montert tett slik av vannstrålen bare berører hvert skovl i kort tid. Disse er ofte helstøpte og et vanlig materiale er vanlig eller rustfritt stål. Samtidig er denne konstruksjonen ofte bevegelig. Denne bevegeligheten gir mulighet til å regulere turbinens ytelse ved å stille inn skovlene ut fra vanntrykket inn.

Bulbturbin

En bulbturbin er en turbintype som Figur 27 illustrerer. Denne typen turbin er å betrakte som spesiell, da den ikke er benyttet i særlig grad i vannkraftverk i Norge. Det som skiller denne typen turbiner fra de mye brukte turbinene er at generatoren og viktige turbindeler ligger plassert inne i en bulb, en konstruksjon som kan minne om en lyspære i formen. I tillegg har denne typen turbin en horisontal aksel. Dette er en rørturbintype som egner seg best til elvekraftverk siden den blir fungerer best ved lave fallhøyder (20 til 25 meter) og ved store vannmengder. (Vogt-Svendsen, 2000)

Når vannet kommer fra rørgata strømmer det aksielt inn på ledeskovlene. Løpehjulet til en bulbturbin er formet som en propell med vibbare skovler, og den kan ha forskjellige antall skovler avhengig av fallhøyde og vannføring. (Vogt-Svendsen, 2000)



Figur 27 - Skisse av en bulbturbin (Vogt-Svendsen, 2000)

En bulbturbin består av flere hovedkomponenter. Som på francisturbinen er består disse komponentene blant annet av roterende deler, turbinlager, akseltetningsboks, ledeapparat. I tillegg har Bulbturbinen flere komponenter som stagskonus, løpehjulskammer, sugerørskonus, generatorluke og stagskjold.

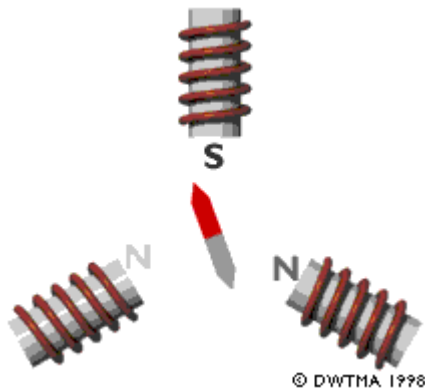
Vannet strømmet her forbi bulbkonstruksjonen før det treffer ledeskivene. Som på Francisturbinen er det også her mulig å justere ledeskivene med hjelp av en regulator for å oppnå høyest mulig ytelse. I tillegg er det også bevegelige skovler på denne turbin typen. Denne bevegelsen koordineres i samsvar med reguleringen av ledeskivene. Videre vil vannet bli ledet via ledeskivene inn mot løpehjulet som igjen driver rundt turbinakselen og omgjør vannets statiske energi til roterende energi.

Sviktmekanismer for turbiner

Turbiner har lang levetid, men allikevel vil det her kunne oppstå feil. Sviktmekanismer som oppstår i en turbin er ofte i sammenheng med ledeskivene og løpehjulet. Her vil kavitasjon på ledeskivene på bakgrunn av vanntrykket de har vært usatt for være en av de mer vanlige feilene som kan forekomme. Dette gjelder også sprekkdannelse. Hvor kritisk en slik feil vil være er avhengig av omfanget av kavitasjonen eller sprekken. Eksempel her vil være at en mindre skade med sprekk i skovl vil kunne forårsake nedetid på grunn av reparasjon med en varighet på to uker. Skader på skovler vil også kunne forårsake produksjonsstopp, da med varigheter minst to år. Dette vil kunne forekomme når det har oppstått feil som påvirker løpehjulet eller det er skjedd skader på løpehjulet slik at dette må byttes ut i sin helhet. Her det også sprekkdannelser som er en av de viktigste sviktmekanismene.

4.2.2. Generator

En generator i et vannkraftverk har i oppgave å omforme den roterende mekaniske energien fra turbinen om til elektrisitet. Det finnes to hovedtyper generatorer, synkron og asynkron. I kraftverkene i Norge benyttes det omtrent kun synkrongeneratorer. Det samme gjelder for de kraftverkene som blir sett på i denne oppgaven. Derfor er det kun denne typen som blir beskrevet nedenfor. (Saugstad & Gunvaldsen, 2014)



Figur 28 - Synkrongenerator prinsipp (d'Emil et al., 2003)

Synkrongenerator

Prinsippet bak en synkrongenerator, som det er vist i Figur 28, er slik at det er tre magneter plassert i en sirkel som hver er tilkoblet det elektriske nettet. I mellom disse tre er det plassert en permanent magnet. Permanentmagneten vil roteres når turbinen går rundt. Når denne magneten roterer mellom de andre magnetene vil denne påvirke det elektromagnetiske feltet som skapes mellom de tre magnetene og på denne måten sende vekselstrøm ut på nettet. På denne måten blir den roterende bevegelsen som skapes av gjennomstrømmingen av vann gjennom turbinen omgjort til elektrisitet. (d'Emil et al., 2003)

Hovedbestanddelene til en generator er stator, rotor. Statoren er den faste delen av generatoren, mens rotoren er den komponenten som sviver rundt. Rotoren, som tilsvarer kjernen i generatoren, beveges rundt ved hjelp av bevegelsene fra den roterende turbinakselen. Videre består rotoren av viklinger som fører likestrøm, og fungerer således som en magnet. Statoren på sin side består av mange viklinger av kobbertråd. Det er plassert flere slike viklingskretser rundt statoren, det er dette som skaper det varierende magnetiske feltet i kretsen og dermed induserer spenning.

Sviktmekanismer for generator

For en generator vil typiske sviktmekanismer kunne være brudd og slitasje på isolasjonen rundt viklingene, da både på statorviklingene, men også på polene. Dette kan komme av aldring, altså at isolasjonen blir nedbrutt over tid, men også at hyppig påkjenninger ved for eksempel start og stopp og med dette temperaturvariasjoner i generatoren. Denne typen feil vil kunne forårsake blant annet kortslutning og brann i generatoren. Det kan også oppstå feil i tilknytning med avkjølingen. Omfanget av produksjonsstopp knyttet til en slik hendelse vil være høyst variabel. Også her kan nedetiden strekkes seg fra noen få uker og opptil et år.

4.2.3. Apparat- og kontrollanlegg

Apparatanlegg

For å få utnyttet den elektriske energien som produseres i generatoren og få den ut i tilførselsnettet trenges det et apparatanlegg. Apparatanlegget omfatter komponenter som blant annet transformatorer og effektbrytere. (SWECO Norge, Fladen, Holmqvist, & Bache, 2010)

Transformatoren som er en av hovedkomponentene i et kraftverk, har i oppgave å transformere spenningen opp og strømmen ned slik at den tilpasses nettspenningen, og for å minimere tap ved kraftoverføring- Denne består prinsipielt av to spoler, som kalles primær- og sekundærspole samt en kjerne. De to spolene er isolert fra hverandre, men også viklet rundt den samme kjernen som er laget av et material med gode lederegenskaper (ofte jern). Spenningen fra generatoren kommer inn på primærsiden og skaper elektromagnetisk spenning som gjør at det oppstår en strøm ut fra sekundærsiden. Det oppstår mye varme fra en slik transformator, noe som gjør at det her er nødvendig med kjøling for å kunne drifte den.

En annen viktig del av apparatanlegget til et kraftverk er effektbrytere. Effektbrytere er nødvendige for å kunne koble kraftverket fra nettet om det skulle oppstå feil eller det er behov for jobb på anlegget. (Qvale, 2007)

Sviktmekanismer apparatanlegg

Som på turbiner er også apparatanlegg utsatt for svikt og skader på isolasjonen på viklingene. Feil her vil kunne resultere i alt fra reparasjon på verksted, bytte av vikling eller behov for en helt ny trafo om feilen er omfattende. Oppstår det feil på en transformator vil det hovedsakelig være oljeprøver som vil være en mulig indikasjon på dette. Her vil et eksempel på en feil i en transformator være at det vil kunne oppstå svovelsulfider i oljen. Disse vil igjen føre til en kjemisk reaksjon med metallet oljen kommer i kontakt med, da hovedsakelig i forhold til kobber, men også for sølv. En slik reaksjon kan føre til at det danner seg spisser av kobbersulfider som vil kunne spise seg igjennom isolasjonen og på sikt føre til isolasjonssvikt.

Kontrollanlegg

For at et kraftverk skal kunne kjøres og for at det skal fungere er det nødvendig med et kontrollanlegg. Denne delen av kraftverket kan beskrives som hjernen til anlegget. Det er kontrollanlegget som opererer de automatiske funksjonene og som styrer hva og hvordan ting foregår. Dette anlegget har blitt mer og mer avansert med årene som har gått og i dag vil det normalt bestå av databasert styring og programmerbare logiske styring (PLS). I tillegg er det naturlig at det er inkludert regulatorer i disse kretsene da man ønsker å styre anlegget slik at det oppnås optimal produksjon. (Vogt-Svendsen, 1998)

4.3. Teknisk oppbygning av utvalgte kraftverk

Tabell 3, Tabell 4 og Tabell 5 viser generell informasjon om kraftverkene som blant annet byggeår, produksjonskapasitet og komponenttyper.

Tabell 3 - Kjela vannkraftverk (Statkraft, 2015w)

| Generelt | |
|----------------------|-------------------------------------|
| Kraftverk | Kjela |
| Kommune | Vinje |
| Ferdig utbygd G1 | 1979 |
| Årsproduksjon | 218 GWh |
| Turbin | |
| Type | Francis |
| Fabrikk | Kværner |
| Ytelse | 61,8 MW |
| Generator | |
| Type | Synkrongenerator |
| Fabrikk | National Industri (nå Alstom Power) |
| Ytelse | 70 MVA |
| Transformator | |
| Type | National Industri |
| Ytelse | 85 MVA på begge T1 og 5 MVA på T2 |

Tabell 4 - Hogga vannkraftverk (Statkraft, 2015w)

| Generelt | |
|------------------|-------------------------------|
| Kraftverk | Hogga |
| Kommune | Nome |
| Ferdig utbygd G1 | 1987 |
| Årsproduksjon | 84 GWh |
| Turbin | |
| Type | Kaplan-rør |
| Fabrikk | Kværner |
| Ytelse | 17,7 MW |
| Generator | |
| Type | Synkrongenerator |
| Fabrikk | National Industri (nå Alstom) |

| | |
|--------|--------|
| Ytelse | 20 MVA |
|--------|--------|

Tabell 5 - Tokke vannkraftverk (Statkraft, 2015w)

| Generelt | |
|----------------------|-------------------------------------|
| Kraftverk | Tokke |
| Kommune | Tokke |
| Ferdig utbygd G1 | 1961 |
| Ferdig utbygd G2 | 1962 |
| Ferdig utbygd G3 | 1962 |
| Ferdig utbygd G4 | 1962 |
| Årsproduksjon | 2140 GWh |
| Turbin | |
| Type | Francis |
| Fabrikk | Kværner |
| Ytelse | 110,3 MW |
| Generator | |
| Type | Synkrongenerator |
| Fabrikk | G1 – BBC, G2, G3, G4 – NEBB |
| Ytelse | 120 MVA på hver av generatorene |
| Transformator | |
| Fabrikk | Per Kure |
| Ytelse | 120 MVA på hver av transformatorene |

I Tabell 6 gis det en oversikt over hvordan tilstanden i de utvalgte anleggene er, basert på informasjon som Statkraft har innhentet gjennom målinger og tilsyn. Tilstanden er her presentert som en tilstandskarakter fra en til fire, hvor en er som ny og fire er i dårlig stand med stor sannsynlighet for havari.

Tabell 6 - Oversikt over tilstanden til hovedkomponentene til Kjela, Hogga og Tokke (Statkraft, 2015u)

| Kraftverk | Turbin | Generator | Apparat- og kontrollanlegg | Transformator |
|-----------|--------|-----------|----------------------------|---------------|
| Kjela | 2 | 2 | 3 | 3 |
| Hogga | 2 | 3 | 3 | 2 |
| Tokke | | | | |
| G1 | 1 | 2 | 3 | 2 |

| Kraftverk | Turbin | Generator | Apparat- og kontrollanlegg | Transformator |
|-----------|--------|-----------|----------------------------|---------------|
| G2 | 1 | 2 | 3 | 2 |
| G3 | 1 | 2 | 3 | 2 |
| G4 | 1 | 1 | 3 | 2 |

Tabellen viser at Kjela kraftverk har tilstandskarakter to på både turbin og generator. Som det kommer frem i kap.5.2, betyr det at disse komponentene viser tegn til aldring uten at det er behov for utbedring for å fortsette produksjonen. Videre har apparat- og kontrollanlegget og transformator tilstandskarakter tre, noe som betyr at det her er nødvendig med utbedringer for å begrense risikoen for svikt og havari.

For Hogga kraftverk er det satt tilstandskarakter to på turbin og transformator, mens det er tilstandskarakter tre på generator, samt på apparat- og kontrollanlegget. I henhold til kap.5.2 betyr det at det også her er nødvendig med utbedringer for å sikre videre drift. Når en hovedkomponent får karakter tre, blir den som nevnt tidligere, satt opp i langtidsplanen til Statkraft for å bli utbedret for unngå nedetid eller havari.

Mye av årsaken til at apparat- og kontrollanlegget på Kjela og Hogga har fått karakter tre, er på bakgrunn av sin alder. Siden disse anleggene ble bygd for mange tiår tilbake, er mangelen på kunnskap stor og det er heller ikke enkelt å oppdrive reservedeler. Dette er igjen noe som er med på å skape en usikker drift for Statkraft, siden anleggene fort kan svikte eller havarere.

Tokke kraftverk er et kraftverk med fire aggregater. Tabellen viser at det her er gjennomført utbedringer den siste tiden på turbinene på alle aggregatene. Generatoren på aggregat 1 (G1) er også av tilstandskarakter en mens de resterende generatorene i Tokke kraftverk er av tilstandskarakter to. Apparat- og kontrollanlegget på Tokke kraftverk har tilstandskarakter tre, mens transformatorene er av karakter to. Disse var i 2013 av karakter tre, men etter en regenerering av oljen ble tilstanden satt tilbake til karakter to. Dette er et tiltak som ble gjort for å kunne forskyve utbedringsprosjektet her fremover i tid. Årsaken til at dette er ønskelig er at det fremover er planlagt oppgradering av nettet her i samarbeid med Statnett. Ved å bytte ut transformatorene nå ville det blitt nødvendig å bytte dem på nytt når nettet skal oppgraderes, noe som ville blitt veldig kostbart.

5. Metoder for organisering av drift og vedlikehold

Vedlikehold er en nødvendig prosess som må utføres for å forhindre at komponenter forfaller som følge av slitasje. Ved å utføre oppgraderinger eller utskiftninger, vil dette være med å forhindre at større havari eller reparasjoner forekommer, samtidig som det er med på å heve kvaliteten på komponentene. For å presentere hvordan organiseringen av vedlikehold foregår i Statkraft tar derfor dette kapittelet for seg hvordan vedlikeholdsmetoden RCM benyttes samt hvordan tilstandskontrollene på de ulike hovedkomponentene gjennomføres og dokumenteres. I arbeidet med RCM-metoden er det også naturlig å inkludere informasjon om sviktmekanismer og levetidsmodeller for Statkraft sine anlegg og komponenter.

Statkraft har utarbeidet en prosedyre som forklarer hvordan arbeidet med vedlikeholdet skal foregå. Her er det spesifisert hva som skal gjennomføres og hvilke metoder som skal benyttes. Arbeidet med vedlikehold kan deles inn i tre ulike faser, henholdsvis planlegging og analyse, registrering og ytelse. Planlegging og analyse er den delen av arbeidet som omfatter kartlegging av systemene og hvilke vedlikeholdstiltak og intervaller som bør gjennomføres. Under denne fasen er det spesifisert at RCM-analyse skal benyttes som metode for å dimensjonere det daglige vedlikeholdet. I tillegg hører også oppdatering av analyser og stamdata med her, da eventuelle uforutsette kurative vedlikeholdstiltak og eventuelt forsinkelser i det planlagte vedlikeholdet må inkluderes i fremtidige beslutninger og planlegging. (Statkraft, 2012)

Fasen registrering omfatter blant annet hvordan tilstanden til de tekniske komponentene skal dokumenteres ved bruk av tilstandskarakterer og beskrivelse. Her registreres også feil som oppstår i tillegg til kostnader og utgifter knyttet til vedlikeholdsarbeidet. Den siste fasen, ytelse, tar for seg hvordan kostnader og vedlikeholdsarbeidet henger sammen ved hjelp av benchmarking opp mot planlagt budsjett. I tillegg favner ytelse om vedlikeholdsprosjekter og hva som skal registreres i vedlikeholdsdatabasen med tanke på dokumentasjon, teknisk data, ressurser og tid. (Statkraft, 2012)

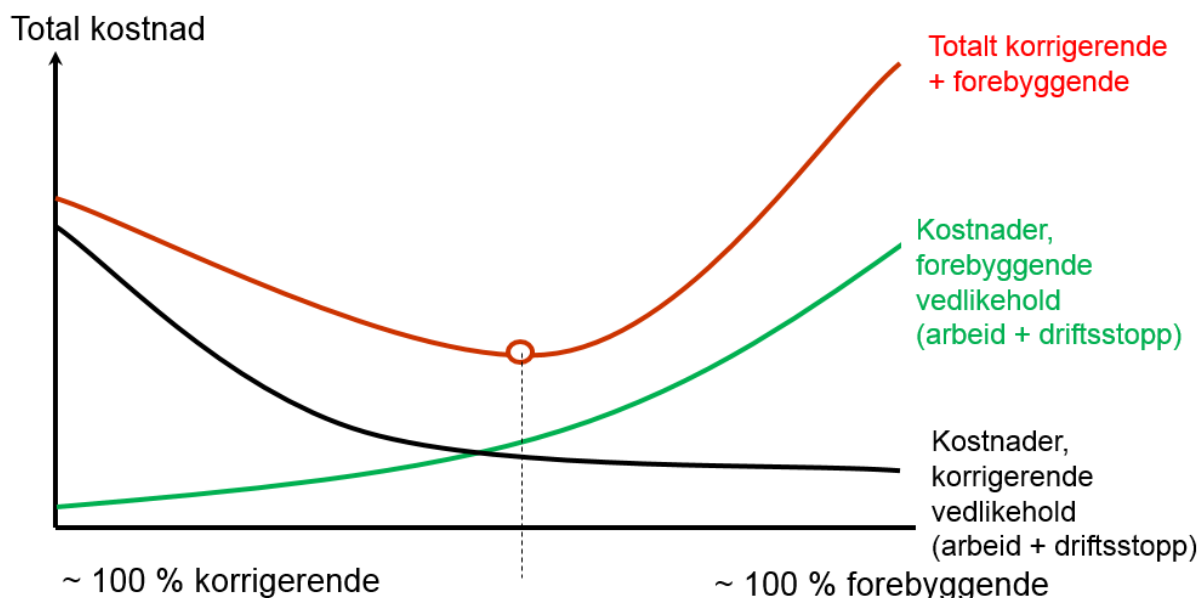
Siden det skal sees på RCM og hvordan denne prosessen foregår senere i kapittelet er det nødvendig å se på hvordan Statkraft ser på vedlikehold. Slik det er i dag deler Statkraft vedlikeholdet i sine anlegg inn i fire ulike kategorier. Disse kategoriene er med på å dele inn budsjettet i ulike poster, samtidig som at risikonivåene kan differensieres for den ulike kategori og styres deretter. De fire vedlikeholdskategoriene er som følger:

1. Planlagt kurativt vedlikehold, reparasjon
2. Planlagt preventivt periodisk vedlikehold
3. Planlagt preventivt tilstandsstyrt vedlikehold
4. Modifikasjon, redesign

Det som skiller disse typene vedlikehold er blant annet om de er basert på å forhindre at feil oppstår eller om feilene skal rettes når de allerede har oppstått. Her vil kurativt vedlikehold være oppretting av feil som allerede har oppstått, mens periodisk vedlikehold vil være for eksempel overhaling av en motor ved gitte intervaller for at den ikke skal feile. For å finne frem til mulige preventive tiltak kan RCM-analyse, som beskrevet i kap. 2.5.2, benyttes. Vedlikeholdsaktivitetene knyttet til punkt to, Planlagt preventivt periodisk vedlikehold, er de vedlikeholdstiltakene som kommer frem under RCM-analysen. Altså er det resultatet fra gjennomgangen av vedlikeholdsmenyen som vist i Figur 12.

Videre er alle bedrifter opptatt å få best mulig utbytte av kostnadene knyttet til vedlikehold, dette gjelder også Statkraft. Å oppnå best mulig nytteverdi av tiltakene som innføres innebærer å skape en god balanse mellom preventive og korrigerende tiltak. Som Figur 29 viser vil et slikt optimum kunne finnes ved å se ved hvilket nivå summen mellom kostnaden for korrigerende vedlikehold og kostnaden for preventivt vedlikehold er lavest. Denne metoden kalles for pålitelighetsbasert vedlikehold, eventuelt risikobasert vedlikehold. (Statkraft, 2014c)

Denne figuren kan sammenlignes med illustrasjonen presentert i Figur 17. Der vises det hvordan en må gå frem for å oppnå balanse mellom kostnader ved utskifting og kostnader ved feiling. Det samme prinsippet gjelder her. Her er det balanse mellom kostnad knyttet til alle preventive tiltak som må balanseres opp mot kostnad ved reparasjon og kurative tiltak.



Figur 29 - Fordeling vedlikehold (Statkraft, 2014c)

Å oppnå et vedlikehold som er tilpasset denne optimale fordelingen mellom preventivt og kurativt vedlikehold, er målet for Statkraft. Slik det kommer frem gjennomføres det ikke noen analyser av hvordan fordelingen faktisk er eller om den kan betraktes som optimal. Det som viser seg er at det planlagte preventive vedlikeholdet budsjetteres ut i fra vedlikeholdsdata i SAP og de tidsintervallene og

tiltakene som er lagt inn her. Det kjøres årlig en simulering av årsforløpet for vedlikeholdsaktivitetene og denne simuleringen dimensjonerer budsjettet for planlagt vedlikehold. For det kurative vedlikeholdet er det historisk data som bestemmer dimensjonen på budsjettet. Statkraft har erfaring med at dette fungerer godt som grunnlag, da det historisk sett har vært lite variasjon i behov for kurativt vedlikehold. Dette gjelder også nå, selv om mange av anleggene og komponentene nærmer seg slutten av levetiden.

Budsjettene for vedlikeholdet utføres på kraftverksgruppenivå. Dette betyr at hver kraftverksgruppe blir tildelt en sum penger avsatt vedlikehold i henhold til simuleringen i SAP. Videre fordeles disse pengene på hvert enkelt kraftverk internt i kraftverksgruppen. Det oppleves at forholdet mellom budsjett og faktiske kostnader knyttet til de forskjellige postene for vedlikehold avviker noe. Dette gjelder også for det planlagte vedlikeholdet. Her er det flere potensielle feilkilder.

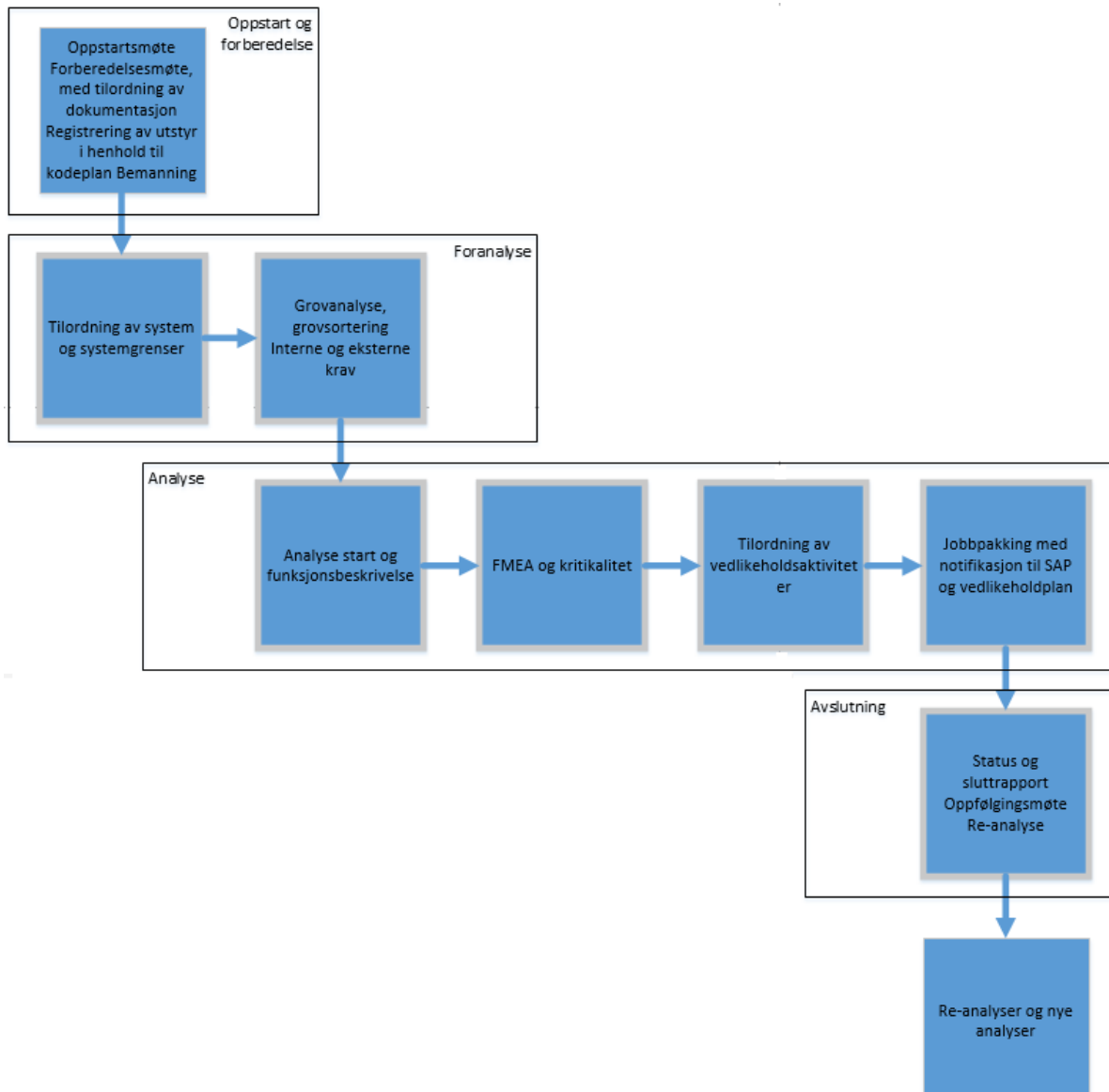
Noe som kan være med å skape avvik fra vedlikeholdsbudsjettet er at det kan være gjort feilvurderinger på tidsbruk for enkelte vedlikeholdsaktiviteter. Dette betyr at når en analyse av tiltak er gjennomført og tiltaket skal implementeres, så må det settes et forventet antall timer knyttet til aktiviteten. Denne avgjørelsen er erfaringsbasert, noe som fører til at det kan oppstå avvik i antall timer, både i positiv og negativ retning. Dette kan for eksempel skyldes endringer i teknologi, hvor det utstyret som ble benyttet før gjerne var mer arbeidskrevende å gjennomføre overhaling på, mens det utstyret som benyttes nå kan være enklere.

Videre vil også feilrapporteringer i SAP kunne skape avvik i forhold til budsjettet. For å oppnå riktige verdier her er det viktig at hver aktivitet som gjennomføres registreres med riktig kode. Her finnes det klare retningslinjer som forklarer hvordan gjennomført arbeid skal registreres. Allikevel vil gjennomføringen av denne registreringen kunne være kilde til feil. Alle ansatte har selv ansvar for å registrere egne aktiviteter. Det kan her antas at det er noe variasjon på kunnskap og erfaring i forhold til slik registrering og bruk av dataverktøyet som benyttes, noe som igjen vil kunne føre til feilregistreringer og lignende.

5.1. RCM i Statkraft

Når planleggingen av vedlikehold skal gjennomføres, er det nødvendig å velge en metodikk å følge for å sikre seg best mulig resultat. Her benytter Statkraft seg av RCM som metode, og har på bakgrunn av dette utarbeidet en manual som forklarer verktøyene som benyttes underveis samt hvordan analysen gjennomføres (Statkraft, 2013d). Denne manualen er laget for å sikre felles forståelse for hvordan en slik analyse utføres internt i Statkraft.

Som det er presentert tidligere i oppgaven er RCM-analysen en metode som benyttes i planleggingen av preventivt vedlikehold. Slik er det også i Statkraft. Som det kommer frem i RCM-manualen skal en analyse følge gitte trinn. Disse trinnene er illustrert i Figur 30.



Figur 30 - RCM-trinnene i Statkraft (Statkraft, 2013d)

Det har tidligere blitt presentert en generell figur som viser hvilke fem trinn en RCM-prosess skal igjennom basert på beskrivelsen i ISO 31010. Der ble de ulike trinnene definert som:

- Initiering og planlegging
- Analyse av funksjonsfeiling
- Definerer av oppgaver
- Implementering
- Kontinuerlig forbedring

Sammenlignes den generelle figuren (se Figur 10) med figuren ovenfor kommer det frem at det er mange likhetstrekk mellom prosessene. Det første trinnet i Statkraft sin RCM-prosess, «oppstart og forberedelse», sammenfaller med det første trinnet, «initiering og planlegging». Her er oppgavene å

identifisere kilder, tilordning av dokumentasjon og definering av ressurser som skal delta under analysen. Videre kan det sees klare sammenhenger mellom trinnene «analyse av funksjonsfeiling» og «foranalyse» fra figuren over. I begge disse trinnene blir det definert at systemet skal identifiseres, defineres og avgrenses. Statkraft har i tillegg lagt til interne og eksterne krav. Dette er fordi det anses som unødvendig å gjennomføre analyser på komponenter som dekkes av interne og eksterne krav til vedlikehold. Interne krav vil her være prosedyrer og retningslinjer, mens eksterne krav konstitueres av lover og forskrifter som for eksempel NVE sin damforskrift som er nevnt ved tidligere anledning.

Selve analysen er neste trinn i RCM-prosessen til Statkraft. Dette trinnet omfatter to av trinnene fra den generelle prosessen, da dette inkluderer både FMEA-analyse med kritikalitetsvurdering (tilsvarende en FMECA-analyse) og tilordning av intervaller og tiltak for gitt sviktmekanisme. «Analyse» konstituerer derfor både trinnet «definering av oppgaver» og «implementering». Prosessen beskriver i tillegg arbeidsoppgaver som jobbpakking og registrering av oppgaver i SAP. Siste trinnet i figuren over, «avslutning», sammenfaller med trinnet «kontinuerlig forbedring», da dette omfatter å oppdatere driftsinformasjon for å kunne gjennomføre nye analyser analysene og forbedre resultatet og planleggingen.

Baseres vurderingene på sammenligningen av RCM-prosessene ovenfor, vil det innledningsvis kunne forfektes at RCM-analysen (i henhold til Statkraft sine prosedyrer) følger samme tankegang som ISO-standarden. Allikevel kan det være store forskjeller på hvordan slike analyser i praksis gjennomføres. Det ble derfor gjennomført intervju med personell i Statkraft som har kunnskap om hvordan RCM-metoden benyttes i Statkraft for å undersøke nettopp dette.

5.1.1. Grovsortering av komponenter og systemer

Det kom her frem at RCM-metoden ikke benyttes på alle komponentene i anleggene til Statkraft. Først gjennomføres det nemlig en grovanalyse/-sortering, slik det kommer frem under «foranalyse» i Figur 30. Denne sorteringen har som mål å skille mellom feil med lav kritikalitet og feil med høy kritikalitet. Her vil de med lav kritikalitet normalt sett vil resultere i svaret «planlagt korrektivt vedlikehold» og Statkraft anser det som lite nødvendig å gjennomføre utdypende analyser på komponenter med denne typen feil.

