

Forbedret tilstandsovervåkning av bærelager i Sjona kraftverk ved digitalisering

En oppgave i samarbeid med Helgeland Kraft og Voith Hydro

Kristin Fagerli

*EOM-3901: Masteroppgave i energi, klima og miljø
Juni 2019*



Sammendrag

Økt konkurranse fra andre fornybare energikilder, økt energibehov og økt behov for reguleringsevne stiller stadig større krav til eksisterende og nye vannkraftverk. Vannkraftsektoren har de siste hundre årene ikke opplevd reell konkurranse fra andre teknologier her til lands, og har derfor ikke blitt tvunget til innovasjon og nytenking i samme grad som andre deler av kraftnæringen. De siste årene har det likevel blitt et økt fokus på digitalisering også i vannkraftbransjen. Innsamling, lagring og analyse av data fra kraftverk har på grunn av økt kapasitet og kostnadsreduksjoner blitt en mulighet, og sensorene blir stadig både bedre og billigere enn tidligere. Dette gjør at tilstandsovervåkingen i vannkraftverk kan bedres slik at vedlikeholdsprosesser kan optimaliseres. På sikt kan effektiviseringer som dette være med å redusere kostnader ytterligere i den allerede svært konkurransedyktige vannkraften.

Denne oppgaven er en case study av Sjona kraftverk. Hovedfokus for oppgaven er å finne nye løsninger for kraftverkets bærelager, og utarbeide anbefalinger til kraftverkseier Helgeland Kraft Vannkraft AS som kan føre til bedre tilstandsovervåking av komponenten. Målet er at disse anbefalingene skal gi sikrere kraftverksdrift hvor potensielle feil avdekkes på et så tidlig tidspunkt som mulig. Lager er vitale komponenter hvor feil utvikler seg raskt. Disse er gjerne kostbare for kraftverkseier både på grunn av reparasjonen i seg selv og produksjonsstansen de medfører.

Det ble tidlig klart at som for så mye annet i vannkraftsektoren så finnes det lite lett tilgjengelig litteratur om bærelager i vannkraftverk. Mye av kompetansen i vannkraftbransjen finnes i de gjerne svært erfarne ansatte, og slik er det også med informasjon om lager. Det finnes noen nedskrevne kilder, men disse er ofte produsert av og for kraftbransjen – gjerne til internt bruk, og de er derfor i utgangspunktet utilgjengelige for utenforstående. Det ble derfor et viktig ledd i oppgaven å sammenstille tilgjengelig litteratur og informasjon om lager i vannkraftverk, og farene som truer disse komponentene.

For å finne ut hvilke tiltak det kunne være nyttig å gjøre for å sikre bærelageret i Sjona kraftverk ble vedlikeholdshistorikken i form av arbeidsordrer studert opp mot kraftverkseiers fastsatte vedlikeholdsrutiner. Det ble avdekket at historikken ikke alltid var helt fullstendig, og at kraftverkets rutiner for oljeprøver av lageroljen ikke har blitt overholdt. Dette skal være et typisk problem i bransjen. Feilhistorikken til kraftverket ble også studert, og det kom fram at mye av generatorens feilhistorikk var knyttet til lagerolje. På bakgrunn av disse funnene ble muligheter for bedre overvåking av lageroljen undersøkt. Anbefalingen til kraftverkseier ble å installere en oljepartikkelmonitor og en fuktsensor. Disse anbefales i en utprøvningsfase å være et supplement til årlige oljeanalyser. Det er anbefalt at intervallet for disse analysene overholdes i større grad enn tidligere for å sikre tilstrekkelig god oljekvalitet.

Responsene i en spørreundersøkelse gjort blant Helgeland Kraft Vannkraft AS sine ansatte viste tydelig at de ansatte i selskapet har stor tro på mulighetene for økonomisk effektivisering og bedret vedlikeholdsplanlegging som digitale hjelpemidler kan føre med seg. De så også stor nytte i at data fra kraftverket ble brukt til å automatisk generere visuelle framstillinger. Besøk ved kraftverket og samtaler med samarbeidspartner i denne oppgaven Voith Hydro har avdekket at dette er enkelt å få til i Sjona. Fra lager vil det i dag være mulig å få inn data om temperatur i lagersegmenter i en slik visualisering, men ved installasjon av foreslåtte monitører vil også informasjon om partikkelnivå, temperatur og fukt i oljen komme med. Det er også foreslått å få vibrasjonsmålinger og oljenivåmålinger inn i kraftverkets PLS. Dette er svært enkelt å få til, og vil føre til bedre kontroll på vibrasjons- og oljenivå over tid. Særlig vibrasjon er en tidlig indikator på feil under utvikling. Dersom disse forslagene tas til følge vil også oljenivå og vibrasjon bli en del av visualiseringen.

Opgaven er skrevet i samarbeid med Helgeland Kraft og Voith Hydro.

Takksigelse

Først av alt vil jeg takke Helgeland Kraft som tok meg inn i varmen sommeren 2018. Møtet med vannkraftbransjen ble fantastisk takket være dyktige og engasjerte ansatte som lot meg ta del i en spennende og variert arbeidshverdag. En ekstra takk går til Per-Arne Fagerli for god veiledning i prosessen med både prosjekt- og masteroppgave. Det er en ære å stadig vekk bli tatt for å være i slekt med deg.

En takk må også rettes til Steinar Maalen i Voith Hydro som gjennom hele masterprosessen villig har delt av sin enorme kunnskapsbank.

Og takk til Rune Graversen ved UiT, som har vært en fleksibel og svært hjelpsom veileder til tross for å ha blitt kastet ut i en oppgave langt fra hans egentlige fagfelt.

Takk til Mari. Du er en evig kilde til inspirasjon og gode ideer. Takk for at jeg får snylte på din hardt oppbygde erfaring fra kraftbransjen, og takk for at du er min ikke-offisielle veileder, både akademisk og i livet for øvrig.

Og tusen takk til verdens beste foreldre. Takk til Pappa som plantet interessen for vannkraft i et ungt barnesinn ved hjelp av egensnekrede vannhjul i bekken, og som har motivert meg gjennom historier om Bestefars hjemmelagde kraftverk med Peltonturbin i fossen ved Kanariøyene. Takk til Mamma som har skapt en lese- og skriveglede som har gjort arbeidet med denne masteroppgaven langt morsommere enn hva det kunne ha vært. Takk for alle gode tips og råd på veien, dere er verdens beste støttespillere.

Til slutt, takk til verdens beste klassekamerater. Jeg hadde trolig ikke kommet gjennom studiene uten dere, og hadde jeg gjort det hadde på langt nær vært like morsomt underveis.

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG	2
TAKKSIGELSE	4
FIGURLISTE	9
TABELLOVERSIKT	12
INNLEDNING	14
OPPGAVENS STRUKTUR	16
HVORFOR VANNKRAFT? I NORGE OG RESTEN AV VERDEN	20
Økonomisk betydning av norsk vannkraft	26
HVA ER VANNKRAFT?	28
ULIKE KRAFTVERK – ULIKE FUNKSJONER	30
MAGASIN	31
MAGASIN SOM FLOMVERN	32
DAMMER	34
LASTER PÅ DAMMER.....	36
Statiske laster.....	36
Dynamiske laster.....	36
Ulykkeslaster.....	37
INNFØRING I VIKTIGE KRAFTVERKSKOMPONENTER	38
TURBINEN	38
ULIKE TURBINER	38
Francis.....	39
Pumpekraftverk-turbin:	39
PELTON	40
KAPLAN	40
FARER FOR TURBIN.....	41
Kavitasjon	41
GENERATOR	43
LAGER	44
LAGERETS OPPBYGGING	45
Lagerolje	47
OVERVÅKNING AV LAGER	48
TYPISKE LAGERFEIL	50
Feil knyttet til kjølesystem	50
Feil knyttet til lageroljen	51
Krakkelering.....	52
Abrasjon.....	52
Elektroerosjon	53
TRANSFORMATOR	54
Effektbryter	54
NETT OG ENERGIMARKED	54
Nord Pool Spot	55
VEDLIKEHOLD	57
DATAINNSAMLING OG TILSTANDSOVERVÅKNING I DAGENS KRAFTVERK.....	57

SCADA	58
Vern.....	58
ULIKE VEDLIKEHOLDSSTRATEGIER	59
<i>Run to failure</i>	59
<i>Preventivt vedlikehold</i>	59
<i>Prediktivt vedlikehold</i>	60
VIKTIGHETEN AV Å PLANLEGGE VEDLIKEHOLD OG UTBEDRINGER	60
OPPRUSTING OG UTVIDELSE	62
DIGITALISERING	63
UTFORDRINGER KNYTTET TIL DIGITALISERING	64
FORBEDRET TILSTANDSOVERVÅKNING	66
MONITORX	68
HELGELAND KRAFT AS.....	70
LITT HISTORIKK	70
HELGELAND KRAFT VANNKRAFT AS.....	72
<i>Kraftverksoversikt</i>	72
SJONA KRAFTVERK.....	74
HOLMVATNET	75
SJONA KRAFTVERKS GENERATOR	78
<i>Overvåkning av øvre lager</i>	78
TILSTANDSOVERVÅKNING AV SJONA KRAFTVERKS GENERATOR	80
FEIL- OG VEDLIKEHOLDSHISTORIKKEN TIL SJONA KRAFTVERKS GENERATOR	84
VEDLIKEHOLDSHISTORIKK	85
<i>Oljeprøver</i>	87
<i>Øvrig vedlikehold</i>	87
FEILHISTORIKK.....	88
<i>Analyse av feilhistorikk</i>	89
<i>Lagerfeil</i>	90
OLJEANALYSER.....	91
SPØRREUNDERSØKELSE	94
DEL 1 – OM DEN ANSATTE	94
<i>Spørsmål fra del 1:</i>	94
DEL 2 – SPØRSMÅL OM HELGELAND KRAFT.....	95
<i>Spørsmål fra del 2:</i>	96
DEL 3 – SPØRSMÅL FRA MONITORX	97
<i>Spørsmål fra del 3:</i>	97
SVAR PÅ SPØRREUNDERSØKELSE.....	102
DEL 1 – OM DEN ANSATTE	102
<i>Besvarelser fra del 1:</i>	103
DEL 2 – SPØRSMÅL OM HELGELAND KRAFT.....	105
<i>Spørsmål fra del 2:</i>	105
DEL 3 – SPØRSMÅL FRA MONITORX	110
<i>Spørsmål fra del 3:</i>	110
LAGEROLJEPROBLEMATIKK	112
OPPSUMMERING AV STUDIER AV OLJEANALYSER OG ARBEIDSORDRER	112
OLJEPARTIKKSENSOR	113
OLJEFUKTSENSOR	114
VISUALISERING	115
VIBRASJONSMÅLING INN I PLS	116

NIVÅMÅLER FOR LAGEROLJE.....	117
KONKLUSJONER: HVORDAN BEDRE TILSTANDSOVERVÅKNINGEN AV BÆRELAGERET I SJONA KRAFTVERK?	120
ANBEFALINGER FOR BEDRET TILSTANDSOVERVÅKNING.....	122
REFERANSER.....	128

Figurliste

Figur 1: Forventet kostnadsutvikling for ulike produksjonsteknologier mellom 2016 og 2035 basert på NVE-rapporten kostnader i energisektoren fra 2015. Solkraft har tre kurver: for små, private installasjoner, for næringsbygg og for større, frittstående installasjoner. Gassfyrte kombikraftverk kommer både med og uten karbonfangst og -lagring. Vannkraftverkskurvene finnes både for små og store kraftverk. Figuren er utarbeidet av enerWE.(25)	22
Figur 2: LCOE i øre/kWh for ulike energikilder i 2016. Figuren er utarbeidet av EnerWE.(25)	23
Figur 3: Forventet LCOE i øre/kWh for ulike produksjonsteknologier i 2035. Figuren er utarbeidet av EnerWE.(25)	23
Figur 4: Antall nye vannkraftverk per tiårsperiode fra 1890 til nedlastningsdata for datasettet; 19.10.2018. (26).....	24
Figur 5: Antall installerte MW vannkraft per tiårsperiode fra 1890 til nedlastningsdata for datasettet; 19.10.2018.(26).....	24
Figur 6: Diagram som viser eierskapsfordelingen i norsk vannkraft mellom ulike sektorer. ..	26
Figur 7: Diagram for magasinfyllingen for hele Norge laget for uke 3 2019. Konstruert av NVE med data for magasiners fyllingsgrad.(35)	32
Figur 8: Presentasjon av de vanligste turbintypene som i tekstform er presentert i de påfølgende delkapittelene. I figuren vises turbiner av type a) pelton, b) kaplan og c) francis.(47).....	38
Figur 9: Francisturbin. Figur fra Voith-Siemens.....	39
Figur 10: Peltonturbin. Figur fra Voith-Siemens.....	40
Figur 11: Kaplanturbin. Figur fra Voith-Siemens.	40
Figur 12: Eksempler på horisontale og vertikale maskiner. Figur fra Alstroms Labroskole.(1).	44
Figur 13: eksempel på skjematisk tegning av en vertikal maskin. Bærelager er ikke inkludert i denne figuren, men vil gjerne være bygd sammen med øvre styrelager. Figur fra Alstroms labroskole.(1).....	45
Figur 14: Skjematisk tegning av et vertikalt aksiallager. Fra Alstroms labroskole. (1).....	46
Figur 15: Lagerolje farget hvit av vannforurensing fra en defekt, intern lagerkjøler på øvre styrelager/bærelager i Fjone kraftverk. Bilde fra Tryggve Frøland i Skagerak kraft AS sin presentasjon "havari i lagerkjøler ved Fjone kraftverk".(55).....	51
Figur 16: Diagram som viser det totale kraftvolumet gjennom Nord Pool Spot i 2017. (4)	55
Figur 17: Kart som viser europeiske elspotområder 25.02.2019.(59)	56
Figur 18: eksempel på MTTF-kurve eller badekarskurve.....	59
Figur 19: Oversikt over kostnader knyttet til reinvesteringer fram mot 2057.(68).....	62
Figur 20: Tidslinje for Helgeland Kraft AS generert gjennom vizzlo.com.	71
Figur 21: Prisbelønte Øvre Forsland kraftverk	73
Figur 22: Bjørnstokk kraftverk i Brønnøy kommune	73
Figur 23: Tverråa kraftverk i Brønnøy kommune	73
Figur 24: Kart som viser Sjona kraftverks lokasjon(94)	74
Figur 25: Enkeltkrum hvelvdam på Fagervollan som demmer opp Holmvatnet og Nedre Fagervollvatnet for kraftproduksjon i Sjona kraftverk.	75

Figur 26: Kartutsnitt fra NVE atlas over kraftverkene Sjona og Fagervollan. De konsesjonsgitte, men ikke utbygde kraftverkene Fagervollan II og III er markert i rødt med nummer 4875. Vannet innringet i rødt under Høgtuvbreen er Sjuniofemti. Målestokk 1:160 000. (97)	76
Figur 27: Utdrag fra partikkeltelling i oljeprøve i øvre lager i Sjona kraftverk	79
Figur 28: Utdrag fra analyserapport av lagerolje fra øvre lager i Sjona kraftverk. Figuren viser en oversikt over hvilke grunnstoffer prøven er testet for, samt hvor stor deres tilstedeværelse i prøven eventuelt er.	91
Figur 29: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.....	105
Figur 30: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.....	106
Figur 31: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.....	106
Figur 32: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.....	107
Figur 33: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.....	108
Figur 34: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.....	109
Figur 35: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.....	110
Figur 36: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.....	111
Figur 37: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.....	111
Figur 38: Produsentbilde av den foreslåtte partikkelsensoren. (2)	113
Figur 39: Produsentbilde av den foreslåtte fuktsensoren. (3).....	114
Figur 40: Skjermdump som viser visualisering av oljetemperaturer i lager ved stoppforløp. Den turkise grafen viser rotasjon, de tre andre viser temperaturer fra ulike sensorer. Figuren viser en visualisering produsert av Voith Hydro, og skjermdumpen er produsert av dette firmaet.....	116

Tabelloversikt

Tabell 1: Tabell som viser fordelingen mellom ulike teknologier for fornybar produksjon av elektrisitet i EU i 2016.(19)	20
Tabell 2: Tabell som viser vekstraten til ulike teknologier for fornybar produksjon av elektrisitet i EU i årene 2005-2016. (19).....	20
Tabell 3: Vannkraftpotensialet i Norge per 1.1.2019. Tabellen er hentet fra NVE. (12)	25
Tabell 4: Mulig driftsovervåkning og overvåkningspunkt for lager i vannkraftanlegg. Tabell hentet fra delkapittel 7: overvåkning i Energiakademiets (EnergiNorges) kompendium for vannkraftgeneratorer, drift og vedlikehold i Oslo november 2014. (53)	49
Tabell 5: Tabell som viser spenningsnivået i ulike deler av det norske kraftnettet.	54
Tabell 6: Eierskap i Helgeland Kraft AS (86)	70
Tabell 7: Helgeland Kraft Vannkraft AS sine kraftverk per 10.05.2019.(32).....	72
Tabell 8: Tilstandsovervåkning av generator i Sjona kraftverk.....	80
Tabell 9: Månedskontroll av generatorkomponenter i Sjona kraftverk.....	80
Tabell 10: FV-tiltak på Sjona kraftverks to lager og trykkoljeavlastning i perioden juni 1999 til januar 2019. Enkelte arbeidsordrer mangler nøyaktig tidspunkt og disse er antatt av forfatteren og markert i rødt.....	86
Tabell 11: Feil registrert i form av arbeidsordrer utført ved Sjona kraftverk i perioden 1999-2019. Komponenter som ikke lenger er i bruk er markert i grønn skrift. Anslåtte tidspunkt er markert ved bruk av rød skrift. Feil på kombinasjonslageret bære-/øvre styrelager er markert i gult.....	89
Tabell 12: kronologisk oversikt som viser tidspunktene for etterfylling, utbedring av lekkasjer og prøvetaking av lagerolje fra øvre lager i Sjona kraftverk. Tabellen er basert på informasjon fra feilhistorikk, vedlikeholdshistorikk og oljeanalyserapporter.	93

Innledning

Vannkraft er i dag verdens, Europas og Norges største kilde til fornybar energi. (12-14) Her til lands var den midlere årsproduksjonen til våre 1626 kraftverk per 1.1.2019 estimert til 134 TWh. Til tross for at hele 94 % av all norsk kraftproduksjon i dag kommer fra vannkraft har ikke utbyggingen stoppet opp. Første kvartal 2019 registrerte Norges vassdrags- og energidirektorat at seks nye vannkraftprosjekter med en samlet midlere produksjon på 88 GWh var ferdigstilt. (15) I tillegg var 60 vannkraftprosjekter med en årsproduksjon på 2,4 TWh under bygging. Det ble også i løpet av dette kvartalet gitt endelige tillatelser til 19 vannkraftprosjekter med en samlet produksjon på 216 GWh. Til tross for at mye av den norske kraftproduksjonen i dag kommer fra vannkraft er disse utbyggingene, som enten er opprusting og utvidelse av eksisterende kraftverk eller nybygging, viktige blant annet for å dekke et stadig økende strømforbruk.

Norges vassdrags- og energidirektorat forutser i sin rapport *Strømforbruk i Norge mot 2035* at det bare på Norges fastland vil være en økning i strømforbruk fra 133 TWh/år i 2016 til 157 TWh/år i 2035.(16) Selv om teknologier som solkraft, landbasert vindkraft og havvind, er forutsett å gjennomgå en kraftig kostnadsreduksjon i den samme perioden, vil vannkraft trolig være både den mest dominerende og den billigste teknologien for fornybar kraftproduksjon også i 2035. (17)

Selv om andre produksjonsmetoder er forutsett å gjennomgå revolusjonerende utviklinger og kraftige kostnadsreduksjoner i årene som kommer er det lite trolig at det samme til å skje med en moden teknologi som vannkraften. For å være like konkurransedyktig i fremtiden må bransjen altså tenke nytt.

Deler av denne konkurransekraften vil komme fra vannkraftens unike rolle som kilde til regulert fornybar energi. I motsetning til andre fornybare energikilder kan vannkraft lagres før den er produsert i form av vann i høytliggende magasin. Grunnet de gunstige forholdene vi har for magasinering her til lands omtales gjerne Norge som Europas grønne batteri – våre kraftmagasiners reguleringssevne skal gjøre det mulig for andre europeiske land å satse på andre fornybare kilder fordi våre magasiner kan lagre energi til perioder hvor sol og vind uteblir, og de kan raskt regulere produksjonen i forhold til forbruk og andre kilder.

Vannkraftbransjen er en gammel bransje, hvor hovedprinsippene har endret seg lite siden de eldste kraftverkene i Norge ble bygd på slutten av 1800-tallet og tidlig 1900-tall. Selvfølgelig har kraftverkene siden den gang blitt mer avanserte i takt med den teknologiske utviklingen, men hovedtrekkene er likevel i all hovedsak de samme. Grunner til dette kan være at norske vannkraftverk jevnt over er svært driftssikre. Når er en stor andel av kraftverkene i drift i dag er bygget i en tid hvor mer avanserte løsninger ikke eksisterte, og driften av disse i tillegg er preget av få feil, har ikke motivasjonen eller behovet for innovasjon og nytenking vært tilstede. Dette kombinert med liten konkurranse har ført til at vannkraftsektoren i dag nok kan oppfattes som noe konservativ. Etter åpningen av det nordiske kraftmarkedet i 1990 skjedde det likevel en endring. For å tilpasse driften prisvariasjonene i markedet ble driften preget av en rekke start og stopp, noe kraftverkene i utgangspunktet ikke er designet for. Konsekvensene for de eldre generatorene, bygd for en

annen tid og et annet driftsmønster, er til dels store. Levetiden er forkortet og uforutsette stans av alvorlig karakter er blitt langt hyppigere.

I mange næringer har det de siste årene vært stort fokus på digitalisering, og mulighetene dette medfører. Dette har ført til næringslivs- og regjeringsinitiativ som Digital21 og RDS-hydro, og i vannkraftsektoren har det etterhvert ført til forskningsprogrammer som MonitorX. Forbedrete muligheter for datainnsamling og -lagring, samt ny teknologi som gir billigere og bedre sensorer gjør at morgendagens vannkraftverk trolig vil ha en langt mer avansert tilstandsovervåkning enn det dagens kraftverk har. Mer tilgjengelig og nøyaktig data, lenger historikk og bedre analyseverktøy vil bidra til bedre tilstandskontroll av de ulike kraftverkskomponentene. Det vil derfor bli mulig for kraftverkseiere og bevege seg fra dagens preventive vedlikeholdstrategi til mer tilstandsbasert, prediktivt vedlikehold.

Mulighetene de teknologiske framskrittene medfører kan bedre overvåkingen av de fleste vitale kraftverkskomponentene. En komponent av stor betydning er lageret som holder oppe de tunge maskindelenene i et vannkraftaggregat – kraftverkets bærelager. Bærelager er vitale og sårbare kraftverkskomponenter som ved feil av ulik karakter raskt kan få skader eller i verste fall havarere. Skader på lager fører til produksjonsstanser og kostbare reparasjonsarbeider. Dette gjør at komponenten gjerne er nøye overvåket, særlig gjennom ulike vern. Vern er en løsning hvor sensorer hele tiden overvåker ulike parametere, men data fra disse hentes ikke ut til analyse og lagring. De sees kun opp mot en gitt grenseverdi, og hvis denne overskrider vil en alarm gå av og kraftverket vil eventuelt gå i stans for å beskytte maskineriet. Målet med denne oppgaven er å undersøke om nye muligheter på markedet kan føre til bedre tilstandsovervåkning av bærelageret i Sjona kraftverk. Hypotesen er at dette på sikt kan føre til reduserte kostnader for kraftverkseier på grunn av bedre vedlikeholdsplanlegging, tidlig avdekking av feil under utvikling og mindre behov for manuell tilstandsovervåkning av Sjona kraftverk og potensielt også andre, mer ruralt beliggende kraftstasjoner. Sjona kraftverk kan i så måte fungere som testkraftverk for Helgeland Kraft Vannkraft AS, og fungerende løsninger kan senere implementeres ved kraftverk som er mindre tilgjengelige.

Teksten tar utgangspunkt i kraftverkets feil- og vedlikeholdshistorikk for å finne områder hvor overvåkingen kan forenkles og forbedres.

I tillegg ble mulighetene for enklere datatilgang undersøkt. I dag er data fra kraftverks sensorer i all hovedsak brukt til vern, og dataene som faktisk hentes ut får raskt for lav oppløsning – de lagres gjerne som mer unøyaktige døgn-, ukes-, eller timesnitt. Lagringstiden er dessuten gjerne kort før dataene overskrives. (18)

Gjennom en spørreundersøkelse ble de ansatte i kraftselskapet Helgeland Kraft Vannkraft AS, eieren av Sjona kraftverk, sin innstilling til og tro på nye digitale løsninger undersøkt. Her ble også svar fra ansatte i Helgeland Kraft Vannkraft AS sammenlignet med responser prosjektet MonitorX fikk på en spørreundersøkelse knyttet til digitaliserings spørsmål som de sendte ut i 2015. (18)

Oppgavens struktur

Teori:

Oppgavens teoridel strekker seg fra side 18 til side 81. Her vil leseren få et innblikk i vannkraften slik som den er i dag, og i hvilke muligheter som er på vei inn på grunn av digitalisering som fenomen. Man vil også kunne lese om Helgeland Kraft og Sjona kraftverk. I denne delen finnes det også en grundig sammenstilling av informasjon om lager og potensielle farer for denne komponenten. Det ble tidlig i skriveprosessen tydelig at mye av kunnskapen og kompetansen knyttet denne komponenten fantes i vannkraftbransjens svært erfarne ansatte. Mye er derfor basert på kunnskap ervervet gjennom samtale med ulike aktører i bransjen. Det som er skrevet om temaet er gjerne produsert for internt bruk til konferanser og lignende, og informasjonen har derfor vært lite tilgjengelig for utenforstående. Det finnes likevel noe nedskrevet litteratur, blant annet har kompendiet fra Alstroms labroskole om generatorer, transformatorer og brytere et kapittel om lager. I tillegg har Energiakademiet (EnergiNorge) et kompendium kalt *vannkraftgeneratorer, drift og vedlikehold* fra kurset med samme navn avholdt i Oslo i november 2014 som har vært til stor hjelp. Diverse presentasjoner fra ulike kurs, samlinger og konferanser har også vært til stor nytte.

Metode:

Oppgavens metodedel strekker seg fra side 82 til side 99. Her presenteres et utvalg av Sjona kraftverks generator sin feilhistorikk, vedlikeholdshistorikk og avvik fra vedlikeholdsrutiner, og en grundig gjennomgang av disse. I tillegg presenteres en spørreundersøkelse sendt ut til Helgeland Kraft Vannkraft AS sine ansatte.

Resultat:

Oppgavens resultatdel strekker seg fra side 100 til 119. Her presenteres responsen på den utsendte spørreundersøkelsen i form av søylediagrammer, og disse responsene analyseres. De svarene som gikk på de ansattes bakgrunn ble studert i forhold til rapporter om bransjens gjennomsnittlige kjønnsfordeling, alder og utdanningsnivå produsert av Norges vassdrags- og energidirektorat. Dette for å kunne fastslå om svarene kan virke å være representative også for andre selskap i kraftbransjen.

Konklusjon:

Helt til slutt i teksten, fra side 120, finnes konklusjonen. Dette er et sammendrag av anbefalingene forfatteren gir Helgeland Kraft Vannkraft AS for å bedre tilstandsovervåkingen av bærelageret i Sjona kraftverk.

TEORIDEI



Kapittelbilde:

Generatortopp for aggregat 1 i Kolsvik kraftverk.
Kraftverket lokalisert i Bindal kommune har totalt to aggregat på 64 MW, og har dermed en samlet produksjon på 128 MW. Midlere årsproduksjon er 504 GWh og kraftverket forsyner omlag 15750 husstander. Kraftverket er eid av selskapet Åbjørakraft hvor Helgeland Kraft Vannkraft AS og NTE eier 50 % hver. (8)

Hvorfor vannkraft? I Norge og resten av verden

Hovedgrunnen for å velge vannkraft er at det er en fornybar energikilde. I en tid hvor man til alt hell opplever en større vilje til å finne løsninger på klimaendringer som følge av menneskers utslipp av klimagasser blant annet ved bruk av fossile energikilder som olje, kull og gass, er en viktig prioritering skifte i energiproduksjonen til produksjon fra fornybare kilder så raskt som mulig. Vannkraft bidrar ikke til luftforurensing eller klimagasser, og selv om det finnes andre miljøutfordringer knyttet til produksjonsmetoden, er den betegnet som en ikke-forurensende kilde til energi som er svært viktig for å redusere vår avhengighet av fossilt brensel.

Vannkraft er per dags dato verdens største fornybare energikilde, og omlag 16% av all verdens energi kom fra vannkraft i 2016. (13) Av verdens fornybare elektrisitetsproduksjon samme år sto vannkraft for

Mtoe:

Million Tonnes of Oil Equivalent

1 toe = 11,63 MWh

71%, noe som svarer til 1064 GW. I dag er den totale kapasiteten økt til 1,21 TW. Asia er verdensdelen med størst produksjon med sine 511 GW, og Kina er største produsent i verden med en produksjon som tilsvarer 69,9 Mtoe per år. Europa står for 24,4% av verdens vannkraftproduksjon, med en installert effekt på 293 GW. (14) Dette tilsvarer 70,7 Mtoe/år.

Norge er Europas største produsent av vannkraft, og nær halvparten av verdensdelens magasinkapasitet finnes her til lands. På grunn av dette, sammen med vannkraftens unike regulerbarhet, omtales gjerne Norge som Europas grønne batteri - en rolle som vil bli stadig viktigere i årene som kommer.