Videre skilles det mellom to ulike kategorier for feil med høy kritikalitet. Her gjøres det en inndeling først og fremst basert på om systemet har tilknyttet eksterne eller interne krav. Det finnes en oversikt over disse kravene i et interndokument (se Vedlegg 2). Et eksempel på et internt krav er vist under i Figur 31. Kolonne tre, fire og fem viser hvilken type krav dette tiltaket kommer fra. Her er alternativene «absolutte eksterne krav», «påvirkbare eksterne krav» og «interne krav». Eksempelet nedenfor viser hvilke krav det finnes for vedlikeholdet på en generator. Det kommer frem her at det er «interne krav» som bestemmer tiltakene sammen med «påvirkbare eksterne krav» Når generatoren har nådd en alder

av 15 år, må det utføres en spesialistkontroll. Deretter skal slike kontroller utføres hvert 5-10 år, alt ettersom hvordan tilstanden til generatoren er i.

| | | | | | |
|-----|-----------------------|--|---|---|---|
| 421 | Generator Generelt | | x | x | Generator kontroll skal gjennomføres en spesialistinspeksjon når generatoren er blitt 15 år. Deretter spesialist -inspeksjon hvert 5-10 år avhengig av tilstand. |
|-----|-----------------------|--|---|---|---|

Figur 31 - Eksempel på et internt krav i Statkraft (Statkraft, 2013a)

Et eksempel på et eksternt krav er hvordan registrering av vannstanden i et magasin skal utføres (se Figur 32). Dette er et «absolutt eksternt krav» satt av NVE, som pålegger Statkraft å registrere vannstanden en gang per år, samt ha kontrollmålinger av målestav.

| | | | | | |
|-----|---------|---|--|--|--|
| 312 | Magasin | x | | | NVE: Retningslinje for registrering av vannstand av 16.01.03 kontrollkravet er 1 gang pr år. Kontrollmåling av målestav mot fastmerkebolt/kontrollbolt. Vannføring og magasinkontroll. |
|-----|---------|---|--|--|--|

Figur 32 - Eksempel på eksternt krav i Statkraft (Statkraft, 2013a)

De systemene som ikke har tilknyttet slike krav gjennomgås så for å kartlegge om det allerede foreligger en RCM-analyse fra et tilnærmet likt anlegg. De øvrige systemene, altså hvor det ikke finnes sammenlignbare anlegg hvor det er gjennomført RCM-analyser, er de som går videre til en detaljert RCM-analyse.

Ved å se på hvordan RCM-metoden beskrives i ISO 31010, er det under en slik grovsortering FMECA-analysen i en RCM kommer inn. FMECA-analysen, som beskrevet i kap. 2.5.2, kan benyttes til å grovsortere ut hvilke komponenter som er å betrakte som kritiske og hvilke som ikke krever en mer utdypende analyse i forhold til tiltak og intervaller. Det kommer frem av Statkraft sin RCM-prosedyre at det skal benyttes FMECA, men dette skal ikke gjennomføres før etter det er gjennomført en grovsorteringen.

Grovsorteringen foregår i et eget regneark. Figur 33 viser et utsnitt fra en slik sortering, mens et mer omfattende dokument finnes i Vedlegg 3. I grovsorteringsverktøyet listes alle komponentene opp og merkes med enten A (kritiske komponenter) og C (ikke-kritiske komponenter). Informasjon angående om det finnes krav som styrer tiltak eller om det skal benyttes analyser kommer også frem her. De enhetene hvor det tas en avgjørelse om å gjennomføre en RCM-analyse arbeides videre med. Som det fremkommer fra Statkraft gjennomføres denne analysen i SAP. Utover informasjonen som legges i SAP foreligger det ikke noe nevneverdig dokumentasjon av analysene.

| GROVANALYSE og GROVSORTERING | | | | | | | | | | |
|------------------------------|--------|------------|--------------|-------------|------------------|------------------------------|-----------|----------------------------|--|----------------|
| Fabrikk | System | Del-system | Grov-analyse | Kopiert fra | Teknisk plass | Navn | E-/I krav | Analyse/Kopiert | Dokumentasjon | Kommentar |
| 0241 | 411 | | A | | 0241.411.001 | Turbin A 1 | | Kritisk analyse | | Overordna nivå |
| 0241 | 411 | 200 | A | | 0241.411.001.210 | Løpehjul A-side - Turbin A 1 | X | Kritisk E/i kraven analyse | Leverandør angitt vedlikehold/kontroller i garantiperioden. Fagansvarlig Statkraft (Fjær vold) fastsatt forebyggende vedlikehold til årlig visuell inspeksjon og 4 årig NTD kontroll (start syklus 2018) | |

Figur 33 – Utklipp fra grovsortering, Statkraft

I arbeidet med grovsorteringen ville en løsning kunne være å gå direkte til FMECA-analysen og benytte resultatene her til å sortere komponentene. På denne måten ville det nåværende grovsorteringsverktøyet bli eliminert. Ved å benytte et FMECA-skjema vil det fremkomme mer informasjon angående de ulike komponentene da en fullverdig FMECA inneholder mye mer enn det nåværende verktøyet. Et eksempel her vil være blant annet hvilke feilmodi som kan oppstå, samt konsekvensen og frekvensen til denne typen feil. Som det kommer frem i eksempelet på en grovsortering (se Figur 33 eller Vedlegg 3), ville det ikke vært mye mer arbeid å lagt inn noen flere kolonner i det samme skjemaet for å få frem hvilke feilmodi som er aktuelle og hvordan dette kan påvirke resten av systemet. Et eksempel på hvordan dette skjemaet kunne sett ut vises nedenfor.

| Fabrikk | System | Del-system | Teknisk plass | Navn | Feilmodi | Feilings-mekanisme |
|---------|--------|------------|------------------|-----------------------------|----------------------|--------------------|
| 241 | 411 | 200 | 0241.411.001.210 | Løpehjul A-side - Turbin A1 | Tap av virkningsgrad | |

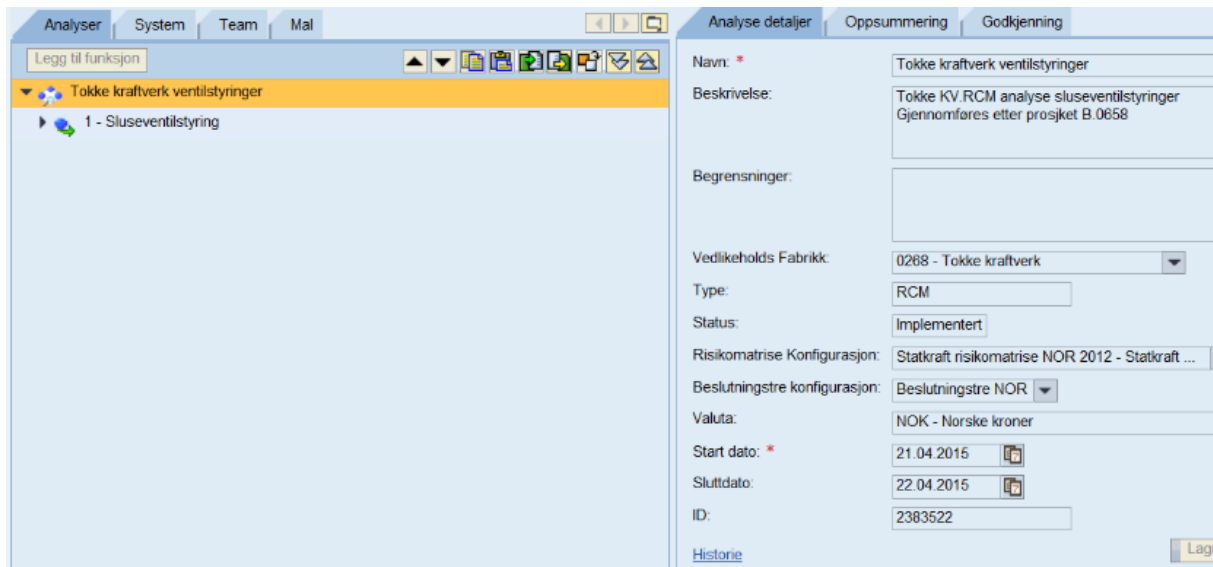
Figur 34 - Utarbeidet forslag til grovsortering basert på FMECA, del 1

| Feilings-årsak | Konsekvens enhet | Konsekvens system | Grov-analyse | Kopiert fra | E-/I krav | Analyse/Kopiert | Dokumentasjon /Tiltak |
|----------------|------------------|-------------------|--------------|-------------|-----------|-----------------|-----------------------|
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |

Figur 35 - Utarbeidet forslag til grovsortering basert på FMECA, del 2

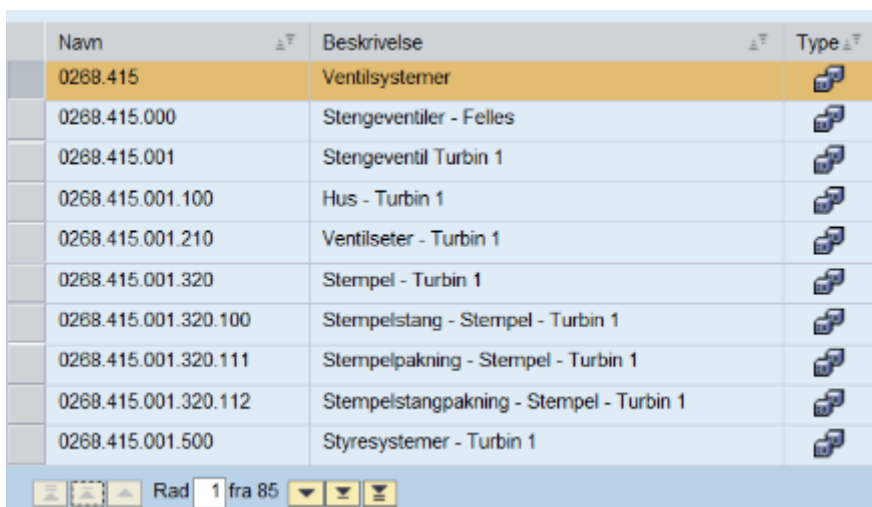
5.1.2. RCMO som verktøy











Slik det er i dag benytter Statkraft seg av et tilleggsfunksjon i SAP som heter RCMO i arbeidet med RCM-metoden. Dette betyr at all informasjon som genereres gjennom en slik analyse blir liggende her. Nedenfor her vises noen av skjermbildene fra dette RCMO-verktøyet. Det første bildet (Figur 36) viser hvordan en analyse starter. Her legges det inn hvilket kraftverk og hvilket utstyr som skal analyseres. I dette tilfellet er det gjennomført en analyse på sluseventilstyringen på Tokke kraftverk.



Figur 36 - Skjermdump fra verktøyet RCMO (SAP, 2015)

Videre defineres alle delkomponenter og omliggende komponenter som påvirkes av sluseventilstyringen. I Figur 37 vises det et utsnitt av denne listen. Her kommer det frem at i dette tilfellet er det 85 enheter som skal inkluderes i analysen.

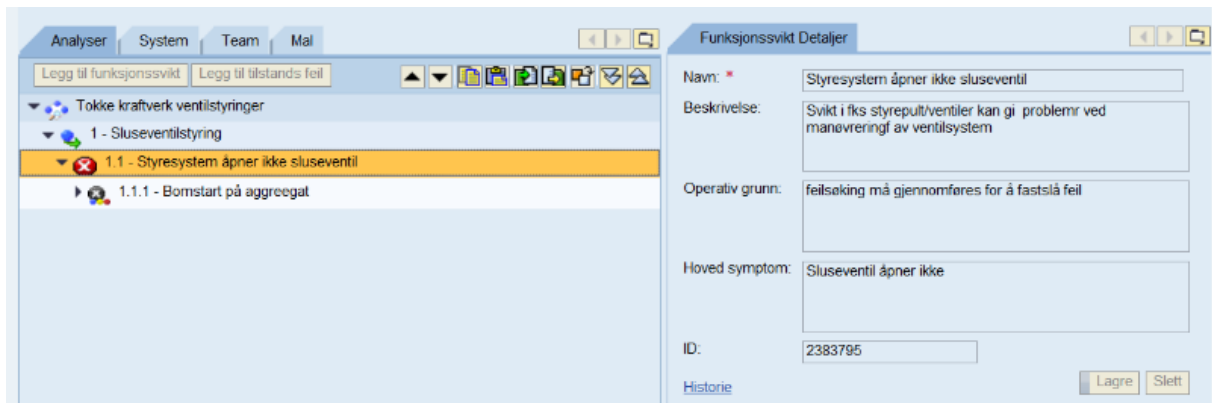


| Navn | Beskrivelse | Type |
|----------------------|--|---|
| 0268.415 | Ventilsystemer |  |
| 0268.415.000 | Stengeventiler - Felles |  |
| 0268.415.001 | Stengeventil Turbin 1 |  |
| 0268.415.001.100 | Hus - Turbin 1 |  |
| 0268.415.001.210 | Ventilseter - Turbin 1 |  |
| 0268.415.001.320 | Stempel - Turbin 1 |  |
| 0268.415.001.320.100 | Stempelstang - Stempel - Turbin 1 |  |
| 0268.415.001.320.111 | Stempelpakning - Stempel - Turbin 1 |  |
| 0268.415.001.320.112 | Stempelstangpakning - Stempel - Turbin 1 |  |
| 0268.415.001.500 | Styresystemer - Turbin 1 |  |

Rad 1 fra 85

Figur 37 – Systempåvirkning, RCMO (SAP, 2015)

I analysen defineres det deretter mer spesifikt hva som er mulige feil, årsaker og konsekvenser av feil på dette systemet. Figur 38 viser hvordan arbeidet går videre.



Figur 38 - Skjermdump fra verktøyet RCMO (SAP, 2015)

Videre må feilen tildeles en sannsynlighet og en konsekvensgrad. For å gjennomføre dette blir det benyttet en risikomatrix (se Figur 39). Dette er en veldig enkelt fremstilt matrise uten fargemarkering. Her er det nummereringen som avgjør hvor stor risiko som er tilknyttet hendelsen, hvor 1 er liten risiko og 25 er svært høy. Som en del av analysen skal det også vurderes fire ulike kategorier. Dette er sikkerhet, ytre miljø, omdømme og kostnader. Alle disse vil gjennomgås for å kartlegge hvilken risiko som er tilknyttet hver av kategoriene.

Risikomatrix Konfigurasjon: Statkraft risikomatrix NOR 2012
 Rangering: 0

SIKKERHET (0) YTRE MILJØ (0) OMDØMME (0) KOSTNADER (0)

| | K1 Svært lav | K2 Lav | K3 Medium | K4 Høy | K5 Svært høy |
|---------------------------------|--------------|---|-----------|--------|--------------|
| S5: En gang pr. år eller oftere | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 |
| S4: En gang pr. 1-3 år | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 |
| S3: En gang pr. 3-10 år | 3 | 6 | 9 | 12 | 15 |
| S2: En gang pr. 10-100 år | 2 | 4  | 6 | 8 | 10 |
| S1: En gang pr. >100 år | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |

Vekt: 1 Vektet verdi: 0 [Grunnlag for vurdering](#)

Figur 39 - Risikomatrix, RCMO (SAP, 2015)

Når risikoen er kartlagt skal det gjennomgås en beslutningslogikk. Beslutningslogikken inneholder elementer fra to av figurene fra kap. 2.5.2, Figur 11 og Figur 12. Målet er her å kartlegge om risikoen er så høy at det skal gjennomføres tiltak, men også kartlegge hvilken strategi som skal benyttes og om det er en skjult feil eller ikke. Dette gjøres ved hjelp av syv ja- og nei-spørsmål som vises i Figur 40. Ut fra svarene som blir avgitt på disse spørsmålene blir det gitt et forslag til aktuelt tiltak.

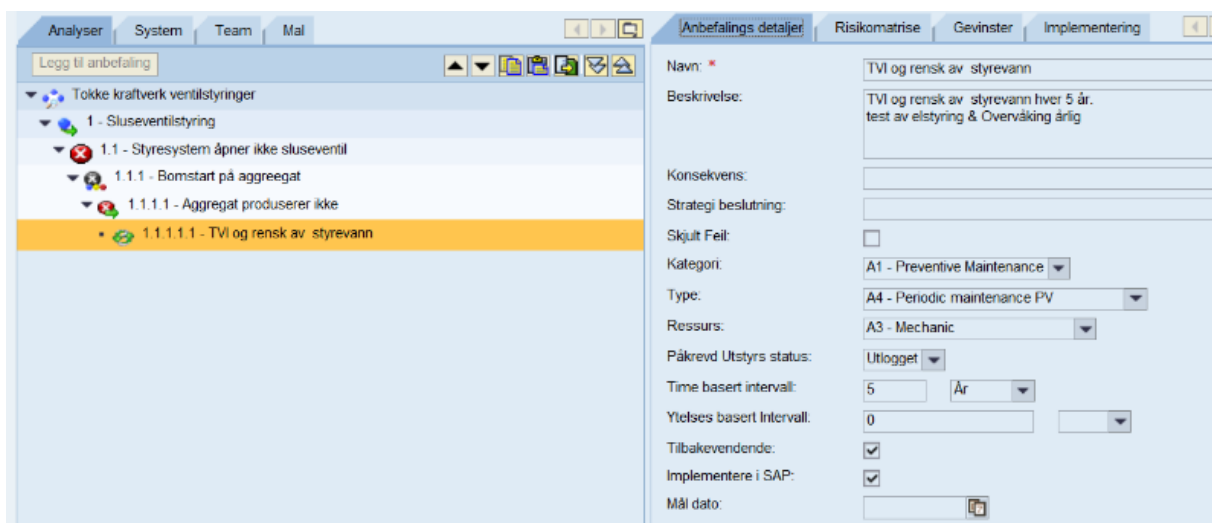
| | Question | Answer |
|---|---|--------|
| 1 | Er risiko mht S, HMS, YM, O, og K mindre enn 5? | Yes |
| 2 | Er PKV billigste startegi? | No |
| 3 | Er risiko mindre enn 5 hvis reservedel er på lager? | No |
| 4 | Kan feilutvikling oppdages? | Yes |
| 5 | Er tilstandskontroll egnet? | Yes |
| 6 | Er startegi tilstrekkelig og kostnadseffektiv? | Yes |
| 7 | Periodisk inspeksjon? (TVi) | Yes |

Suggestion: Periodisk inspeksjon, TVi

Figur 40 – Beslutningslogikk, RCMO (SAP, 2015)

Figuren ovenfor danner det som kan sammenlignes med vedlikeholdsmenyen, som presentert tidligere i Figur 12. En stor forskjell her er at det først tas hensyn til hvor stor risiko det er tilknyttet feilen som vurderes. Videre er heller ikke alle de ulike tiltakene representert. Det vil si det er her presentert mindre aktuelle tiltak i denne beslutningslogikken, enn det som ofte inkluderes i en vedlikeholdsmeny. I all hovedsak er det tilstandskontroll og inspeksjon som benyttes som vedlikeholdsaktiviteter. Et eksempel på tiltak som ikke kommer frem her er smøring og service. Det antas at denne typen vedlikehold gjennomføres i Statkraft, allikevel kommer det ikke frem i analysene som benyttes til planlegging av slike aktiviteter.

Figur 41 viser resultatet for en analyse. Her er alle trinn i analysen lagt inn og det er kommet frem en beslutning om hvilke tiltak som vil kunne fungere for dette systemet. I dette tilfellet er det valgt TVI (periodisk inspeksjon) og rensk av styrevannet med et intervall på 5 år. Vedlikeholdstiltaket er også kategorisert som periodisk, preventivt vedlikehold. Det er denne kategoriseringen som gjør at det er mulig å simulere vedlikeholdsaktivitetene for de kommende årene.



Figur 41 - Resultat analyse, RCMO (SAP, 2015)

Etter å ha gjennomgått hvordan RCMO-verktøyet benyttes i Statkraft, fremkommer det mange likhetstrekk med hvordan FMECA og RCM er beskrevet i kap. 2.5.2. I forhold til FMECA, som skal danne informasjonsgrunnlaget angående hvilke feil som kan oppstå, konsekvenser av feil og risiko, så kommer det frem at denne typen informasjon blir gjennomgått under arbeidet med RCMO. Her er det mulig å sammenligne flere punkter med de overskriftene en kan forvente å finne i et FMECA-skjema. For de punktene som er listet opp i den venstre delen av bildet ovenfor vil punkt 1.1. «Styresystem åpner ikke sluseventil» være tilsvarende feilmodi. Lokaleffekt fra FMECA, kommer frem i Figur 38, hvor det er beskrevet et hovedsymptom «sluseventil åpner ikke». Med tanke på systemeffekten vil dette være både punkt 1.1.1. «Bomstart på aggregat» og punkt 1.1.1.1. «Aggregat produserer ikke» fra Figur 41. Dette er de potensielle konsekvensene av en slik feil.

Selv om det er samsvar mellom selve informasjonen som legges inn i RCMO og informasjonen som skal inn i en FMECA, er det store forskjeller i hvordan det blir presentert. Her er det ikke et eget skjema som viser tydelig sammenhengene mellom feil og konsekvens. Den utdypende informasjonen havner under ulike faner i programvaren. Dette gjør det vanskelig å få en enkel og grei oversikt over gangen i analysen. Samtidig er informasjonen som legges inn veldig avhengig av personene som legger inn analysene, da det er flere skjulte felter som må trykkes inn på for å legge inn begrunnelser for valg som tas. Eksempel her er begrunnelse for valg av risikonivå i matrisen, som er bestående av en enkel tekstboks med ingen krav til innhold.

Hvordan resultatene av en RCM-analyse dokumenteres er avgjørende for hvor mye disse resultatene kan benyttes ved senere behov. Hvis for eksempel en komponent som det gjennomføres preventive tiltak på feiler uventet etter et gitt antall år, vil det være naturlig å ønske å se på hvilke vurderinger som er gjort tidligere. Dette er fordi det her er naturlig å stille spørsmål ved hvorfor den feilet. Resultatene fra tidligere analyser for den komponenten vil i dette tilfellet kunne være god hjelp. De kan benyttes til å identifisere om det er den feilmodien som det var gjort vedlikeholdstiltak for å unngå som forekom, eller om det her er snakk om en annen feilmodi som ikke var tatt med i den opprinnelige analysen. På denne måten oppnås det en sporbarhet i vurderingene som ble gjort og det danner et bedre grunnlag for nye vurderinger.

Slik det er i dag er det mulig å hente opp data for analysene, slik de fremgår i SAP. RCMO-verktøyet, som nevnt tidligere, er relativt rotete fremstilt, og det kommer ikke alltid tydelig frem hva hvert punkt betyr sammenlignet med blant annet FMECA. Ved å lage en mindre avansert fremstilling, ville det gjøre det enklere å benytte seg av disse resultatene også her.

Et annet viktig trinn i en RCM-analyse er oppfølging av resultatene. Dette inkluderer oppdatering av sviktdata for komponentene. Denne informasjonen skal benyttes til en revidering av de foreliggende analysene for å kontrollere om de valgt tiltakene og intervallene kan optimaliseres ytterligere. Slik det

kommer frem av interndokumentet «RCM manual» skal slike re-analyser foregå hver gang det oppstår en uforutsett hendelse. En uforutsett hendelse blir i dette tilfellet definert som:

- a) *Om et system som er underlagt forebyggende vedlikehold feiler*
- b) *Om systemet/utstyret feiler og feilmoden ikke er med i analysen*
- c) *Om systemet/utstyret feiler før fastsatt intervall inntreffer.*

Etter informasjon fra Statkraft kom det frem at reanalyser basert på de tre punktene ovenfor utføres i stor grad i henhold til prosedyre. Alle feil som forekommer registreres av regionsentralen og disse gjennomgås på møter for å se på nødvendigheten for oppfølging av feilen og med dette eventuelle reanalyser av vedlikeholdstiltak. Ut i fra punktene ovenfor vil det også være naturlig å forfekte av punkt a) og c) egentlig beskriver den samme hendelsen. Så lenge et system er underlagt forebyggende vedlikehold vil en feil alltid forekomme *før* vedlikeholdstiltaket inntreffer. Det som er avgjørende er om den feiler på en måte som allerede er med i analysene, eller om det er oppstått en feil det ikke er tatt høyde for. Dette betyr at punkt a) og c) i utgangspunktet er dekkende for å fange eventuelle mangler ved vedlikeholdsprogrammet.

Når det skal gjennomføres en RCM-analyse skal det velges ut et analyseteam, altså det skal defineres hvilke personer som skal delta på den aktuelle analysen. Slik dette er beskrevet i prosedyrene må de som skal delta i analysen være i besittelse av den nødvendige stasjonskunnskapen. Her vil det kunne være aktuelt med personell innenfor eksempel HMS, tekniske staber eller fra kraftverksgruppen. Slik det fremkom under samtaler med ansatte i Statkraft, og under gjennomgang av en RCM-analyse i RCMO, er det ofte vedlikeholdsingeniøren, vedlikeholdsplanleggeren og aktuelle stasjonsansatte som er med i slike analyser.

Under slike RCM-analyser vil det kunne være hensiktsmessig å inkludere fagansvarlige. Dette er fagpersoner i Statkraft som innehar stor kunnskap om komponentene innenfor sitt ansvarsområde, både faglig og geografisk. Disse ressursene benyttes ikke under RCM i dag. Slik det er i dag er fagansvarlige benyttet til blant annet å gjennomføre tilstandsvurderinger og kontroller. Under dette arbeidet vil de også gjennomføre vurderinger av feil og svikt som fremkommer, og bestemme aktuelle tiltak som bør gjennomføres. Dette er mye av det samme som gjennomføres under en RCM. Her ville det være mulig å i større grad dra nytte av kompetansen de fagansvarlige besitter i større grad, noe som kan være med å styrke utnyttelsen av RCM ytterligere. Dette gjelder også i tilfellene hvor det gjennomføres en re-analyse. Det vil her kunne være gunstig å inkludere fagansvarlig i dette arbeidet for på denne måten få benyttet seg av den kompetansen og erfaringene som de besitter.

5.1.1. Videre arbeid med RCM i Statkraft

Fremover er målet for Statkraft å forenkle jobben med RCM-analysene. Målet er å begrense antall analyser som må gjennomføres. Dette er planlagt å gjennomføres ved å kategorisere anleggene etter hvilke som er mest kritiske. De tre kategoriene her er rød, gul og blå – hvor de røde er de mest kritiske.

Hvilke anlegg som havner i hver kategori er avhengig av hvor stor inntekt det er knyttet til anlegget. Dette er fordi det er store forskjeller i anleggene Statkraft eier, hvor det kan sies at om lag 15% av kraftverkene står for ca. 60% av produksjonsmengden. Ut over lønnsomhetskriteriet vil det også tillegges verdier knyttet til kvalitative faktorer som for eksempel helse, miljø og sikkerhet. Dette betyr at anlegg med høy inntjening vil bli kategoriserte som kritiske, men at også mindre lønnsomme anlegg vil kunne bli kategoriserte som kritiske. Andre kvalitative faktorer som spiller inn her er anleggets strategiske påvirkning, samt antall aggregat i anlegget.

Denne utviklingen kan være en riktig måte å avgrense mengden analyser som må gjennomføres. På denne måten vil ressursbruken tilknyttet arbeid med vedlikeholdsplanleggingen avgrenses. En forutsetning for at dette skal være en god måte å begrense antall analyser på er at de analysene som gjennomføres må utføres grundig slik at det gir best mulig resultater. Dette gjelder også i forhold til oppdatering av analyser. Ved å gjøre slike oppdateringer av analysene hver gang det oppstår feil, vil antallet feil som oppstår begrenses ytterligere, noe som igjen fører til enda mindre ressursbehov over tid.

5.1.2. Vedlikeholdstiltak

De preventive vedlikeholdstiltakene i Statkraft deles inn i to ulike underkategorier som vist i Figur 42. Den ene er periodisk overhaling eller utskiftning og den andre er tilstandsovervåkning. Dette er begreper som kan kjennes igjen fra vedlikeholdsmenyen i kapittelet om RCM (Figur 12). Det kom frem under intervjuene at det er sjelden at tiltaket periodisk utskiftning benyttes. Utskiftning av komponenter skjer i all hovedsak knyttet til tilstand og eventuelt havari.

Dette betyr at Statkraft ikke benytter seg av metoden for optimalt utskiftningsintervall slik det er beskrevet under kap. 2.5.2. Årsaken til dette er blant annet at mange av komponentene har lange levetider og lav feilingsfrekvens. Utskiftningsintervallene vil derfor bli veldig lange og det vil bli vanskelig å komme til et resultat som er «brukbart og effektivt». Altså vil nytteverdien knyttet til tiltaket være mindre enn kostnaden knyttet til tiltaket. Her benyttes i stedefor utskiftning basert på tilstand. Altså vil komponenter kun byttes ut når det er påvist en feil.



Figur 42 - Preventivt vedlikehold (Statkraft, 2012)

Et tiltak som benyttes ofte i Statkraft sine anlegg er inspeksjon. Det som er avgjørende for å kunne definere dette tiltaket som brukbart og effektivt, er om feilen er mulig å detektere når den oppstår. Slik det er i dag er intervallene her bestemt av erfaringer fra de ansatte, samt anbefalinger fra leverandører. Selv om leverandørene har sine anbefalinger, vil de ønske å ivareta egen interesse. Dette betyr at Statkraft bør ta dette med i betraktning når intervallene skal bestemmes. For å kunne ytterligere forbedre avgjørelsesgrunnlaget ved fastsettelse av intervallene vil det her være mulig å benytte seg av risikobasert inspeksjon. Denne metoden, som beskrevet under kap. 2.5.2, vil kunne tilføre informasjon om flere faktorer som blant annet sannsynlighet for oppdagelse. Ved å benytte en slik metode istedenfor skjønn og anbefalinger vil det være mulig å bestemme et ønsket risikonivå, for så å beregne seg frem til hvor ofte inspeksjonen må forekomme for å ivareta dette nivået.

Beredskapsreservehold i Statkraft

Et annet tiltak som ofte er nødvendig for en produksjonsbedrift, er lagerhold. Dette vil i mange tilfeller være med å definere omfanget av tap ved et eventuelt havari da det bidrar til å begrense eventuell nedetid. Slik Statkraft i dag opererer, har de ikke noen strategi for hvordan lagerholdet skal organiseres. I forhold til standardiserte komponenter forholder de seg til leverandører og har lite komponenter liggende på lager da dette anses å være produkter uten nevneverdig leveringstid. Dette vil eksempelvis kunne være komponenter som inngår i de elektriske systemene. Teknologien som benyttes i denne typen komponenter har en kortere levetid og det er ønskelig å ikke bli sittende med overflødige komponenter på lager på bakgrunn av dette.

Ut over dette har Statkraft sine anlegg flere store kritiske komponenter. Eksempel på denne typen komponent vil være løpehjulet til en turbin. For denne typen komponenter finnes det mer eller mindre ingen reservelager. Dette er fordi det er store variasjoner på utforming og benyttelse gjennom hele Statkraft. Altså at det er få kraftverk som vil kunne benytte de samme komponentene. Denne kategorien komponenter er også å betrakte som kostbare, samtidig som at de ofte er store og omfangsrike. Dette vil føre til store kostnader knyttet til et eventuelt lagerhold. Et annet argument mot å ha lager av slike kritiske komponenter er det at disse komponentene historisk sett har hatt lang levetid, og med dette lite behov for utskiftning.

Selv om det ikke finnes noen klar strategi for lagerhold, finnes det noe reservedeler i omløp internt i bedriften. Disse reservedelene kan for eksempel være rester etter en utbygging og komponenter som har blitt bestilt inn til prosjekter som ikke har blitt gjennomført som planlagt. Et problem i forhold til dette er at det ikke er kartlagt hvilke komponenter som finnes eller hvor de er lokalisert. Dette gjør at det er vanskelig å få utnyttet disse reservedelene optimalt. Et eksempel her vil være hvis en kritisk komponent, eksempelvis et transformatorhavari, forekommer. Da vil det være nødvendig å anskaffe en ny transformator så fort som mulig. Må det bestilles ny fra leverandør vil det ta opp mot et år å anskaffe og installere den i anlegget. Dette vil potensielt kunne bety et stort tap i produksjonen for bedriften avhengig av størrelsen på anlegget.

Hadde Statkraft her hatt et system hvor det er registrert hvilke komponenter som finnes i omløp i bedriften, samt informasjon om hvor disse komponentene er lokalisert ville dette føre til bedre tilgang til disse komponentene og på denne måten forhindre unødvendig nedetid. Uten et slikt system vil det være en ressurskrevende jobb å lete gjennom alle regionene i Statkraft for å kartlegge om det finnes eventuelle reservedeler. Dette er dyrebart tid når anlegget allerede har havarert. I tillegg vil optimal utnyttelse av de reservedelene som eksisterer i omløp kunne være med å begrense kostnadene. Dette er fordi en slipper å kjøpe tilsvarende komponenter fordi det ikke kommer frem at komponenten allerede finnes.