Fornybar elektrisitetsproduksjon i EU i 2016	
Teknologi	Andel [%]
Vannkraft	36
Onshore vindkraft	27
Biomasse	12
Solenergi	11
Andre(eks tidevann, bølge, biogass)	14

Tabell 1: Tabell som viser fordelingen mellom ulike teknologier for fornybar produksjon av elektrisitet i EU i 2016. (19)

Årlig vekstrate for fornybar elektrisitetsproduksjon i EU 2005-2016	
Teknologi	Vekst [%]
Solenergi	48
Offshore vindkraft	28
Biogass	16
Onshore vindkraft	13
Vannkraft	0

Tabell 2: Tabell som viser vekstraten til ulike teknologier for fornybar produksjon av elektrisitet i EU i årene 2005-2016. (19)

Selv om vannkraft i dag står for 36% av den fornybare elektrisitetsproduksjonen i EU i 2016 som demonstrert i tabell 1 hadde teknologien en vekstrate på 0% i årene i 2005-2016 som vist i tabell 2. Dette skyldes at veksten er så liten at den er neglisjerbar, noe som demonstrerer at vannkraft er en moden teknologi hvor de store prosjektene som står for omtrent halvparten av det totale potensialet i regionen allerede er ferdig utbygget og at flere av de ikke utbygde, gunstige lokasjonene nå etterhvert er vernet. Viktigheten av

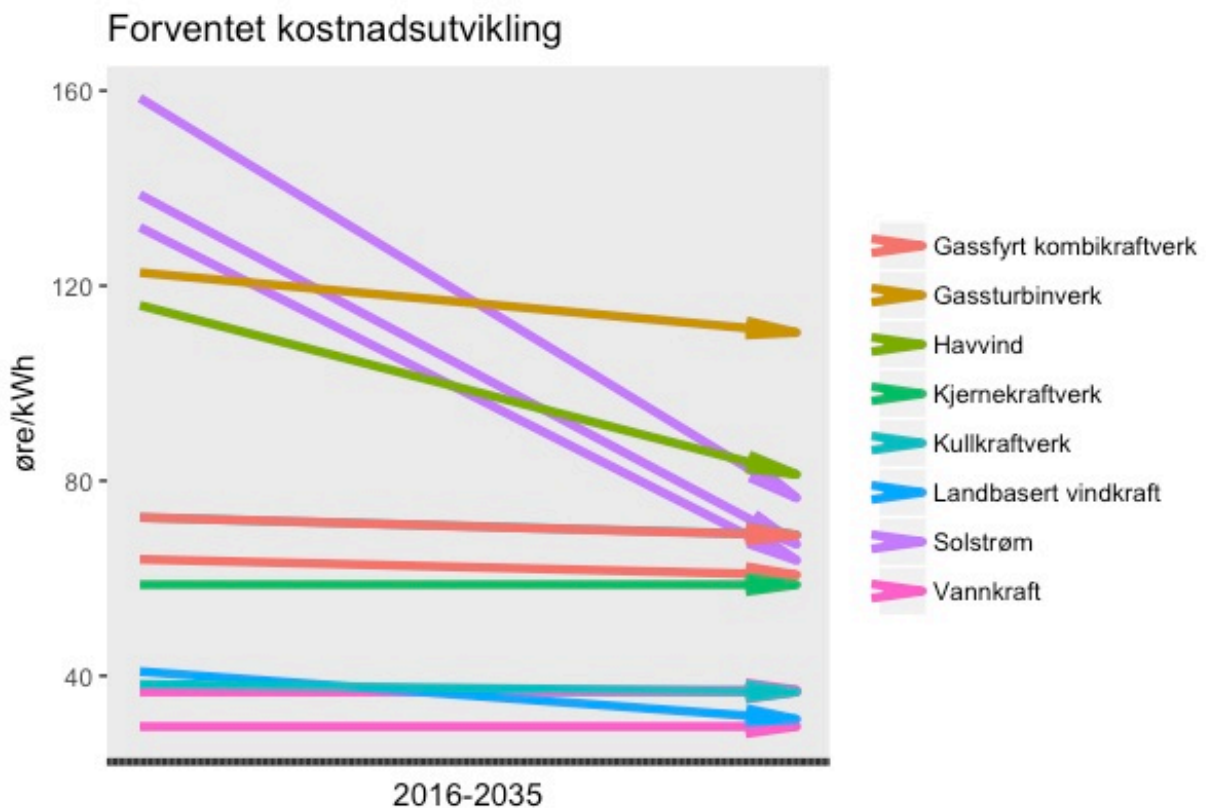
vannkraft er likevel stor også i årene som kommer. På grunn av sin regulerbarhet ved hjelp av magasiner er vannkraften unik i sammenhengen fornybar energi, og den gir dermed den nødvendige fleksibiliteten som skal til for å implementere andre ikke-regulerbare energikilder i stor skala. Solcellepaneler og vindturbiner produserer strøm bare når solen skinner og vinden blåser, mens nedbør og smeltevann kan lagres i reservoarer og benyttes nettopp ved anledninger hvor andre fornybare kilder ikke produserer nok til å møte etterspørselen. Faktisk er vannkraft en mer effektiv regulator enn termisk produksjon. Strøm kjenner heller ikke landegrenser ettersom store overføringskabler trekkes mellom de europeiske landene. Dette gjør at norsk vannkraft er viktig for balansen mellom tilbud og etterspørsel også utenfor landets grenser, en rolle som vil være stadig viktigere i årene som kommer ved strømsalg til andre deler av Norden og resten av Europa.(19) Dette er det mulig å lese mer om i delkapittelet *nordpool spot* på side 55.

Verdien av magasinkapasiteten i Norge, målt i kroner og øre, er på grunn av denne regulerbarheten stor. I et innlegg i Dagens Næringsliv fra 05.10.2015 sammenlignes verdien av norske magasiner mot energilagring i Teslas batteripakker for husbruk. Prisen i 2015 var 3500 dollar for et batteri som kunne lagre 10kWh strøm, og det var anslått at denne prisen raskt skulle synke til 1/3. Likevel betyr dette at den norske magasinkapasiteten er verdt det samme som ti oljefond. Forfatterne påpeker likevel at dette kan endre seg i framtiden, da batteriteknologien har stort forbedringspotensial og at prisene i denne sektoren er antatt å synke. (20) Like vel er det et viktig poeng at vannmagasiner gjør det mulig å lagre enorme mengder potensiell energi. Elektrokjemisk energilagring, lagring i energi i batterier som for eksempel i Teslas Litium-ion-batterier, står for 991 av verdens energilagringsprosjekter ifølge department of energi global energy storage database. (21) Fordelt på disse prosjektene er det lagret 3297 MW energi. Til sammenligning er det 350 realiserte pumpekraftverkprosjekter, og disse lagret til sammen 181 190 MW energi. Energilagringspotensialet i vannkraften er altså enormt.

Vannkraft er ikke bare viktig i europeisk, nordisk og norsk sammenheng. FNs bærekraftsmål nummer 7: ren energi for alle, sier at alle skal ha tilgang til pålitelig, bærekraftig og moderne energi til en overkommelig pris, og at det innen 2030 skal være en betydelig økt andel av verdens energiforbruk som er dekket av energi fra fornybare kilder. (22) Bærekraftsmål nummer 13 er å stoppe klimaendringene. Produksjon av energi er gjennom utslipp av klimagasser den største bidragsyteren til klimaendringene verden opplever. Dette betyr at en viktig del av løsningen er fornybare energikilder og utfasing av fossil energi. Her har vannkraft en viktig rolle å spille, ettersom dette er den fornybare energikilden hvor teknologien gir høyest virkningsgrad, lengst levetid på prosjektene og best CO₂-ytelse. (23) International Energy Agency publiserte en markedsanalyse; *Renewables 2018*, en prognose for fornybare teknologier fra 2018 til 2023. (24) Analysen fastslår at fornybare energikilder vil vokse med 20% og til slutt dekke 12,5% av den globale energietterspørselen i 2023. Størst er det antatt at veksten vil være for fornybar elektrisitet. Andelen elektrisk energi som kommer fra fornybare kilder vil øke, og vil trolig dekke 30% av etterspørselen innen 2023 mot 24% i 2017. I løpet av perioden 2018-2023 er det forventet at 70 % av veksten i energisektoren vil være elektrisitet fra fornybare kilder, hvor solenergi vil stå for den største økningen. Likevel vil vannkraft være den største fornybare kilden også i 2023.

Vannkraft er også økonomisk konkurransedyktig mot andre fornybare teknologier, noe som betyr at selv om de mest gunstige, største lokasjonene allerede er utbygd vil det være mulig å bygge ut andre, mindre gunstige områder ettersom kostnaden er lav. For å sammenligne ulike teknologier kan man bruke begrepet LCOE eller *Levelized Cost of Energy*. Uttrykket er samlet kostnad for bygging og drift av et kraftverk delt på samlet produksjon gjennom et anleggs levetid, og oppgis i kr/kWh. Dette gjør LCOE til et nyttig verktøy for å sammenligne kostnadsnivået til ulike energikilder, noe Norges vassdrags- og energidirektorat har gjort i en rapport med tittelen *kostnader i energisektoren* publisert i 2015. (17)

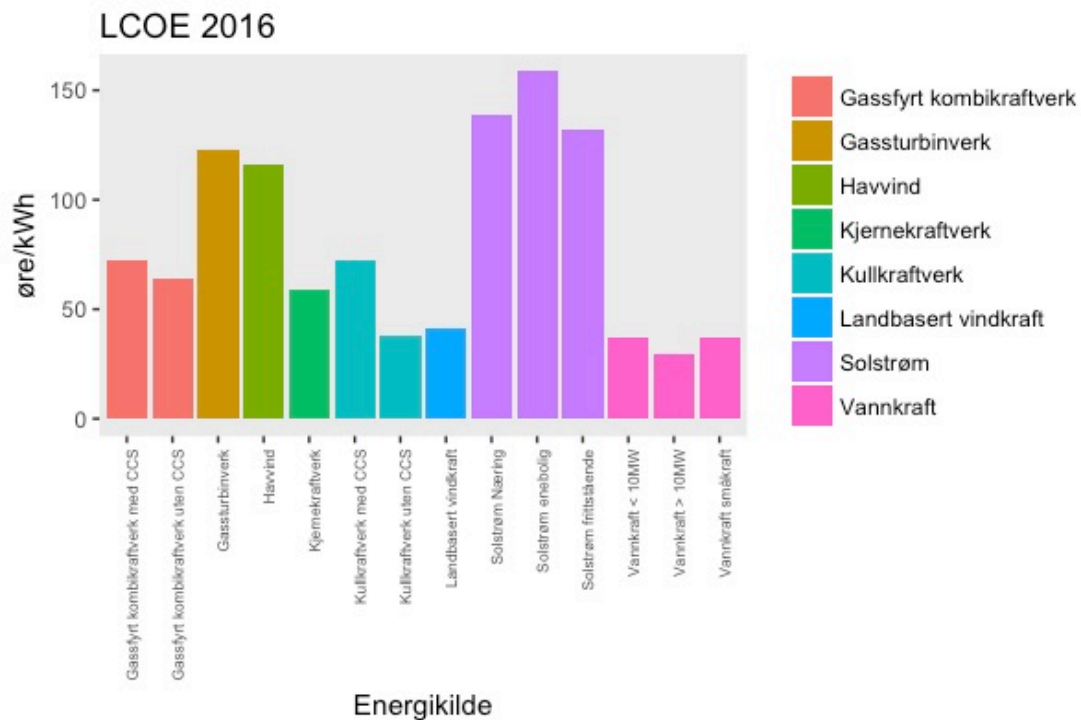
I Norge har vannkraft ifølge rapporten den desidert laveste energikostnaden på i gjennomsnitt ca. 0,25 kr/kWh, med en spredning fra rundt 0,1 kr/kWh til nærmere 0,7 kr/kWh. De påfølgende teknologiene er onshore vindkraft, kullkraft uten fangst og lagring av karbon, og kjernekraft, men alle disse teknologiene har en kostnad på omlag 0,45 kr/kWh. I vannkraften står selve byggingen for majoriteten av utgiftene. Kraftverkene har lang levetid og drift- og vedlikeholdskostnadene er lave. Det er heller ikke brensel- eller utslippskostnader. Grunnen til at også vannkraftverk med energikostnader på nærmere 70 øre/kWh kan være økonomisk forsvarlige å bygge ut til tross for at for eksempel vindkraftprosjekter kan være billigere å bygge ut, er vannkraftens regulerbarhet eller det enkelte prosjektets effekt.



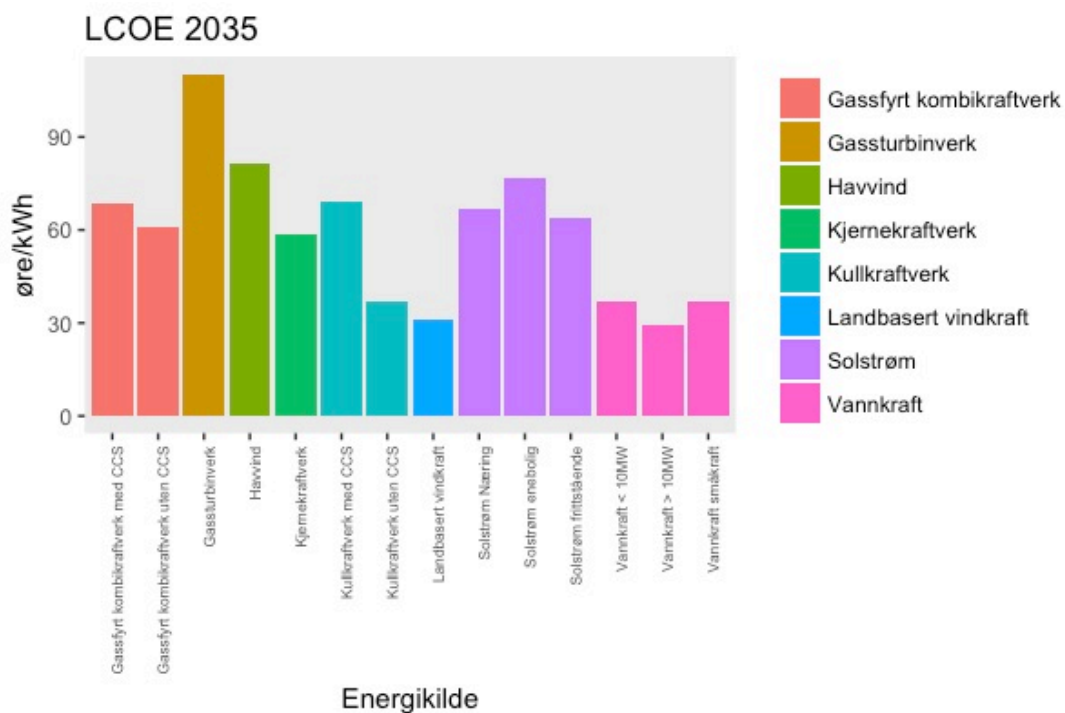
Figur 1: Forventet kostnadsutvikling for ulike produksjonsteknologier mellom 2016 og 2035 basert på NVE-rapporten *kostnader i energisektoren fra 2015*. Solkraft har tre kurver: for små, private installasjoner, for næringsbygg og for større, frittstående installasjoner. Gassfyrte kombikraftverk kommer både med og uten karbonfangst og -lagring. Vannkraftverkskurvene finnes både for små og store kraftverk. Figuren er utarbeidet av enerWE.(25)

En framskriving av energikostnadene for ulike teknologier til 2035 kan sees i figur 1, og den viser at vannkraft fremdeles vil være billigst med et prisnivå likt det vi ser i dag, men at bransjen i større grad vil oppleve konkurranse fra onshore vindkraft som trolig vil bli

redusert med 15% i løpet av 20-årsperioden fra 2015-2035. Også off-shore vindkraft vil trolig oppleve en reduksjon i energikostnad på ca. 40 %, mens solenergi vil ha en 30% reduksjon. (17, 25) Figurene 2 og 3 vist på neste side viser LCOE for de ulike energikildene i 2016 og den forutsette LCOE for de samme teknologiene i 2035.