En tankegang som vil kunne være hensiktsmessig å benytte i en bedrift som Statkraft er beredskapsreservehold. Å benytte seg av en slik tankegang forutsetter at det foreligger et ønsket risikonivå for havari, og på denne måten en strategi for hvordan bedriften forholder seg til lagerhold. Her differensieres det mellom ikke-kritiske og kritiske komponenter som beskrevet tidligere i kap. 2.5.3. Her vil beredskapsreservehold ta for seg de komponentene som er kritiske for anlegget og som vil kunne føre til nedetid hvis det oppstår en feil. Altså vil dette en mulig vurdering å foreta under arbeidet med FMECA-analysen og grovsorteringen.

For Statkraft vil denne tankegangen kunne benyttes på de kritiske komponentene, som for eksempel løpehjul og transformatorer. Altså store kostbare komponenter som vil ha stor konsekvens for

driftsfunksjonaliteten. Siden det er mye variasjon mellom disse komponentene fra anlegg til anlegg, og det ofte bare er én av hver komponent i de mindre anleggene, vil det kunne føre til at det er vanskelig å argumentere for kostandene knyttet til lagerhold av komponenter for denne typen anlegg. Her vil det derfor være mer naturlig å se på de største anleggene, siden disse ofte består av mer enn en av hver hovedkomponent. Et eksempel er Tokke kraftverk som består av fire aggregat. At det her er fire aggregat betyr at dette anlegget har fire turbiner, fire generatorer og fire transformatorer. I dette tilfellet vil det være mer aktuelt å benytte seg av reservedelslager.

Det er flere betraktninger å ta med når optimalt beredskapslagerhold skal vurderes. Her er det flere metoder for hvordan dette skal beregnes. Det er tatt for seg to metoder tidligere i oppgaven, der den ene benytter seg av et ønsket sannsynlighetsnivå for havari og så gjøres det en beregning for å se på hvor mange reservedeler som skal til for å oppnå det ønskede reservenivået. Denne metoden vil kunne være vanskelig å benytte seg av for Statkraft da de komponentene som havner i kategorien beredskapsdeler lenge har svært lav sviktsannsynlighet grunnet sin lange levetid.

Den andre metoden tar for seg hvor stor kostnaden ved svikt er for å kunne sammenligne denne verdien med kostnaden knyttet til lagerhold av den aktuelle komponenten. Denne metoden vil kunne egne seg godt i Statkraft siden det her gjelder komponenter som har relativt liten sannsynlighet for svikt, noe som her relateres til den lange levetiden kraftverkskomponenter ofte har. Det vil aldri være snakk om å ha mange enheter på lager av hver komponent, men ved å benytte seg av denne typen beregninger vil Statkraft kunne kartlegge hvilke anlegg/hvilke komponenter det vil lønne seg med lagerhold for.

Nedenfor er det vist et eksempel med bytte av transformator på Kjela. Her har transformatoren en tilstandsvurdering med karakter tre, noe som tilsier at den forventes å leve i inntil 5 år til. Her er det benyttet Formel 15 og Formel 16 fra kap. 2.5.3. Tallene benyttet i denne beregningen er i all hovedsak hentet fra prioriteringsverktøyet til Statkraft, mens noen verdier er estimert for eksempelet. I tillegg er det her benyttet en konstant sviktintensitet, altså som kurven for CFR viser i Figur 5.

K_F – Merkostnad gitt at enheten har feilet – beregnes ved hjelp av Formel 15.

λ – Sviktintensitet – 20 % for de neste 5 årene

T – Teknisk levetid – 40 år

C_1 – Kostnad per tidsenhet når enheten ikke er operativ – 112 900 kr/uke

T_u – Tiden som går med til reparasjon uten lagerhold – 52 uker

T_m – Tiden som går med til reparasjon med lagerhold – 6 uker

K – Kostnad reserveenhet – 18 millioner

r – Rente – 5%

$$K_F = 112\,900(52 - 6) = 5\,193\,400$$

Kriteriene for innkjøp vil bli som følger:

$$\frac{5\,193\,400}{18\,000\,000} \geq \frac{0,05}{0,20} + \frac{1 + 0,05 * 40}{e^{0,20*40} - 1} \rightarrow 0,29 \geq 0,25$$

Som eksempelet over viser kommer det frem at det vil være lønnsomt å inneha et reservedelslager av én transformator av denne typen siden forventet merkostnad på grunn av svikt er større enn de forventede lagerholdskostnadene.

Videre vil det kunne sies at mange av anleggene, og med dette komponentene, nærmer seg slutten av denne levetiden. Sannsynligheten for at feil oppstår vil kunne øke. Dette vil resultere i at beredskapsreserveholdet vil være viktigere å fokusere på nå fremover, siden sannsynligheten for svikt og havari øker mot slutten av forventet levetid. Derfor vil det være enda viktigere fremover å legge en god strategi for hvordan bedriften skal forholde seg til lagerhold, i forhold til eksisterende reservedeler, men også i forhold til anskaffelse av aktuelle beredskapsreservedeler.

5.2. Tilstandskarakterer for tekniske komponenter

For å få en oversikt over tilstanden på alle hovedkomponentene i kraftverkene, benytter Statkraft karaktersetting med en skala fra en til fire. Denne karaktersettingen skal gi en oversikt over hvilken tilstand komponentene i et vannkraftanlegg har, og om det videre er behov for investering og utbedring.

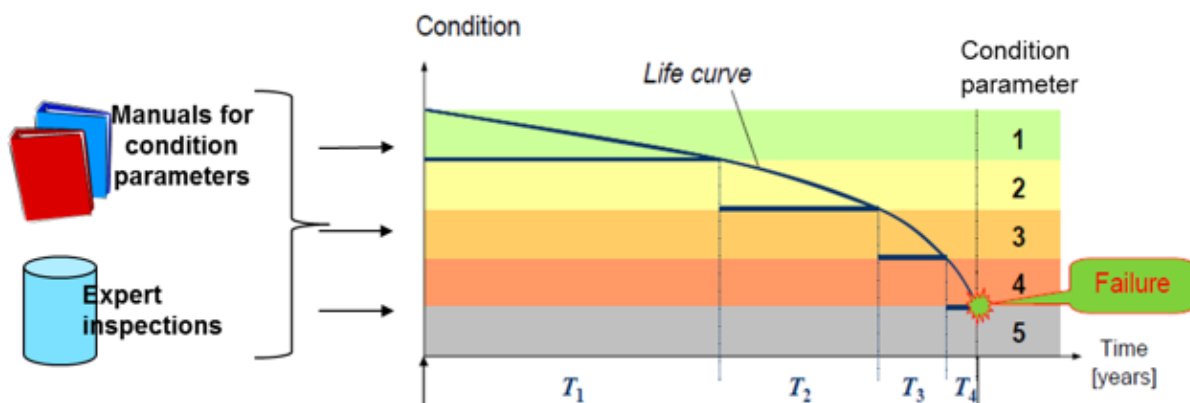
Dersom en komponent er av tilstandskarakter en, har komponenten ingen merknader og regnes som ny, som definert i punktlisten nedenfor. Har komponenten fått karakter to, er det et avvik fra ny tilstanden, men det er ikke påkrevd at det skal skje utbedring. Altså er tilstanden til komponenten enda å betrakte som god. Komponenter som vurderes til karakter tre krever utbedring for å kunne tilfredsstillende krav til risikonivå med tanke på blant annet havari. Den siste kategorien har karakter fire. Har en komponent fått karakter fire, må det gjøres utbedringer av komponenten før videre drift av anlegget for å sikre seg mot havari. Her vil det nemlig være stor risiko for feiling.

Definisjonen av hver av disse karakterene er som følger (Statkraft & Aase, 2015):

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*

Etter en slik tilstandsvurdering er gjennomført vil anlegg med komponenter som har fått karakter tre eller fire havne inn i prosjektlistene. Denne informasjonen vil da benyttes videre i prioritering av prosjekter ut i fra tildelt utbedring- og prosjektbudsjett.

Fremover mot 2016 er det planlagt en endring i inndelingen av tilstandskarakterer i Statkraft. Dette innebærer en økning fra fire til fem tilstandskarakterer. Årsaken til at Statkraft ønsker å gjøre denne endringen er for å få en mer riktig og bedre nyansert oversikt over tilstanden til de ulike hovedkomponentene. Forskjellen her er at når en komponenten allerede har havarert er lagt med som en egen tilstandskarakter. Slik det er nå vil dette ligge under karakter 4 sammen med kritiske komponenter. Den nye karaktersettingen illustreres i Figur 43. Kurven vist nedenfor kalles ofte for en P-F-kurve. Dette er fordi vertikalaksen kan defineres som grad av perfektjon, mens horisontalaksen kan defineres som tid til feiling.



Figur 43 - Illustrasjon på tilstandskarakterer fra 1-5 (Energi Norge, 2010)

Uavhengig av om Statkraft benytter karakter en til fire som nå, eller om de går over til en til fem, så er denne metoden for vurdering av komponentene avhengig av at det er mulig å påvise en forverring i tilstanden til komponentene. Dette er på samme måte som det ble beskrevet i sammenheng med Figur 42 avhengig av om inspeksjon og tilstandsvurdering kan defineres som brukbart og effektivt (se Figur 12).

5.2.1. Hvordan settes tilstandskarakterene?

Nedenfor beskrives det hvordan Statkraft systematisk utfører tilsyn og målinger for å kunne sette en karakter på komponentene. (Statkraft, 2014c)

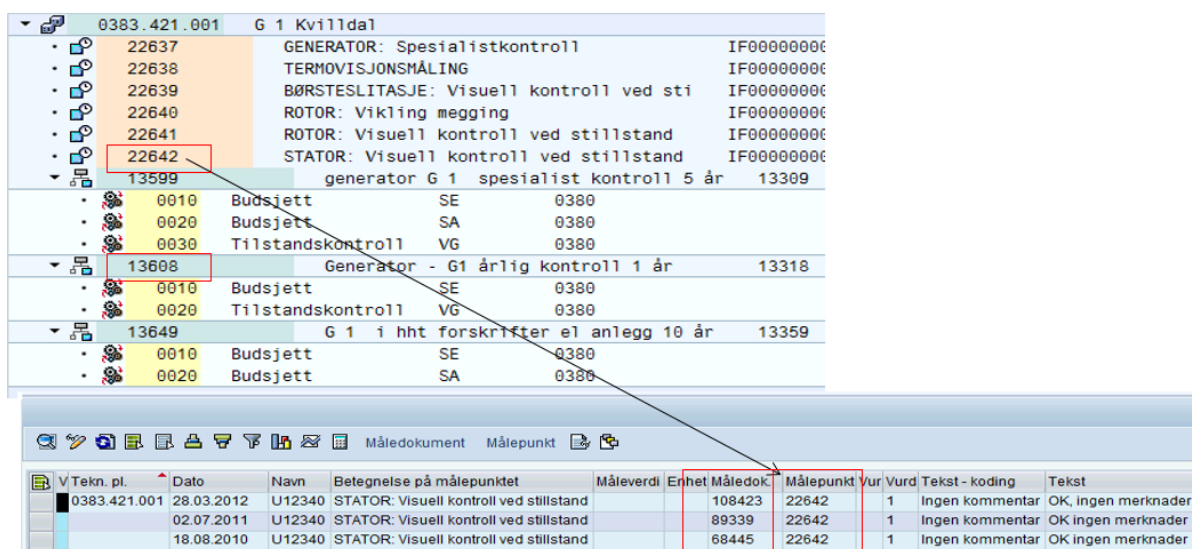
- *Tilstandskontroll utføres for å samle inn data om tilstandsutvikling for en komponent over tid*
- *Teknisk tilstand overvåkes og vurderes mot definerte akseptanskriterier*
- *Teknisk tilstand matches med et system for tilstandskarakterer*
- *Teknisk tilstand følges opp via målepunkter i SAP som tilordnes teknisk plass, arbeids- og vedlikeholdsplan*

- *Teknisk tilstand kontrolleres og rapporteres via arbeidsordre*

Som det beskrives i punktene over er en slik vurdering sammensatt av ulike tilsyn og målinger. Hva som skal inspiseres eller måles, og hvor ofte det skal gjennomføres, styres av eksterne og interne krav i tillegg til RCM-analysen som foreligger for den aktuelle komponenten. I tillegg finnes det enkelte prosedyrer og retningslinjer som den som utfører kontrollene må ta hensyn til.

I noen tilfeller vil det kunne være flere tiltak med ulike tidsintervaller tilknyttet en og samme komponent. Dette er for å disponere ressursene riktig, og at for eksempel ikke systemeksperter benyttes når det ikke er nødvendig. Derfor vil et typisk eksempel på vedlikeholdsrutinene for en komponent kunne være årlige inspeksjoner utført av en operatør eller ingeniør, for så at det gjennomføres en inspeksjon av aktuell sakkyndig personell hvert 5-10 år. Det benyttes også i noen tilfeller eksterne parter når enkelte kontroller skal utføres. Dette er blant annet for å utnytte seg av kompetansen den eksterne parten besitter. Et eksempel på dette er når det skal utføres oljeprøver på generatoren. (Statkraft, 2014c)

Den tekniske tilstanden på komponentene blir oppdatert etter hvert tilsyn i Statkraft sitt interne registreringsprogram som heter SAP. Her registreres resultatet fra aktuelle målinger og vurdering av tilstand ved tilsyn. Figur 44 viser et eksempel på hvordan slike kontroller kommer frem i SAP. Slik det vises her er det definert tre ulike kontroller for en generator. Her er det årlig kontroll, spesialistkontroll hvert 5. år, samt pålagt kontroll fra forskrifter om elektriske anlegg hvert 10 år.



| V | Tekn. pl. | Dato | Navn | Betegnelsje på målepunktet | Måle Verdi | Enhet | Måledok | Målepunkt | Vur | Vurd | Tekst - koding | Tekst |
|---|--------------|------------|--------|---|------------|-------|---------|-----------|-----|------|-----------------|---------------------|
| | 0383.421.001 | 28.03.2012 | U12340 | STATOR: Visuell kontroll ved stillstand | | | 108423 | 22642 | 1 | | Ingen kommentar | OK, Ingen merknader |
| | | 02.07.2011 | U12340 | STATOR: Visuell kontroll ved stillstand | | | 89339 | 22642 | 1 | | Ingen kommentar | OK Ingen merknader |
| | | 18.08.2010 | U12340 | STATOR: Visuell kontroll ved stillstand | | | 68445 | 22642 | 1 | | Ingen kommentar | OK Ingen merknader |

Figur 44 - Skjermdump fra SAP (Statkraft, 2014c)

Innholdet i disse tilstandskontrollene vil variere med tanke på hvilke målinger som foretas osv. Felles for alle typer kontroller er at om en komponent eller et målepunkt får karakter tre under vurderingen, vil det automatisk genereres en arbeidsordre i SAP for den aktuelle komponenten. På denne måten sikres det at det utføres tiltak for å forbedre tilstanden til komponenten.

Informasjonen og resultatene fra målinger og inspeksjoner benyttes under beslutningen om tilstandskarakteren til en komponent. En slik vurdering gjennomføres som et samarbeid mellom fagansvarlige, vedlikeholdsplanlegger og vedlikeholdsingeniøren. De erfaringene fagpersonellet sitter på gjennom år med arbeid med slike komponenter, vil på denne måten bli utnyttet. I tillegg vektlegges også vurderingene fra de eksterne partene, som for eksempel leverandører, da de gjerne har andre synspunkter enn de som arbeider i Statkraft.

Slik det er i dag er det noen utfordringer knyttet til vurdering av tilstand og karaktersetting. Noe som kan skape problemer her er at mange av tiltakene vil kunne beskrives som rent visuelle kontroller og inspeksjoner. Dette betyr at flere parametre på blant annet hovedkomponenter som transformator og turbin gjennomføres visuelt og uten fastsatte målepunkter. Noen av kontrollene vil være målbare, og kan på denne måten settes en grense for akseptert nivå og tilstand. Slike målepunkter er med på å skape samsvar mellom kontroller utført av forskjellige personer. Dette samsvaret er derimot vanskelig å oppnå i tilfeller hvor det kun foregår visuell inspeksjon. Her gjøres vurderingene mer på skjønn og resultatet vil derfor kunne avvike fra person til person. Samtidig påvirkes resultatet her av at det ikke er inkludert noen form for predefinerte sviktmekanismer eller eventuelle levetidsmodeller i dette arbeidet. Dette gjør at resultatene her kun er avhengig av fagpersonellet som utfører arbeidet, uten at det er tydeliggjort hva som skal kontrolleres og inspiseres. Dette gjelder særlig i de tilfellene når det ikke gjennomføres målinger, da målinger kan sammenlignes med fastsatte verdier og tidligere resultater.

5.2.1. Utforming av dokumentasjon for tilstandsvurdering

Ved gjennomføring av tilstandskontroll på hovedkomponentene i vannkraftverkene blir det laget tilstandsrapporter som fungerer som dokumentasjon for kontrollene. Slik det er i dag er det liten kontinuitet i utforming av disse rapportene, og det er stor variasjon mellom faggruppene. Det finnes noen mer standardiserte kontrollark for enkelte enheter, men også her er det store forskjeller på utforming i forhold til typen komponent.

For generator er det utarbeidet et eget kontrollark av systemekspert for generator. Dette kontrollarket benyttes under alle tilstandsvurderinger for generatorer. For de andre komponentene, som for eksempel transformator, finnes det ingen predefinert dokumentasjon som benyttes til kontrollene. Her er det kun arbeidsordrene i SAP som beskriver når det skal gjennomføres eventuelle målinger, som for eksempel oljeprøver, og når det skal gjennomføres visuelle inspeksjoner. Ut over dette er det opp til hver enkelt som gjennomfører en slik kontroll å dokumentere funnene på den måten de finner best selv. På bakgrunn av denne informasjonen vil det si at det ikke finnes noen klare generelle retningslinjer for dokumentasjon av denne typen kontroller og da heller ikke for hvilke dokumentmaler som skal benyttes. Det kan derfor forfektes at det ikke finnes klare akseptkriterier for hvordan dette foregår.

På bakgrunn av Statkraft sitt omfang, med tanke på antall ansatte og spredning i lokaliseringen av de ulike kontorene, vil det å utarbeide gode prosedyrer og retningslinjer være viktig for å kunne oppnå kontinuitet og samsvar i gjennomføring av enkelte oppgaver. Dette gjelder også i tilfellet med tilstandsvurderingene. Ved å standardisere utformingen av dokumentasjonen knyttet til disse kontrollene, vil det sikres bedre samsvar på tvers av faggrupper og regioner. Videre vil en slik forandring i prosedyrene bidra til økt forståelse av informasjonen en slik kontroll gir. Altså vil det bli enklere for en fagekspert å lese en annen fagekspert sine kontrollrapporter på bakgrunn av at det nå vil være mindre variasjon i presentasjon av resultatene.

Ut i fra argumentene ovenfor vil en mer standardisert retningslinje for dokumentasjon av tilstandskontrollene være gunstig. Når disse dokumentmalene og retningslinjene skal utarbeides kan det være lurt å se til metoder og systemer benyttet ellers i Statkraft, særlig innenfor vedlikehold. Siden Statkraft allerede benytter seg av RCM, vil en mulig fremgangsmåte være å ta utgangspunkt i prinsippene som benyttes her.

Slik Statkraft gjennomfører RCM-metoden i dag, benytter de seg av FMECA-analyse for å danne grunnlaget for videre analyse. Derfor er forslaget som presenteres her at de grunnleggende prinsippene bak FMECA-analysen benyttes og at FMECA-skjema legges som grunnlag for arbeidet med utarbeiding av nye ekspertkontrolldokumenter. Dette vil bidra til økt gjenkjennerbarhet med arbeidet knyttet til disse rapportene. Det vil også gjøre det enklere å benytte seg av disse rapportene når det jobbes med utbedring/oppdatering av FMECA-analysene, da det vil være mulig på finne igjen eventuelle sviktmekanismer og tidspunkter for feil. I forbindelse med arbeidet med denne oppgaven har det derfor blitt utarbeidet et forslag til et slikt kontrollskjema. Dette har mange fellestrekk med skjemaet som er vist i Figur 34 og Figur 35. Samtidig som det er lagt inn eget felt for tilstandsvurderinger, men også for en oppsummering av komponenten som er vurdert og felt for samlet tilstandskarakter. Dette finnes i Vedlegg 4.

Ved å benytte seg av FMECA som utgangspunkt for denne dokumentasjonen, som det også ble foreslått for grovsortering under RCM-analysen, vil det være stor sannsynlighet for at mye av dataen fra grovsorteringsarket for et anlegg, kan kopieres ved gjennomføring av en tilstandsvurdering av det samme anlegget. På denne måten ligger allerede mye av informasjonen i forhold til feilmodi, feilingsårsaker og konsekvenser tilgjengelig. Dette forenkler arbeidet her, samtidig som at denne informasjonen tydeliggjør hvilke feilingsmekanismer som kan komme frem av tilstandsvurderingene. På denne måten vil det å benytte seg av et slikt skjema skape enklere oversikt over hva som kan gå galt. Det gir også enda større grunnlag for gjenkjennerbarhet og skaper en økt forståelse for innholdet når det ikke er så store variasjoner på dokumentasjon i analyser som egentlig inneholder mye av den samme informasjonen.

5.2.2. Eksempel på tilstandsvurdering av hovedkomponenter

Når tilstandskontroll på en generator skal gjennomføres, blir det lagt vekt på de aktive delene. Dette er da komponenter som stator-blikk og vikling, samt polene med spoler, forbindelser og dempevikling. Disse komponentene er de komponentene som er mest utsatt for påkjenninger og slitasje/skader. Hver enkelt av disse komponentene får dermed en tilstandskarakter, og som til slutt blir en samlet karakter på generatoren. Når en slik tilstandskontroll gjennomføres, blir de stort sett gjort visuelt.

Tilstandskontrollen for en turbin er, på samme måte som for generatoren, hovedsakelig visuell. I tillegg gjennomføres det en NDT-kontroll for å påvise eventuelle sprekkdannelse på løpehjulet.

Når Statkraft skal utføre en tilstandskontroll på transformator foretas det prøver av oljen i transformatoren i tillegg til en dielektrisk test. En dielektrisk test er en test som benyttes for å verifisere isolasjonen i transformatoren. På denne måten vil det gis en indikasjon på hvilken tilstand transformatoren er i. Statkraft leier ofte inn utenforstående når de skal ta slike oljeprøver. Resultatet fra disse prøvene analyseres opp mot de aktuelle IEC-normene, men også med fjorårets test for å se om det er forandringer. I tillegg til resultatet av målinger mottar Statkraft også tilbakemeldinger om aktuelle tiltak og kommentarer på enhetens tilstand.

For å vise hvordan Statkraft har kommet frem til disse tilstandskarakterene, er det nedenfor gjort en gjennomgang av underlaget for Kjela kraftverk. Tilstandsvurderingene for generator på Kjela vises i Tabell 7. Her kommer det frem at generatoren er delt opp i ulike bestanddeler som hver blir gitt en egen vurdering. En samlet vurdering av disse danner grunnlaget for karaktersettingen. Her viser det at de fleste delkomponentene av tilstandskarakter to, mens rotor har fått karakter en. Etter en vurdering av totalen av disse karakterene har generatoren blitt vurdert til tilstandskarakter to.

Her er det vesentlige mangler i forhold til hvilke sviktmekanismer som kan inntre. Å inkludere slike sviktmekanismer istedenfor å kun gjennomføre vurderinger av komponenter og delkomponenter i sin helhet vil gjøre disse vurderingene mer systematiske og ryddige. Det vil også gjøre resultatet mer forståelig.

Tabell 7 - Karaktersetting på komponenter i generator, Kjela kraftverk (Statkraft & Region Øst-Norge, 2008)

| Komponentnavn | Karakter | Årsak |
|----------------------|-----------------|--|
| <i>Statorvikling</i> | 2 | <i>Det ble observert noen glimspor i faseskillene og ved ledningsføringene til Pt100 elementene. Glimsporene er ikke større enn at utbedring kan vente i flere år. Det ble også observert noe "misfarging" på stavene på undersiden av stator. Følger med på utviklingen ved neste inspeksjon.</i> |

| Komponentnavn | Karakter | Årsak |
|----------------------------|-----------------|---|
| <i>Stator for øvrig</i> | 2 | <i>Pressanordningen er basert på gjennomgående bolter, en fleksibel løsning som medfører at blikkpakken holder seg fast og fin, uten tegn til passrust.</i> |
| <i>Poler</i> | 2 | <i>Polspolene er gjennomgående faste og fine, men mellom enkelte polspolers ytterste vindinger på SS-enden har vindingsisolasjonen eller glideskiktet glidd noe ut. Det er ennå ikke kritisk, men bør følges med på. Blir dette mer omfattende, oppstår vindingskortslutninger som i litt større omfang medfører lastavhengige vibrasjoner.</i> |
| <i>Rotor for øvrig</i> | 1 | <i>Ingenting spesielt å bemerke.</i> |
| <i>Generator for øvrig</i> | 2 | <i>Noe oljesøl fra nedres styrelager. Også noe skitten, men ikke kritisk. Ellers ingen ting spesielt å bemerke.</i> |
| Sammendrag | 2 | <i>Generatoren er i god stand.</i> |

Etter å ha gjennomgått tilstandskontrollen, blir det satt opp hvilke tiltak som beskriver hva som bør utbedres. Tiltakene for Kjela kraftverk er vist i Tabell 8, og tar for seg både frist for gjennomføring, hvor lang nedetid anlegget får og hvor stor kostnad det er knyttet til tiltakene.

Tabell 8 - Tiltak etter tilstandskontroll av generator i Kjela kraftverk (Statkraft & Region Øst-Norge, 2008)

| Aktivitet | Frist | Nedetid | Kostnad |
|--|----------------|----------------|----------------|
| <i>Omisolering av polspolenes vindinger. Bør samtidig få utført en vasking av generatoren.</i> | <i>År 2014</i> | <i>2 mnd</i> | <i>1 MKr</i> |
| <i>Årlig kontroll foretatt av kraftverksgruppen. (Symptom utvikling)</i> | <i>Årlig</i> | <i>2 timer</i> | |

Ut over tabellene og informasjonen ovenfor her vises det også et utdrag av en tilstandsrapport gjort på Kjela kraftverk i Vedlegg 5. Dette eksempelet tar for seg hovedkomponenten turbin. Slik det er forstått ut i fra informasjonen fra Statkraft er ikke denne dokumentasjonen laget som en mal for hvordan resultatene fra tilstandsvurderingen presenteres. Dette betyr at det kan finnes mange andre eksempler på en slik rapport er utformet innen Statkraft sine systemer.

Slik denne typen rapport er utformet i det eksempelet som er tatt med her (både ovenfor og i Vedlegg 5) er det kun ID-nummer og komponentnavn, samt tilstandskarakteren som er gitt med en begrunnelse for hvorfor det ble satt denne karakteren. Som en oppsummering av kontrollen legges det frem forslag

til tiltak og tidsramme for når tiltaket bør gjennomføres. Hadde det blitt tatt i bruk et skjema som var bygget på de samme prinsippene som et FMECA-skjema ville det blitt tydeliggjort hvilken type feilmodi og feilingsmekanisme som eventuelt var påvist. Dette ville vært med å forenkle jobben med å tolke hva som er skrevet under kontrollen for andre fagpersoner slik at erfaringsoverføring vil bli enklere.

2.1.1 Kontrollanlegg

| | |
|---|-------------------------|
| Komponentnavn: Kontrollanlegg | Karakter: 2,6 |
|---|-------------------------|

Kontrollanlegg er stort sett originalt relebasert anlegg fra NEBB (78/79).

2.1.2 Transformatorer

| | |
|--|-------------------------|
| Komponentnavn: Transformator | Karakter: 2,2 |
|--|-------------------------|

Transformator er en 85 MVA levert av NATIONAL INDUSTRI (79). Transformatoren er overdimensjonert for å kunne ta opp eventuelle økninger i belastning som følge av ytterligere kraftutbygging i området. Det pågår O/U prosjekter på nye kraftverk i Kjela området, herunder Vesle Kjelavatn, Langesæ og nytt Haukeli med økt ytelse.

Figur 45 - Utsnitt av rapport tilstandsvurdering – elektro (Statkraft & Region Øst-Norge, 2008)

For å få frem et eksempel på hvordan tilstandsvurderingene kan avvike fra hverandre, er det tatt med et utsnitt av en tilstandsvurdering vist i Figur 45. Her kommer det frem at det er benyttet desimaler i forbindelse med karaktersetningen. Dette avviker fra prosedyrene hvor det beskrevet at det skal være karakter en, to, tre eller fire. Ved å utføre en tilstandsvurdering på denne måten vil det bli vanskeligere å tolke vurderingene som er gjort. Her vil det endelige resultatet være avhengig av tolkningen til den som leser rapporten. Ved å utarbeide et nytt skjema med tilhørende prosedyrer vil slike avvik kunne forhindres og det vil bedre samsvaret mellom resultatene og tolkningen.

5.2.3. Sviktmekanismer og levetidsmodeller for hovedenheter

Basert på informasjon fra Statkraft finnes det ikke ferdig utviklede levetidsmodeller for de enkelte hovedkomponenter og sviktmekanismer som vil være aktuelle. Det finnes et uferdig verktøy som har blitt utviklet i samarbeid med Sintef, men som ikke har blitt ferdigstilt. Derfor inneholder dette verktøyet kun enkelte sviktmekanismer hvor størsteparten er for generator. Sviktmekanismene som finnes i dette verktøyet er presentert i Vedlegg 1.

Videre finnes det ingen prosedyrer for når det skal utvikle levetidsmodeller for den enkelte komponentene. Derfor blir heller ikke disse modellene oppdaterte etter hvert som det registreres oppdatert sviktdata for komponenten. Basert på informasjon fra Statkraft utarbeides ikke slike levetidsmodeller før prosjektene har kommet til et slikt nivå at de må forsvare behovet for utbedring på grunnlag av dårlig tilstand. Ut over dette er det satt faste verdier tilknyttet de ulike hovedkomponentenes

levetid, altså MTTF som vist i Figur 4. Her baseres MTTF på tilstandskarakteren de er gitt. Denne inndelingen kommer frem i Figur 46.

Restlevetid - transformator

| | | | | |
|-----------|----|----|---|---|
| TK trafo | 1 | 2 | 3 | 4 |
| MTTF (år) | 40 | 15 | 5 | 1 |

Restlevetid - turbin

| | | | | |
|-----------|----|----|---|---|
| TK turbin | 1 | 2 | 3 | 4 |
| MTTF (år) | 40 | 15 | 5 | 1 |

Restlevetid - generator

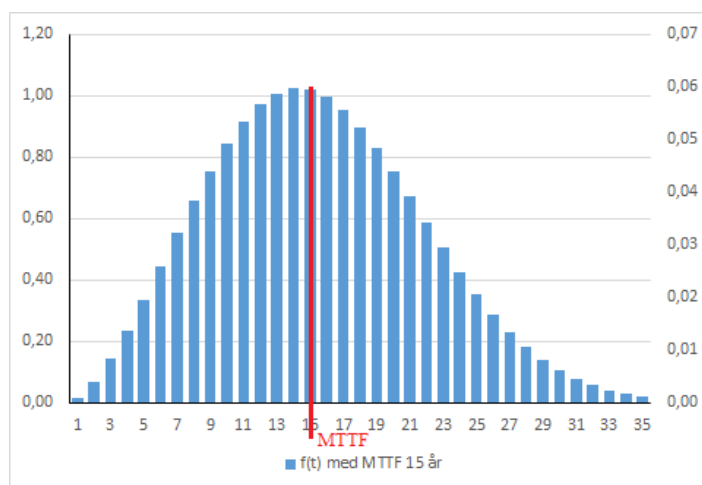
| | | | | |
|--------------|----|----|---|---|
| TK generator | 1 | 2 | 3 | 4 |
| MTTF (år) | 40 | 20 | 5 | 1 |

Figur 46 - Restlevetid for hovedkomponenter (Statkraft, 2015j)

Ut fra tabellene i figuren kan det eksempelvis leses ut at en ny transformator er forventet å ha en levetid på 40 år. Når denne transformatoren har vært i drift og det er gjennomført tilstandsvurderinger der utfallet ble karakter tre, vil dette tilsi at Statkraft vurderer det til at den har en restlevetid på fem år.

Videre blir det benyttet en felles levetidsmodell for de ulike komponentene i prioriteringsverktøyet som er under utvikling i Statkraft. Denne blir kun benyttet under disse beregningene, og da for å kunne nyansere hvordan det er sannsynlig at svikt fordeles. Dette betyr at det her vil være flest svikt ved forventet levetid som er 40 år for alle komponenter.