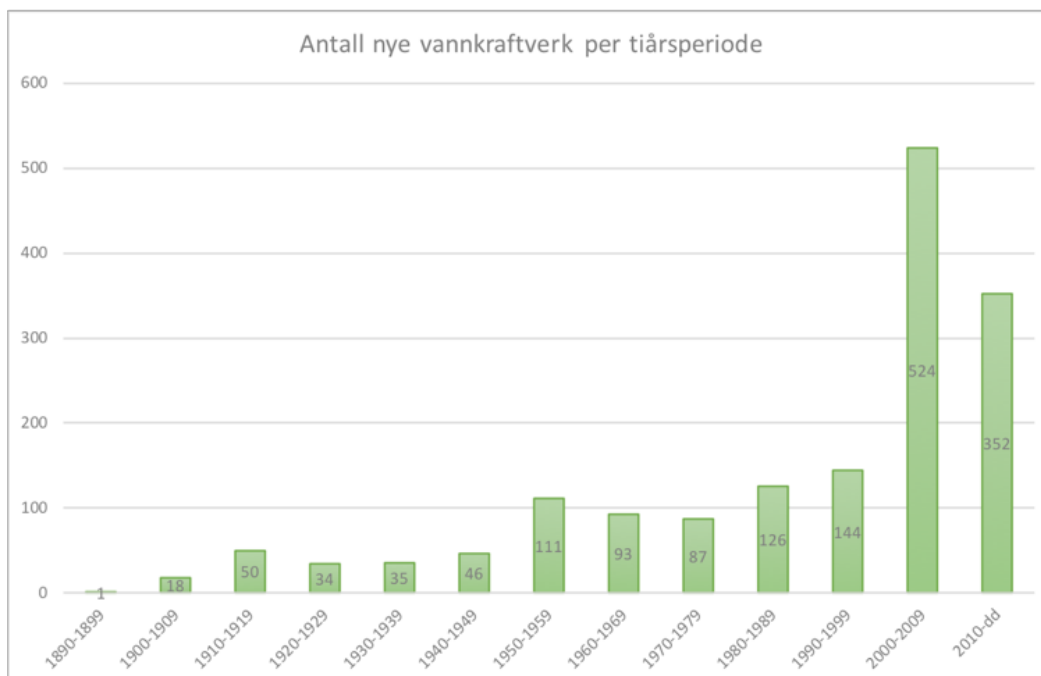


Figur 2: LCOE i øre/kWh for ulike energikilder i 2016. Figuren er utarbeidet av EnerWE. (25)

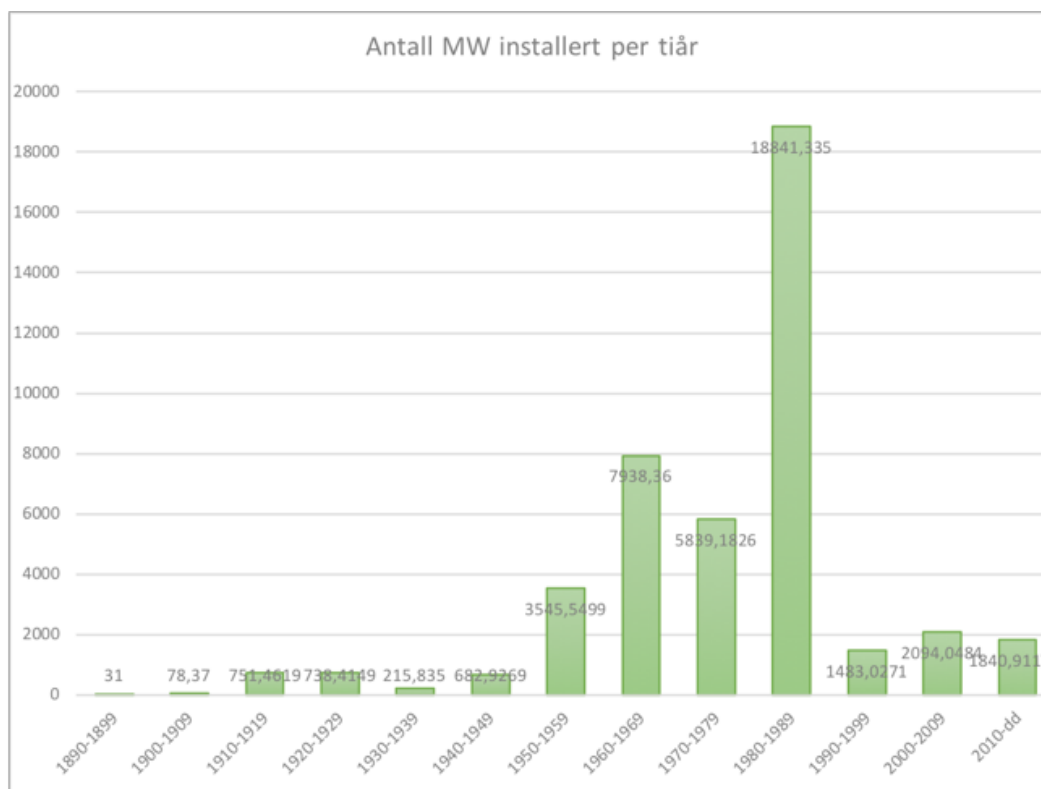


Figur 3: Forventet LCOE i øre/kWh for ulike produksjonsteknologier i 2035. Figuren er utarbeidet av EnerWE. (25)

Vannkraft er også mulig å bygge i en rekke ulike størrelser og kan i stor grad tilpasses den enkelte lokasjon. Som nevnt tidligere er de fleste største og enkleste prosjektene allerede utbygd. Diagrammet i figur 4 er basert på vannkraftdatabasen til NVE og viser antall nye vannkraftverk per tiårsperiode. Diagrammet i figur 5 viser antall MW installert i løpet av hver tiårsperiode basert på samme datasett som strekker seg fra 1890 til 2018:



Figur 4: Antall nye vannkraftverk per tiårsperiode fra 1890 til nedlastningsdata for datasettet; 19.10.2018. (26)



Figur 5: Antall installerte MW vannkraft per tiårsperiode fra 1890 til nedlastningsdata for datasettet; 19.10.2018.(26)

Det er tydelig fra diagrammene i figur 4 og 5 at selv om det har vært åpnet langt flere kraftverk enn tidligere de siste tjue årene, er det ikke installert særlig mange MW. Det ble installert flest MW vannkraft på åttitallet spesielt, men også sekstitallet skiller seg ut som en periode med store utbygginger. Dette viser at kraftverk bygget i senere tid gjerne har mindre installert effekt enn større kraftverk bygget ut tidligere. Selv om de 83 kraftverkene med installert effekt over 100 MW står for over 60 prosent av den midlere årsproduksjonen ved inngangen av 2019, gir også mindre kraftverk et betydelig bidrag med 10,7 TWh. (12) Dette demonstreres i tabell 3:

Kategori	Antall	Ytelse [MW]	Midlere årsproduksjon [TWh]	
<1 MW	571	184	0,79	
1-10 MW	715	2518	9,91	
10-100 MW	257	9545	42,23	
>100 MW	83	20010	82,12	
Pumper	30	---	-0,16	
Totalt	Kraftverk	1626	32257	134,91

Tabell 3: Vannkraftpotensialet i Norge per 1.1.2019. Tabellen er hentet fra NVE. (12)

Den høye alderen til en del norske vannkraftverk kan by på utfordring i et kraftmarked i endring. Disse kraftverkene ble i hovedsak bygget med tanke på jevn drift og færrest mulig start og stopp, og vannkraftens rolle som regulator av andre fornybare produksjonsmetoder gir mer effektkjøring og større belastning på vannkraftmaskinene. Blant annet er skovler, lagre og vannveier utsatt for utmatting og slitasje (27). Dette er en tendens som gjorde seg gjeldende allerede ved åpningen av det nordiske kraftmarkedet i 1990, og et økt antall havari som en konsekvens av et endret kjøremønster ble raskt et faktum. I en artikkel i Teknisk Ukeblad i 2005 presenteres statistikk fra leverandøren og serviceaktøren Alstrom som slår fast at det i årene 2000-2005 har vært en sterk økning i utforutsette stanser av alvorlig karakter. Dette kan delvis skyldes en aldrene kraftverkspark, men også blant annet mer effektkjøring. (28)

Økonomisk betydning av norsk vannkraft

Norske kraftselskaper er i hovedsak eid av staten, fylkeskommuner eller kommuner, noe som gjør at utbyttet fra kraftproduksjonen i stor grad blir inntekter til offentlig sektor. Kommuner og fylkeskommuner eier 52% av produksjonskapasiteten, staten, gjennom Statkraft, eier 36%, og private selskaper eier 12%. Dette er vist i figur 6. Under kategorien private selskaper finner vi også for eksempel Norsk Hydro hvor staten eier nærmere 44%.



Figur 6: Diagram som viser eierskapsfordelingen i norsk vannkraft mellom ulike sektorer.

De fleste av landets kommuner har inntekter fra kraftutbygging, enten ved eierskap i et kraftselskap eller som vertskommune for produksjonsanlegg. I 2014 utgjorde kommunenes kraftinntekter 5,2 milliarder kroner. (29)

Det er heller ikke bare eierskap i kraftselskaper som gir økonomisk gevinst – verdikjeden er mye lenger. Den inkluderer alt fra utvikling av ny teknologi, entreprenørvirksomhet, konsulentvirksomhet, leverandørindustri og mer til. Dette gir et viktig tilskudd til det lokale og sentrale næringslivet og et behov for variert og verdifull kompetanse. Dette gir økt kjøpekraft, noe som skaper arbeidsplasser også i andre næringer. Fornybarnæringen sysselsetter 20 000 årsverk, inkludert ansatte i nettverksnæringen som er ytterligere omtalt på side 54(30). Kompetansen norsk vannkraftbransje sitter på er også en vare det er mulig å selge til utenlandske aktører, noe regjeringen i energimeldingen 2015-2016 uttaler at de ønsker å satse tyngre på i årene som kommer. Det skjer store satsninger på fornybar energi over hele verden, og man forventer årlige investeringer i vannkraften på omlag 50 milliarder kroner fram mot 2030.(17)

Det foregår også mye handel av strøm med våre naboland. Dette sikrer at norske kraftprodusenter i nedbørsrike år vil få bedre betalt for strømmen de produserer enn hva de ville ha fått dersom de kun skulle selge innenfor landets grenser. Dessuten gir import av strøm i tørre perioder lavere priser for forbrukerne og større forsyningsikkerhet.

Dette viser tydelig at reduserte kostnader i vannkraften vil gagne det offentlige Norges økonomi ved at stat, kommuner og fylkeskommuner kan hente ut større utbytte fra kraftproduksjonen. Dette vil være mulig blant annet ved å effektivisere vedlikehold i kraftverkene.

Hva er vannkraft?

Vannkraft er utnyttelsen av den potensielle energien fra vannmasser i høytliggende magasin eller den kinetiske energien til vannmasser i bevegelse til å produsere strøm.

Når man skal produsere strøm i et magasin kraftverk utnyttes den gravitasjonelle, potensielle energien til vannmasser lagret i et høytliggende magasin. Vann slippes ned vannveien mot kraftverket, og gravitasjonen gir vannet en akselerasjon. Den potensielle energien blir derfor omgjort til kinetisk energi når vannmassene settes i bevegelse gjennom fallet fra magasinet til kraftverket, og det er denne kinetiske energien som driver kraftverkets turbin.

Overgangen fra potensiell til kinetisk energi kan beskrives med følgende ligning:

$$mgh = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}\rho Vv^2 \quad (1)$$

Hvor m er massen til det fallende vannet, g er tyngdens akselerasjon, h er antall meter vannet faller, v er vannets hastighet, ρ er vannets tetthet og V er volumet av vannet.

Virkningsgraden til et kraftverk forteller hvor effektivt kraftverket er. Det er en faktor uten benevning, ofte oppgitt i prosent, som representerer tapene som finnes i systemet ved maksimal last. Her er det snakk om kraftverkets *totale virkningsgrad*, selv om man andre sammenhenger kan snakke om virkningsgraden til enkeltkomponenter. Har man for eksempel $\eta_{\text{turbin}}=0,89$, $\eta_{\text{generator}}=0,93$ og $\eta_{\text{transformator}}=0,99$, vil dette gi en total virkningsgrad $0,89*0,93*0,99=0,819$.

Kraftverkets effekt er gitt som energi per tidsenhet multiplisert med kraftverkets virkningsgrad, η :

$$P = \frac{mgh}{t} * \eta \quad (2)$$

Benevning for effekt er watt [W], men når det snakkes om vannkraft blir ofte heller kilowatt [kW], megawatt [MW], gigawatt [GW] eller terrawatt [TW] benyttet.

Den kinetiske energien vannet får når det renner gjennom rørgater eller tunneller fra magasin til kraftverk driver vannkraftverkets turbin. Den totale energien som kan genereres gjennom kraftverket er gitt som *effekt*tid* ved følgende ligning:

En kilowatt er tusen watt: kW = W * 10 ³
En megawatt er en million watt: MW = W * 10 ⁶
En gigawatt er en milliard watt: GW = W * 10 ⁹
En terrawatt er en billion watt: TW = W * 10 ¹²

$$P = \eta \rho Q g h = \eta \dot{m} g h \quad (3)$$

Hvor P er total mengde produsert effekt, η er kraftverkets virkningsgrad ved maksimal last, ρ er vannets tetthet, Q er vannstrømmen [volum/tid], g er tyngdens akselerasjon, h er antall meter vannet faller, og \dot{m} er massestrømmen til det fallende vannet.

Ligning 3 viser at den totale effekten man får ut av et kraftverk er proporsjonal med to parametre, nemlig gjennomstrømningsvolum og fallhøyde. I tillegg er virkningsgraden som en viktig faktor.(31)

For å vite hvor mye energi det er mulig å få ut av en kubikkmeter vann som strømmer gjennom turbinen, bruker man begrepet *energiekvivalent*. Denne er gitt som:

$$EEKV = \frac{\rho g \eta h}{3600 s} \quad (4)$$

Hvor ρ er vannets tetthet, g er tyngdens akselerasjon, h er antall meter vannet faller, η er kraftverkets virkningsgrad ved maksimal last og 3600 s representerer antall sekunder i en time. Dette vil gi en faktor med enheten

NVEs vannkraftdatabase

Database fra Norges vassdrags- og energidirektorat med informasjon om alle norske kraftverk. Det finnes info om lokasjon, tekniske data, eierskap, installert effekt, kraftverkets alder, fallhøyde, slukeevne og energiekvivalent med mer.

[kWh/m³]. Energiekvivalenten er viktig for å si noe om hvor effektivt et kraftverk er, og den er oppgitt blant annet i NVEs vannkraftdatabase. Gjennomsnittlig energiekvivalent for norske kraftverk beregnet fra NVEs vannkraftdatabase 23.01.2019 er 0,46 kWh/m³.(32, 33)

Det er også greit å ha kjennskap til begrepet *energipotensial*. Energipotensialet forteller hvor mye energi det er mulig å hente ut på en bestemt lokasjon. Det kan være potensialet til et vassdrag som helhet eller det kan være deler av et større elvenett. Ved beregning av energipotensialet trekker man fra flomtap og vannslipp forbi turbinen grunnet for eksempel minstevannføring eller vannføring mindre enn turbinens minimale slukeevne.

$$E_{pot} = EEKV Q_{\text{år}} \quad (5)$$

$Q_{\text{år}}$ er den årlige flowen ved inntaket og $EEKV$ er energiekvivalenten som beregnes som vist over. Informasjon om $Q_{\text{år}}$ kan finnes på flere måter. Dersom en utbygging virker aktuell vil det ofte bli foretatt målinger av vannføring på den aktuelle lokasjonen. Det finnes også flere verktøy som automatisk beregner blant annet vannføringen, og disse kan benyttes i et tidlig stadium av planleggingen.(33)

Ulike kraftverk – ulike funksjoner

Ulike kraftverk har gjerne ulike funksjoner. Selv om hovedoppgaven til vannkraftverk alltid vil være å forsyne befolkningen med elektrisitet fra en fornybar energikilde, har ulike kraftverk også ulike roller i det totale samspillet mellom produsenter, distributører og konsumenter. Såkalte grunnlastverk dekker grunnbehovet for strøm. Dette er gjerne større kraftverk med jevnt tilsig og stabilt høy produksjon gjennom hele året. Noen av disse kraftverkene går på full belastning året rundt, så lenge forholdene tillater det. Forbruket til konsumentene er likevel ikke like jevnt som produksjonen til grunnlastverkene. For å dekke etterspørselen kjøres såkalte effektverk for å balansere ut for toppene i etterspørselen, altså skruer disse kraftverkene opp produksjonen i perioder med høy etterspørsel. Til tross for at både grunnlast og topper i etterspørselen er dekket, er det viktig at spenningen og frekvensen i nettet opprettholdes. Dette gjøres av stabiliseringsverkene. Disse har gjerne høy regulerbarhet og kjapp reaksjonstid, til og med i vannkraftsammenheng.

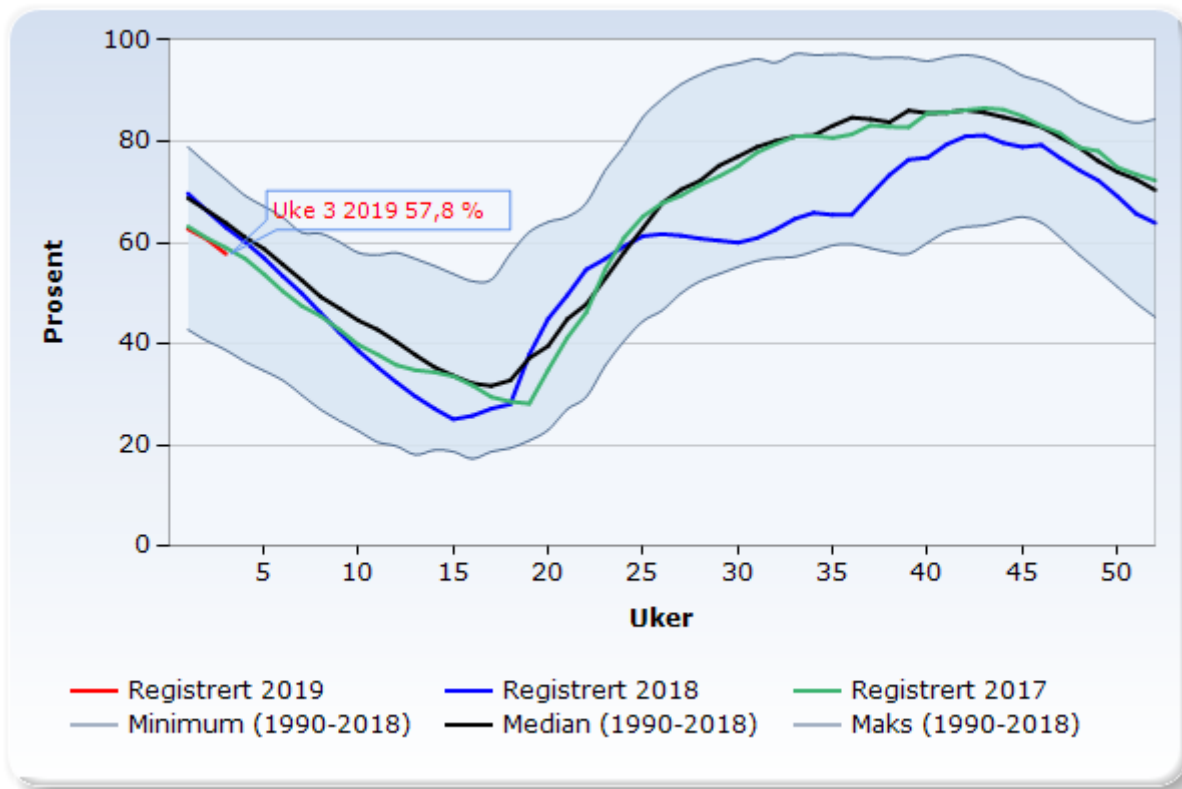
Magasin

Magasiner er naturlige eller kunstige innsjøer hvor kraftverk henter vannmassene til produksjonen fra, gjerne via en tunnel eller en rørgate i terrenget. Høydeforskjellen mellom inntaket i magasinet og kraftverket er med på å avgjøre hvor mye strøm som kan genereres fra vannmassene. Magasinene muliggjør altså lagring av vann fra perioder med mye regn eller kraftig avsmelting til tørrere perioder, og de gjør det mulig å benytte nettopp de nødvendige vannmengdene nødvendig for å produsere den etterspurte mengden elektrisk energi på et gitt tidspunkt. Dette gjør ikke bare vannkraften til en fornybar energikilde, men også til en regulerbar.

Kunstig skapte magasiner er ofte skapt ved at en damkonstruksjon, en demning, er bygget ved eller i nærheten utløpet til en naturlig innsjø. Slik økes volumet i magasinet, og man kan lagre mer energi i form av større vannmasser.

Norge har svært gunstig geografi for vannkraftproduksjon med høye, bratte fjell over store deler av landet og stabilt relativt store nedbørmengder. I mai 2015 publiserte Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) en oversikt over magasinkapasiteten i Norge, som da var på 86,5 TWh, noe som tilsvarte en økning på 2,2 TWh sammenlignet med den siste beregningen gjort i 2004. Av de litt over 1600 kraftverkene som da var i drift var 608 av dem såkalte magasinkraftverk. Det er energiekvivalenten til disse kraftverkene, målt i kWh/m³ som benyttes når volumet i vannet i magasinene skal regnes om til lagret energi. (34) Hver onsdag klokka 13 publiserer NVE sin *vassmagasinstatistikk*. Statistikken bygger på informasjon om fyllingsgraden til magasiner som tilsammen står for 97,5 % av den totale magasinkapasiteten i Norge. De resterende 2,5% med magasinkapasitet er altså ikke med i denne ukentlige statistikken.

Historikk fra NVE viser at magasinene gjerne er på sitt mest oppfylte mellom uke 25 og 45, det vil si i sommer og høstmåneder som juli, august og september. På disse tidspunktene kommer mye av nedbøren som regn, og magasinene er velfylt av smeltevann fra vinternedbør som falt som snø og tilsig fra isbreer som har smeltet i årets varme måneder. Den laveste fyllingsgraden ser man gjerne mellom uke 10 og 20, det vil si i vårmåneder som mars og april. Det er lavt tilsig i forkant av denne perioden. Mye av nedbøren som har falt i de foregående månedene har falt som snø, og vårsmeltingen og regn har enda ikke riktig klart å fylle magasinene. Tiden i forkant av disse ukene er også preget av lave temperaturer og dermed høyt strømforbruk og tilsvarende høy produksjon. (35)



Figur 7: Diagram for magasinfyllingen for hele Norge laget for uke 3 2019. Konstruert av NVE med data for magasiners fyllingsgrad.(35)

Selv om de historiske dataene i diagrammet vist i figur 1 er de mest interessante, kan man også studere dataene for nettopp uke 3 2019, uken diagrammet er laget for. Magasinfyllingen var ved utgangen av denne uken 57,8 %, noe som var en nedgang på 2,9 prosent fra uken før. Medianen for årene 1990-2018 var til sammenligning 63,9 %, altså har landets magasiner i uke 3 2019 lavere fyllingsgrad enn hva som har vært normen fra tidligere år. (36) Slike sammenligninger kan man gjøre hver uke hele året, for alle tidligere uker siden målingene startet.

Magasin som flomvern

Magasiner til vannkraft er også en del av det mest effektive flomvernet her til lands. Når det forventes store nedbørsmengder eller stor snøsmelting taper kraftprodusentene i forkant ned sine magasiner slik at vannet kan lagres i magasiner for å jevne ut de verste flomtoppene. Kraftselskaper med reguleringsmulighet har et samfunnsansvar i slike situasjoner. Det er likevel knyttet en viss usikkerhet til om tilsiget til magasinene blir så stort som forutsett, og kraftverkseier risikerer dermed gå på økonomiske tap. Tross usikkerheten vil denne reguleringsmuligheten bli enda viktigere i årene som kommer, ettersom vi kan vente oss mer ekstremvær og kraftigere flommer som følge av endringer i klima. (37)

«Erstatningen etter flomskader er mer enn tredoblet siden 2010. Vi dokumenterer i dag verdien av at den regulerte vannkraften gir mindre flom og færre skader,» sier Oluf Ulseth, administrerende direktør i Energi Norge til NRK i en artikkel fra mars 2018. (38) Artikkelen ble skrevet på bakgrunn

Energi Norge:
Interesse- og
arbeidsgiverorganisasjon
for kraftbransjen

av at en rapport utarbeidet av Multiconsult på oppdrag fra nettopp Energi Norge ble publisert på samme tidspunkt. Rapporten ser på verdien av vassdragsreguleringer for reduksjon av flomskader, og viser at det er store variasjoner i nytteverdien avhengig av omkringliggende bebyggelse og grad av regulering. Et tenkt tilfelle i rapporten viser til at det ble estimert omlag 5 millioner kroner per år i økt flomskade dersom vannstanden i Selbusjøen i Trøndelag holdes 1 m høyere om sommeren enn hva som gjøres i dag. Rapporten trekker også fram et eksempel fra en høstflom på Vestlandet i oktober 2014. Hele flommen førte til skader på omtrent 1,2 milliarder kroner. Bygdene Flåm og Odda fikk alene flomskader til en verdi av over 500 millioner kroner, mens regulerte vassdrag i nærheten ikke opplevde skader overhodet. (39)

Rapporten påpeker også at dersom det ikke hadde vært for regulering av vassdrag, ville bebyggelsen rundt vært bygd med tanke for skadeflommer, og dermed ville det vært færre flomutsatte bygninger. Naturvernforbundet uttalte at rapporten og utspill om vannkraftens rolle som flomsikrer er med på å legge økt press på ikke utbygde vassdrag, og omtaler det hele som et bakholdsangrep. (38, 39)

Dammer

Magasiner er som nevnt innsjøer som lagrer vannmasser for framtidig kraftproduksjon. Disse innsjøene har ofte vært naturlige innsjøer hvor volumet er økt ved at det er bygget en demning i de lavest liggende delene av terrenget. På denne måten blir vassdraget oppdemt og mengden lagret vann økes. Demninger som dette omtales gjerne som dammer, og er en type vassdragsanlegg. NVE definerer begrepet på følgende måte i sin veileder for klassifisering av vassdragsanlegg:

«En dam er et byggverk som demmer opp vann i en innsjø eller elv. Dammes eksistens fører til at vann kan lagres i et magasin.»

Demninger har vært bygget i lange tider, for eksempel til å samle opp vann som kunne drive sagbruk og møller, for å kunne bedrive tømmerfløting, eller til jernverk og gruvedrift. Blant disse tidlige dammene var trekistedammer og murdammer de dominerende damtypene. Dagens damkonstruksjoner er gjerne topp moderne gravitasjonsdammer eller platedammer i betong, eller fyllingsdammer av nøye oppbygde jord og steinmasser.

I nyere tid er altså de fleste dammer bygget for å konstruere magasiner til vannkraftproduksjon, og ifølge NVEs nasjonale database for vassdragsanlegg er det i dag registrert ca. 3000 dammer rundt om i landet. Denne databasen omtales gjerne bare som damdatabasen SIV, hvor SIV står for sikkerhet i vassdrag. Her kan eiere av vassdragsanleggs selv legge inn informasjon om vassdragsanlegg, kompetanse, tilsyn og saksbehandling, og denne innrapporterte informasjonen blir så benyttet av NVE til å beregne gebyr for tilsyn av anleggene med tanke på sikkerhet. Konsekvensene kan nemlig bli store dersom noe skulle skje med et vassdragsanlegg. (40, 41)

Vassdragsanlegg

Definert i lov om vassdrag og grunnvann:

«bygning eller konstruksjon i eller over vassdrag, bortsett fra luftledninger.»

«dammer og vannveier med tilhørende konstruksjoner» (6)

Eksempler (11):

- Dammer
- Vannveier som kanaler, tunneler og rørgater
- Luker og ventiler
- Sluser
- Porter
- Propper

01.01.2010 tredje forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg (damsikkerhetsforskriften) i kraft. Formålet er å «fremme sikkerhet ved vassdragsanlegg og forebygge skade på mennesker, miljø og eiendom.» (6) Flere grep tas for å oppnå dette, blant annet stilles det krav til konstruksjon og drift av anlegg. Vassdragsanlegg deles også inn i fem ulike konsekvensklasser for å kartlegge deres skadepotensial på mennesker, eiendom og miljø. Konsekvensklassen tildeles fra delen av vassdragsanlegget hvor skadepotensialet er størst.