Nedenfor er det gitt et eksempel på weibullfordelingen som benyttes i beregningene. Her med MTTF satt til 15 år. Skaleringsparameter θ beregnes ut fra MTTF, mens formparameter m er satt til 2,5. Dette er en vurdering Statkraft har gjort for å få en sannsynlighetsfordeling med det de definerer som middels usikkerhet. Sannsynlighetsfordelingen presenteres nærmere i neste kapittel, under delkapittelet 6.2, hvor det nåværende prioriteringsverktøyet til Statkraft forklares.



Figur 47 - Eksempel levetidsmodell for komponent med MTTF 15 år

6. Store nyanskaffelser

Som nevnt innledningsvis i denne oppgaven, er situasjonen i Statkraft slik at mange av vannkraftanleggene begynner å nærme seg slutten på sin planlagte levetid. Dette betyr at det fremover vil være et økende behov for investeringer for å rehabilitere disse, og i denne sammenhengen er det behov for å ha kriterier som avgjørelsene om investeringer skal baseres på. I denne oppgaven blir det her vektlagt de prosjektene som styres av tilstand, hvor tilstanden og havari vil føre til inntektstap. Dette kapittelet tar derfor for seg det verktøyet Statkraft har utviklet for å kunne prioritere mellom slike prosjekter. Verktøyet er basert på nåverdiberegninger av kostnader knyttet til havari ved bruk av forventede verdier.

Videre presenteres det forslag til utbedringer av det eksisterende verktøyet, da både basert på nåverdi- og kost-nyttberegninger. Dette er for å kunne se hvilke faktorer som er med å påvirke arbeidet med prioriteringer og i tillegg å se i hvor stor grad det er mulig å forenkle slike beregninger. For å ta høyde for de stokastiske elementene som vil inngå i en risikovurdering, er en fremstilling av hvordan Statkraft kan benytte Monte Carlo-simulering i sine beregningene, lagt frem. Metoden Statkraft benytter blir så sammenlignet med de nye forslagene som foreligger for å få frem eventuelle forskjeller.

Først i dette kapittelet er det presentert hvordan prosjektinndelingen i Statkraft utføres i dag, samt hvilken prosjekter som foreligger i de uvalgte kraftverkene. Dette er for å vise hvordan det blir differensiert mellom investeringer som gjennomføres basert på tilstanden til anlegget, og investeringer som gjøres på grunn av for eksempel forskriftskrav.

6.1. Prosjektinndeling

Som Figur 48 viser, har Statkraft valgt å dele inn prosjektene sine inn i seks ulike kategorier. Noe av grunnen til dette er at det kan skilles mellom to ulike typer installasjoner i et vannkraftverk. Den ene er dam og vannveg mens den andre er selve kraftverket. Siden dette er to veldig ulike installasjoner, skilles det mellom de når det skal arbeides med prosjekter og utbygginger. Derfor omhandler kategori en og to dam og vannvei, mens kategori tre, fire og fem omhandler kraftverkene.

| Category | Guideline | Comment |
|--|---|--|
| 1. Dam and Waterway safety and/or condition imposed | Execute as required per risk assessment | <ul style="list-style-type: none"> In accordance with laws and regulations, and internal risk accept criteria |
| 2. Dam and waterways authority imposed, without breaching internal safety requirements | Challenge scope and timing | <ul style="list-style-type: none"> Identify and propose action towards stakeholders |
| 3. Condition based projects with income losses | Optimize reinvestment as risk mitigation for production losses | <ul style="list-style-type: none"> Identify NPV of projects Identify sensitivity (i.e. increase/decrease of risk if projects are postponed) |
| 4. Condition based projects without income loss | Optimized to support business needs and plans | <ul style="list-style-type: none"> Accordance to internal accept criteria for HS, environment and reputation Outline consequence if projects are postponed |
| 5. Income based projects | Case-by-case based on profitability | <ul style="list-style-type: none"> Prioritized list of NPV for all projects in portfolio |
| 6. Other projects (including regulatory and environmental) | Optimized to meet requirements and support business needs/plans | <ul style="list-style-type: none"> Outline rationale and consequence if projects are postponed Accordance to internal accept criteria |

Figur 48 - Kategorisering av ulike prosjekt i Statkraft (Statkraft, 2015a)

Som nevnt over omhandler de to første kategoriene dam og vannvei. Prosjektene som havner i disse kategoriene er prosjekter som må gjennomføres på bakgrunn av sikkerhet- og myndighetskrav. (Statkraft, 2015a) Damsikkerhetsforskriften som trådte i kraft 1 Januar 2010 er et eksempel på dette. Formålet med denne forskriften er å ivareta sikkerheten knyttet til damanlegg, samt å sikre dammer mot skader og last fra terror, sabotasje eller krig. (Grøttå, 2011)

Kategori tre består av prosjekter som må gjennomføres for å forhindre tap, både i produksjon og økonomisk. Dette vil si at om det ikke gjennomføres utbedringer nå, så vil det være risiko for at anlegget vil havarere og være ute av drift til prosjektet uansett er gjennomført. Det kan derfor sies at denne prosjektgruppen er tilstandsstyrt. For å kunne si noe om tilstanden til de ulike anleggene og komponentene i disse, benyttes derfor tilstandskarakterer. (Statkraft, 2015a)

Det finnes også prosjekter hvor det ikke er fare for havari og som derfor ikke har økonomiske implikasjoner. Prosjekter som havner i denne kategorien, definert som kategori fire, styres av interne krav til helse, miljø og sikkerhet (HMS), så vel som omdømme. (Statkraft, 2015a)

Videre er det prosjekter som ønskes gjennomført fordi det vil gi en økonomisk vinning. Dette betyr at det vil være mulig å øke kapasiteten til kraftverket ved gjennomføring av et prosjekt. Slike økninger kan for eksempel komme av at det har skjedd oppgraderinger på utstyret eller at det har skjedd en utbygging i anleggene. Noen prosjekter vil kunne havne i flere kategorier, da det kan finnes prosjekter som vil kunne gi økt inntekt samtidig som at tilstanden på anlegget er så dårlig i dag at det er fare for havari. Altså en kombinasjon av kategori tre og fem. På samme måte finnes det også prosjekter som det er ønsket å gjennomføre på bakgrunn av HMS og omdømme, men som også har fare for havari eller mulighet for økt inntekt. (Statkraft, 2015a)

Den siste kategorien, kategori seks, er en oppsamling av øvrige prosjekter som ikke faller inn under noen av de andre kategoriene. Det kan være prosjekter som for eksempel omhandler utbedring av bygningsmassen.(Statkraft, 2015a)

Videre i dette kapittelet er det vurderinger og prioritering av prosjekter i kategori tre som tas nærmere i øyesyn. Når det skal prioriteres mellom hvilke prosjekter som skal gjennomføres innen denne kategorien, er det ekstra viktig at det tas høyde for faktorer som tilstand, men også økonomisk implikasjon ved havari. Det er viktig å sørge for å se anleggene i riktig perspektiv slik at vesentlige anlegg som er viktig for produksjonen ikke nedprioriteres. Dette vil være med å øke gevinsten på investeringene som foretas for å gjennomføre slike prosjekter. Samtidig er det også mulig at anleggene som er valgt ut har mulighet for økt produksjonskapasitet ved gjennomføring av et eventuelt prosjekt. Dette må også tas med i betraktningene rundt hvilke prosjekter som skal velges. En økning i produksjon vil derfor beregnes inn i prioriteringene for å kunne sikre maksimal gevinst for investeringen som er gjennomført.

6.1.1. Prosjekter i Kjela, Hogga og Tokke kraftverk

I Statkraft foregår det mange ulike prosjekter på samme tid. For å systematisere prosjektene sine, har de valgt å kategoriserer prosjektene med tall fra en til seks som vist i kap. 6.1. Nedenfor i Tabell 9 er det kun presentert prosjekter som faller under prosjektkategori tre.

I Tabell 9 er det fremstilt hvilke prosjekter som er pågående eller planlagte i Kjela kraftverk.

Tabell 9 - Oversikt over prosjekter i Kjela kraftverk (Statkraft, 2015g)

| Kraftverk | Prosjekt | Kategori | Status | Planlagt start | Planlagt ferdig |
|-----------|-----------------------------|----------|----------|----------------|-----------------|
| Kjela | Kuleventil, ventilstyring | 3 | Planlagt | 2015 | 2016 |
| Kjela | Trafo-kjølere Havari | 3 | Pågående | 2014 | 2015 |
| Kjela | 300kV gjennomføringer nye | 3 | Planlagt | 2016 | 2017 |
| Kjela | Kontrollanlegg nytt | 3 | Planlagt | 2016 | 2018 |
| Kjela | Kuleventil, ventilstyringer | 3 | Planlagt | 01.01.2017 | 31.12.2017 |
| Kjela | T1 nye kjølere | 3 | Planlagt | 2016 | 2017 |
| Kjela | Apparatanlegg 420 kV nytt | 3 | Planlagt | 2036 | 2039 |
| Kjela | Hoved transformator 420 kV | 3 | Planlagt | 2036 | 2039 |
| Kjela | Kabler 420 kV utskifting | 3 | Planlagt | 2036 | 2039 |

I kap. 4.3, ble det fremstilt hvilke tilstandskarakterer de ulike kraftverkene har. Kjela kraftverk har tilstandskarakter tre på både ventilstyring og apparat- og kontrollanlegg, samt transformatoren. Som tabellen ovenfor viser, er det opprettet prosjekter som skal utbedre disse.

I Tabell 10 fremstilles det de planlagte prosjektene i Hogga kraftverk.

Tabell 10 - Oversikt over prosjekter i Hogga kraftverk (Statkraft, 2015g)

| Kraftverk | Prosjekt | Kategori | Status | Planlagt start | Planlagt ferdig |
|-----------|--------------------------|----------|----------|----------------|-----------------|
| Hogga | 22/66 kV utskiftning | 3 | Planlagt | 01.01.2015 | 31.12.2015 |
| Hogga | Generator rehabilitering | 3 | Planlagt | 01.01.2016 | 31.12.2016 |
| Hogga | Kontrollanlegg nytt | 3 | Planlagt | 2014 | 2016 |

På samme måte som Kjela kraftverk, er det i Hogga kraftverk opprettet prosjekter som skal utbedre tilstanden på generatoren og apparat- og kontrollanlegg.

Tabell 11 viser hvilke prosjekter som skal gjennomføres i Tokke kraftverk. Transformatorer skal utbedres, men denne er skyvet ut i tid siden Statkraft skal utføre oppgraderinger i nettet lengre frem i tid.

Tabell 11 - Oversikt over prosjekter Tokke kraftverk (Statkraft, 2015g)

| Kraftverk | Prosjekt | Kategori | Status | Planlagt start | Planlagt ferdig |
|-----------|------------------------------|----------|----------|----------------|-----------------|
| Tokke | Kontrollanlegg | 3 | Planlagt | 2015 | 2019 |
| Tokke | Sluseventiler A3 og A4 rehab | 3 | Planlagt | 01.01.2015 | 31.12.2015 |
| Tokke | Apparatanlegg 420 kV | 3 | Planlagt | 2020 | 2023 |
| Tokke | Kabler 420 kV utskiftning | 3 | Planlagt | 2020 | 2023 |
| Tokke | Transformator 420 kV | 3 | Planlagt | 2045 | 2046 |

6.1.2. Risikomatriksen i Statkraft

Nedenfor vises risikomatriksen som benyttes til risikovurderinger i Statkraft. Denne samsvarer med beskrivelsene fra ISO31010, som forklart i kap. 2.4. I matrisen er de ikke-kritiske feltene fremstilt som grønne, de noe-kritiske feltene som gule og de kritiske feltene røde. De røde feltene representerer tilfeller hvor det må innføres risikoreducerende tiltak for å kunne oppnå ønsket risikonivå.

Som det vises i Figur 49 representerer den vertikale aksens sannsynligheten for hendelsen, mens den horisontale aksens representerer konsekvensene tilknyttet hendelsene. Her er i tillegg konsekvensene delt inn i fire ulike kategorier:

- Produksjonstap/utilgjengelighet
- Omdømme

- Helse og sikkerhet
- Eksternt miljø

| Likelihood | Occurrence in LTP-periode | High | Medium | Low | Very low | Very high |
|--------------------------------|---------------------------|---|--|--|---|--|
| | | Very high | High | Medium | Low | Very low |
| > 70 % | | 2,15 | 2,25 | 2,35 | 2,45 | 2,55 |
| 30-70 % | | 1,14 | 2,24 | 2,34 | 2,44 | 2,54 |
| 10-30 % | | 1,13 | 2,23 | 2,33 | 2,43 | 2,53 |
| 1-10 % | | 1,12 | 2,22 | 2,32 | 2,42 | 2,52 |
| < 1 % | | 1,11 | 2,21 | 2,31 | 2,41 | 2,51 |
| Consequence | | Very low | Low | Medium | High | Very high |
| Production loss/Unavailability | | < 5 MNOK | 5-20 MNOK | 20-50 MNOK | 50-100 MNOK | >100 MNOK |
| Reputation1 | | Persistent negative coverage in local/regional media. | Loss of trust from local/regional stakeholders. | Loss of trust from national/international stakeholders, and/or persistent negative coverage in national/International media. | Loss of trust from national authorities. | Loss of trust from the owner of Statkraft. |
| Health & safety | | First-aid injury | Medical treatment injury | Lost-time injury | Permanent disability | Fatality |
| External environment | | No damage and environmental impact. | Minor damage and/or environmental impact. | Moderate damage and environmental impact. | Serious damage and environmental impact. | Permanent damage and environmental impact. |
| | | Breach of law, regulation or concession. | Restitution time < 1 month and/or breach of law, regulation or concession. | Restitution time 1-12 months and/or breach of law, regulation or concession. | Restitution time 1-10 years and/or breach of law, regulation or concession. | Restitution time >10 years and/or breach of law, regulation or concession. |

Figur 49 – Risikomatriksen til Statkraft (Statkraft, 2015s)

Denne kategoriseringen av konsekvenser er gjort for å kunne benytte den samme matrisen til å vurdere anlegg hvor gjerne flere av disse kategoriene gjør seg gjeldene. Alle kraftverkene i Statkraft vil ha et risikonivå tilknyttet hver av disse kategoriene. I arbeidet med å evaluere risikoen ved hjelp av denne matrisen, er målet å avdekke risikoen for alle kategoriene for å kunne finne frem til hvor kraftverket har høyest risiko. På denne måten kan det komme frem at risikonivået knyttet til produksjonstap er så lavt at det ikke er av betydning, men at det allikevel er høy risiko for omdømme. Dette vil kunne resultere i at det må gjennomføres et prosjekt for å senke dette risikonivået og på denne måten opprettholde ønsket omdømme.

I arbeidet med utvikling av det nye beregningsverktøyet, har Statkraft ikke benyttet seg av denne matrisen. Dette betyr at sannsynlighetsnivåene som presenteres her, ikke tilsvarer de som er benyttet i beregningene som kommer nedenfor.

Risikomatriksen benyttes allikevel noen ganger på prosjekter som egentlig skal behandles av prioriteringsverktøyet. Dette er fordi det i noen tilfeller vil være prosjekter fra kategori tre og fem som nedprioriteres når de finansielle aspektene og økonomien tilknyttet investeringen tas i øyesyn. Allikevel kan tilstanden til anlegget være så dårlig at det er ønskelig å redusere risikoen knyttet til anlegget. Dette er fordi Statkraft uansett må kunne stå for hendelsesforløpet og konsekvensene som kan oppstå tilknyttet det aktuelle anlegget.

Nedprioriterte prosjekter vil dermed bli omkategorisert i forhold til prosjektinndelingen, slik at det da vurderes som et risikoprojekt (kategori fire eller seks). Dette gjøres for å få en mer nøye gjennomgang av risikonivået og om anleggets tilstand kan aksepteres uten å innføre risikoreducerende tiltak.

6.2. Nåværende prioriteringsverktøy

For å forbedre sin fremgangsmåte under prioriteringen av de store investeringsprosjektene, som i dag er definert som prosjekter med en investeringskostnad over 1,5 millioner, driver Statkraft for tiden å utvikler et nytt verktøy. Den nye metoden er en forenklet nåverdiberegning hvor det er tatt høyde for risiko, samt de ulike scenarioene som kan forekomme for hvert prosjekt. Det er tenkt at denne måten å beregne på skal benyttes for prosjekter som vurderes på bakgrunn av dårlig tilstand, men også på bakgrunn av potensielt inntektstap. Dette er de prosjektene som i kap. 6.1 er presentert som kategori tre og fem. En beskrivelse av hvilke prosjekter nåverdiberegningene skal benyttes på står også beskrevet i Figur 48. Tidsperioden Statkraft opererer med i disse beregningene er satt til 35 år, da disse er definert som de mest kritiske for nåverdien av en investering.

Verktøyet, som er bestående av et regneark i Excel, er foreløpig ikke ferdigstilt og inneholder derfor kun prosjekter tilknyttet hovedkomponentene generator, turbin og transformator. Figurene som er presentert senere i dette kapittelet viser skjermdump av nåverdiberegningene for generator slik de foreligger for anleggene Hogga og Kjela. Dette er ikke det fullstendige regnearket, kun de kolonnene som danner selve beslutningsgrunnlaget. Forenklingen ble gjennomført for å begrense omfanget på det som vises, samt at mye av informasjonen som ikke vises kun er å betrakte som mellomregninger.

Regnearket inneholder en del generell informasjon som er med å danne noe av grunnlaget for de videre beregningene. Dette gjelder informasjon om MTTF og sannsynligheter for svikt for hvert kommende driftsår, men også forventet levetid for komponenter. Basis for beregningene er en Weibull levetidsmodell for en gitt enhet. Informasjonen er basert på meninger fra flere fagansvarlige som har erfaring fra drift og vedlikehold av disse komponentene. Aller først er det satt opp tabeller som viser forventet resterende levetid for de ulike komponentene, noe som tilsvarer MTTF. Disse er tidligere presentert i kap. 5.2.3. Siden beregningene nedenfor er for generator, er det her valgt å legge ved tabell for resterende levetid for denne komponenten. Denne vises i Figur 50.

Restlevetid - generator

| | | | | |
|--------------|----|----|---|---|
| TK generator | 1 | 2 | 3 | 4 |
| MTTF (år) | 40 | 20 | 5 | 1 |

Figur 50 - Resterende levetid generator (Statkraft, 2015j)

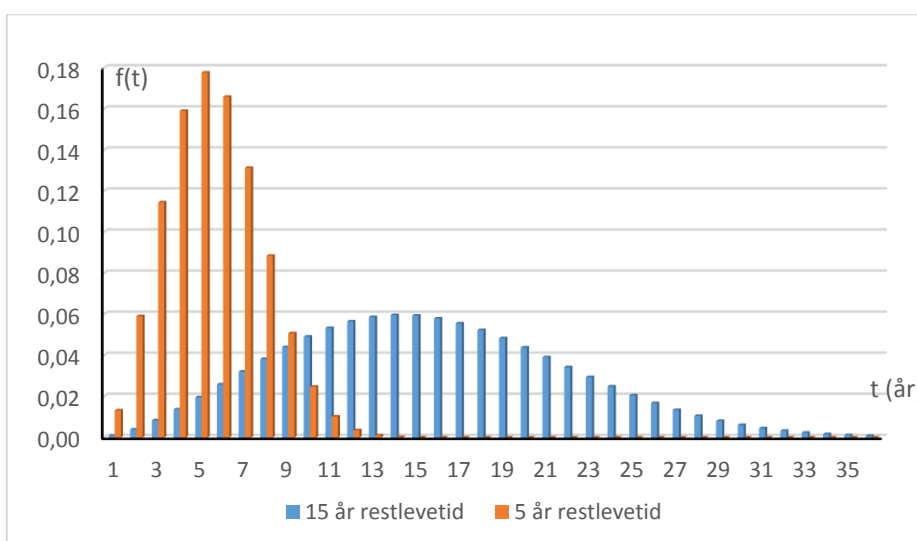
Informasjonen som kommer frem i figuren ovenfor er generelle betraktninger knyttet til resterende levetid. Her er det ikke tatt hensyn til at det finnes forskjellige typer konstruksjoner innen samme gruppe,

som for eksempel Francis- eller Bulbturbin. Det er heller ikke definert hvilke type sviktmekanismer den forventede restlevetiden er basert på, noe som vil kunne påvirke levetiden i stor grad. Slik praksisen er i dag, kan informasjonen som foreligger i prioriteringsverktøyet defineres som en enkel standardisering av forventet levetid per hovedkomponenttype. Grunnen til at Statkraft har gjort det på denne måten er for å enkelt kunne sette en forventet levetid basert på komponentens tilstandskarakter (TK). En slik form for standardiseringen kan være en mulig kilde for avvik i beregningene videre.

Grunnen til at dette vil kunne skape avvik er fordi de ulike sviktmekanismene ofte vil ha ulikt hendelsesforløp. Ved å her lage et generelt forløp for en komponent, vil dette øke risikoen for avvik, og komponenten kan ha lengre eller kortere levetid igjen enn det som er antatt. Denne variasjonen i levetid vil kunne påvirke beregningene. Eksempelvis vil lengre levetid ofte føre til at det er gunstig å skyve investeringen lengre frem i tid, da det her er lavere risiko for havari ved nåværende tidspunkt.

Forventet levetid fra Figur 50 benyttes så til å generere en sannsynlighetsfordeling som viser sannsynligheten for svikt per år. Slik det ble beskrevet i kap. 5.2.3 utarbeides det ikke levetidsmodeller for de ulike sviktmekanismene og komponentene i Statkraft. Dette gjennomføres bare når det er bestemt at et prosjekt skal gjennomføres og derfor er det i dette verktøyet benyttet en generell levetidsmodell som er felles for alle komponentene og anlegg.

Siden det her er snakk om tekniske systemer er det benyttet en weibullfordeling, som beskrevet i kap. 2.3. Weibullfordelingen viser sannsynligheten for svikt per år, altså det er levetidmodell for en komponent med en gitt restlevetid. Her er det tatt med to ulike fordelinger basert på to ulike restlevetider, henholdsvis 5 og 15 år. Levetidsmodellene vises nedenfor i Figur 51 hvor hver kolonne viser usikkerheten knyttet til restlevetid i hvert år for de neste 35 årene, her presentert som et søylediagram hvor horisontalaksen betegnes med år.



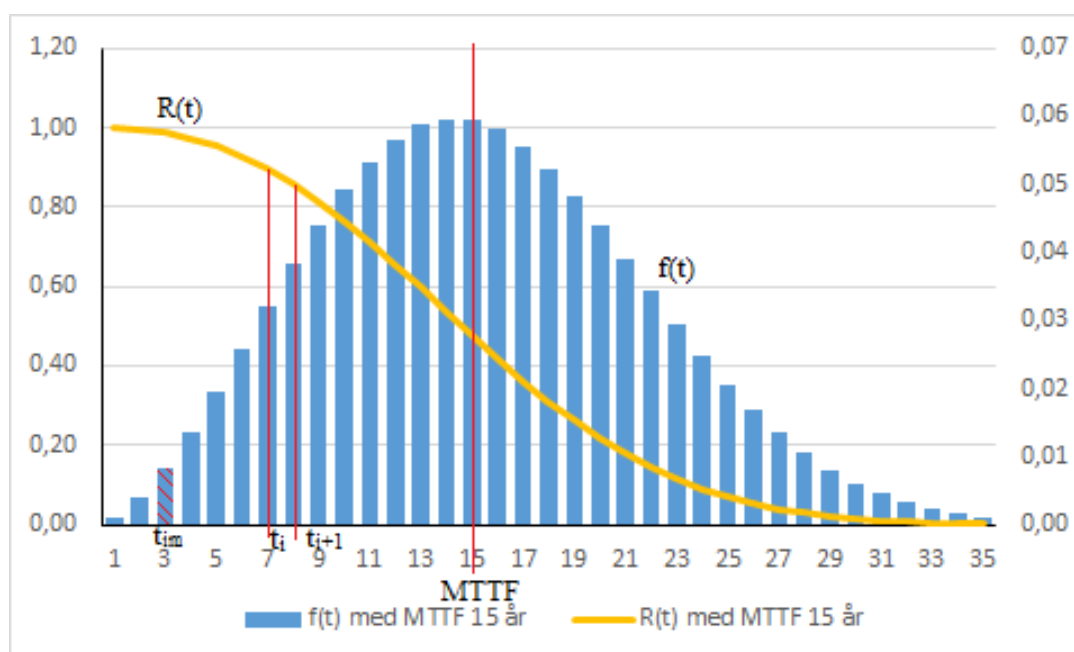
Figur 51 – Frekvensfunksjon $f(t)$, Levetidsmodell fra Statkraft sitt beregningsverktøy

Formparameter for kurven, m , er her satt til 2,5 i Statkraft sitt beregningsverktøy. Dette betyr at det her sees på feil med økende sviktintensitet, altså IFR som vist i Figur 5. Skaleringsparameter for kurven, θ , vil derimot variere med tanke på forventet restlevetid for komponenten det beregnes for. I dette tilfellet er det her inkludert sannsynlighetsfordelingen for komponenter med restlevetid på 15 år (blå søyler) og restlevetid på 5 år (oransje søyler). Disse verdiene er basert på komponentens tilstandskarakter som presentert i Figur 50.

Grunnen til at det er presentert levetidsmodeller for komponenter med MTTF på 5 og 15 år, er at det viser hvilke utslag tilstandskarakterene og MTTF har på modellene. Som figuren viser vil det være mindre variasjon i restlevetid blant de komponentene som har tilstandskarakter tre. Siden restlevetiden er lagt inn som en faktor vil denne parameteren endre seg for hver komponent og er derfor beregnet ved hjelp av formelen nedenfor, som i utgangspunktet er lik Formel 3. Her er μ_t fra Formel 3 satt til samme verdi som restlevetiden. Forventet restlevetid benyttes altså som middelvei (MTTF).

$$\frac{\text{Restlevetid}}{\Gamma\left(\frac{1}{m} + 1\right)}$$

For å kunne forklare hva som ligger bak beregningene er det nødvendig å se nærmere på hvordan levetidsmodellen er benyttet. Figuren nedenfor viser en illustrasjon av frekvensfunksjonen $f(t)$ og pålitelighetsfunksjonen $R(t)$ for et tilfelle hvor det er satt tilstandskarakter to og MTTF på 15 år.



Figur 52 - Weibull levetidsmodell

Som nevnt tidligere gjennomføres beregningene med en tidsramme på 35 år, derfor er levetidsmodellen avgrenset til å vise tilsvarende periode. Videre er det funnet sannsynligheten for svikt per år. Dette

tilsvarende en hel kolonne fra Figur 52, her beskrevet som t_{im} . Beregningen som ligger til grunn for den oppsatte sannsynligheten per år er basert på prinsippet i Formel 23. Sannsynligheten som ligger til grunn for vurdering av risiko for havari er altså basert på sannsynlighetsverdiene for et gitt år i perioden.

Formel 23- SSH for svikt

$$p_i = \Delta t_i * f(t_{im})$$

En alternativ måte å illustrere dette på er ved å benytte seg av pålitelighetsfunksjonen istedenfor. Da vil det kunne sies at p_i – sannsynligheten for svikt i år i , vil kunne beregnes som vist i formelen under. Dette er også illustrert i Figur 52.

Formel 24 – SSH for svikt ved bruk av R(t)

$$p_i = R(t_i) - R(t_{i+1})$$

Beregningen her viser at sannsynligheten for at komponenten har overlevd frem til år i minus sannsynligheten for at komponenten overlever det neste året, vil tilsvare sannsynligheten for svikt for komponenten i løpet av år i . Disse formlene illustrerer hvordan prioriteringsverktøyet forholder seg til risiko og sannsynlighet for svikt.

Den generelle informasjonen knyttet til komponentene innebefatter også hendelsestrær som viser sannsynligheten for hendelser for hver komponent. Her er hendelsene delt inn i tre størrelser, liten (small), medium (medium) og stor (major). Disse er tilknyttet varierende sannsynlighetsgraderinger i tillegg til variasjoner i varighet. Varigheten av en feil er knyttet til tid brukt på reparasjon eller leveringstid og tid brukt på utskiftning for den aktuelle komponenten. På samme måte som for forventet levetid, er disse verdiene et forsøk på å standardisere hendelsesforløpet for en komponenttype.

| | | | | | |
|-----------|---|----|---------|---------|---------------------------|
| Generator | Komponentsvikt Stator; kjøling, blikpakke, vikling Rotor; kjøling, blikpakke, vikling | 65 | Liten | 4 uker | Feilsøkning og reparasjon |
| | | 30 | Middels | 16 uker | Utskiftning reservedel |
| | | 5 | Stor | 2 år | Ny stator |

Figur 53 - Hendelsestre generator (Statkraft, 2015j)

Figur 53 viser hendelsestreet for en generator. Som det kommer frem her er det 65 % sannsynlighet for at det skal forekomme en liten (small) hendelse. Denne typen hendelse vil kunne føre til fire ukers produksjonsstopp for anlegget. Videre er det henholdsvis 30 % sannsynlighet for en middels hendelse og 5 % for en stor. Disse vil igjen føre til lengre produksjonsstopp, der en middels hendelse representerer stopp på 16 uker og en stor hendelse representerer stopp på to år. Figur 54 viser tilsvarende hendelsestre for transformator og turbin.

| | | | | |
|------------------------|--|-----------|---------|---------------------|
| Transformator f(TK) | Komponentsvikt Aktiva deler, gjennomføringer, kasse | 40 Liten | 4 uker | Reparasjon |
| | | 40 Mellan | 16 uker | Ny vikling |
| | | 20 Stor | 1 år | Ny trafo |
| Turbin | Komponentsvikt Löphjul, ledeapparat, lager | 65 Liten | 4 uker | Reparasjon på sted |
| | | 30 Mellan | 16 uker | Verkstadsreparasjon |
| | | 5 Stor | 1,5 år | Nytt löphjul |

Figur 54 – Hendelsestre for transformator og turbin (Statkraft, 2015j)

Verdiene fra hendelsestrærne må også implementeres inn i sannsynlighetsberegningene for svikt, for på denne måten å få frem forventningsverdien knyttet til sviktstørrelsene. Dette er viktig da de ulike sviktstørrelsene vil ha ulik konsekvens. Her kombineres Formel 23 med sannsynlighetsverdiene fra hendelsestreet for den aktuelle komponenten. Dette gir formelen:

Formel 25 - Total SSH for svikt per år

$$p_i * (SSH_{liten} + SSH_{medium} + SSH_{stor}) = SSH_{i\ total}$$

Neste trinnet vil så være å inkludere konsekvensen av hver hendelse. I dette tilfellet vil dette være en kostnad knyttet til nedetid, men også kostnad knyttet til utbedring av feil.

På samme måte som for levetidsforløpet risikeres det her at generaliseringer og forenklinger av sannsynlighetene og varighetene presentert i hendelsestrærne skaper avvik i beregningene, og med dette avvik i prioriteringen av anleggene. Hvilke sviktmekanismer som er tredd i kraft her, vil være med å påvirke hendelsesforløpet videre. Dette betyr at sannsynlighetsnivåene for de ulike hendelsesstørrelsene vil kunne variere veldig. En annen faktor som spiller inn er blant annet i hvor stor grad vannet som går gjennom anlegget er partikkelfritt eller ikke. Med sand i vannet vil det føre til større og raskere slitasje på komponenter, noe som vil kunne føre til større sannsynlighet for store hendelser.

Figuren nedenfor viser de første kolonnene i prioriteringsverktøyet. De første seks kolonnene her representerer identifisering av gjeldende anlegg, heriblant tilstandskarakter, antall aggregater i anlegget og årstall for sist oppgradering. Tilstandskarakterene er de karakterene som settes under tilstandsvurderingen og som fører til at komponenten vurderes som kritisk og moden for utskiftning. Dette ble nærmere beskrevet i kap. 5.2.

| Power station | Unit | Power station Group | Condition status | Commissioned/refurbished | Net Present Value of estimated failure cost Best case | Net Present Value of estimated failure cost Most likely | Net Present Value of estimated failure cost Worst Case | Expected time to failure |
|---------------|------|---------------------|------------------|--------------------------|---|---|--|--------------------------|
| Hogga | 1 | Tokke | 3 | 1987 | 4 | 6 | 7 | 5 |
| Kjela | 1 | Tokke | 2 | 1979 | 1 | 4 | 6 | 15 |

Figur 55 - Skjermdump 1 fra porteføljeprioriteringsverktøy til Statkraft (Statkraft, 2015j)

I kolonne syv, åtte og ni blir det gjennomført scenariobaserte nåverdiberegninger av forventet risikokostnad før investering. Disse nåverdiberegningene inkluderer som nevnt tidligere de 35 neste årene, noe som er basert på at det er disse årene som er vurdert som mest avgjørende for Statkraft i nåverdisammenheng. Scenarioene som er tatt i betraktning her er basert på mengden tilsig det er inn i damanlegget for det aktuelle kraftverket ved tidspunkt for havari. Felles for alle tre scenarioer er at det er tatt høyde for normal vannstand i dammen når hendelsen inntreffer. «Best case» er her basert på at det er minimalt med tilsig til dam når anlegget feiler. På denne måten vil det være minimalt med tap av vann og potensiell strømproduksjon. Videre er «most likely» basert på at det er normalt tilsig ved feiling, og «worst case» at det er mye tilsig. Derfor er det benyttet tre ulike prisgrunnlaget, samt tre ulike havarikostnader som underlag i disse beregningene.

Den siste kolonnen i Figur 55, kolonne 10, viser forventningsverdien knyttet til resterende levetid for enheten. Denne verdien er basert på tilstandskarakteren for den gjeldende komponenttypen. I dette tilfellet er det gjort et forsøk på å standardisere en levetidsmodell for den enkelte komponenten basert på tilstanden den er i. Verdiene som kommer frem her er benyttet videre i beregningene, blant annet i forhold til weibullfordelingen som nevnt tidligere i oppgaven. Gjenværende levetid for en generator, basert på tilstanden den er i, er vist tidligere (se Figur 50).

Figuren nedenfor viser sannsynlighetsnivåene for de ulike hendelsesstørrelsene i kolonne 11, 12 og 13. Denne informasjonen er hentet fra hendelsestreene for den aktuelle komponenttypen. I dette tilfellet er det fra hendelsestreet for generator (se Figur 53).

| Probability of major event | Probability of medium event | Probability of small event | Major event Duration [weeks] | Major event Forced outage Cost | Major event Repair costs |
|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| 5 % | 30 % | 65 % | 52 | 35 | 16 |
| 5 % | 30 % | 65 % | 52 | 65 | 17 |

Figur 56 - Skjermdump 2 fra porteføljeprioriteringsverktøy til Statkraft (Statkraft, 2015j)

| Medium event Duration [weeks] | Medium event Forced outage Cost | Medium event Repair cost | Minor event Duration [weeks] | Minor event Forced outage Cost | Minor event Repair cost |
|-------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|
| 16 | 7 | 4 | 4 | 2 | 0 |
| 16 | 4 | 4 | 4 | 1 | 0 |
| 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |

Figur 57 - Skjermdump 3 fra porteføljeprioriteringsverktøy til Statkraft (Statkraft, 2015j)

Kolonne 15, 18 og 21 (se Figur 56 og Figur 57) viser kostnader knyttet til nedetid i anlegget. Dette er avhengig av varigheten for feilen. Som nevnt tidligere vil de generelle modellene, sannsynlighetene og varighetene skape avvik, det gjelder også her. Hvilke sviktmekanismer og forventet varighet av nedetiden vil påvirke kostnadene knyttet til feilen. Tallene her vil derfor også være å beregne som generelle betraktninger.

Videre kommer det frem at en stor hendelse med lang nedetid, koster mer enn en liten hendelse med kort nedetid. Neste kostnadspost er «repair cost» (kolonne 16, 19, 22). Dette er kostnaden av reparasjon i anlegget. Denne varierer da det her er ulike behov for utbedringer knyttet til ulik størrelse på feilen som har forekommet. Skjer det en stor (major) hendelse vil det være nødvendig å gjennomføre det samme prosjektet som vurderes i beregningene. Forskjellen her er at anlegget allerede har havarert, noe som fører til at det er stopp i produksjonen til prosjektet er gjennomført, derfor vil det i tillegg haste med å få gjennomført prosjektet. En slik hendelse vil potensielt føre til lange nedetider da det ofte er lang leveringstid på hovedkomponentene i et vannkraftanlegg. Prosjektet vil derfor være under et større tidspress i forhold til tid brukt på gjennomføringen. Derfor er det tatt høyde for at et utbedringsprosjekt gjennomført på bakgrunn av en stor (major) hendelse, fører til et påslag på omlag 35% på den antatte prosjektkostnaden her kalt «cost of mitigation action» fra Figur 58, kolonne 24.

Formel 26 – «Major event repair cost»

$$\text{Major event repair cost} = 1,35 * \text{cost of mitigation action}$$

Ved en middels (medium) hendelse, fra hendelsestypen i Figur 53, viser at denne hendelsestypen vil føre til mindre arbeid og mindre varighet enn en stor (major) hendelse. Her vil det ikke være nødvendig å gjennomføre det totale utbedringsprosjektet, men heller gjennomføring av reparasjoner av utstyr på verksted. Derfor er denne typen hendelse beregnet som lavere enn de totale kostnadene knyttet til det totale rehabiliteringsprosjektet. Det antas at denne kostnaden tilsvarer en firedel av reparasjonskostnaden for en stor (major) hendelse.

Formel 27 – «Medium event repair cost»

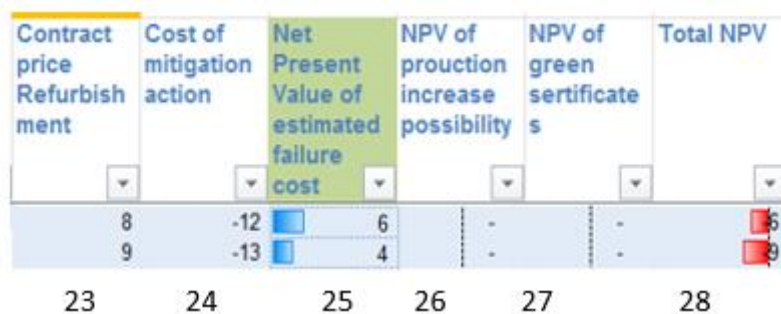
$$\text{Medium event repair cost} = \frac{\text{Major event repair cost}}{4}$$

Forholdstallene for reparasjonskostnaden for de ulike hendelsene er basert på skjønnsmessige vurderinger basert på erfaringer. Det er gjort flere slike antakelser igjennom regnearket. Disse antakelsene vil kunne være kilder for feil i vurderingene om verdiene skulle vist seg å være mye lavere eller høyere enn antatt.

Figur 58 viser de siste kolonnene i beregningsverktøyet. Kolonne 24, «cost of mitigation action», viser de totale kostnadene et prosjekt vil medføre, da knyttet til både eksterne og interne aktiviteter. Dette tallet er å betrakte som et erfaringsbasert estimat av kostnaden for prosjektet. Verdien i kolonne 23, «contract price refurbishment», tar for seg de eksterne kostnadene knyttet til prosjektet. Denne verdien er inkludert i «cost of mitigation action», og er satt opp for seg for å tydeliggjøre hva prosjektet vil koste i forhold til eksterne aktiviteter. Erfaringene Statkraft har gjort seg er at kostnadene knyttet til kontrakten (de eksterne tjenestene) tilsvarer omtrent 70 % av kostnaden for prosjektet. Derfor beregnes kolonne 24 på følgende måte:

Formel 28 – «Cost of mitigation action»

$$\text{Cost of mitigation action} = \frac{\text{Contract price refurbishment}}{0,7}$$



| Contract price Refurbishment | Cost of mitigation action | Net Present Value of estimated failure cost | NPV of production increase possibilities | NPV of green certificates | Total NPV |
|------------------------------|---------------------------|---|--|---------------------------|-----------|
| 8 | -12 | 6 | - | - | 6 |
| 9 | -13 | 4 | - | - | 3 |

Figur 58 - Skjermdump 4 fra porteføljeprioriteringsverktøy til Statkraft (Statkraft, 2015j)

De neste kolonnene viser de forskjellige nåverdiene som prosjektet består av. Kolonne 25 viser nåverdien av estimert havarikostnad. Denne verdien er kopiert fra kolonne åtte, altså nåverdi for «most likely case». Bak denne ligger det ulike parametere. Her er blant annet risikoen for de ulike hendelsestypene (liten, middels og stor), samt sannsynlighetsfordeling for svikt regnet inn, som vist i Formel 25.

Disse er regnet sammen med en kostnad knyttet til varigheten av nedetiden som er en kostnad som vil variere avhengig av hvilket anlegg det er, og eventuelt hvilken tid på året det er. For å inkludere alle de nødvendige parameterne i denne beregningen er det gjennomført flere mellomregninger. Den første er

presentert nedenfor. Her er den potensielle risikokostnaden per år, uavhengig av sannsynligheten for svikt, beregnet ved hjelp av sannsynligheten for hver hendelsesstørrelse og kostnaden knyttet til hendelsen. Dette betyr at formelen nedenfor viser forventet risikokostnad knyttet til de ulike sviktforløpene uten å ta hensyn til weibullfordelingen og sannsynligheten for svikt per år.

Formel 29 – Risikokostnad

$$\begin{aligned} & \text{Probability of major event} * (\text{Major event forced outage cost} + \text{Major event repair cost}) + \\ & \text{Probability of medium event} * (\text{Medium event forced outage cost} + \text{Medium event repair cost}) + \\ & \text{Probability of minor event} * (\text{Minor event forced outage cost} + \text{Minor event repair cost}) \end{aligned}$$

Videre vil verdiene bak hver kolonne i weibullfordelingen, altså verdiene for hvert år i frekvensfunksjonen $f(t)$ for den valgte restlevetiden, multipliseres med resultatet fra Formel 29. Resultatet som fremkommer her vil være en «kontantstrøm» for risikokostnaden for de neste 35 årene basert på levetidsmodellene og sannsynligheten for svikt slik den fremkommer i weibullfordelingen (se Figur 52). Hvordan dette beregnes er vist i Formel 30. Denne beregningen gir igjen den potensielle verdien risikoen har per år, og vil sammenfalle med prinsippet vist i Formel 25. Forskjellen er at konsekvensen ved en feil her blir inkludert ved et tidligere tidspunkt. Her kommer det frem at det er kun den nåværende risikoen som er med å danne beslutningsgrunnlaget. For å inkludere forskjeller i produksjonskapasitet er det også multiplisert med en verdi for prissensitivitet. Denne vil variere mellom hvert kraftverk, men er i denne oppgaven satt til 1.

Formel 30 – «Kontantstrøm»

$$\text{"Kontantstrøm"} = \text{Risikokostnad}_{\text{alle hendelser}} * f(t) * \text{Prissensitivitet}$$

Resultatet som vises i kolonne 25 er derfor beregnet som en nåverdifunksjon av resultatene fra Formel 30 hvor t går fra 1 til 35 år. Hvordan dette beregnes vises i Formel 31. Her er det benyttet en diskonteringsrente på 5 %, siden det er denne verdien Statkraft har benyttet i sine beregninger.

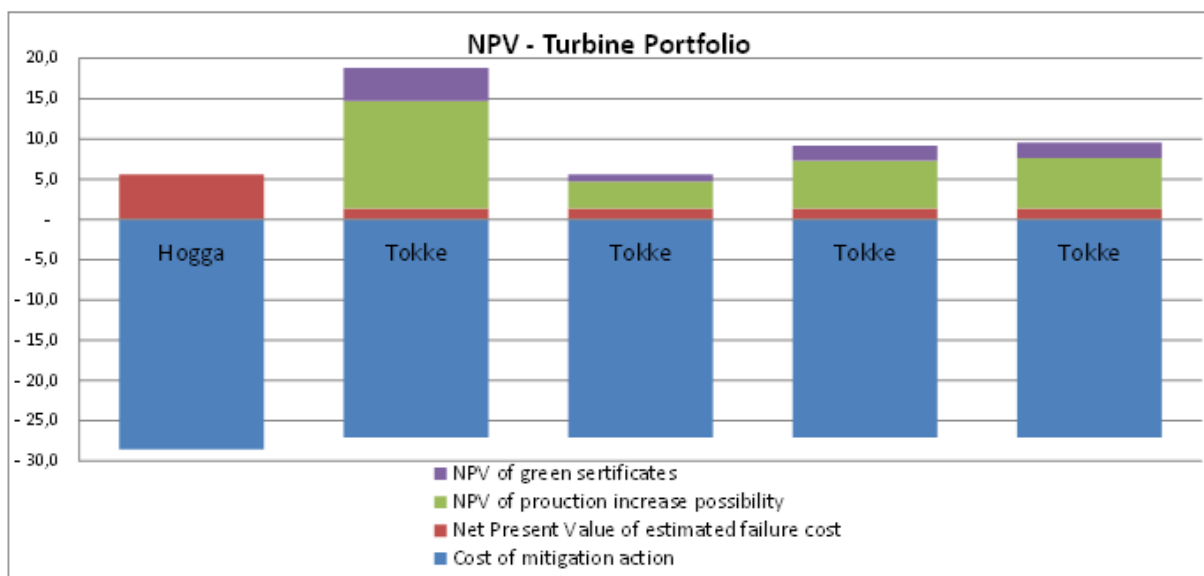
Formel 31 – «NPV of estimated failure cost»

$$NPV_{\text{uten investering}} = \sum_{t=1}^{35} \frac{\text{Risikokostnad}_{\text{alle hendelser}} * f(t) * \text{Prissensitivitet}}{(1+r)^t}$$

Kolonne 26 viser nåverdien av økning i produksjonskapasitet og kolonne 27 representerer nåverdien av virkningen økt produksjonskapasitet har på antall grønne sertifikater (el-sertifikater) Statkraft mottar. Grønne sertifikater er en ordning som skal bidra til å stimulere til utbygging av fornybar energi. Den siste kolonnen, kolonne 28, viser den totale nåverdien for prosjektet knyttet til det anlegget og hovedkomponenten (her generator). Denne verdien er en sum av kolonne 24-27.

Dette betyr at vurderingene som blir gjort i prioriteringsverktøyet ikke er å betrakte som nåverdiberegninger i den form de ble forklart i kap. 2.6.1. Der ble bruk av slike beregninger, i sammenheng med investeringer, beskrevet som en vurdering av investeringskostnad og fremtidig kontantstrøm knyttet til investeringen. Her er det lagt fokus på risikokostnad, samt på økning i lønnsomhet knyttet til investeringen. På denne måten blir risikoen knyttet til anlegget også inkludert, noe det normalt ikke ville vært i nåverdiberegninger av ren kontantstrøm.

Resultatet fra de fire siste kolonnene blir også presentert ved hjelp av et søylediagram. Her er risiko lagt til på inntektssiden istedenfor som en kostnad, noe som gjort for å vise den positive virkningen gjennomføringen av investeringen har på risikonivået for det aktuelle anlegget. Altså siden risikoen vil bli mindre ved å gjennomføre en investering, er det tenkt at disse kostnadene spares og blir derfor lagt til på plussiden. Nedenfor er det vist et eksempel på en slik fremstilling, her basert på beregninger for turbinene på Hogga og Tokke.



Figur 59 - Resultatdiagram turbin, Statkrafts porteføljeprioriteringsverktøy (Statkraft, 2015j)

Innledningsvis i dette kapittelet ble det presentert at Statkraft i dag opererer med en grense på 1,5 millioner på investeringer som skal inkluderes i dette verktøyet. Erfaringer fra de som har jobbet med verktøyet tilsier at dette fører til for store spredninger i prosjektene som skal sammenlignes. Derfor er et forslag her å øke denne grensen slik at det skilles mellom prosjekter over og under 10 millioner. Dette vil kunne skape et bedre sammenligningsgrunnlag mellom prosjektene.

Gjennom arbeidet med verktøyet fremkom det i tillegg flere utfordringer. Et problem var at verktøyet bar preg av å ikke være helt ferdig utviklet. Blant annet var det flere mangler knyttet til identifisering av datastørrelser og merking av kolonner. Dette gjelder for alle kolonner hvor nåverdier og kostnader er presentert, noe som antas å skulle være MNOK. I tillegg gjelder dette også tid, som antas å være uker.

Enheter for sannsynlighet manglet også, noe som gjorde arbeidet vanskeligere da dette er en enhet det er vanskelig å definere på egenhånd siden sannsynlighet er avhengig av tid.

Et annet problem av samme art var at det var stor variasjon i språkbruk i verktøyet, da det både er benyttet norsk, svensk og engelsk. Dette fører til dårlig kontinuitet mellom kolonner og data i prioriteringsverktøyet. Et eksempel her er merking av hendelsesstørrelser. I hendelsestrærne (se Figur 53 og Figur 54) er det her benyttet svensk og hendelsene er derfor navngitt som «liten», «mellan» og «stor». I beregningskolonnene 11, 12 og 13 (se Figur 56) er de samme hendelsene beskrevet som «minor», «medium» og «major». Dette kan føre til misforståelser og vanskeliggjør sporbarhet og gjenkjennbarhet i arbeidet.

En problemstilling som dukker opp under arbeidet knyttet til prioriteringsverktøyet er at det er preget av at det er nødvendig med god kompetanse og mye informasjon for å kunne bruke det riktig. Det er ikke mulig å kun se på oppsamlingskolonnen «Total NPV» som det gjerne kunne forventes. Her er det mange variabler hvor det er nødvendig å gjennomføre skjønsmessige vurderinger, noe som gjør at det er nødvendig å ha god kunnskap til tanken bak verktøyet og de beregningene som ligger der. Dette er også med på å gjøre arbeidet med verktøyet mer tid- og ressurskrevende da det vil være nødvendig å innhente mer informasjon om de aktuelle anleggene. Denne informasjonen må så integreres i verktøyet, altså må flere parametre finjusteres for å gi korrekt svar.

6.2.1. Forslag til forbedring på nåværende verktøy

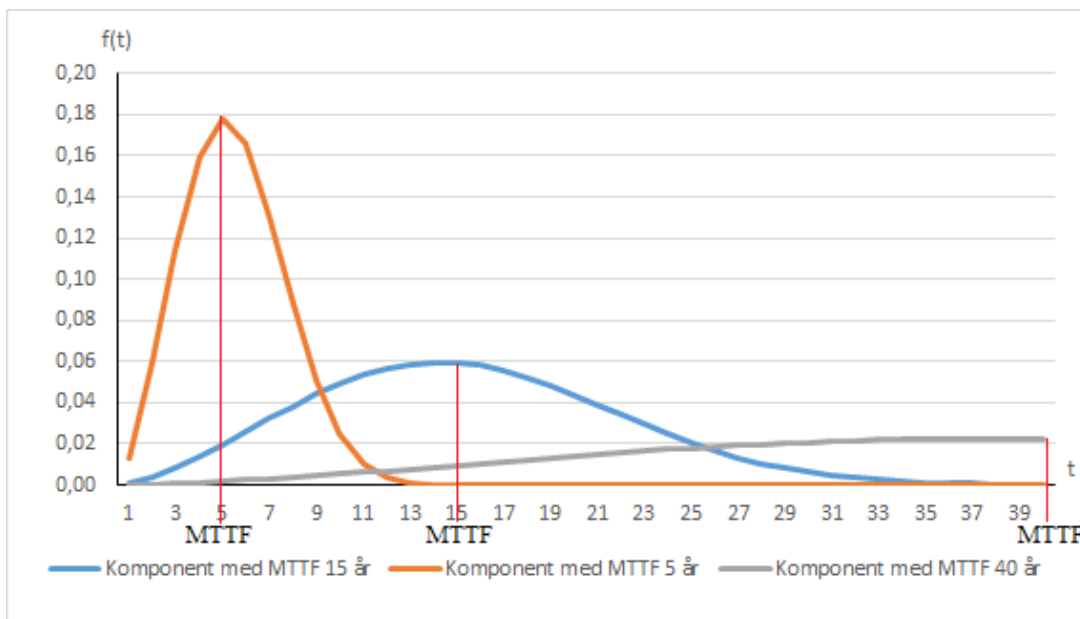
Nåverdiberegninger er et verktøy som ofte benyttes når lønnsomheten til en investering skal vurderes som beskrevet i kap. 2.6.1. Dette oppfattes derfor som et naturlig valg når det skal lages verktøy som for eksempel det Statkraft har utarbeidet. Her ville det vært en mulig løsning å benytte seg av kontantstrømmene av investeringskostnadene og fremtidige inntekter og utgifter for å beregne hva verdien av en investering vil være. Slik er det ikke benyttet her. Beregningene Statkraft gjør baserer seg i stor grad på å identifisere kostnaden knyttet til risiko for havari, men også lønnsomhetsøkninger som tiltrer ved gjennomføring av utbedringen. Dette betyr kostnader knyttet til reparasjon av feilen, tapt produksjonsinntekt, i tillegg til resultater fra utbedringen som økt produksjonskapasitet og lønnsomhet.

I arbeid med slike beregninger er det mange innfallsvinkler, samt mange beslutninger som må tas for å begrense omfanget slik at verktøyene blir mulig å ta i bruk. Hva som betraktes som nødvendige parametere vil påvirkes av de som utvikler verktøyet og beregningene. Derfor vil det alltid kunne være rom for forbedring eller finnes alternative metoder og løsninger.

Slik disse beregningene fremstår i prioriteringsverktøyet, og i forklaringene i forrige kapittelinnledning, viser det at Statkraft i dag kun tar hensyn til konsekvensen ved havari. Dette fører til at de anleggene og prosjektene med høy nåverdi ut i fra verdien av risiko for havari og potensiell lønnsomhetsøkning vil prioriteres. Nåverdien for risikoen er tidligere benevnt som $NPV_{uten\ investering}$. Et problem med måten

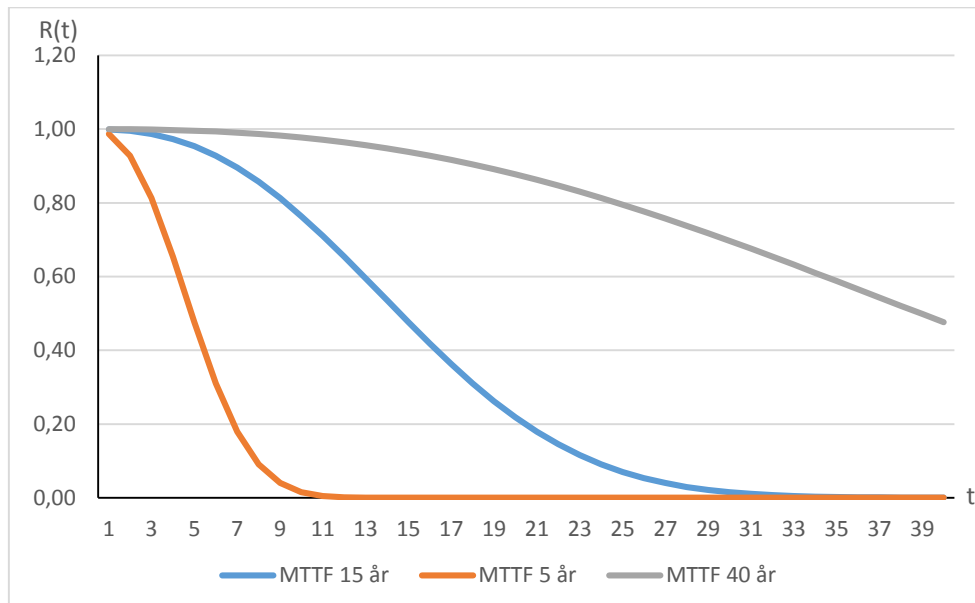
nåverdiberegningene ofte benyttes i sammenheng med investeringer, er det faktum at virkningen av gjennomførte tiltak ikke fremkommer.

For å illustrere effekten av et risikoreduserende tiltak kan levetidsmodellene for komponentene benyttes. Weibullfordelingen vil nemlig endre seg når et tiltak innføres, noe som er fordi MTTF vil bli større og dermed føre til endring i skaleringsparameter (i henhold til Formel 3). Nye komponenter i vannkraftverk har en forventet levetid på 40 år. Figuren nedenfor viser hvordan levetidsmodellene forandrer seg med og uten tiltak.



Figur 60 - Weibullfordeling, ny komponent

Som det kommer frem av figuren medfører innføring av risikoreduserende tiltak at det blir mye lavere sannsynlighet for svikt per år, da det er en mye større spredning i levetiden. Dette vil også påvirke påliteligheten til komponenten, noe som er illustrert i Figur 61. Slik det kommer frem her er det særlig sannsynligheten for havari de nærmeste årene etter tiltak som blir drastisk redusert.



Figur 61- Endring i pålitelighet R(t)

Siden kost-nytteberegninger benyttes for å gi kostnadene og effekten tilknyttet et risikoreducerende tiltak en kvantifiserbar verdi, vil dette være en god innfallsvinkel for å kartlegge hvordan effekten av tiltakene kan fremmes. På denne måten skapes det et sammenligningsgrunnlag for å kunne sammenligne nytten av risikoreducerende tiltak opp mot den antatte kostnaden,

Kost-nyttemetoden beskrives i NORSOK Z-013N, og er en tankegang som ofte benyttes i oljesektoren. Investeringene i oljesektoren kan på enkelte måter sammenlignes med investeringer Statkraft må gjøre, da oljesektoren står i noe samme situasjon med tanke på anleggenes levetid. Selv om kostnadene knyttet til havari og til selve investeringen ofte kan være større enn Statkraft sine, er også de styrt av tilstand og risiko knyttet til havari.

For å bygge videre på Statkraft verktøy er det derfor en mulighet å benytte seg av prinsippene bak denne metoden. På denne måten vil det være mulig å oppnå et mer nyansert bilde av investeringen hvor effekten av tiltakene blir synliggjort. Som nevnt tidligere er dette et aspekt som ikke er inkludert i prioriteringsverktøyet slik det foreligger nå.

Siden det allerede er benyttet en nåverdi for potensiell kostnad ved havari, $NPV_{uten\ investering}$, vil en mulighet være å beregne tilsvarende verdi for samme komponent med investering, altså etter risikoreducerende tiltak er innført. Ved å innføre denne variabelen, $NPV_{med\ investering}$ vil det være mulig å få frem nytteeffekten knyttet til tiltaket. Effekten av tiltaket vil kunne beregnes slik:

Formel 32 – $NPV_{effekt\ av\ tiltak}$

$$NPV_{effekt\ av\ tiltak} = NPV_{uten\ investering} - NPV_{med\ investering}$$

Dette kan sammenlignes med kost-nytteberegningene. Formelen nedenfor er hentet fra kap. 2.6.2. Denne benyttes til å beregne differansen i hendelsesrisiko før og etter det risikoreducerende tiltaket. Likningen ovenfor tar for seg de samme elementene som formelen nedenfor, altså endring i risiko.

Formel 20

$$\Delta C_n = \sum_{j=1}^3 [f_{nj}^i * C_{nj}^i - f_{nj}^{RRM1} * C_{nj}^{RRM2}]$$

ΔC_n er en fellesbetegnelse for endring i risiko før og etter tiltak. Siden det her foreslås å benytte nåverdier, vil det si at denne risikoen er omgjort til penger. I kost-nytteberegningene gjøres dette ved hjelp av V , som er betegnet som relasjonen mellom risiko og penger. Slik kost-nytte presenteres i NORSOK-standarden blir V inkludert som vist nedenfor.

Formel 19

$$\Delta LCC = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{1}{(1+R)^n} * [\Delta C_n * V - RC_n - IC_n]$$

Denne omregningen fra risiko til penger gjøres også i Statkraft sitt verktøy, forskjellen er at det gjøres på et tidligere stadium i beregningene, og er knyttet til de ulike hendelsestørrelsene. Omgjøringen fra risiko til penger i prioriteringsverktøyet er vist tidligere i Formel 29. Videre kan dette resultatet benyttes til å sammenligne effekten av tiltaket opp mot kostnaden knyttet til preventiv utbedring og gjennomføring av prosjektet. Dette betyr at forholdet mellom kost og nytte kan betegnes som:

Formel 33 – Forholdet kost/nytte

$$C_{investering} < (NPV_{uten investering} - NPV_{med investering})$$

Ved hjelp av Formel 33 vil det komme frem om nytten investeringen tilfører er større enn kostnaden knyttet til investeringen. Er den det, vil det være gunstig å gjennomføre investeringen. Er derimot kostnaden knyttet til investeringen større enn nytteeffekten, vil det ofte være nødvendig å ta andre faktorer med i betraktning. Dette kan for eksempel innebære å omkategorisere prosjektet slik at det vurderes ved hjelp av risikomatriksen istedenfor.

Det vil også være mulig å legge til økningen i lønnsomhet på nytte-siden i formelen ovenfor, slik at økt produksjonskapasitet og effektivitet også kommer frem.

En positiv virkning av å sammenligne kostnaden til et tiltak opp mot nytten av tiltaket vil kunne være at beregningene gir et sammenligningsgrunnlag som i større grad er uavhengig av kraftverkets størrelse. Dette er fordi investeringskostnaden ofte er større i et stort kraftverk, noe som gjør at nytteverdien av tiltaket må være større for å kunne balansere ut kostnadene. På samme måte er det motsatt i de små kraftverkene.

Et annet moment som også bør tas med i betraktning når det er snakk om kost-nytte, er leddet RC_n fra Formel 19. Dette leddet beskriver kostnadene knyttet til drift og vedlikehold tilknyttet den delen av anlegget utbedringen angår, som for eksempel vedlikeholdsaktiviteter knyttet til en generator. Dette leddet vil kunne benyttes for å vise effekten utbedringen har på de daglige kostnadene. En generator med dårlig tilstandsvurdering vil ofte føre til at antall vedlikeholdstiltak må økes, noe som igjen øker kostnadene ved videre drift av denne komponenten. Slik det fremkommer av prioriteringsverktøyet er ikke dette en kostnad som tas med i vurderingene. Dette gjør at kostnader som direkte kan knyttes til en komponents dårlige tilstand forsvinner, selv om dette absolutt er et parameter som påvirker nytteverdien av en investering. Derfor burde denne effekten inkluderes under prioriteringsarbeidet, for på denne måten få frem flere nyanser ved anleggene som vurderes.

Et annet problem som ble nevnt tidligere er det faktum at det ikke utarbeides egne levetidsmodeller for hver mulige sviktmekanisme eller for hver komponent. Siden denne levetidsmodellen danner noe av grunnlaget for beslutningene i prioriteringsverktøyet vil feil i disse sannsynlighetsverdiene kunne påvirke utfallet under sammenligning av anleggenes nåverdi. En mulig løsning her er å kreve en revidert levetidsmodell for alle komponenter hvor tilstandskarakteren er satt til tre eller fire og investeringskostnaden overstiger grensen på 1,5 millioner.

Dette vil være i stedet for slik det gjøres nå. Nemlig at det settes opp levetidsmodeller i etterkant av en beslutning, hvor det kun benyttes til å styrke beslutningen som nevnt i kap. 5.2.3. På denne måten vil informasjonen i beregningene bli mer korrekt, noe som også fører til riktigere avgjørelser med tanke på prioriteringen i anleggene. Det vil i utgangspunktet ikke føre til merarbeid, men kun en forskyving på tidspunktet for gjennomføringen av arbeidet.

Å tilpasse disse generelle modellene til spesifikke anlegg og komponenter vil også være en løsning på problemene knyttet til hendelsestrærne. Også her vil generaliseringen som er gjort i dag kunne føre til avvik i beregningene da det her ikke tas hensyn til omliggende omstendigheter, som for eksempel komponenttype, urenheter i vannet, utsatt for mye nedkjøring/oppkjøring og lignende. Ved å på forhånd ha identifisert sviktmekanismer og tilhørende levetidsmodeller, slik det ble foreslått i sammenheng med tilstandsvurderinger, vil disse kunne benyttes i denne sammenhengen også. På denne måten kan også hendelsestrærne justeres etter hvilken sviktmekanisme som er trådd i kraft og det vil bidra til en riktigere beslutning når prioriteringene gjennomføres.

Eksempel på beregninger

Tallene som er benyttet i beregningene er innhentet fra prioriteringsverktøyet. Dette er for å kunne sammenligne resultatene og spore effekten av endringene i beregningene. For å illustrere effekten av forslagene i forrige kapittel er det gjennomført beregninger for de tre utvalgte anleggene; Hogga, Kjela

og Tokke. Dette er som nevnt for anlegg hvor det foreligger komponenter med dårlig tilstandsvurderinger hvor det burde gjennomføres prosjekter i nærmere fremtid.

Den generelle informasjonen tilknyttet hvert av anleggene og den komponenten som skulle vurderes, ble hentet ut fra prioriteringsverktøyet. Dette inkluderer informasjon angående tilstandskarakter, forventet restlevetid og sannsynligheten for de ulike hendelsesstørrelsene, noe som vises nedenfor i Tabell 12.