Konsekvensklasse 0

Tidligere omtalt som uklassifiserte vassdragsanlegg. Disse anleggene vil ved brudd, svikt eller feilfunksjon ha ubetydelige konsekvenser for mennesker, miljø og eiendom. Anleggene oppfyller følgende kriterier:

- Damhøyde mindre enn 2 m
- Oppdemt magasinvolym mindre enn 10 000 m³
- Frittliggende, nedgravde og innstøpte trykkrør der $p \times D < 0,2$
- Stenge-/tappeorgan der $p \times A < 0,2$

<p>p = største statiske trykk [MPa] D = innvendig diameter på rør [m] A = lysåpningsareal på stenge-/tappeorgan [m²]</p>
--

Konsekvensklasse 1

Dette er konsekvensklassen med nest minst skadepotensial. Oppfyller følgende kriterier:

- Midlertidig oppholdssted tilsvarende mindre enn én permanent boenhet, beregnet ut fra NVEs veileder for klassifisering av vassdragsanlegg.
- Brudd, svikt eller feilfunksjon vil føre til skader på mindre trafikkert veg eller annen infrastruktur.
- Brudd, svikt eller feilfunksjon fører til skade på miljøverdier eller fremmed eiendom.

Konsekvensklasse 2

- 1-20 boenheter.
- Brudd, svikt eller feilfunksjon fører til skader på middels trafikkert veg, jernbane eller annen infrastruktur med stor betydning for liv og helse.
- Brudd, svikt eller feilfunksjon fører til stor skade på viktige miljøverdier eller stor skade på fremmed eiendom.

Konsekvensklasse 3

- 21-150 boenheter.
- Brudd, svikt eller feilfunksjon fører til skade på sterkt trafikkert veg eller jernbane, eller annen infrastruktur med stor betydning for liv og helse.
- Brudd, svikt eller feilfunksjon fører til stor skade på spesielt viktige miljøverdier eller spesielt stor skade på fremmed eiendom.

Konsekvensklasse 4

- Mer enn 150 boenheter.

Ut ifra dette blir det tydelig at to identisk bygde vassdragsanlegg kan havne i ulike konsekvensklasse, med alt dette måtte medføre av ekstra gebyr og tilsyn, kun fordi de er plassert på ulike lokasjoner. (42)

Laster på dammer

Laster er belastningene fra krefter en dam er under påvirkning av. Det er viktig å være klar over disse ulike lastenes størrelse og virkning for å best mulig kunne ruste en dam for påkjenningene den kan komme til å måtte gå gjennom. Slik sikrer man mennesker, miljø og eiendom fra eventuelle konsekvenser av for eksempel et dambrudd. Man kan dele inn lastene som virker på en dam i tre undergrupper; statiske-, dynamiske-, og ulykkeslaster.

Statiske laster

Statiske laster er laster som ikke vil endres (nevneverdig) gjennom fasen som undersøkes, samt laster som sannsynligvis vil være tilstede under store deler av dammens levetid. Blant de statiske lastene en dam utsettes for finner man lasten de fleste nok tenker på når de tenker på damlaster, nemlig det hydrostatiske trykket. Vanntrykket virker i hovedsak oppstrøms dammen, men for eksempel ved en overløpsdam vil det finnes et basseng ved damtåen og man vil da få et vanntrykk også nedstrøms dammen. Dette kalles gjerne bakvann.

Det finnes også et annet hydrostatisk trykk, nemlig det indre vanntrykket. Denne lasten omtales gjerne som oppdrift. Årsaken til dette er trykk fra vann inne i porer og sprekker i fundamentet og i dammen selv, og dette vil gi en reduksjon i den gravitasjonelle kraften fra dammens tyngde. Det sier seg selv at denne lasten er av størst betydning i store gravitasjonsdammer, og at en reduksjon i poretrykk og oppdrift dermed vil kunne redusere dammens masse og dermed også dens konstruksjonskostnad. Indre vanntrykk kan reduseres ved hjelp av drenering.

En annen statisk last er dammens egenlast, vekten av dammen. Denne lasten er relativt grei å beregne nøyaktig ut fra informasjon om dammens materialer og mål.

I Norge og andre kjøligere deler av verden er det også viktig å vite noe om isstrykket. Dette er trykk fra ismasser som gjennom vinteren endrer volum på grunn av temperatursvingninger. Vann viser en økning i volum når temperaturen synker under 4 grader celsius, og den når sitt maksimale volum ved -4 grader celsius. Isen sprekker opp og fryser igjen gjentatte ganger, og vil utsette dammen for en linjelast der hvor isen møter dammen. Dette er en mindre enkel last å beregne, særlig fordi is er plastisk, og fordi trykket derfor i stor grad avhenger av tempoet på temperatursvingningene. Ved enkelte lokaliteter er det også viktig å beregne isens løftekraft. Dette er en aktuell problemstilling dersom vannstanden økes etter at et isdekke er fastfrosset til dammen. Her kan også laster som følge av tele, snø og bølger nevnes.

Vassdrag fører med seg løsmasser, og disse sedimentene vil falle til bunns og samles opp når strømmene er roligere. Det er med andre ord perfekte forhold for sedimentære avsetninger oppstrøms en dam. Dersom disse massene for hope seg opp langs dammen vil de være en statisk last. Denne lasttypen kan også omtales som dynamisk ettersom den ikke alltid vil oppstå over lengre perioder. (43, 44)

Dynamiske laster

Det finnes også eksempler på laster som er ikke-statiske, nemlig dynamiske krefter slik som kraften fra vannet i et overløp. I overløpsdammer eller i soner av dammen hvor det er overløp, tar man utgangspunkt i en dimensjonerende overløpshøyde, det vil si vanddybden i overløpet, og former overløpet etter vannets bane ved denne dybden. Så lenge vanddybden holder seg på overløpshøyden vil ingen krefter virke på dammen. I en situasjon med liten vannføring vil noe vann «hvile» på overløpet og virke med en liten kraft på betongen under.

Hvis man derimot studerer en flomsituasjon hvor vanddybden er større enn den dimensjonerende overløpshøyden, vil vannet forsøke å løfte seg fra betongunderlaget. Dette skaper et undertrykk som kan skade dammen, men slike flomscenarier er ekstraordinære og de fleste dammer tåler slike belastninger helt fint for kortere perioder. Verre er det dersom dårlig utforming av overløpet fører til slike undertrykk og påfølgende luftinnslipp i vannmassene. Dette fører til rykkvise undertrykk som igjen kan føre til skadelige vibrasjoner.(43)

Dersom damkronen også fungerer som veibane, vil det tilføres krefter fra kjøretøy. Dette inkluderer krefter fra bremsing, gravitasjonelle krefter fra kjøretøy og alle andre krefter man kan forestille seg kunne oppstå grunnet veibane på damkronen.

Dynamiske krefter omhandler også friksjons-/vibrasjonskrefter som følge av bruken av luker og ventiler i damkonstruksjonen. (44)

Ulykkeslaster

Disse lastene opptrer ved uvanlige tilfeller, som ulykker, ekstremvær eller naturkatastrofer. Det kan være at lastebilen fra kjørebanelen på damkrona kjører utenfor og skader dammen, det kan være økt vanngjennomstrømming i en fyllingsdam, økt bølgeskade som følge av flodbølger, jordskjelvskader, skred eller eksplosjoner. (44)

Innføring i viktige kraftverkskomponenter

I den påfølgende delen vil det bli gitt en innføring i de viktigste komponentene i et vannkraftverk, samt vanlige feil på disse og hva de skyldes.

Turbinen

Turbinen omgjør hydraulisk energi til mekanisk rotasjonsenergi. Begge er former for kinetisk energi. Det strømmende vannet driver turbinens løpehjul, altså er det lett å tenke på turbinen som kanskje den aller viktigste komponenten i et kraftverk ettersom det er her vannet faktisk utfører arbeid.

Hvis man ikke vet hva et løpehjul er, er det greiest å tenke seg et vannhjul. Det er likevel store forskjeller på et klassisk vannhjul og dagens vantturbiner. I et vannhjul er vannet mellom bladene nesten stillestående, altså er kraften som virker på bladene et resultat av det ulike trykket langs skovlen. I en moderne turbin derimot, er det vannets kinetiske energi som driver turbinens løpehjul rundt. Løpehjulet er altså et hjul med utstående skovl, blader eller skåler som blir dyttet på av energien i vannet. Dette hjulet er koblet til en aksling som igjen fører rotasjonen over til generatoren.

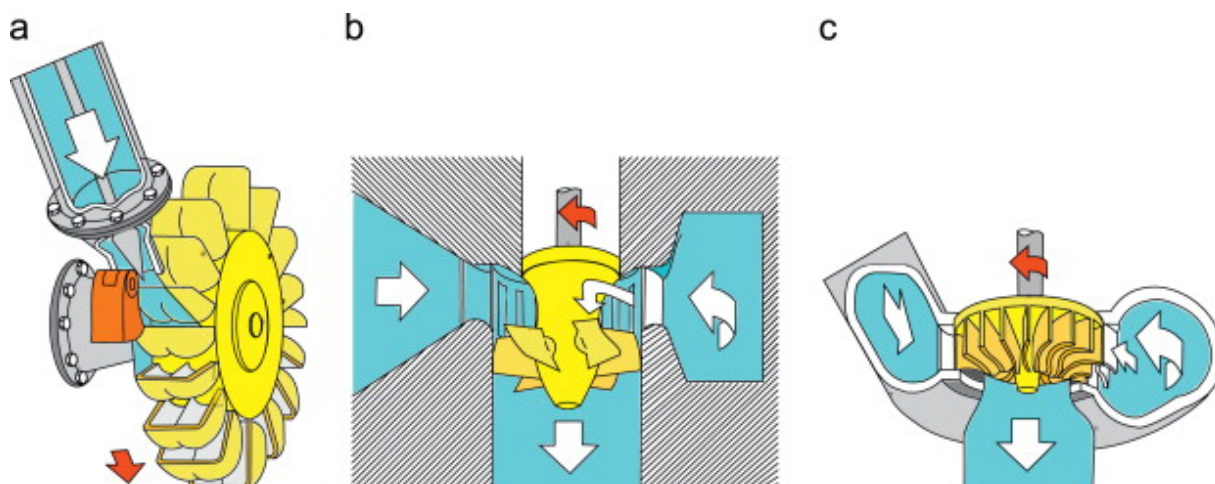
Turbiner kan deles inn i to hovedgrupper; *impulsturbiner* og *reaksjonsturbiner*.

Impulsturbiner har løpehjul hvor skålene er festet. Disse bladene roterer stort sett i luften bortsett fra når de blir truffet av en høyhastighets vannstrøm. Reaksjonsturbiner er derimot helt neddykket, og trykket endrer seg ettersom vannet strømmer gjennom og avgir energi. Dette medfører at en slik turbin krever innkapsling for å tåle trykkforskjellene, i motsetning til en impulsturbin som, hvis det ikke var for vannsprut og -søl, like gjerne kunne stått fritt.(45)

Virkningsgraden til turbiner er svært høy (i området 90%) og avgjøres i stor grad av turbinetype (de viktigste er presentert i neste delkapittel) og vannstrøm. Når vannstrømmen avtar, oppstår et dropp i virkningsgrad. (46)

Ulike turbiner

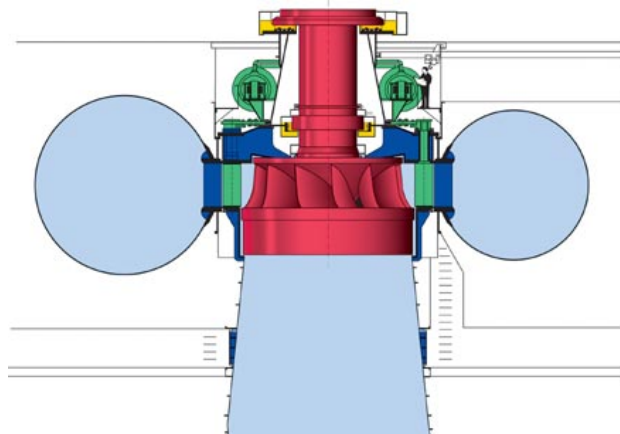
I seksjonen under er de vanligste turbintypene gjort rede for. Disse er også vist i figur 8:



Figur 8: Presentasjon av de vanligste turbintypene som i tekstform er presentert i de påfølgende delkapittelene. I figuren vises turbiner av type a) pelton, b) kaplan og c) francis.(47)

Francis

Francisturbinen er oppkalt etter sin oppfinner James Francis i 1849. Turbintypen er vist i figur 8c og i figur 9. Dette er en reaksjonsturbin, altså er løpehjulet helt neddykket, med svært stort anvendelsesområde, og det er derfor også den vanligste turbintypen. Den ideelle fallhøyden er mellom 50 og 500 meter, men den benyttes både for større og mindre fall, og den dekker gjerne området mellom Pelton- og Kaplan-turbiner (beskrevet nedenfor). Den har litt høyere maksimal virkningsgrad enn Pelton-turbinen, men denne reduseres kraftig dersom maskinen må kjøres med liten vannføring.



Figur 9: Francisturbin. Figur fra Voith-Siemens.

Når vannet strømmer gjennom en Francisturbin, overføres energien fra vannets moment til skovlene i løpehjulet. Dette skaper trykkforskjeller mellom innløp og utløp til turbinen.

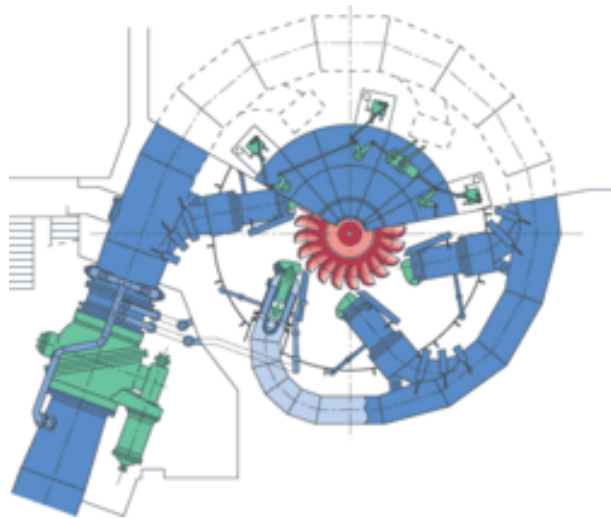
Ettersom Francisturbinen er en reaksjonsturbin er den innkapslet og vil fra utsiden ligne litt på et sneglehus som kan være både horisontalt og vertikalt oppstilt. Oppstillingen avhenger ofte av størrelsen: små turbiner er gjerne horisontale, mens større turbiner er vertikale. Etter turbinen er det gjerne montert et sugerør som gjør at også høyden mellom turbin og undervann også utnyttes. Dette er ekstra viktig ved lave fallhøyder ettersom meterne mellom turbin og undervann her vil utgjøre en større del av den totale fallhøyden. I forhold til en Pelton-turbin vil man typisk få to meter ekstra fall. Francisturbinen er også den vanligste turbintypen i pumpekraftverk. (33, 46, 48)

Pumpekraftverk-turbin:

I pumpekraftverk brukes det spesielle turbiner av typen Francis som kan virke i begge retninger – både som pumpe og turbin. Det som skiller slike turbiner fra vanlige Francis-turbiner er antallet skovler. Pumpekraftverksturbiner har færre enn vanlige turbiner, typisk $\frac{1}{3}$ eller $\frac{1}{4}$ av antallet skovler en vanlig Francis-turbin på samme lokasjon ville hatt. (49) Det finnes også pumpekraftverk hvor pumpe og turbin er separat. I slike tilfeller deler vannveien seg i to rør hvor det ene går til en pumpe og det andre går til en turbin. Rørene møtes så igjen. Produsenten har, avhengig av ønsket funksjon, mulighet til å endre vannveien: når vann skal pumpes opp går det gjennom pumpen, når vann skal brukes til produksjon går det via turbinen.