Tabell 12 - Generell informasjon om anlegg og komponent

| Kraftverk | Enhet | Tilstands-karakter (1-4) | Forventet tid til svikt (år) | SSH stor hendelse (%) | SSH medium hendelse (%) | SSH liten hendelse (%) |
|-----------------------|-------|--------------------------|------------------------------|-----------------------|-------------------------|------------------------|
| Hogga (generator) | 1 | 3 | 5 | 5 % | 30 % | 65 % |
| Kjela (transformator) | 1 | 3 | 5 | 20 % | 40 % | 40 % |
| Tokke (transformator) | 1 | 2 | 15 | 20 % | 40 % | 40 % |
| Tokke (transformator) | 4 | 2 | 15 | 20 % | 40 % | 40 % |
| Tokke (transformator) | 3 | 2 | 15 | 20 % | 40 % | 40 % |
| Tokke (transformator) | 2 | 2 | 15 | 20 % | 40 % | 40 % |

Videre var det nødvendig å sette opp weibullfordelingen for de ulike forventede levetidene til de aktuelle komponentene. Parameterne benyttet i levetidsmodellene er presentert i Tabell 13. Verdiene her sammenfaller med de levetidsmodellene presentert i Figur 60. Formparameteren er som tidligere nevnt satt til 2,5, forventet restlevetid er basert på hvilken tilstandskarakter komponenter har, mens den siste kolonnen i tabellen er beregnet ved hjelp av Formel 3 med forventet restlevetid som middelverdi.

Tabell 13 - Benyttede levetidsmodeller

| Weibull form-parameter (m) | Tilstands-karakter | Forventet restlevetid (år) | Weibull skalerings-parameter (θ) |
|----------------------------|--------------------|----------------------------|---|
| 2,5 | 2 | 15 | 16,9059075 |
| 2,5 | 3 | 5 | 5,63530249 |
| 2,5 | 1 | 40 | 45,0824199 |

Tabellen nedenfor viser kostnadene som er benyttet i beregningene. Dette er kopi av tall hentet fra prioriteringsverktøyet.

Tabell 14 - Oversikt over kostnader

| Kraftverk | Stor hendelse - kostnad for nedetid (MNOK) | Stor hendelse - Rep. kostnad (MNOK) | Medium hendelse - kostnad for nedetid (MNOK) | Medium hendelse - Rep. kostnad (MNOK) | Liten hendelse - kostnad for nedetid (MNOK) | Liten hendelse - Rep. kostnad (MNOK) |
|-----------------------|--|-------------------------------------|--|---------------------------------------|---|--------------------------------------|
| Hogga (generator) | 34,0 | 16,0 | 10,0 | 4,0 | 2,0 | 0,2 |
| Kjela (transformator) | 63,1 | 21,1 | 3,1 | 5,3 | 0,6 | 0,2 |
| Tokke (transformator) | 25,9 | 31,6 | 7,6 | 7,9 | 1,5 | 0,2 |
| Tokke (transformator) | 25,9 | 31,6 | 7,6 | 7,9 | 1,5 | 0,2 |
| Tokke (transformator) | 25,9 | 31,6 | 7,6 | 7,9 | 1,5 | 0,2 |
| Tokke (transformator) | 25,9 | 31,6 | 7,6 | 7,9 | 1,5 | 0,2 |

Beregningene som ble gjennomført for generatoren på Hogga vannkraftverk gjennomgås trinn for trinn nedenfor. Dette er for å gi en forståelse for utregningene som senere presenteres i tabellformat. Først ble risikokostnaden beregnet. Disse består av sannsynlighetene tilknyttet hver hendelsesstørrelse, samt kostnaden knyttet til hver hendelse. På denne måten blir sannsynlighet og konsekvens om til risikokostnad. Dette er samme beregning som allerede gjennomføres i prioriteringsverktøyet.

$$\text{Risikokostnad} = 5\% * (34,0 + 16,1) + 30\% * (10,0 + 4,0) + 65\% * (2,0 + 0,2) = 8,1 \text{ MNOK}$$

Videre ble denne verdien benyttet for å beregne $NPV_{uten\ investering}$ på samme måte som Statkraft gjør det. Bakgrunnen for dette regnestykket vises nedenfor. Her er ikke hele utregningen tatt med da det består av 35 ledd for å oppnå samme resultatene som prioriteringsverktøyet opererer med. Det er Formel 31 som er benyttet for å beregne dette.

$$NPV_{uten\ investering} = \sum_{t=1}^{35} \frac{8,1 * f(t)_{MTTF\ 5\ \text{år}} * 1}{(1 + 0,05)^t} = 6,26 \text{ MNOK}$$

Det er i neste ledd at forslaget til endring kommer frem. Her er det benyttet samme utregningsmetode som for $NPV_{med\ investering}$, men her er det tatt høyde for at weibullfordelingen endrer seg. Denne endringen skjer fordi tilstandskarakteren blir til «som ny», altså en. Dette medfører en økning i forventet levetid og gir derfor MTTF på 40 år. Ved å legge inn den nye sannsynlighetsfordelingen vil det her derfor gi forventet «NPV of potential failure cost» tilknyttet komponenten etter risikoreducerende tiltak er innført.

$$NPV_{med\ investering} = \sum_{t=1}^{35} \frac{8,1 * f(t)_{MTTF\ 40\ \text{år}} * 1}{(1 + 0,05)^t} = 1,13 \text{ MNOK}$$

Resultatene fra de to nåverdberegningene av risikokostnad vil så kunne sammenlignes med investeringskostnaden. Den totale investeringskostnaden er i prioriteringsverktøyet betegnet som «cost

of mitigation action», og inkluderer både forventede interne og eksterne kostnadene knyttet til investeringen. Det er denne verdien som er benyttet som $C_{investering}$. På samme måte som i beregningene av ΔC_n , blir risiko etter investering trukket fra risiko før investering. Dette er vist nedenfor.

$$NPV_{effekt\ av\ tiltak} = 6,26 - 1,13 = 5,13\text{MNOK}$$

Som det kommer frem av beregningene her vil det å innføre risikoreducerende tiltak føre til en nedgang i risikokostnad på 5,13 MNOK. Summen her benyttes i formelen nedenfor. Her sammenlignes da $NPV_{effekt\ av\ tiltak}$ opp mot $C_{investering}$.

$$C_{investering} < (NPV_{uten\ investering} - NPV_{med\ investering})$$

$$11,9 < 5,13$$

Som det kommer frem her er kostnaden tilknyttet det risikoreducerende tiltaket her større enn reduksjonen i risikokostnad. Dette betyr at denne investeringen ikke kan forsvares kun på bakgrunn av denne vurderingen og kostnaden knyttet til risiko, og at det i første omgang vil defineres som ulønnsomt å reinvestere. Sees det kun på dette resultatet vil det kunne forfektes at det generelt er mer effektivt å holde påliteligheten oppe i anleggene med moderat preventivt vedlikehold og tilstandsovervåking. Samtidig må det legges til at inngangsdataene er for usikre til å trekke en klar konklusjon. Dette er blant annet fordi det er benyttet forventningsverdier som grunnlag for beregningene. Som det er nevnt ved flere anledninger tidligere, vil dette være kilde til avvik i beregningene, da det er tilknyttet mye usikkerhet til variablene.

Ved å ta andre faktorer med i betraktning kan investeringen likevel vise seg å være lønnsom. Eksempler her vil være økt produksjonskapasitet og med dette økt lønnsomhet. Det må også legges til at det i beregningene her ikke er tatt høyde for økt vedlikeholdskostnad knyttet til anleggets tilstand. Inkluderes dette i regnestykket vil dette få frem mer av nytteverdien til investeringen og kan bidra til at resultatet endrer seg.

Ved havari vil også andre faktorer en tapt inntekt og reparasjonskostnader kunne være kilde til utgifter. Dette gjelder blant annet i forhold til omgivelsene, som for eksempel miljøet rundt, sikkerheten knyttet til anlegget, men også omdømme. Selv om dette ikke er enkelt å ta med i beregningene er dette likevel momenter som må tas høyde for i en beslutningssammenheng. Det er i slike tilfeller Statkrafts risikomatrix, som vist i kap. 6.1.2, vil kunne være med å endre utfallet av en avgjørelse.

De samme beregningene er gjort for samtlige av de tre kraftverkene, slik det kom frem i Tabell 12. Resultatet fra beregningen er vist i tabellen nedenfor. Her kommer det frem at $C_{investering}$ er større enn $NPV_{effekten\ av\ tiltak}$ i alle tilfellene. Dette er illustrert i den siste kolonnen, hvor negative tall illustrerer hvor mye mindre nytteeffekten er enn kostnaden knyttet til investeringen.

Tabell 15 - Beregninger utvalgte kraftverk

| Kraftverk | C_investering (MNOK) | NPV_uten investering (MNOK) | NPV_med investering (MNOK) | NPV_effekt av tiltak (MNOK) | Forskjellen mellom kostnad og nytte (MNOK) |
|-----------------------|----------------------|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------|--|
| Hogga (generator) | 11,86 | 6,25 | 1,13 | 5,12 | -6,74 |
| Kjela (transformator) | 15,57 | 15,77 | 2,85 | 12,92 | -2,65 |
| Tokke (transformator) | 23,43 | 9,05 | 2,55 | 6,49 | -16,94 |
| Tokke (transformator) | 23,43 | 9,05 | 2,55 | 6,49 | -16,94 |
| Tokke (transformator) | 23,43 | 9,05 | 2,55 | 6,49 | -16,94 |
| Tokke (transformator) | 23,43 | 9,05 | 2,55 | 6,49 | -16,94 |

Selv om det her kun er kommet frem negative tall i forskjellen mellom kostnad og nytte, viser det allikevel hvor det kan være mest lønnsomt å gjennomføre utbedringer. Benyttes transformatoren på Kjela som et eksempel, kommer det her frem at det er relativt liten forskjell mellom $C_{investering}$ og NPV_{effekt} av tiltak sammenlignet med de andre prosjektene. Dette er et lite lønnsomt kraftverk, som det er fort gjort å nedprioritere i økonomiske sammenhenger. Spesielt siden kostnaden knyttet til prosjektet også er relativt stor. Ved å få frem nytteverdien av tiltaket kommer det allikevel frem at det her er en betydelig reduksjon i risikokostnad, fra 15,77 MNOK til 2,85 MNOK. Denne forskjellen kommer ikke frem i prioriteringsverktøyet slik det foreligger i dag.

Det er også en endring i risikokostnad for både Hogga og Tokke. Forskjellen her er at kostnadene knyttet til prosjektet er betydelig mye høyere enn verdien nytteeffekten tilfører. Derfor blir også verdiene her relativt store. Poenget her er allikevel å muliggjøre sammenligningen av anlegg relativt uavhengig av størrelse. Resultatene i Tabell 15 viser at ved å inkludere en vurdering av kost-nytte har det gjort at det vil være enklere å prioritere Hogga kraftverk i forhold til Tokke. Slik beregningene gjennomføres i prioriteringsverktøyet ville det kun vært $NPV_{uten investering}$ som skulle grunnlaget for beslutningen. Hogga har her en lavere verdi enn Tokke, altså en lavere «NPV of potential failure cost». Dette gjør at Tokke, ut i fra kun denne verdien, ville blitt prioritert. Ved at det her er lagt til effekten tiltaket har, i form av $NPV_{med investering}$ er denne forskjellen jevnet noe ut, og det kommer frem at Hogga har mindre forskjell mellom kost og nytte i forhold til utbedringsprosjekt av generatoren.

For å få frem følsomheten i beregningene ble det også gjennomført utregninger hvor forventet levetid, MTTF, ble forandret på. Dette var for å illustrere poenget med at det kan være fordelaktig å tilpasse levetidsmodellene til hver komponent, samt for hver ulike sviktmekanisme. Tabellen nedenfor tar for seg et eksempel hvor forventet tid til svikt er begrenset med 2 år.

Tabell 16 - Beregninger med avvik i MTTF på -2år

| Kraftverk | Forventet tid til svikt (år) | C_investering (MNOK) | NPV_uten investering (MNOK) | NPV_med investering (MNOK) | NPV_effekt av tiltak (MNOK) | Forskjellen mellom kostnad og nytte (MNOK) |
|-----------------------|------------------------------|----------------------|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------|--|
| Hogga (generator) | 3 | 11,86 | 6,87 | 1,13 | 5,74 | -6,12 |
| Kjela (transformator) | 3 | 15,57 | 17,33 | 2,85 | 14,48 | -1,09 |
| Tokke (transformator) | 13 | 23,43 | 9,86 | 2,55 | 7,31 | -16,12 |

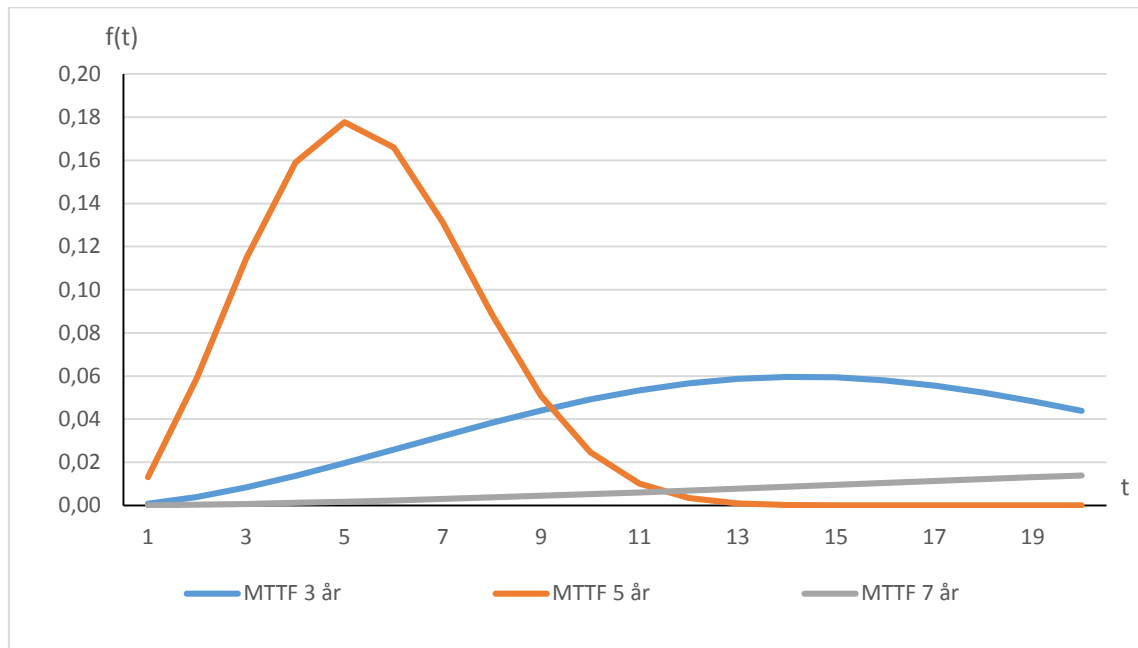
Sammenlignes Tabell 16 med resultatene fra Tabell 15 kommer det frem at forventet restlevetid har påvirkning på resultatene. Med lavere MTTF vil alle tre prosjektene få en høyere risikokostnad knyttet til nåværende tilstand, noe som igjen påvirker kost-nytte i positiv retning. Kjela kraftverk utpeker seg som den av disse tre som får mest effekt av endring i restlevetid. Dette har sammenheng med at det er dette kraftverket som har størst kostnader knyttet til havari og nedetid. Derfor vil kortere restlevetid øke risikokostnadene betraktelig for Kjela kraftverk. Dette har sammenheng med at sannsynlighetsfordelingen får mindre spredning, noe som fører til høyere verdier i de nærmeste årene.

Den motsatte effekten er illustrert i Tabell 17. Der er det tatt høyde for en høyere MTTF enn det som blir satt i forhold til tilstandskarakterene. Som tabellen nedenfor viser, vil de tre prosjektene få en lavere risikokostnad knyttet til nåværende tilstand ved å justere opp forventet tid til svikt.

Tabell 17 - Beregninger med avvik i MTTF på +2år

| Kraftverk | Forventet tid til svikt (år) | C_investering (MNOK) | NPV_uten investering (MNOK) | NPV_med investering (MNOK) | NPV_effekt av tiltak (MNOK) | Forskjellen mellom kostnad og nytte (MNOK) |
|-----------------------|------------------------------|----------------------|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------|--|
| Hogga (generator) | 7 | 11,86 | 5,70 | 1,13 | 4,57 | -7,29 |
| Kjela (transformator) | 7 | 15,57 | 14,38 | 2,85 | 11,53 | -4,04 |
| Tokke (transformator) | 17 | 23,43 | 8,29 | 2,55 | 5,74 | -17,69 |

For å vise hva som påvirker resultatene her, er det presentert et eksempel på en levetidsmodell nedenfor. Det er her tatt utgangspunkt i en opprinnelig restlevetid på fem år, som det er for generatoren på Hogga og transformatoren på Kjela. Denne modellen er illustrert av den oransje linjen. Viser det seg at det er feil i de generelle betraktningene med tanke på levetid, vil kun to års avvik påvirke resultatet. Denne virkningen vises av den blå (-2 år) og den grå (+2 år) grafen.



Figur 62 - Fremstilling av avvik i MTTF

Denne virkningen i resultatene underbygger behovet for å spesifisere levetidsmodellene og tilpasse disse til hver enkelt anlegg. Kun på denne måten vil det kunne oppnås mer korrekte resultater i beregningene, og mer trygghet i beslutningene som skal gjennomføres.

Som nevnt tidligere er det også andre faktorer som er av betydning når det skal vurderes om investeringen bør gjennomføres. Det at Hogga kraftverk er et elvekraftverk er et godt eksempel på dette. Utløpet fra Hogga renner ut i en elv der det forekommer mye båttrafikk, deriblant en stor turistbåt som går hver dag hele sommeren. Dersom dette kraftverket hadde fått havari, ville det påvirket miljøet rundt i stor grad da vannmengden i elveleiet vil påvirkes. Dette fører til at det er andre betraktninger enn kun de økonomiske som må vurderes under en investeringsavgjørelse.

Et annet eksempel her er også knyttet til det faktum at Tokke er et vannkraftverk bestående av fire aggregater. Derfor er det her også fire transformatorer for dette kraftverket. Her vil tilstanden til alle de fire transformatorene være med å påvirke avgjørelsene knyttet til de andre. Anlegg med flere aggregater opererer sjelden ved full kapasitet. Dette betyr at det her er kan bli mindre nedetidskostnader knyttet til havariet av én transformator, da det er mulig å benytte overskuddskapasiteten fra de andre for å kompensere for havariet. Skulle det derimot være slik at det er flere transformatorer som er i fare for å havarere samtidig, vil dette derfor være med å påvirke størrelsesordenen på nedetidskostnadene betraktelig. Derfor vil anlegg med flere aggregat vil kunne få et annet risikobilde enn anlegg med bare et. Når Tokke kraftverk skal vurderes er det viktig at aggregatene ikke bare vurderes enkeltvis, men at den totale risikoen og kostnaden knyttet til anlegget også betraktes.

Bruk av Monte Carlo-metoden

Ut over de forbedringene som er presentert ovenfor, er det også mulig å ta i bruk Monte Carlo-metodikken. Slik beregningene fremstår i prioriteringsverktøyet i dag er de hovedsakelig scenariobasert. Med dette menes det at det benyttes tre sett standardiserte scenarioer som skal beskrive hvordan hendelsesforløpet vil gå om det inntreffer en feil. Dette betyr at utregningene i praksis kun vil basere seg på forventningsverdier og sannsynligheten for mer ekstreme hendelser vil forsvinne. Likevel er det slik at mange av de momentene som er med i beregningene ikke er faste verdier. Disse vil kunne påvirkes av for eksempel utenforliggende omstendigheter som vannmengde i magasin, hvilken sviktmekanisme som er trådd i kraft og forventet nedetid. Å ta i bruk denne metoden vil derfor kunne være en videre utvikling av prioriteringsverktøyet.

Med å inkludere Monte Carlo vil denne beregningen kunne utvides, slik at usikkerheten i de ulike elementene vil komme frem. Derfor er en stor jobb her å identifisere hvilke inngangsvariable som er å betrakte som stokastiske, og hvilke som er å betrakte som deterministiske.

For å gi en oversikt over hvilke parametere som inngår i beregningene er det laget en oversikt nedenfor:

- Tilstandskarakterer
- Forventet restlevetid (MTTF) og relasjonen mellom TK og MTTF
- Sannsynlighetsverdier for de ulike scenarioene
- Investeringskostnad ($C_{\text{investering}}$)
- Tid til reparasjon
- Kostnad nedetid og reparasjon

Det er en viss usikkerhet knyttet til alle disse parametere. Tilstandskarakterene er ikke variabler i så måte, men de er avhengig av personene som gjennomfører vurderingen. Denne usikkerheten er vanskelig å få frem i en slik beregning, derfor vil denne parameteren betraktes som deterministisk. Videre vil forventet restlevetid (MTTF) kunne variere. Denne er i dag kun styrt av tilstandskarakteren, og det tas ikke hensyn til variasjoner i konstruksjon, sviktmekanismer og omliggende omstendigheter. Her vil det derfor være en forbedring av verktøyet å anse MTTF som en stokastisk variabel og simulere denne ved hjelp av Monte Carlo.

Det samme gjelder også for sannsynlighetsnivåene som presenteres i hendelsestrærne. Som det er nevnt tidligere i oppgaven vil det kunne være variasjoner i fordelingen av sannsynlighetsnivåene i forhold til hendelsesstørrelsene. For en generator er det i dag benyttet 5%, 30% og 65%. Disse verdiene vil også være avhengig av blant annet sviktmekanismer og type konstruksjon. Derfor vil det også her være fordelaktig å legge inn en simulering av disse verdiene for å få frem usikkerheten.

Investeringskostnaden er en verdi satt basert på erfaringer Statkraft har gjort seg fra tidligere prosjekter. Siden dette kun er et estimat av tall, og ikke nøye gjennomførte beregninger, vil det her kunne være usikkerheter knyttet til denne kostnaden. Dette betyr at det også her vil kunne være mulig å benytte Monte Carlo for å få frem effekten av variasjonene som kan oppstå her.

Neste parameter er også en kostnadspost, nemlig kostnad reparasjon og nedetid. Disse kostnadene henger sammen med hvor stor feilen som inntreffer er. Altså vil en stor feil forårsake større kostnader til reparasjon, men også føre til lengre nedetid som øker tapt inntekt og nedetidskostnader. Det er tidligere beskrevet at sannsynlighetsverdiene for de ulike scenarioene vil kunne betraktes som stokastiske. Kostnaden knyttet til nedetid og reparasjon vil derfor påvirkes av disse sannsynlighetsnivåene. I denne sammenhengen vil disse være en del av resultatet av Monte Carlo-simuleringen.

Kostnad knyttet til nedetid er også avhengig av tiden det går med til å gjennomføre en reparasjon av feilen som har oppstått. I prioriteringsverktøyet er dette også oppgitt med et generelt forslag til verdier. Her vil det også kunne være store forskjeller mellom jobber, da en slik reparasjon er avhengig av mange faktorer. Det kan være alt fra entreprenører, ledige ressurser, avstand til verksted og anleggets konstruksjon. Alle disse momentene er med på å skape usikkerhet i de generelle betraktningene gjort i beregningene. Derfor vil det være naturlig å definere nedetid som en stokastisk variabel.

Det er gjort et forsøk på å illustrere virkningene av å benytte Monte Carlo på flere av de parameterne som er beskrevet som stokastiske. Her er ikke sannsynlighetene for de ulike scenarioene tatt med, da dette krever at det settes en korrelasjon mellom de ulike hendelsene for å ivareta en sum på 100% totalt mellom de ulike hendelsene. Dette betyr at om sannsynligheten knyttet til for eksempel en stor hendelse, så vil sannsynligheten for at en liten eller medium hendelse bli mindre.

Ut over dette er sannsynlighetsfordelingene for de stokastiske variablene som er tatt med i beregningene vist i Tabell 18. Som det kommer frem her er det benyttet normalfordeling på samtlige variabler. Siden dette kun er et eksempel er det tatt utgangspunkt i at samtlige variabler har et standardavvik på 20%. I tillegg til de variablene som er lagt inn her kunne også kostnader reparasjon blitt inkludert. Dette ble ikke gjort da mengden data som måtte legges inn i regnearket ble veldig omfattende siden dette ville medføre tre ekstra poster per kraftverk.

Tabell 18 - Oversikt over fordelingsfunksjoner

| Stokastiske variabler | Fordeling | Middelvei | Standardavvik | Resultatvariabel |
|------------------------|---------------|-----------|---------------|------------------|
| Restlevetid 5 år | Normalfordelt | 5 | 1 | 5 |
| Restlevetid 15 år | Normalfordelt | 15 | 3 | 15 |
| Generator | | | | |
| Tid reparasjon - Minor | Normalfordelt | 4 | 0,8 | 4 |

| Stokastiske variabler | Fordeling | Middelverdi | Standardavvik | Resultatvariabel |
|-------------------------|---------------|-------------|---------------|------------------|
| Tid reparasjon - Medium | Normalfordelt | 16 | 3,2 | 16 |
| Tid reparasjon - Major | Normalfordelt | 104 | 20,8 | 104 |
| Transformator | | | | |
| Tid reparasjon - Minor | Normalfordelt | 4 | 0,8 | 4 |
| Tid reparasjon - Medium | Normalfordelt | 16 | 3,2 | 16 |
| Tid reparasjon - Major | Normalfordelt | 52 | 10,4 | 52 |
| C_investering- Hogga | Normalfordelt | 11,86 | 2,37 | 11,86 |
| C_investering - Kjela | Normalfordelt | 15,57 | 3,11 | 15,57 |
| C_investering - Tokke | Normalfordelt | 23,43 | 4,69 | 23,43 |

Resultatvariablene er de variablene som påvirkes av inngangsvariablene som simuleres. Dette betyr at ved at en inngangsvariabel endrer seg, så vil også resultatet påvirkes. I dette tilfellet vil resultatvariablene være $NPV_{uten\ investering}$, $NPV_{med\ investering}$ og «forskjellen mellom kostnad og nytte».

Tabell 19 - Resultatvariabler

| Resultatvariabel | Stokastiske variabler |
|-------------------------------------|-------------------------|
| NPV_uten investering | Restlevetid 5 år |
| | Restlevetid 15 år |
| | Tid reparasjon - Minor |
| | Tid reparasjon - Medium |
| | Tid reparasjon - Major |
| NPV_med investering | Restlevetid 5 år |
| | Restlevetid 15 år |
| | Tid reparasjon - Minor |
| | Tid reparasjon - Medium |
| | Tid reparasjon - Major |
| Forskjellen mellom kostnad og nytte | C_investering |

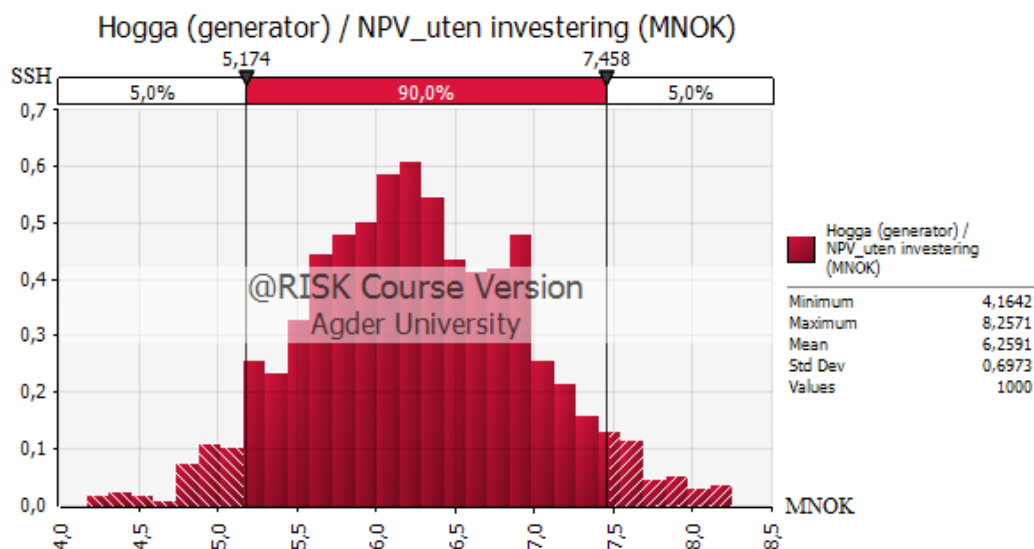
Hvilke inngangsvariabler som påvirker de ulike resultatvariablene vises i Tabell 19. «forskjellen mellom kostnad og nytte» vil i tillegg påvirkes av de øvrige variablene, da denne er et resultat av $NPV_{uten\ investering}$, $NPV_{med\ investering}$ og $C_{investering}$.

Videre ble de samme beregningene som fra eksempelet i forrige kapittel gjennomført. Eneste forskjellen er at det her ble lagt inn usikkerhet i form av Monte Carlo-simuleringer på alle variablene i tabellen over. For å få bedre presisjon i simuleringen ble det her gjennomført 1000 gjentakelser. Resultatene fra dette er histogrammer som illustrerer spredningen i resultatvariablene.

Figur 63 viser histogrammet for resultatvariabelen $NPV_{uten\ investering}$ for Hogga. Her kommer det frem at det er et spenn i mulige resultat på mellom 4,1 og 8,2 MNOK. Dette betyr at usikkerheten i

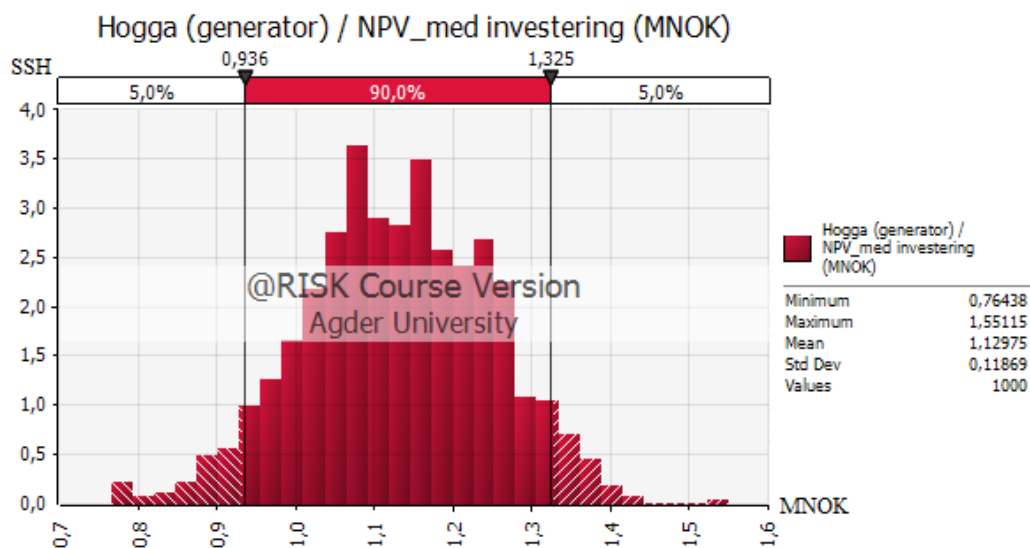
inngangsvariablene vil kunne resultere i et avvik på +/- 2 millioner fra det som er beregnet i prioriteringsverktøyet, som også kommer frem som middelverdien her på 6,25 MNOK.

Tilsvarende resultatdiagram for Kjela og Tokke finnes i Vedlegg 6 og Vedlegg 7. Her kommer det frem at det Kjela har en mye større variasjon i mulige resultater med en variasjon på 8,5-24,2 MNOK. Dette betyr at verdiene som settes inn i disse beregningene vil ha stort utslag for hvordan Kjela vurderes i prioriteringsarbeidet. For Hogga er det ikke like store variasjoner, noe som har sammenheng med at det ikke er like store kostnader knyttet til nedetid i Hogga som i Kjela.



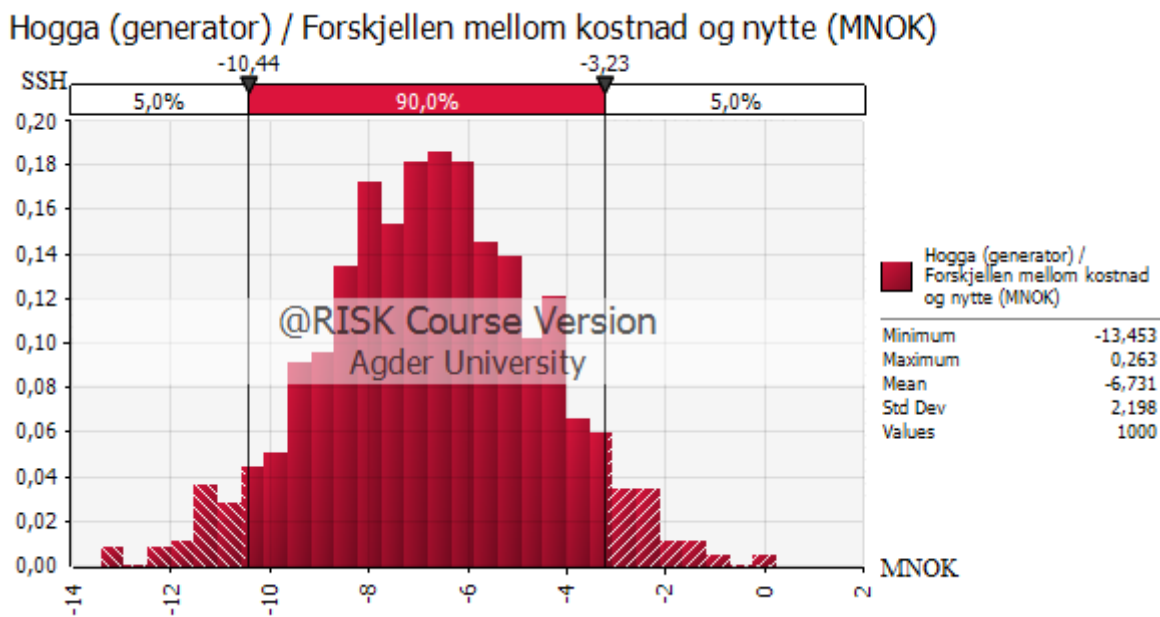
Figur 63 – Simulering av NPV_uten investering fra @Risk, Hogga

NPV_{med investering} er illustrert nedenfor. Også her er det variasjoner i resultatet. Dette innebærer at det her er mulig at resultatet havner innenfor rammen 0,76-1,55 MNOK.



Figur 64 – Simulering av NPV_med investering fra @Risk, Hogga

Den siste figuren, Figur 65, viser hva som skjedde med resultatvariabelen «forskjellen mellom kostnad og nytte» når inngangsvariablene ble simulert. Her er det også store variasjoner i resultatet med et spenn på -13,45-0,26 MNOK. Som det kommer frem her er verdiene for Hogga hovedsakelig negative. Dette betyr at denne analysen alene ikke vil kunne avgjøre om investeringen skal gjennomføres. Det vil sjelden fremtre som gunstig å investere i et prosjekt med lavere nytte enn kost.



Figur 65 – Simulering av forskjellen mellom kost og nytte fra @Risk, Hogga

Likevel vil det kunne forfektes at om det uansett skal investeres i prosjekter etter budsjett, så vil slike resultater kunne benyttes til å sammenligne resultater opp mot hverandre, hvor investeringen med best resultat i forhold til kost-nytte vil kunne prioriteres over de andre. Resultatene som de er presentert her, vil også kunne forbedres ytterligere, da dette bare er et eksempel. Her er det, som nevnt tidligere ikke inkludert alle faktorer som påvirker nytteverdien av en investering. Herunder faller blant annet økte vedlikeholdskostnader knyttet til anleggets tilstand. Ved å inkludere dette som en faktor, vil det påvirke nytteverdien i positiv retning. Et annet moment er at det her kun benyttes erfaringsbaserte verdier for prosjektkostnader. Mer spesifiserte kostnader vil kunne gi utslag i resultatene.

Resultatene fra simuleringene og illustrasjonene histogrammene gir underbygger viktigheten av å ha mer spesifiserte verdier enn det som er med i prioriteringsverktøyet i dag. Alt grunner i at det er mye variasjoner i hva som vil være den faktiske forventede levetiden, eller hva som vil være kostnaden knyttet til nedetid og lignede. Ved å simulere slik i tillegg til de beregningene som gjøres i dag vil histogrammene kunne være en støtte for å se variasjonene i utfallet, og i hvor stor grad spredningen avviker fra de verdiene som er lagt inn i regnestykket. Å inkludere denne metodikken i Statkrafts prioriteringsverktøy og på denne måten få presentert resultatspredningen på en enkel grafisk måte, vil

dette kunne være et viktig supplement i den nåværende analysen. Dette er fordi det vil bidra til at usikkerheten i beregningene presenteres på en enkel måte, og vil derfor gi mer nyanser til beslutningene enn det som er mulig å oppnå ved kun å benytte seg av forventningsverdier.

7. Oppsummering

Preventivt vedlikehold i Statkraft består på et vis av to elementer. Det er det daglige vedlikeholdet, samtidig som det er utbedringsprosjekter som styres av anleggenes tilstand og risiko for havari. Daglig vedlikehold gjennomføres for å begrense behovet for større utbedringer. Allikevel vil alle anlegg etter hvert bli av en slik tilstand at større investeringer er nødvendig for å fortsette driften. Denne todelingen kommer også frem i denne oppgaven, der den første delen har beskrevet hvordan det daglige vedlikeholdet foregår. Den andre delen har tatt for seg hvordan det er mulig å prioritere utbedringsprosjekter på tvers av anlegg og regioner ved hjelp av risiko og økonomiske kriterier.

En felles problemstilling for begge emnene oppgaven består av er det faktum at det er et behov for samsvar i resultater og vurderinger på tvers av bedriften. Derfor er det viktig at det foreligger tydelige og gode prosedyrer, fremgangsmåter og verktøy som benyttes i arbeidet med oppgaver som vedlikehold. Uten tilstrekkelige prosedyrer og verktøy vil det bli vanskelig å oppnå samsvar, noe som også påvirkes av måten Statkraft er organisert, da med tanke på inndeling av bedriften og utnyttelse av ressurser.

7.1. Planlagt preventivt vedlikehold

Det preventive vedlikeholdet er en stor utgiftspost i en bedrift som Statkraft. Derfor er det viktig å sørge for at det vedlikeholdet som gjennomføres er nødvendig og bidrar til å holde de ønskede risikonivåene. Slik det er i dag, benyttes det RCM og FMECA som metode. Oppgaven har hatt som mål å kartlegge hvordan risikobaserte metoder som eksempelvis RCM blir benyttet med tanke på planlegging av preventive vedlikeholdsaktiviteter i vannkraftverkene.

Gjennom arbeidet med oppgaven har metodikken Statkraft benytter i forhold til vedlikeholdsplanlegging, blitt sammenlignet med hvordan tilsvarende metoder fremgår i ISO31010, samt i annen litteratur. Ut i fra disse sammenligningene vil det kunne sies at Statkraft i stor grad benytter RCM slik den presenteres der. Statkraft benytter altså den samme tankegangen som det beskrives i ISO-standarden. Det er allikevel potensiale for forbedringer i hvordan metodikken benyttes og analysene utføres.

Et viktig aspekt ved gjennomføring av RCM-analyse er hvem som deltar i arbeidet. Slik Statkraft sine prosedyrer fremstår er det personer med den nødvendige stasjonskunnskapen, samt kunnskap om blant annet HMS, som skal inkluderes i analysearbeidet. I praksis innebærer dette at det i all hovedsak benyttes personell hovedsakelig fra den aktuelle kraftverksgruppen. Under slike analyser vil det kunne være en stor fordel å inkludere fagansvarlige fra regionen i tillegg. Dette er fordi det er de fagansvarlige som i stor grad utfører tilstandskontrollene og innehar derfor også mye erfaringer knyttet til de aktuelle sviktmekanismene.

Slik det er i dag gjennomføres RCM- og FMECA-analysene i et tilleggsverktøy i datahåndteringsverktøyet SAP, RCMO. Her skal all data analysene krever legges inn. FMECA-analysen benyttes i utgangspunktet for å danne grunnlaget for beslutningene knyttet til vedlikehold. Det er ment at det en slik analyse skal skape oversikt over informasjon som feiltyper, konsekvenser og sannsynligheter. Ofte gjennomføres slike analyser i et FMECA-skjema. Slik er det ikke i Statkraft. Informasjonen som normalt ville presenteres i et slikt skjema legges nemlig direkte inn i RCMO. I dette verktøyet er det mangler i merking av informasjon, noe som fører til problemer knyttet til gjenkjenning av variabler fra vanlige FMECA-skjema. I tillegg er analysene litt rotete fremstilt og det er nødvendig med erfaring for å forstå hvordan dette skal benyttes.

Før selve analysearbeidet som er beskrevet ovenfor gjennomføres, blir det utført en grovanalyse av komponentene. Dette har bakgrunn i at bedrifter som driver med energiproduksjon har mange eksterne og interne krav å forholde seg til i forhold til vedlikehold av anleggene. Noe som i stor grad gjelder Statkraft. Denne analysen skiller ut de komponentene som dekkes av slike krav, eller som er å anse som ikke-kritiske. Verktøyet som benyttes her er bygd opp som et skjema hvor det samles informasjon som identifiserer de ulike komponentene.

Et forslag til forbedring er her å utarbeide et FMECA-skjema som eksisterer utenfor RCMO. Dette skjemaet vil kunne erstatte det nåværende skjemaet for grovsortering, noe som innebærer noe mer arbeid under denne prosessen. Dette arbeidet vil kun være forskjøvet da dette er informasjon som allikevel hentes frem når analysen skal gjennomføres i RCMO. På denne måten vil det være enklere å gå tilbake å se hvilke vurderinger som er gjort. I tillegg muliggjør det å se vurderingene for flere komponenter samtidig, noe som ikke er mulig i RCMO. Resultatet fra grovsorteringen kan så legges inn i RCMO slik FMECA-analysen gjennomføres nå. Det vil bidra til at det er lettere å tolke informasjonen som ligger i RCMO, og som mulig vil kunne føre til bedre samsvar på tvers av regioner.

Videre har en RCM-analyse fokus på å ikke bare kartlegge mulige sviktmekanismer, men også å komme frem til tiltak for å hindre at feil oppstår. I dette arbeidet er det vanlig å benytte seg av en vedlikeholdsmeny for å bestemme vedlikeholdstiltakene som skal innføres i tilknytning med en RCM-analyse. Denne vil være med å bidra til å synliggjøre hva som er aktuelle tiltak for komponenten som analyseres. I Statkraft sine analyser er det ikke en klar vedlikeholdsmeny. Det er satt opp et skjema som viser de vanligste preventive vedlikeholdsmetodene som benyttes. Ut over dette benyttes det et sett med spørsmål som beslutningslogikk i RCMO for å kunne avgjøre hvilke tiltak som er aktuelle.

Tiltakene som kommer frem her er begrenset til inspeksjon og tilstandsvurdering. Dette gjør at de kan miste oversikten over om det finnes andre mulige tiltak som kan være mindre kostbare og mer effektive for den aktuelle feilen. Siden anleggene til Statkraft er å betrakte som aldrene vil utskiftninger i anleggene ofte føre til bruk av nyere teknologi. Her kan det dukke opp nye konstruksjoner og andre

typer systemer som krever nye tilnærminger til vedlikeholdstiltak. Dette vil være vanskeligere å oppdage uten en oversikt over tiltak som vedlikeholdsmenyen tilbyr. Et mulig tiltak her vil være å utarbeide en slik vedlikeholdsmeny som skal benyttes under arbeidet med analysene, gjerne sammen med en form for beslutningslogikk slik det gjøres i dag.

For å utnytte RCM-metodens potensiale er det viktig å se på vedlikeholdsplanen som et dynamisk verktøy som endrer seg basert på erfaringer og endringer i for eksempel teknologi, og ikke som et statisk hjelpemiddel. Derfor er et viktig steg i en RCM-analyseprosess å gjennomføre oppdatering av svikt- og stamdata, for så å benytte disse resultatene i en reanalyse. Dette gjennomføres i stor grad i Statkraft i dag. Alle feil registreres og om nødvendig gjennomføres det reanalyser for å finne preventive tiltak. Allikevel er en mulig forbedring, som nevnt tidligere, å inkludere fagekspertene. Dette kan gjøres ved for eksempel å benytte tilstandsvurderingene som en del av grunnlaget under en re-analyse.

7.1.1. Bruk av vedlikeholdstiltak

Videre er det noe tiltak som ofte går igjen i Statkraft sine vedlikeholdsplaner. Blant disse er inspeksjon det tiltaket som er mest brukt på vannkraftverkene. Når intervallene for inspeksjon skal settes finnes det ulike metoder å basere seg på. Slik det gjennomføres i Statkraft settes disse intervallene enten basert på interne og eksterne krav eller erfaringer fra ansatte, ofte i kombinasjon med anbefalinger fra leverandøren. Her vil en mulig forbedring være å ta i bruk en risikobasert tilnærming til fastsettelse av inspeksjonsintervallene. Ved å ta i bruk en slik tilnærming vil det kunne gi et bedre resultat basert på sviktdata og sannsynligheter. Dette fjerner noe av usikkerheten knyttet til for eksempel leverandørers betraktninger, som alltid vil være preget av å ivareta egen interesse.

Et annet viktig tiltak i en bedrift som Statkraft, er lagerhold. Dette er ikke et tiltak som er benyttet i stor grad i dag da komponentene som benyttes i vannkraftverk er store og kostbare. For Statkraft ville det kunne være lønnsomt å legge en strategi på hvordan dette bør være i bedriften. Her vil resultatene fra grovanalysen om hvilke komponenter som er å betrakte som kritiske, kunne benyttes for å se hvilke komponenter det kan være aktuelt å ha på lager.

Det å ha slike kritiske komponenter på lager, vil være å betrakte som et beredskapsreservelager hvor det er risikoen knyttet til havari som påvirker hva som lagerføres. Også her kommer det faktum at anleggene nærmer seg slutten av sin levetid inn, da dette øker risikoen knyttet til feil. I slike situasjoner vil Statkraft kunne dra nytte av å benytte seg av en risikobasert tilnærming til avgjørelser knyttet til lagerhold. På denne måten blir de mest kritiske komponentene kartlagt og det bidrar til å senke risikoen til ønsket nivå, samt at kostnadene knyttet til lagerhold begrenses.

Ut i fra beregninger av tall for transformatoren på Kjela kraftverk kom det frem at det vil kunne være gunstig å ha en slik komponent i beredskapsreservehold. Dette ble gjort ved hjelp av beregninger hvor kostnaden knyttet til havari sammenlignes med kostnaden knyttet til lagerhold. Funnet her underbygger

det faktum at det kan være lurt for Statkraft å legge en klar strategi for hvilke komponenter som bør finnes på lager. Her vil for eksempel det å ha reservedelslager for de kraftverkene som er mest avgjørende for lønnsomheten være en løsning.

Et annet problem i forhold til reservedeler og lagerhold er det faktum at det i dag ikke finnes noe felles register som sier noe om hva som finnes på lager i de ulike kraftverksgruppen og regionene. Dette gjør at når det oppstår et behov for en komponent, må det brukes tid og ressurser på å identifisere om en slik komponent eksisterer internt i Statkraft allerede. For å kunne spare tid på slikt arbeid vil det være gunstig å bygge opp et slikt register slik at det enkelt kan kartlegges hva som finnes av tilgjengelige komponenter.

7.1.2. Tilstandsvurderinger

Som det ble nevnt innledningsvis i dette kapitlet er det en utfordring å oppnå samsvar i resultater og vurderinger på tvers av regioner. Et godt eksempel her er tilstandsvurderingene som gjennomføres av komponentene i anleggene. Slik dette foregår i Statkraft er det enkelte mangler i prosedyrer og retningslinjer for de ulike vurderingene. Dette gjør at det kan oppstå dårlig samsvar på tvers av regionene, men også på tvers av fagretningene i samme region. Dette er fordi det på denne måten vil være slik at hver enkelt ansatt gjennomfører vurderingen slik de selv foretrekker, og dokumenterer det på en slik måte at det blir vanskelig for andre å benytte resultatene. Målet her er å oppnå mest mulig objektive vurderinger av en komponents tekniske tilstand. For å få til dette anbefales det derfor at det produseres mer spesifiserte rapportmaler.

Forslaget her er å benytte seg av et skjema som baseres på FMECA. På denne måten vil tilstandsvurderingene knyttes nærmere opp mot øvrig vedlikeholdsmetodikk. I tillegg vil det skape mer gjenkjennbarhet tilbake til vurderingene som er gjennomført under grovanalysen og i RCMO. Dette vil igjen være med å skape sammenligningsgrunnlag for om analysen som er gjort er riktig i forhold til det faktiske hendelsesforløpet. Ved å benytte seg av dette skjemaet, gjerne med forhåndsdefinerte sviktmekanismer, vil det være med å sikre at de som gjennomfører tilstandskontrollen gjør dette på en måte som skaper samsvar og forenkler arbeidet med forståelse på tvers av regioner. På samme tid vil dette gjøre det enklere å benytte seg av resultatene fra tilstandsvurderingene i arbeidet med reanalysene for RCM.

Ved å benytte seg av forhåndsdefinerte sviktmekanismer ville det gjøre inspeksjonsarbeidet enklere. Her ville det da eksistert informasjon om hva som kan feile på den enkelte komponent og hvordan det kunne påvises. Dette gjør at alle ser på de samme punktene og gir mindre rom for egentolkning. Statkraft har lenge arbeidet med å kartlegge slike sviktmekanismer og utvikle et verktøy som skal kunne benyttes under vurderingsarbeidet. Dette er dessverre ikke fullført etter lang tids arbeid. Vurderingen her er at

det burde legges mer ressurser i å få dette verktøyet ferdigstilt slik at det kan benyttes av de som gjennomfører tilstandsvurderingene i Statkraft.

Et annet problem som oppstår i tilknytning til tilstandskarakterene, er arbeidet med prioritering av utbedringsprosjekter. Dette er fordi vurderingen av hvilken prosjektkategori baserer seg på hvilken karakter anlegget og komponentene har fått. Er tilstanden vurdert til tre eller fire vil det være et tilstandsdrevet prosjekt. Her vil også karakteren påvirke resultatet i selve prioriteringsverktøyet, da tilstandskarakter definerer blant annet forventet restlevetid. Dette betyr igjen at hvis en fagekspert fra en region bedømmer sine komponenter strengere enn en fagekspert fra en annen, så kan prioriteringene mellom regionene bli feil. Derfor er det også her avgjørende at det oppnås gode vurderinger som stemmer overens med hverandre.

7.2. Beslutninger om nyanskaffelse

For å kunne foreta beslutninger og prioriteringer av store nyanskaffelser er det mange momenter å ta høyde for. I stor grad blir det en utfordring i å finne et balansepunkt for mengde og type informasjon som tas med. Målet bør være å inkludere nok informasjon til at beslutningen blir riktig, samtidig som at det ikke må bli for detaljert slik at arbeidet blir for omfattende og ressurskrevende.

Slik det foreligger i dag er Statkraft under utarbeidelse av et verktøy som skal benyttes i prioriteringen av utbedringsprosjekter. Dette er bestående av nåverdiberegninger av risikoen knyttet til kostnader ved havari, i tillegg til prosjektkostnader og eventuelle lønnsomhetsøkninger knyttet til økning i produksjonskapasitet og lignende. Gjennom arbeidet med oppgaven ble dette verktøyet nøye gjennomgått for å se på hvordan beslutninger om nyanskaffelser gjennomføres i dag. I tillegg var det et mål å kunne komme med mulige tips til forbedringer. Det var flere momenter som kom frem under denne gjennomgangen.

Et av problemene med verktøyet slik det foreligger nå, er at det mangler enhetsmerking på de fleste kolonnene. Dette skaper problemer knyttet til tolkning og forståelse av dataen og informasjonen i verktøyet, og kan være kilde til misforståelser. En enkel forbedring vil her derfor være å sørge for at alle kolonnene merkes med den aktuelle enheten for kolonnen, noe som vil bidra til økt forståelse.

En annen utfordring knyttet til prioriteringsverktøyet er at det er knyttet mye skjønn opp mot de respektive vurderingene. Dette henger blant annet sammen med at det originale datasettet i forhold til informasjon om restlevetid og forventet nedetid, i stor hovedsak er forventningsverdier basert på generelle betraktninger for hver komponent. For at verktøyet skal kunne benyttes er det nødvendig med mye kunnskap angående anlegget som skal vurderes for å endre på de generelle betraktningene og på denne måten få riktigere beslutningsgrunnlag.

For å begrense bruken av generelle forventningsverdier vil det i denne sammenhengen kunne være nyttig å ta i bruk levetidsmodeller for hver komponents sviktmekanismer, noe som er vanlig å benytte seg av i arbeid med risikobaserte vedlikeholdsmetoder. Slik det har fremstått i arbeidet med Statkraft, er det her et potensiale for forbedring. I dag gjennomføres slike vurderinger kun for å styrke beslutningen knyttet til nøyaktig tidspunkt for utbedring når en avgjørelse om investering allerede foreligger. Ved å heller gjennomføre denne typen vurderinger underveis, gjerne sammen med arbeidet knyttet til tilstandsvurderinger, vil dette tilrettelegge for mer korrekte avgjørelser knyttet til prioritering av investeringer.

Som nevnt ovenfor gjennomføres beregningene i prioriteringsverktøyet nå ved hjelp av en generell levetidskurve for hver hovedkomponent. Her er det ikke utviklet egne for hver sviktmekanisme, slik det teoretisk sett burde. Dette innebærer at det vil kunne oppstå avvik i videre beregninger om det skulle vise seg at levetiden for en komponent hvor en spesiell sviktmekanisme hadde trådd i kraft, har kortere eller lengre restlevetid enn antatt.

Et annet forslag til forbedring i prioriteringsverktøyet har vært å legge til nytteeffekten investeringen gir. Dette er i dag ikke med i beregningene, og vil potensielt gi et mer nyansert bilde av resultatet. Det ble gjennomført beregninger for de tre utvalgte kraftverkene, Hogga, Kjela og Tokke, for å vise hvordan det å inkludere risikokostnaden etter investering ville påvirke hvordan anleggene ble vurdert. Som det kom frem av disse beregningene, skapte det ikke en endring i prioriteringsrekkefølgen som forelå mellom de utvalgte prosjektene. Allikevel var det med på å skape en forandring i resultatet slik at forskjellene ble noe jevnet ut. Ved å innføre dette elementet i beregningene vil det kunne gjøre det enklere å sammenligne prosjekter i store lønnsomme kraftverk med prosjekter i små, mindre lønnsomme kraftverk.

Ved å se på resultatet av kost-nytteberegningene som ble gjennomført, viste det seg at basert på disse utregningene ville reinvestering i disse anleggene i hovedsak være å se på som ulønnsomme. Er det kun resultatene her som benyttes under beslutninger, vil det kunne forfektes at det er mer lønnsomt å benytte seg av moderat preventivt vedlikehold og tilstandsovervåking av anleggene. Det har allikevel ikke vært mulig til å trekke noen klar konklusjon, da det også må tas hensyn til at det er store variasjoner og usikkerheter knyttet til inngangsvariablene og grunnlaget for beregningene.

I tillegg er det flere momenter som ikke tas med i beregningene i dag. Dette gjelder blant annet kostnadene knyttet til ekstra tiltak som må gjennomføres for å sikre at det ikke forekommer havari på komponenter som er vurdert til dårlig tilstand. Dette kan være betydelige kostnader som i stor grad er en del av kostnaden knyttet til risiko og havari. Ved å gjennomføre tiltak vil disse kostnadene falle bort, noe som gjør at dette kan sees på som en økonomisk gevinst ved gjennomføring av prosjektet. Et forslag her er derfor å inkludere dette i beregningene slik de gjennomføres nå.

For å få frem usikkerheten knyttet til bruk av forventningsverdier i inngangsvariablene ble det tatt i bruk Monte Carlo-simulering. På denne måten ble hvordan de ulike parameterne i beregningene påvirker resultatet illustrert, og variasjonene i resultatvariablene kom frem. Ved å benytte denne metoden, ble også argumentet om at de generelle betraktningene som er gjort i forhold til levetider, sannsynlighetsnivåer og nedetid underbygd. Dette var fordi det kom frem store variasjoner i resultatet, særlig i resultatene for Kjela kraftverk, noe som kan tolkes som at det er nødvendig å tilpasse verdiene til kraftverket som skal evalueres.

Monte Carlo-simulering ble også foreslått som et verktøy som kunne inkluderes i den videre utviklingen av prioriteringsverktøyet. Ved å inkorporere denne metodikken inn i beregningene som gjennomføres vil det kunne gi et mer nyansert bilde av resultatene og det er mulig å se hvor store avvik det er mulig at kan oppstå.

8. Referanseliste

- Aven, T. (2007). *Risikostyring*. Oslo: Universitetsforlaget AS.
- Aven, T., Røed, W., & Wiencke, H. S. (2008). *Risikoanalyse*. Oslo: Universitetsforlaget AS.
- Boye, K., & Koekebakker, S. (2014). *Fiansielle emner*: Cappelen Akademisk forlag.
- d'Emil, B., Jacobsen, M., Jensen, M. S., Krohn, S., Petersen, K. C., & Sandstrøm, K. (2003, 23.09.2003). Synkrongenerator. Hentet 18.02, 2015, fra <http://drømtørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/da/tour/wtrb/syncgen.htm>
- Det Norske Veritas. (2010). Risk based inspection of offshore topside static mechanical equipment.
- Direktoratet for økonomistyring. (2014). Veileder i samfunnsøkonomiske analyser. Hentet 04.02, 2015, fra http://www.dfo.no/Documents/FOA/publikasjoner/veiledere/Veileder_i_samfunns%C3%B8konomiske_analyser_1409.pdf
- Energi Norge. (2010). Tilstandskontroll og restlevetid for nettkomponenter (s. 6): Energi Norge.
- Grimvall, G., Holmgren, Å., Jacobsson, P., & Thedéen, T. (2010). *Risk in technological systems*. London: Springer-Verlag London Limited.
- Grønn, E. (2008). *Anvendt mikroøkonomi*: Cappelen Akademiske Forlag.
- Grøttå, L. (2011). Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg. Hentet 18.02, 2015, fra https://www.google.no/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0CCIQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.nve.no%2FGlobal%2FSikkerhet%2520og%2520tilsyn%2FDamsikkerhet%2FLov%2520og%2520forskrifter%2FNyDSF2010%2528artikkel%2529.docx%3Fepslanguage%3Dno&ei=6YXkVObzJuiqywOrv4L4Cw&usg=AFQjCNGzrdNz_iBvGW5wjTI_9-BRAu9LyRw&sig2=VJbj0yYZ1n3vuWk7iv5-4w&bvm=bv.85970519,d.bGQ
- Helms, P. O., & Rasmussen, M. (2011). Condition monitoring as a driver for logistics and maintenance planning *Tilstandskontroll som en driver for logistikk- og vedlikeholds-planlegging*.
- ISO. (2009a). Iso 31000 risk management - principles and guidelines.
- ISO. (2009c). Iso 31010 risk management – risk assessment techniques.
- Lassen, T. (2001a). *Pålitelighetsbasert vedlikehold - logiske analyser og planlegging*. Paper presented at the Risikostyring og kvalitetsledelse, Universitetet i Agder.
- Lassen, T. (2001h). *Pålitelighetsbasert vedlikehold - statistiske metoder og levetidsmodeller*. Paper presented at the Risikostyring og kvalitetsledelse, Universitetet i Agder.
- Lassen, T. (2009). Service og vedlikehold - risikobaserte metoder. I B. T. Kalsaas (Red.), *Ledelse av verdikjeder - strategi, design og konkurranseevne* (s. 259-277). Trondheim: Tapir Akademiske Forlag.
- Lassen, T. (2014a). F2mcarlo: FMC Technologies.
- Lassen, T. (2014c). Kvalitetsledelse og risikostyring: Universitetet i Agder.
- Moubray, J. (1991). *Reliability-centered maintenance*. Oxford: Butterworth-Heinemann Ltd.
- Norwegian technology centre. (2001). Norsok standard - risiko og beredskapsanalyse. Oslo.
- NOU. (2012). Samfunnsøkonomiske analyser. Hentet 17.02, 2015, fra <https://www.regjeringen.no/nb/dokumenter/nou-2012-16/id700821/>
- NVE. (2003). Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter. Hentet 11.02, 2015, fra <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202003/H%C3%A5ndbok%202003/Trykkefil%20h%C3%A5ndbok%201-03.pdf>
- NVE. (2007). Fornybar energi 2007: Fornybar.no.
- Palisade. (2014). @risk (Version 6.3.1).
- Qvale, K. H. (2007). *Utbygging av vannkraftverk*. Master, NTNU, Trondheim.
- Rausand, M., & Utne, I. B. (2009). *Risikoanalyse - teori og metoder* (2 utg.). Bergen: Fagbokforlaget Vigmostad og Bjørke AS.
- SAP. (2015). Tilleggsverktøy rcmo: Statkraft.

- Saugstad, K., & Gunvaldsen, I. (2014, 10.10.2014). Elektrisk maskin. Hentet 18.02, 2015, fra https://snl.no/elektrisk_maskin
- Sebergesen, J. H., & Svarte, S. (2002). *Energiproduksjon og energidistribusjon: Produksjon, nettsystemer og beregninger*. Oslo: Gyldendal undervisning
- Sending, A. (2014). *Innføring i bedriftsøkonomi*: Fagbokforlaget.
- SINTEF Energiforskning AS, & Statkraft. (2008). Estimering av sviktsannsynlighet: SINTEF.
- Skaare, J. H. (2014). *Regulering av turbiner i vannkraftverk*. Master, Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Hentet fra <http://hdl.handle.net/11250/219269>
- Standard Norge. (2008). Ns 5814:2008 - krav til risikovurderinger.
- Statkraft. (2012). Maintenance management. I A. E. Løken (Red.), (4 utg.).
- Statkraft. (2013a). Eksterne og interne krav til vedlikehold og tilsyn for norsk vannkraft. I E. Kaggestad (Red.), (3 utg., s. 17).
- Statkraft. (2013d). Rcm manual (P.-M. Management, Trans.). I E. Kaggestad (Red.), (03 utg., s. 34).
- Statkraft. (2013g). Vannkraft. Hentet 09.02, 2015, fra http://www.statkraft.no/globalassets/documents/no/vannkraft-09-no_tcm10-4585.pdf
- Statkraft. (2013i). Vannkraft. *Energikilder*. Hentet 03.02., 2015, fra <http://www.statkraft.no/energikilder/vannkraft/>
- Statkraft. (2014a). Om statkraft. *Fakta om Statkraft*. Hentet 02.02, 2015, fra <http://statkraft.no/om-statkraft/fakta-om-statkraft/>
- Statkraft. (2014c). Vedlikehold - basis metode og prinsipper. I R. Olaisen (Red.).
- Statkraft. (2015a). Grunnlag master diverse. I C. Feurst (Red.), (s. 9).
- Statkraft. (2015g). Ltp. I A. H. Moen (Red.): Statkraft.
- Statkraft. (2015j). Porteføljeprioriteringsverktøy.
- Statkraft. (2015s). Risiko workshop 240215: Statkraft.
- Statkraft. (2015u). Tilstandsoversikt - kraftverksgruppe tokke 2015.
- Statkraft. (2015w). Tokke.
- Statkraft, & Aase, T. (2015, 18.02.2015). [Underlag for masteroppgave].
- Statkraft, & Region Øst-Norge. (2008). Kjela tilstandsanalyse/rehabilitering, prosjekt nr: B 0574.
- SWECO Norge, Fladen, B., Holmqvist, E., & Bache, D. (2010). Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk (1/2010 utg.): Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Vinjar, A. (2012, 13.03.2012). Vannkraftstasjon. Hentet 03.02, 2015, fra <https://snl.no/vannkraftstasjon>
- Vogt-Svendsen, C. (1998). *Vannveien - fra dam til energiverk* (1. utg.): Elforlaget.
- Vogt-Svendsen, C. (2000). *Turbiner*: Elforlaget.

Vedleggsliste

| | | |
|------------|--|-------|
| Vedlegg 1. | Sviktmekanismer vannkraftverk..... | II |
| Vedlegg 2. | Eksterne og interne krav til vedlikehold og tilsyn for norsk vannkraft | VII |
| Vedlegg 3. | Eksempel på grovsortering for RCM, Statkraft..... | IX |
| Vedlegg 4. | Tilstandsvurdering basert på FMECA-skjema | X |
| Vedlegg 5. | Eksempel på nåværende rapport for tilstandsvurdering – turbin..... | XII |
| Vedlegg 6. | Monte Carlo-simulering for transformator på Kjela kraftverk | XVII |
| Vedlegg 7. | Monte Carlo-simulering for transformator på Tokke kraftverk | XVIII |

Vedlegg 1. Sviktmekanismer vannkraftverk
 Hentet fra regneark (SINTEF Energiforskning AS & Statkraft, 2008)

| <i>Enhet</i> | <i>Skadetype</i> | <i>Skadeforløp</i> | <i>Årsak</i> |
|------------------|--|--|--|
| <i>Turbin</i> | <i>Utmattning</i> | <i>Sprekkvekst</i> | <i>Kavitasjon på grunn av feil form på skovl kombinert med sveise- eller støpefeil</i> |
| <i>Generator</i> | <i>Løse staver i spor, løse spolehoder</i> | <i>Dersom innfestningen av viklingen i sporet løsner vil dette medføre slitasje av ledende lakk i sporet og potensialstyrende lakk i sporutgangen. Jordingen av hovedisolasjonen i sporet/potensialstyringen i sporutgangen blir dårlig, og det kan oppstå gliming (generatorer med $U_n > 8 - 10$ kV). Gliming medfører 1) økt ozonproduksjon (inntil man når uakseptabelt nivå for HMS), 2) isolasjonen spises opp utenfra og 3) at det ved fuktig luft dannes syrer som gir korrosjon av blikkpakken. Løse staver kan medføre viklingssig (vertikale generatorer). Sigingen vil medføre brist i isolasjonshylsen og jordfeil.</i> | <ul style="list-style-type: none"> - <i>Elektromagnetiske krefter</i> - <i>Temperaturvariasjoner ved lastendringer eller start/stopp</i> |
| <i>Generator</i> | <i>Blikkbrann</i> | <i>Manglende jevnt og tangentielt press på deleskjøten fører til at deleskjøtene vibrerer i forhold til hverandre.</i> | <i>Manglende jevnt og tangentielt press på deleskjøten. Kan oppstå på grunn av skjevheter i statorhuset/deleskjøt, 100 Hz eksitasjoner eller unøyaktighet under montasje</i> |

| <i>Enhet</i> | <i>Skadetype</i> | <i>Skadeforløp</i> | <i>Årsak</i> |
|------------------|------------------------------|---|---|
| | | <i>Isolasjonen i skjøten slites og punkteres. Blikkbrann.</i> | |
| <i>Generator</i> | <i>Kortslutning til jord</i> | <i>Kjerneisolasjonen varmes opp til svært høy temperatur. Isolasjonen forbrennes og blir sprø. Det oppstår sprekker eller punktering med jordslutning som resultat. Ved jordslutning nr. 2 kan det i verste tilfelle oppstå rotor halv kortslutning med påfølgende skjevtrekk og styrelagerhavari. Rotor kan også trekkes inn i stator.</i> | <i>- Dårlig ventilasjon - Drift ved overytelse eller høyere reaktiv effekt enn dimensjonert for</i> |
| <i>Generator</i> | <i>Vindingskortslutning</i> | <i>Dersom isolasjonen mellom to vindinger ødelegges vil feltstrømmen kortslutte en vinding. Dette gir redusert vindingstall og fører til magnetisk ubalanse i rotor, som igjen fører til lastavhengige vibrasjoner.</i> | <i>Ulike termiske utvidelser mellom stål, kobber og isolasjon i kombinasjon med varierende sentrifugalpåkjenninger (mellom start og stopp).</i> |
| <i>Generator</i> | <i>Løs blikkpakke</i> | <i>Manglende aksielt press fører til at blikkennene vibrerer som tunger frem til utmatting og brudd. Løse blikk vil bevege seg og slite på isolasjonsveggen frem til jordfeil. Når vibrasjon først er oppstått, utvikler skaden seg i stadig økende omfang.</i> | <i>- Manglende aksielt press i blikkpakken som følge av utilstrekkelig forspenning eller skjeve pressfingre.</i> |

| <i>Enhet</i> | <i>Skadetype</i> | <i>Skadeforløp</i> | <i>Årsak</i> |
|------------------|---|--|---|
| <i>Generator</i> | <i>Kortslutning mellom delleder/leder i flervindingsspole</i> | <i>Dellelederisolasjonen mellom transponeringspunktene er spesielt spenningspåkjent. Ved innkommende overspenninger eller ved kortslutning av klemmene kan den punkteres. Dette vil gi sirkulerende strømmer internt i fasen med lokal oppvarming. Oppvarming vil kunne føre til ødeleggelse av leder og hovedisolasjon med kortslutning mot jord.</i> | <i>- Unøyaktighet i viklingsproduksjon/montasje - Kortslutning på klemmene</i> |
| <i>Generator</i> | <i>Brudd og lysbue</i> | <i>Starter med stor overgangsmotstand i dårlige lodde-forbindelser med tilhørende oppvarming. Videre svekkelse av loddingene fører til brudd og deretter stående serielysbue, evt. brann / eksplosjon</i> | <i>- Ufullstendige gjennomlodninger som følge av dårlig håndverk og loddingenes vanskelighetsgrad. - Store og hyppige lastendringer akselererer utvikling. - Vibrasjoner i spolehodene på grunn av løs avstøtning akselererer utviklingen.</i> |
| <i>Generator</i> | <i>Mekanisk kontakt mellom glideflater</i> | <i>Oljefilmen kan ikke opprettholdes og segment og bærerling kommer i mekanisk kontakt. Hvittmetallbelegget på segmentene rives av. Det oppstår sterk temperaturøkning og ytterligere ødeleggelse av lagersegmentene. Hvis vernet ikke løser ut vil hele lageret ødelegges, og det er</i> | <i>- Oljen mister smøreevnen på grunn av urenheter, groing, langvarig høy temperatur - Oljen mister smøreevnen på grunn av vann i oljen på grunn av lekkasje i innvendig vann/olje-kjøler - Høy lagertemperatur på grunn av svikt i kjølingen - Lagerstrøm bryter ned oljens bærende effekt</i> |

| <i>Enhet</i> | <i>Skadetype</i> | <i>Skadeforløp</i> | <i>Årsak</i> |
|------------------|----------------------------------|--|--|
| | | <i>fare for at rotor beveger seg inn i stator.</i> | <ul style="list-style-type: none"> - Hvittmetallpartikler løsner fra lagersegmentene på grunn av dårlig heft/slitasje - Avvik i oppretting av aggregatet på grunn av setninger i fundamentet |
| <i>Generator</i> | <i>Vibrerende blikk</i> | <i>Manglende aksielt press fører til at blikktennene vibrerer som tunger frem til utmatting og brudd. Løse blikk vil bevege seg og slite på isolasjonsveggen frem til jordfeil. Når vibrasjon først er oppstått, utvikler skaden seg i stadig økende omfang.</i> | <i>Manglende aksielt press i blikkpakken som følge av utilstrekkelig forspenning eller skjeve pressfingre.</i> |
| <i>Generator</i> | <i>Dårlige viklingsloddinger</i> | <i>Starter med stor overgangsmotstand i dårlige lodde-forbindelser med tilhørende oppvarming. Videre svekkelse av loddningene kan fører til brudd og deretter stående serielysbue.</i> | <ul style="list-style-type: none"> - Ufullstendige gjennomloddinger som følge av dårlig håndverk og loddningenes vanskelighetsgrad. - Store og hyppige lastendringer. |
| <i>Generator</i> | <i>Vindingskortslutning</i> | <i>Dersom isolasjonen mellom to vindinger ødelegges vil feltstrømmen kortslutte en vinding. Dette gir redusert vindingstall og fører til magnetisk ubalanse i rotor, som igjen fører til lastavhengige vibrasjoner.</i> | <i>Ulike termiske utvidelser mellom stål, kobber og isolasjon i kombinasjon med varierende sentrifugalpåkjenninger (mellom start og stopp).</i> |
| <i>Generator</i> | <i>Løse viklingselementer</i> | <i>Dersom innfestingen av viklingen i sporet løsner vil dette medføre slitasje av</i> | <ul style="list-style-type: none"> - Elektromekaniske krefter - Temperaturvariasjoner ved lastendringer eller start/stopp |

| <i>Enhet</i> | <i>Skadetype</i> | <i>Skadeforløp</i> | <i>Årsak</i> |
|---------------------|--|---|--|
| | | <i>potensialstyring og viklingsisolasjon (glimming), og kan medføre viklingsisig (vertikale generatorer). Sizingen vil medføre brist i isolasjonshylsen og jordfeil. Glimmingen vil medføre økende osonproduksjon inntil man når uakseptabelt nivå mht HMS.</i> | |
| <i>Effektbryter</i> | <i>Bryter kobler ikke på kommando</i> | <i>Gradvis økende treget i utløsermekanismen pga størknet smørefett eller andre «ting» som gjør at det henger</i> | <i>Aldring, kondens/korrosjon</i> |
| <i>Effektbryter</i> | <i>Manglende energi</i> | <i>Lekkasje etc</i> | <i>Dårlige pakninger Korrosjon Defekte pumper etc.</i> |
| <i>Effektbryter</i> | <i>Manglende energi</i> | <i>Oppbrent motor (viklingskortslutninger) eller tregheter i mekanisk overføring til fjær</i> | <i>Defekt motor eller overgang motor/fjær</i> |
| <i>Effektbryter</i> | <i>SF6-lekkasje som til slutt gir blokkert bryter pga for lav gass tetthet</i> | <i>Redusert gass tetthet inntil alarm, evt til blokkering av bryter</i> | <i>Aldring, korrosjon, frostsprengning, etc.</i> |
| <i>Effektbryter</i> | <i>Funksjonssvikt i mekanisk overføring</i> | <i>Tregheter som utvikler seg, eller plutselig mekanisk brudd/forkiling, etc.</i> | <i>- design/konstruksjon/montasje-feil - aldring og slitasje</i> |
| <i>Effektbryter</i> | <i>Varmgang, overoppheting</i> | <i>Gradvis økende og ustabil kontaktmotstand</i> | <i>Aldring</i> |

Vedlegg 2. Eksterne og interne krav til vedlikehold og tilsyn for norsk vannkraft
 Side 1-2 av 17 fra interndokument i Statkraft. (Statkraft, 2013a)

| | | |
|---------------------|---|--|
| Supporting document | The Statkraft Way |  |
| Internal | Eksterne og interne krav til vedlikehold og tilsyn for norsk vannkraft | |

1 DEFINISJONER

Gr.kode:

- Gruppекoden for den type utstyr kravet gjelder for. Eks. 314 – Dam, 421 – Generator, osv. Dokumentet er organisert etter gruppekode iht EBL kodeplan.

Utstyr:

- Navnet på utstyret tilhørende gruppekode.

Type krav:

- AK – Absolutte eksterne krav. Ufravikelige krav i forhold til tiltak og intervall. Hvis disse finnes er det ønskelig å skille de ut i egen kategori. Det er da gitt hva som skal gjøres og hvilket intervall som skal følges. *Mulighet for vurderinger innenfor +/- 1 år på intervall skal inn her hvis det i utgangspunktet er snakk om store intervall. >= 5 år. Da gir det ingen mening i noen ekstra kritikalitetsvurdering.*
- PK – Påvirkbare eksterne krav. Krav hvor det er "frihetsgrad" i forhold til tiltak og/eller intervall. Krav som krever en dokumentert avgjørelse for det enkelte utstyr og anlegg. *Kravene i denne kategorien skal utfordres i forhold til "etablert praksis", og dokumenteres vha. kritikalitetsvurdering.*
- IK – Interne krav/retningslinjer. Interne krav/retningslinjer som skal tas hensyn til og som må plasseres inn under en av de andre kategoriene mht. "frihetsgrad". *Det er i utgangspunktet ønskelig å skille disse ut fra eksterne krav. Derfor i egen kategori. I tillegg til markering i kolonnen for IK skal det også markeres i en av de andre kolonnene om det er Absolutt (AK) eller Påvirkbart (PK).*

| Gr. kode: | Utstyr: | Type krav: | | | Kravspesifikasjon/kommentar: |
|---|-------------------------------------|------------|----|----|---|
| | | AK | PK | IK | |
| 314.xxx.213.190 315.xxx.213.190 414.xxx.211 415.xxx.410.200 421.xxx.411.016 | Trykktanker gass/olje (Akkumulator) | | x | x | Årlig utvendig inspeksjon. Hvert 8. år ultralyd, fram til ny forskrift fra DBE. Ny Forskrift 8. juni 2009 om håndtering av brannfarlig, reaksjonsfarlig og trykksatt stoff samt utstyr og anlegg som benyttes ved håndteringen. Erstatte Forskrift om brannfarlig vare av 26. juni 2002. |
| 314.xxx.710.120 315.xxx.710.120 411.xxx.100.200 412.xxx.100.200 413.xxx.100.200 421.xxx.411.016 485.xxx.300 5xx.xxx.30x.410 6xx.xxx.30x.410 | Trykkluftbeholder | x | | | Trykklufttanker: P-41/202 Instruks for drift av trykkluftanlegg og trykkjeler Anbefalte tidsintervall i henhold til DSB sin veiledning for trykkluftanlegg dersom RCM-analysen ikke angir et annet intervall: Små anlegg (P<4kW, PS<10bar, PSxV<200) • Trykkprøving: 1 gang/10.år PS x V < 200 • Utvendig kontroll: 1.kontroll etter 6.år, deretter kontroll 1 gang/2.år |

Approver: Erik Albjerk Kaggestad
 Owner: Head of PGTM - Maintenance Management
 Published: 08.07.2013

Rev. no.: 03
 Doc. no.: 12-858
 Doc. id.: P-20/300
 Page: 1 by 17

| | | |
|---------------------|---|--|
| Supporting document | The Statkraft Way |  |
| Internal | Eksterne og interne krav til vedlikehold og tilsyn for norsk vannkraft | |

| Gr. kode: | Utstyr: | Type krav: | Kravspesifikasjon/kommentar: |
|-----------|---------|------------|---|
| | | | <ul style="list-style-type: none"> Innvendig kontroll: 1.kontroll etter 6.år, deretter kontroll 1 gang/4.år $200 < PS \times V < 1000$ <ul style="list-style-type: none"> Utvendig kontroll: 1.kontroll etter 6.år, deretter kontroll 1 gang/år Innvendig kontroll: 1.kontroll etter 6.år, deretter kontroll 1 gang/2.år $PS \times V > 1000$ <ul style="list-style-type: none"> Utvendig kontroll: 1.kontroll etter 6.år, deretter kontroll 1 gang/år Innvendig kontroll: 1.kontroll etter 6.år, deretter kontroll 1 gang/2.år Trykkprøving: 1 gang/10.år <p>Trykkprøving kan erstattes med NDT-kontroll av sveiser og utsatte områder.</p> <p>Generelt ved kontroll av trykkbeholdere: Sprekker er alvorlig da de kan åpne for energiinnholdet i beholderen og forårsake utblåsning.</p> <p>Det er viktig at områder utsatt for kritiske spenninger blir kontrollert, typisk kan være:</p> <ul style="list-style-type: none"> Sveiser som er utsatt for bøyespenninger Høyt belastede sveisesømmer (f.eks. korrosjonssprekker ved langsømmer som er høyt belastet). Områder som er gjenstand for beleggdannelse <p>Utvendig kontroll, viktige kontrollpunkt:</p> <ul style="list-style-type: none"> Beholderen rengjøres utvendig Visuell kontroll med sikte på å avdekke sprekker, mekaniske skader og korrosjon. <p>Innvendig kontroll, viktige kontrollpunkt:</p> <ul style="list-style-type: none"> Nødvendig mannlokk, inspeksjonsluker og renseplugg må være fjernet og beholderen rengjort innvendig. Ved inspeksjonshull < Ø200 mm benyttes fiberoptikk eller kameraspeil. Beholderen undersøkes med sikte på å oppdage skader, korrosjon og lignende. |

Approver: Erik Albjerk Kaggestad
 Owner: Head of PGTM - Maintenance Management
 Published: 08.07.2013

Rev. no.: 03
 Doc. no.: 12-858
 Doc. id.: P-20/300
 Page: 2 by 17

Vedlegg 3. Eksempel på grovsortering for RCM, Statkraft

| GROVANALYSE og GROVSORTERING | | | | | | | | | |
|------------------------------|--------|------------|--------------|-------------|------------------|------------------------------------|-----------|--------------------------------|--|
| Fabrikk | System | Del-system | Grov-analyse | Kopiert fra | Teknisk plass | Navn | E-/I-krav | Analyse/Kopiert | Dokumentasjon |
| 0241 | 411 | | A | | 0241.411.001 | Turbin A 1 | | Kritisk analyse | Leverandør angitt vedlikehold/kontroller i garantiperioden. Fagansvarlig Statkraft (Fjærvold) fastsatt forebyggende vedlikehold til årlig visuell inspeksjon og 4 år NTD kontroll (start syklus 2016) |
| 0241 | 411 | 200 | A | | 0241.411.001.210 | Løpehjul A-side - Turbin A 1 | X | Kritisk E/i krav ingen analyse | Leverandør angitt vedlikehold/kontroller i garantiperioden. Fagansvarlig Statkraft (Fjærvold) fastsatt forebyggende vedlikehold til årlig visuell inspeksjon og 4 år NTD kontroll (start syklus 2016) |
| 0241 | 411 | 200 | A | | 0241.411.001.220 | Løpehjul B-side - Turbin A 1 | X | Kritisk E/i krav ingen analyse | Leverandør angitt vedlikehold/kontroller i garantiperioden. Fagansvarlig Statkraft (Fjærvold) fastsatt forebyggende vedlikehold til årlig visuell inspeksjon og 4 år NTD kontroll (start syklus 2016) |
| 0241 | 411 | 300 | C | | 0241.411.001.310 | Ledeapparat med dyser - Turbin A 1 | | Ingen analyse | Nåler til stråleavbøyere og omkringliggende utstyr var inne på verksted til rehabilitering under prosjektet. Pakninger vil byttes når de er slitt (PKV). |
| 0241 | 411 | 300 | C | | 0241.411.001.316 | Stråleavbøyer - Turbin A 1 | | Ingen analyse | Nåler til stråleavbøyere og omkringliggende utstyr var inne på verksted til rehabilitering under prosjektet. Pakninger vil byttes når de er slitt (PKV). Gjennomført vedheftkontroll. Det planlegges ikke forebyggende vedlikehold for |
| 0241 | 411 | 700 | A | | 0241.411.001.710 | Lager - Turbin A 1 | | Kritisk analyse | |
| 0241 | 411 | | A | | 0241.411.002 | Turbin A 2 | | Kritisk analyse | |

Vedlegg 4. Tilstandsvurdering basert på FMECA-skjema
Utklipp av forslag til tilstandskontrolldokumentasjon, laget i Excel.

Kontrollskjema

| | | |
|------------|-------------------|------------|
| Anlegg: | Funksjonskode ID: | Komponent: |
| Utført av: | Utført dato: | Signatur |

Hoveddata

| | |
|-----------------------|---------------------|
| Leverandør: | Idriftssettelsesår: |
| Type: | Ytelse: |
| Merkespenning: | Synkronturtall: |
| Utførelse: | |
| dadsasklø | |
| Tilleggsopplysninger: | |

Gjennomgang tilstand

| Enhetsnavn | Enhets-ID | Funksjon | Feilmodi | Feilingsårsak | Konsekvens lokalt | Konsekvens system | Testtype | Vurdering av tilstand |
|------------|-----------|----------|----------|---------------|-------------------|-------------------|-----------------|-----------------------|
| | | | | | | | Visuell/måling? | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

| Tiltak | Frist | Nedetid | Kostnad | Ved utsatt tiltak | |
|--------|-------|---------|---------|-------------------|------------|
| | | | | Restlevetid | Konsekvens |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

| Sammendrag | Karakter |
|------------|----------|
| | |

Vedlegg 5. Eksempel på nåværende rapport for tilstandsvurdering – turbin

1.4 TILSTANDSKONTROLL TURBIN

| | | | |
|--|--|-----------------|---------------------|
| Anlegg : | | Funksjonskode : | Komponent : |
| Kjela kraftverk Statkraft Energi AS | | 411.001 | Turbin Kjela |
| Utført av : | | Utført dato : | Signatur : |
| Tommy Jopperud | | 2.10.2008 | |
| HOVEDDATA | | | |
| Leverandør : | | Produksjonsår : | |
| Kværner | | 1976 | |
| Ytelse : | | Turtall : | |
| 62 MW | | 375 | |
| Nominell fallhøyde : | | Type: | |
| H _n = 174 m | | Francis V. | |
| Tilleggsopplysninger | | | |
| Løpehjulet har blitt modifisert i 1996 av Kværner. | | | |
| SAMMENDRAG | | | |
| | | | Karakter |
| Turbinen har normal slitasje. | | | 2 |
| Personikkerhet : | | | |
| Det ble ikke funnet feil eller mangler som vil kunne ha konsekvenser for personikkerhet. | | | |

OBSERVASJONER OG VURDERINGER

Tilstandskontrollen ble utført den 2-3. september 2008. I sammenheng med kontrollen var det et opplæringsprogram for nyansatte maskiningeniører i Statkraft Energi AS. Tilstede ved kontrollen var:

1.4.1 Tromme

| | | |
|--------------------|-----------------------------|------------|
| Kode : | Komponentnavn : | Karakter : |
| 411.001.100 | Tromme- Turbin Kjela | 2 |

Litt overflaterust og humus var synlig på trommeflatene. Det ble observert noen blærer på tromma, det var i hovedsak ikke rust under disse. Noen felter på tromma er tidligere flekket med maling og disse bærer preg av dårlig heft.

På ekspansjonsboksen nedstrømsside kuleventilen ble det observert noe korrosjon i øvre deler, korrosjonen går ikke i dybden.

Stagskavlene var utsatt for noe slitasje i toppen slik at mye av malingen er slitt vekk.

Sikkerhetsventilens ble ikke inspisert.



Bilde 15: Bilde av overgangen mellom tromme og kuleventil

1.4.2 Løpehjul og aksler

| | | |
|--------------------|---------------------------|------------|
| Kode : | Komponentnavn : | Karakter : |
| 411.001.210 | Løpehjul og aksler | 2 |

Løpehjulet har vært inn til Kværner for modifikasjon i 1996, grunnen for modifikasjonen var innløpskavitasjon. Vi brukte et kamera for å kikke på innløpet imellom to skovler som var åpnet, det var ikke noe innløpskavitasjon som ble oppdaget.

I 2007 var det mistanke om sprekker i løpehjul pga. vibrasjoner, det ble da utført en NDT kontroll 6.11.2007. Under er det kommentar som er hentet ut av rapporten NDT løpehjul Kjela:

Kavitasjon: Svak kavitasjon på avløpskant. Matt flate. Mange åpne porer. Sprekkindikasjon, Skovle nr.5, 7mm lang, ligger ved avløpskant. MT kontroll blei kjørt i en bredde på 100mm og 400mm innover fra avløpskant ved ring. Ingen indikasjon. Hjulet har en sveiseutbedring etter kavitasjon på skovler og sveis ved ring. Gjelder alle skovler. Ny kontroll bør taes etter et år.

Under tilstandsanalysen ble det observert noe kavitasjon på avløpskant, dette ble slipt vekk før i gangkjøring av aggregatet. Blå merker på ring og sveisesprut ble observert, dette kommer mest sannsynlig fra sveiseutbedringene fra 1996.

Det ble registrert et lite hakk i turbinakselen 2-3m over tetningsboks.

1.4.3 Ledearrapparat

| | | |
|--------------------|--------------------|------------|
| Kode : | Komponentnavn : | Karakter : |
| 411.001.310 | Ledeapparat | 2 |

Overflaten på ledeapparatets glideflater så bra ut. I området hvor ledeskovlene berører flaten er støpestålet glatt og fint. Ledeskovlene har ikke klaring oppe, nede er det 0,3mm. Det er noen små slagskader på ledeskovlene. Enkelte små flekker med brunt belegg var observert, det er usikkert hva det kommer av, kan være rustvann/humus som har satt seg fast på ledeskovlene.

Konklusjonen er at flater og ledeskovler har en tilfredsstillende tilstand og at en rehabilitering kan være relevant innefor en tidsramme på 10-15 år.

1.4.4 Sugerør

| | | |
|--------------------|-----------------|------------|
| Kode : | Komponentnavn : | Karakter : |
| 411.001.410 | Sugerør | 2 |

På sugerørskonusen ble det observert en del overflaterust utvendig. Det kom opp en ide om å sette en avfukter ved sugerørskonusen og evt. stenge av med en duk for å få et mindre rom og avfukte. Platekledningen i sugerøret er i god stand og det er lite korrosjon på platene. Det ble registrert noe støpebom ved overgangen fra platekasse til betong og i bunn av sugerør.

Sugerørsluken er i god stand og lite korrodert. Men har en liten lekkasje på høyre side sett oppstrøms.

Wirespill og forriglingsanordning er i ok stand.

Luken er utsatt for fuktighet og korrosjon da den normalt står plassert i føringene og ikke er tatt opp og tørropstilt på gulvet i ”lukehuset”

Det var dårlig med tegningsunderlag i stativ og arkiv på Dalen. Fant tegninger i Kjela.

1.4.5 Øvre og nedre lokk

| Kode : | Komponentnavn : | Karakter : |
|--------------------|---------------------------|------------|
| 411.001.611 | Øvre og nedre lokk | 2 |
| 411.001.612 | | |

Turbinlokkene er noe korrodert. Vi har ikke målt labyrinthklaringene. Slitasjen på labyrinthen er sannsynligvis liten da trykket er lavt og vannet er relativt rent. Det ble observert en blanding av olje og vann som lå på øvre turbinlokk. Dette kommer fra en tidligere lekkasje fra nedre styrelager. Oljen og vannet bør bli pumpet opp slik at det ikke kommer ut i vassdraget.

1.4.6 Lager felles

| Kode : | Komponentnavn : | Karakter : |
|--------------------|---------------------|------------|
| 411.001.700 | Lager felles | 2 |

Olje på turbinlager ble byttet 19.7.2007 etter at det på en stasjonsrunde ble oppdaget at det var partikler i oljen. Oljen ble sist byttet i 1995, da turbinen ble rettet opp siste gang.

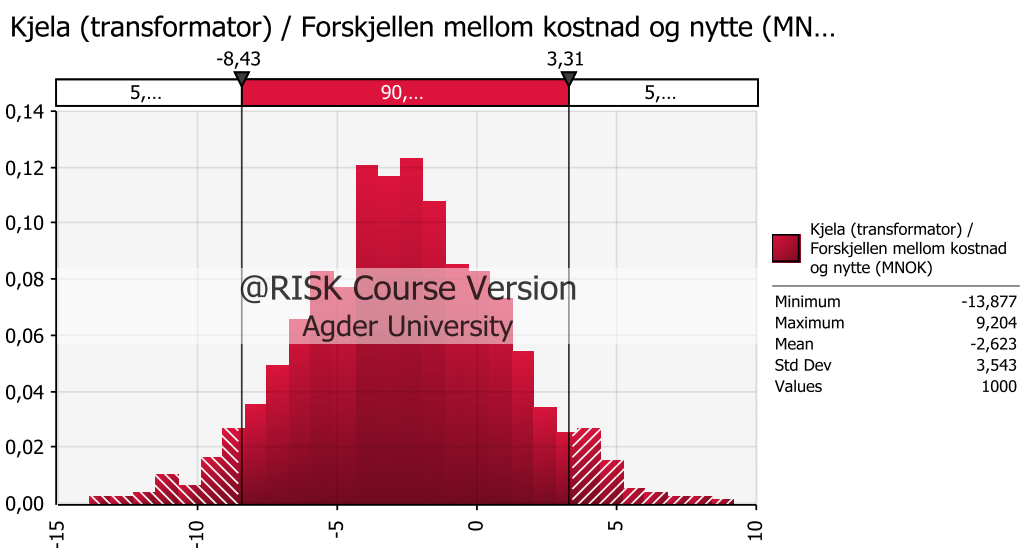
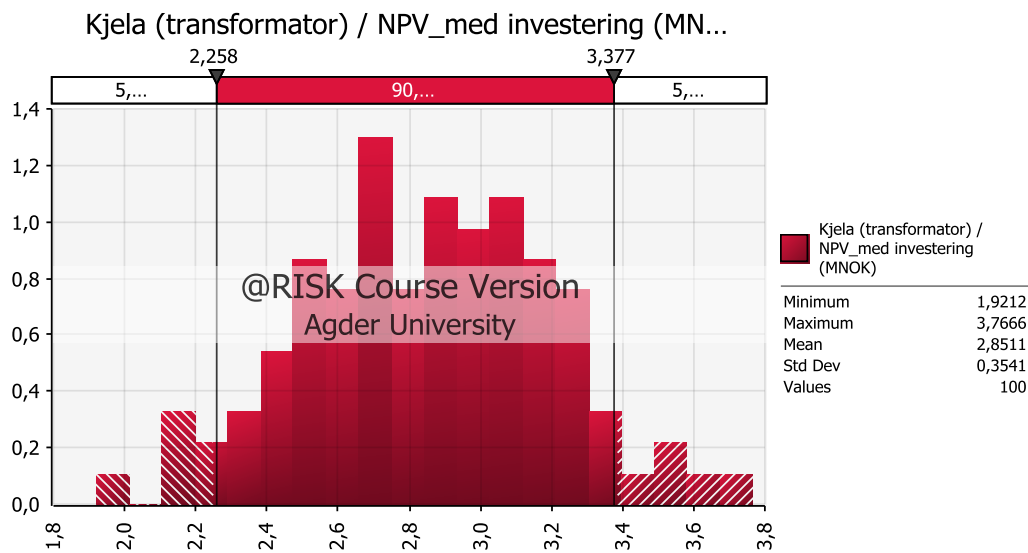
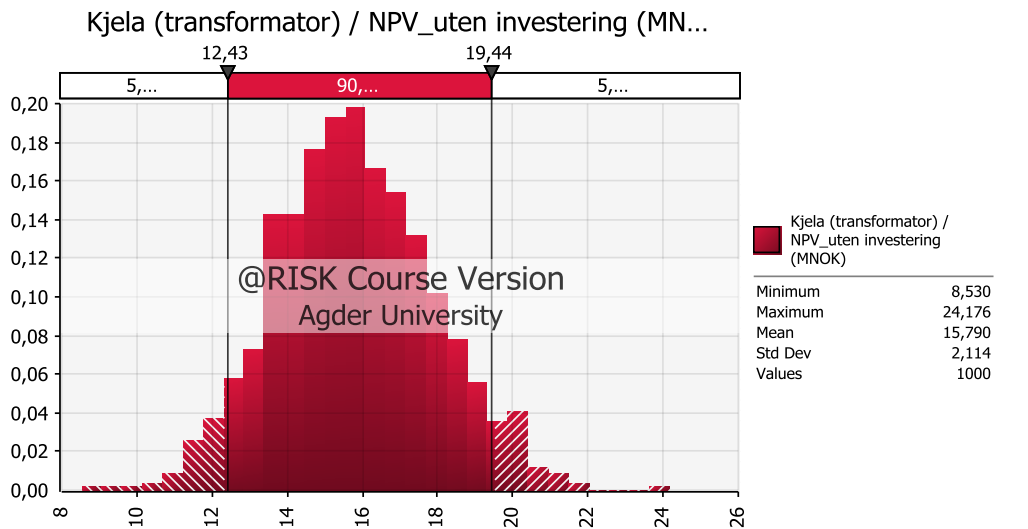
Ejektør med ventiler skal fungere bra.

Nedre styrelager ble pakket om juni 2008 da det var betydelige lekkasjer. Oljen som ligger på øvre lokk og som har mettet betongen rundt kommer fra nedre styrelager.

1.4.7 Tiltak

| | | | | | Ved utsatt tiltak | | |
|---|-------------------------------------|-------|-----------------|-------------|-------------------|---|--|
| Pos. | Aktivitet | Frist | Anslått nedetid | Ca. kostnad | Restlevetid | Konsekvens | |
| 411.001.410 | Rehabilitering av sugerør | 2020 | 3 uker | 1 mill kr | 15 år | Varig skade på stål | |
| 411.001.410 | Injisering av platekledning | 2010 | 5 dg | 100 kkr | 5 | Oppriving av platekledning | |
| 411.003. | Rehabilitering av turbinkomponenter | 2020 | 15 uker | 15 mill | 15 år | Slitasjeskader mer kostbar rehab., dårlig virkningsgrad | |
| 411.003.211 | Rehabilitering av konus | 2010 | 3 uker | 0,2 mill kr | 15 år | Varig skade på stål | |
| <p>Restlevetid :</p> <p>Med normalt vedlikehold inkl. en turbinrehabilitering er restlevetiden 40 år</p> | | | | | | | |

Vedlegg 6. Monte Carlo-simulering for transformator på Kjela kraftverk



Vedlegg 7. Monte Carlo-simulering for transformator på Tokke kraftverk