Pelton

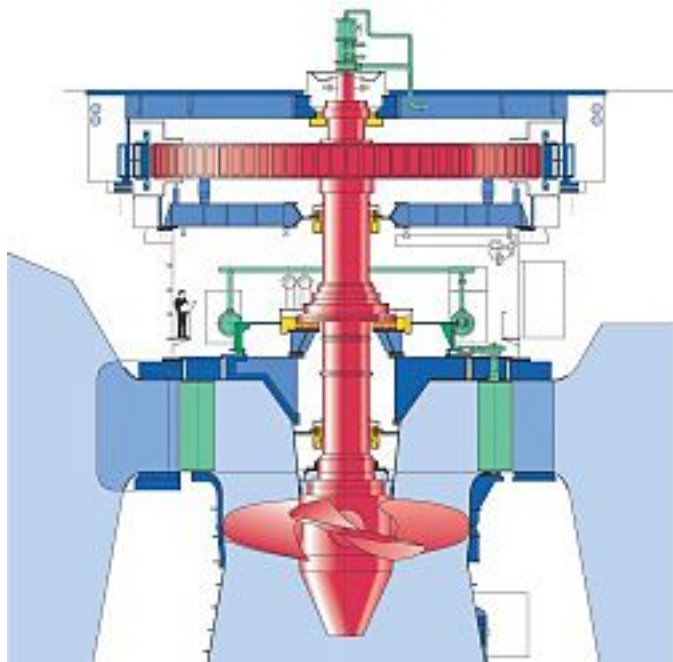
Peltonturbinen er en impulsturbin med et løpehjul med skovler formet som skåler langs ytterkanten, oppfunnet av Lester Pelton i 1889. Denne er vist i figur 8a og i figur 10. Vannet sprøytes inn på skålene gjennom 1-6 dyser, slik at det overføres en impuls som gir rotasjon av løpehjulet i turbinen. Den øvre begrensningen på seks dyser kommer av at dette er det største antallet det er mulig å ha uten at strålene kolliderer med hverandre. Muligheten for det høye antallet dyser gjør at det er fint mulig å kjøre maskinen kun på dellast, og i disse tilfellene vil virkningsgraden være bedre enn på en Francisturbin. Ellers har Peltonturbinen ganske likt bruksområde som Francisturbinen, men benyttes gjerne ved liten vannføring sett i forhold til fallhøyde. (33, 46, 48)



Figur 10: Peltonturbin. Figur fra Voith-Siemens.

Kaplan

Kaplan turbinen er, i likhet med Francisturbinen, en reaksjonsturbin, noe som betyr at den er innkapslet i en spiralromme (sneglehus). Denne turbintypen er demonstrert i figur 8b og i figur 11. Turbintypen er oppfunnet av Viktor Kaplan i 1912. Kaplan turbinen ligner på Francisturbinen både i bruksområde, maksimal virkningsgrad og på virkemåte, men selve løpehjulet er ulikt. I en Kaplan turbin er løpehjulet formet som en propell med vridde blader. Dette vil gi god virkningsgrad, selv når vannføring og fallhøyde varierer, men den benyttes gjerne primært for store vannføringer i forhold til fallhøyde, gjerne når fallhøyden er 50-60 meter.(33, 46, 48)



Figur 11: Kaplan turbin. Figur fra Voith-Siemens.

Farer for turbin

Kavitasjon

Når en væske strømmer gjennom et rør med kun ett innløp og ett utløp, vil like mye væske nødvendigvis passere et hvilket som helst snitt av røret per tidsenhet. Dette gir oss en kontinuitetsligning for en stasjonær strøm med et inkompressibelt fluid som sier at fluidstrømmen vil være den samme for ethvert tverrsnitt, som vist i ligning 6:

$$\rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 \quad (6)$$

Hvor ρ er fluidets tetthet, A er areal og v er hastighet. Indeksene 1 og 2 er indikatorer på to ulike tverrsnitt i røret, altså to ulike punkter i vannveien.

En energibevaringslov i fluidmekanikken er Bernoullis ligning, ligning 7. Den sier noe om bevaringen av kinetisk energi fra fluidets bevegelse og potensiell energi på grunn av fluidets høyde. Forutsetninger for ligningen er at fluidet er inkompressibelt og ikke-viskøst, at strømmingen er stabil, laminær og uniform, og at væskens hastighet ikke endres under observasjonen. Vann er tilnærmet inkompressibelt på væskestadiet; når trykket øker, øker trykket på omgivelsene. Man tenker at vann ikke vil komprimeres og bli mindre i volum under trykk.

Bernoullis ligning, ligning 7, forteller at summen av trykk, potensiell og kinetisk energi per volumenhet vil være konstant i et hvert punkt i vannveien. Det er altså en ligning for energibevaring, som slår fast at summen av energi i en masse (i denne sammenheng: vann) vil være konstant:

$$p_1 + \rho g h_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = p_2 + \rho g h_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 \quad (7)$$

Hvor p er trykk, ρ er fluidets tetthet, v er fluidets hastighet, g er gravitasjonell akselerasjon og h er fluidets høyde. Indeksene 1 og 2 er indikatorer på to ulike tverrsnitt i røret, altså to ulike punkter i vannveien.

Ledd 2 og 5 kan gjenkjennes som potensiell energi, og ledd 3 og 6 kan gjenkjennes som kinetisk energi. Ledd 1 og 3 gjenkjennes som energi fra trykk. Leddene er enheter av energi per volumenhet.

Ved normalt atmosfærisk trykk (1 bar) fordampes vann ved 100 grader celsius. Dersom dette trykket avtar vil vannet fordampe ved lavere temperaturer, for eksempel vil fordampning skje ved bare 18 grader celsius dersom trykket er 20 mbar. Akkurat i overgangen mellom vann og damp er vannet i termodynamisk likevekt med dampen – like mange vannmolekyler går fra vann til damp som fra damp til vann. Trykket ved dette punktet kalles damptrykk, altså er damptrykket 20 mbar ved 18 grader celsius og 1 bar ved 100 grader celsius.(31)

Hvis man ser for seg to identiske vannveier med jevnt tverrsnittareal, hvor den ene har en høyt plassert turbin (1) og den andre har lavt plassert turbin (2), ser man fra ligning 6 at hastigheten til fluidet vil være lik i begge tilfellene. Dette gjør at leddene 3 og 6, leddene som representerer systemets kinetiske energi, blir like. Premisset er at høydene h er ulike for de

to systemene. Høyden opp til h_1 er større enn høyden opp til h_2 . Da vet man fra Bernoullis ligning (7) at trykket fra vannet ved turbin 1 er lavere enn trykket ved turbin 2. Dette kan man også tenke seg rent intuitivt: turbin 2 har mer plass til vann over seg enn hva turbin 1 har, og vil derfor også ha en større vekt hvilende på seg. Det er økonomisk gunstig å plassere en turbin høyt, altså ved lave trykk.(48)

Hvis man igjen tenker seg to ulike systemer, hvor høydene h her er like, så vil leddene som representerer potensiell energi være like for de to tilfellene. Den ene vannveien (2) har i dette tilfellet en innsnevring som gjør at fluidets hastighet vil øke ved turbin 2. Det blir da tydelig fra Bernoullis ligning at trykket ved turbin 2 må være lavere enn ved turbin 1 fordi fluidhastigheten ved turbin 2 er større enn ved turbin 1.

Disse trykkforholdene som oppstår som følge av turbinhøyde, tverrsnittareal og tilhørende fluidhastighet gir rom for et fenomen som kalles kavitasjon. Dersom trykket i vannet synker tilstrekkelig til at damptrykket ved den aktuelle temperaturen nås, vil deler av vannet fordampe til små bobler, såkalte kaviteter. Dette fenomenet, dannelsen av luftbobler i vannveien grunnet trykkforhold og temperatur, er kavitasjon. Dette kan potensielt være til stor skade i vannkraftanlegg. Kavitetene, luftboblene, tar opp plass i vannveien, og fører til at tverrsnittet A minker, noe som igjen vil medføre energitap. De største farene ved kavitasjon oppstår likevel når trykket begynner å øke. Økt trykk fører til at kavitetene klapper sammen til vann, og dette fører igjen til vibrasjoner og støt på omgivelsene. Dersom disse støtene blir kraftige nok kan bruddgrensen til de omkringliggende materialene nås, og det vil oppstå tæring. Disse skadene kan gjerne gjenkjennes som små bulker eller hull i overflaten til turbinbladene, noe som gir økt friksjon.

Selv om det kan være vanskelig å unngå kavitasjon helt i vannkraftanlegg, er det viktig å begrense det. En måte å gjøre dette på er å sørge for at trykket alle steder i vannstrømmen er høyere enn damptrykket ved de temperaturene som forventes. Dette begrenser sugehøyden, høyden mellom turbin og undervann. I en reaksjonsturbin vil hastigheten til vannmassene være størst ved utløpet fra løpehjulet. Da følger det at trykket også er lavest her, og at dette punktet er mest utsatt for kavitasjon. Kavitasjon kan altså forsøksvis unngås ved å øke trykket eller minke hastigheten ved utløpet fra turbinen. Sistnevnte gjøres gjerne ved å øke rørdiameteren i avløpet.(31, 48)

Generator

Kraften fra de fallende vannmassene blir overført til mekanisk rotasjonsenergi i turbinens løpehjul. En roterende aksling overfører så energien videre til generatoren, kraftverkskomponenten som genererer elektrisk energi. Denne komponenten består i hovedsak av en roterende og en stasjonær del. Den stasjonære delen kalles statoren. I statoren finnes det elektriske ledere i viklinger. Dette utgjør en slags ring som omslutter den roterende delen av generatoren som kalles rotoren. Rotoren kan i noen tilfeller omtales som polhjulet. Dette er fordi den består av en rekke poler, hvor annenhver pol er en nord- og en sørpol. To slike poler, en av hver sort, utgjør et polpar. Enhver pol må være en del av et polpar, altså vil antallet poler alltid være et partall. Når statoren roteres som følge av turbinens rotasjon, vil det bli induert spenning fordi magnetfeltet varierer, et fenomen bedre kjent som elektromagnetisk induksjon.

For generatoren er det om å gjøre å ha så høyt omløpstall som mulig, men ettersom den leverer trefase vekselstrøm med femti svingninger per sekund, strøm med frekvens på 50 Hz (i Norge), må omløpstallet velges slik at følgende ligning oppfylles:

$$\text{omløpstall} = \frac{\text{frekvens}}{\text{antall poler}} \quad (8)$$

Statoren er et skall i stål med isolering på innsiden for å unngå at stålet skal lede strøm. Rundt stålet legges det viklinger med kobbertråd.

Rotoren er drevet av en aksling som sammenkobler turbin og generator. Den sylindriske komponenten som roterer inne i statoren har par av elektromagneter, polpar, som er drevet av likestrøm fra en likestrømsdynamo. Denne likestrømmen er den såkalte magnetiseringsstrømmen. Er disse elektromagnetene slått av er det mulig for turbinen og rotoren å rotere uten at det produseres strøm. De magnetiske polene skaper et magnetfelt for hver elektromagnet, og disse magnetfeltene inducerer en spenning i kobberviklingene i statoren for hver runde de roterer, den tidligere nevnte elektromagnetiske induksjonen.

Generatorer har høy virkningsgrad, ofte over 95%. men de er store komponenter som likevel utvikler en del varme, og dette medfører at de trenger kjølesystemer. Høy virkningsgrad gir lave tap, men tapene resulterer likevel i varmeutvikling som kan skade særlig isolasjonsmaterialene i generatoren. Derfor finnes det kjølesystemer. Det vanligste for moderat store generatorer har vært luftkjøling, hvor luft suges inn i rotorsylinderen gjennom viklingene og statoren før den til slutt passerer gjennom varmevekslere hvor varmen overføres til kjølevann. Dette er et lukket system det er mulig å holde relativt tørt og støvfritt, slik at brannfaren reduseres. (48, 50)

Lager

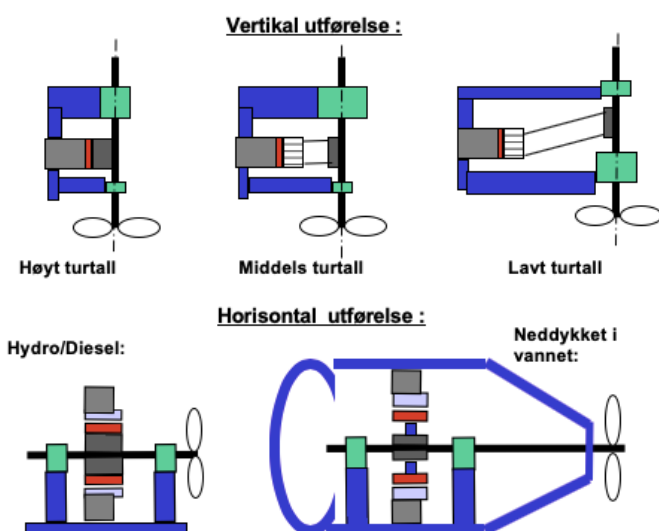
I store norske leksikon er et lager definert på følgende måte:

Maskindel som brukes til å støtte under en roterende aksel og til å holde den på plass. (51)

Norsk digital læringsarena, NDLA, definerer det slik:

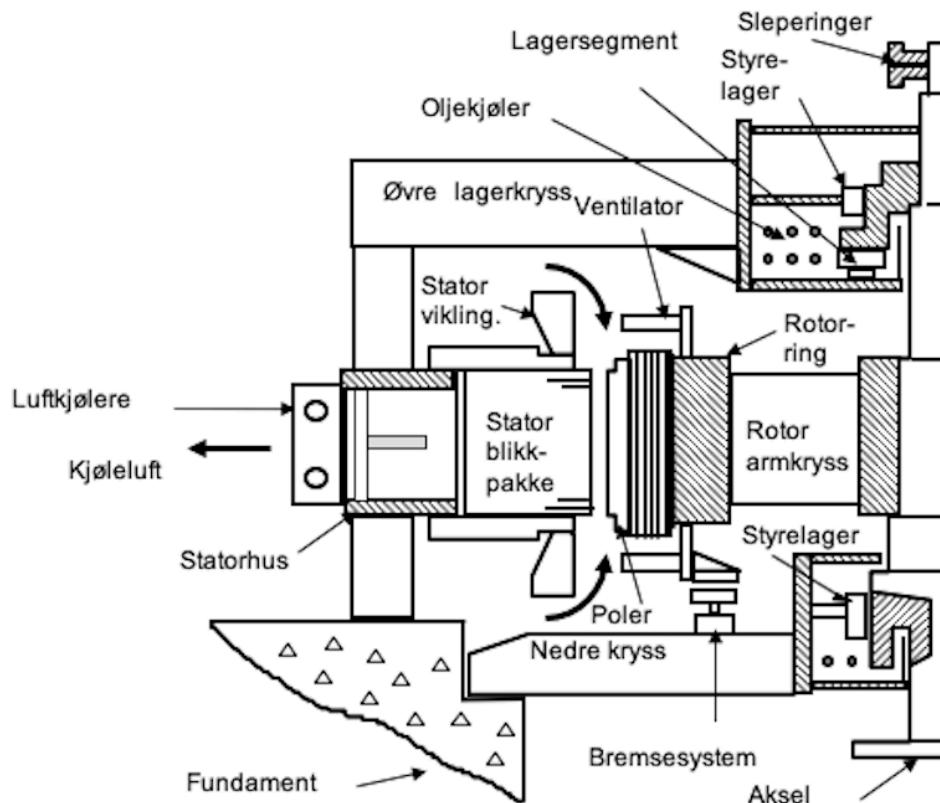
Et lager er et maskinelement som støtter opp om aksler og gjør at akslene kan bevege seg med minst mulig friksjon. [...] Lagrene tar opp krefter som virker på akslene, og holder akslene på plass i en bestemt stilling. Lagrene er bygget inn i maskinhuset slik at kreftene ledes videre. (52)

Fra disse definisjonene blir det tydelig at et lagers oppgave er å bære vekten fra de roterende delene i et maskineri og å holde dem i korrekt posisjon i tilfelle ubalanse. Disse oppgavene er fordelt mellom aksiallager eller bærelager og radiallager, også kalt styrelager. I et kraftverk med vertikal maskin, hvor turbinen ligger under generatoren, er rotorakslingen i generatoren, akslingen som får rotoren til å spinne, direkte koblet sammen med turbinakselen som roterer ut fra turbinens løpehjul. Denne felles akslingen har gjerne et styrelager både i overkant av turbinen og i underkant av generatoren for å sikre at de roterende delene holdes sentrert. Like over eller under generatoren finner man enda et lager, nemlig generatorens bærelager. Dette lageret bærer lasten fra aksel, turbinhjul og rotor samt den hydrauliske lasten, og det er derfor en av de kritiske komponentene i kraftverket. Ofte finner man at bærelageret er sammenbygget med et av styrelagrene, og dette kombinasjonslageret er da gjerne montert nært generatorens rotor. I horisontale aggregat bæres lasten av de roterende delene av radiallager, mens den hydrauliske lasten tas opp av et aksiallager som gjerne er et kombinasjonslager. (1, 48) Eksempler på vertikale og horisontale aggregat er demonstrert i figur 12.



Figur 12: Eksempler på horisontale og vertikale maskiner. Figur fra Alstroms Labroskole.(1).

Statoren i generatoren er som nevnt stasjonær, og hviler på et kraftig generatorfundament som tåler både stor vekt og rotasjonsmoment. Bærelageret hviler på et svært sterkt stålstativ som fører tyngden fra aksling, løpehjul og rotor ut på statoren eller direkte på betongfundamentet. Dette kalles armkryss. Man er da avhengig av å kjenne til stivheten til stator eller til betongen i bygget der hvor lageret hviler. (48) Store generatorer kan få rotorvekt og vanntrykk på 4000 tonn, og dette sier noe om vekten bærelager, armkryss og generatorfundament må tåle.(1)



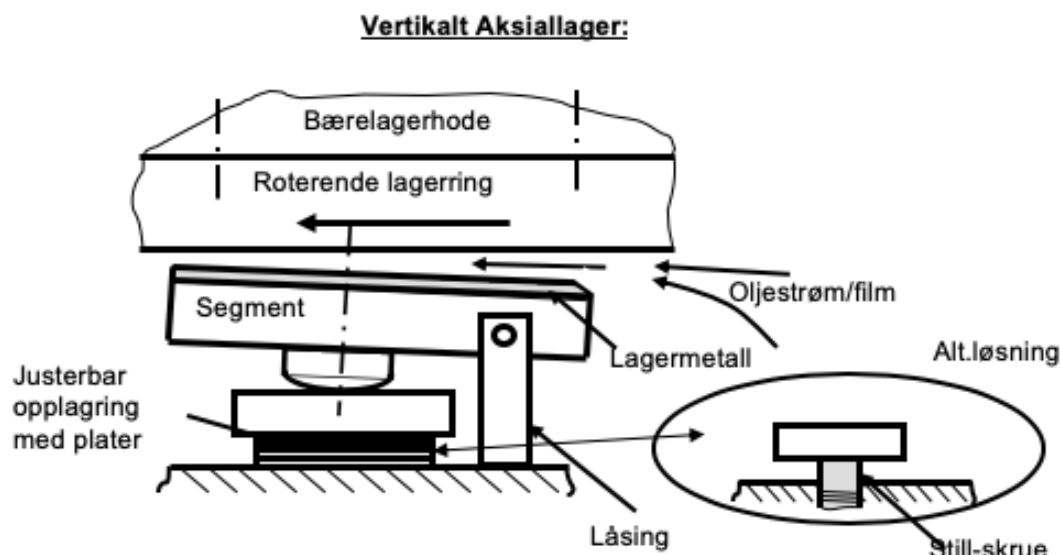
Figur 13: eksempel på skematisk tegning av en vertikal maskin. Bærelager er ikke inkludert i denne figuren, men vil gjerne være bygd sammen med øvre styrelager. Figur fra Alstroms labroskole.(1)

Lagerets oppbygging

Lager er bygget opp relativt likt uavhengig av om det er snakk om bærelager eller styrelager. Mot de roterende delene som lageret holder oppe eller holder i posisjon ligger lagersegmentene. Disse segmentene har en myk legering av lagermetall, også kalt hvitmetall, som blant annet ofte inneholder tinn, og derfor ikke er like hardt som stål. Dette bidrar blant annet til å redusere friksjon, og ved feil vil denne legeringen ødelegges før de roterende delene. Segmentene har også gjerne spor som leder lageroljen ut på lagerflatene slik at hele segmentet er smurt. Friksjonen reduseres også på denne måten. Det vanligste i vannkraftgeneratorer er slike selvsmørende lagerløsninger, hvor ingen lagersegmenter og glidning er i kontakt med hverandre – de er adskilt av en olje. På denne måten reduseres tapene i lagrene til kun væskefriksjonen i oljefilmen. Oljefilmen sikres under oppstart av maskinen ved at det er installert en trykkoljeavlastning som sørger for å presse olje inn i lagersegmentene via kanaler i lagersegmentene, noe som er særlig viktig ved start av varm maskin hvor oljen vil ha lav viskositet og dermed også lav bæreevne. Trykkoljeavlastningen stopper gjerne når generatoren kommer opp i 80-90 % turtall. Har maskinen ikke slik trykkoljeavlastning vil det ved start og stopp være en periode hvor det er kontakt mellom metalldele før oljefilmen gradvis bygges opp til en tykkelse på omlag 30-80 μm ved høye turtall. (1)

Lagersegmentene er holdt oppe eller på plass av en opplagring. Denne kan være både fiksert, stillbar eller fjærende og holder lageret på plass mot underlaget. Fikserte lager har en fast lagerkloss med en svak helling, og kalles derfor fastklosslagre. Vippeklosslagre har en asymmetrisk form slik at klossen vil vippe straks maskinen starter. De er ikke fastmontert til underlaget. Fjærende lager er opplagret av en rekke ulikt plasserte fjærer som gjør at lagersegmentene automatisk vil få korrekt stilling ved ulike belastninger og at oljefilmen får optimal tykkelse og skrånstilling.

Lagerene har også en roterende glidring som er montert på lagerhodet som igjen er festet til akslingen. Grunnen til denne delingen mellom ringen og hylsen som utgjør lagerhodet er at man ønsker å minimere kostnadene ved et eventuelt havari. (1) De nevnte komponentene kan gjenkjennes i figurene 13 og 14.



Figur 14: Skjematisk tegning av et vertikalt aksiallager. Fra Alstroms labroskole. (1)

Tap fører til varmeutvikling i lageret, noe som gjør at kjøling må igangsettes. Dette gjør at det i tilknytning til lageret finnes en varmeveksler hvor lageroljen kjøles ned ved hjelp av kaldt kjølevann. Kjølingen kan være både utvendig og innvendig. Systemer for innvendig lagerkjøling har ulik kompleksitet, men teknikken er den samme. Vann ledes gjennom rør inn i oljetanken til lageret og gjennom oljen hvor varmeutvekslingen skjer. Vannet ledes så videre ut igjen. I en utvendig kjøler er det oljen som ledes ut av lagerhuset i stedet for at vannet ledes inn. På denne måten er det mindre sjanse for forurensing av kjølevann i oljen, men til tross for fordeler som dette, er ikke denne løsningen fullt så mye brukt. Dette fordi det kreves mer arbeid i forbindelse med installasjon av anlegget: lageret med kjøling kan ikke være ferdig montert på generator før det kommer fra fabrikk, det må monteres på lokasjonen, og krever derfor flere arbeidstimer i felt. (1, 53) Aggregatet i figur 13 er tegnet med intern lagerkjøling.

Lagerolje

Et lager er som nevnt tidligere sammenføyningen mellom en bevegelig, roterende del og en stillestående del. For at den bevegelige delen skal få rotere så friksjonsfritt som mulig, er det viktig med korrekt smøring. Dette gjøres av lageroljen. En viktig faktor å betrakte når det kommer til denne smøreoljen er dens viskositet, hvor tynt- eller tyktflytende oljen er. Dette vil endre seg ved ulike temperaturer, og en varm olje har lavere viskositet enn en kald olje, og hvor stor denne endringen er avhenger av oljens viskositetsindeks. Høy viskositetsindeks medfører at oljen ikke endrer viskositet så mye ved endring i temperatur som en olje med lav viskositetsindeks. Temperaturen på lageroljen overvåkes derfor grundig,

Det er også vanlig å tilsette oljen ulike stoffer for eksempel for å hindre skumming eller begrense rustdannelse.

Et sunt lager har klar lagerolje. Er oljen svart tyder dette på forurensing, mens en glitrende olje tyder på spor av metall i lageroljen.

Overvåkning av lager

For kraftverket er lagrene vitale komponenter for å sikre normal funksjon. Lagerfeil er ofte indikatorer på feil ellers i aggregatet, og statistikk fra skader på småkraftverk <10 MW mellom 1996 og 2012 viser at lagerskader på generator eller turbin utgjør 23% av de totalt 303 skadehendelsene i perioden (27, 54). Dette tallet er vesentlig mindre for større installasjoner, noe som kan skyldes at store kraftverk er mindre påvirket av strømprisen, og dessuten står for en høyere andel av den totale forsyningen noe som gir jevnere kjøring med mindre start og stopp. Statistikken fra småkraften sier likevel mye om behovet for utstrakt overvåkning av lager i kraftverk slik at havari kan unngås og skader kan begrenses. Overvåkning av komponenter som for eksempel lager blir stadig viktigere. Dette skyldes at flere av kraftverkene i Norge begynner å dra på årene, de opplever økt slitasje som følge av nevnte effektkjøring. Statistikk fra Alstrom presentert i en artikkel i Teknisk Ukeblad viser at det skjedde en dobling av antall lagerhavari i perioden 2000 til 2005. (28) Det nordiske kraftmarked som førte til mer start og stopp, hadde oppstart i 1990, og det kan tyde på at denne effektkjøringen ble for mye for en aldrene maskinpark designet for stabil kjøring. Lagerhavari er selvfølgelig svært ugunstig, ettersom lager som nevnt er kritiske komponenter for kraftverksdriften. Reparasjonen av et lagerhavari kan ifølge leverandører til vannkraftindustrien komme på flere hundre tusen kroner, og i tillegg til dette kommer kostnader knyttet til en ikke-planlagt produksjonsstans og eventuelle vanntap som følge av fulle magasiner og påfølgende overløp. For eksempel vil Sjøna kraftverk med en installert effekt på 52 MW ved en strømpris på 40 øre/kWh ha et tap på 20 800 kr i timen.

Til tross for omfattende overvåkning og vern, vil lagerhavari gjerne oppstå og utvikle seg så raskt at det kan være vanskelig å hindre. Det er vanlig at lager har overvåkning som er knyttet direkte til aggregatets start- og stoppfunksjoner, slik at signaler kan føre til startblokkering. Det er verdt å nevne at lagerskader og påfølgende havari sjelden skyldes feil på selve lageret, men heller feil på aggregatet forøvrig. Denne påstanden gjelder for korrekt monterte, hydrodynamisk utformede lager som får god nok tilførsel av ren, temperert lagerolje. (53)

Det varierer mye fra lager til lager og fra anlegg til anlegg hva som overvåkes, men de mest sentrale instrumenteringene er like over hele linja. I denne kategorien finner vi blant annet temperaturovervåkning. Dersom feil oppstår i selve lageret eller et annet sted i systemet, vil gjerne vil gi utslag i økt lagertemperatur. Vibrasjonsnivå overvåkes gjerne også grundig, ettersom mye vibrasjon kan medføre skader som krakkelering (sprekkdannelse) i lagermetall, fester, brudd på oljefilm med mer. Økt vibrasjon er også et av de tidligste varslene om at feil eller havari er på gang. Lagerspenning eller akselstrøm er fenomen som gir svært hurtige lagerhavari. Feil på lagerisolasjonen medfører akselstrømmer som på veldig kort tid ødelegger lagerflatene. (53)

Tabell 4 viser ulike parametere som kan overvåkes for å sikre lager i vannkraftverk. Hvor denne overvåkningen kan foregå er også presentert. Tabellen er hentet fra Energiakademiet (EnergiNorge) sitt kompendium fra vannkraftgenerator drift og vedlikehold i Oslo november 2014:

Faktor	Overvåkningssted
Temperatur	Lagersegmenter, -skåler, varm og kald smøreolje, varmt og kaldt kjølevann
Sirkulasjon	Smøreolje, kjølevann
Væskemengde	Smøreolje, kjølevann
Nivå	Smøreolje i lagerhus/oljetank
Trykk	Avlastningstrykk i aksiallager, driftstrykk i smøreolje, differensialtrykk i oljefilter, driftstrykk i kjølevann, differensialtrykk i kjølevann
Lagerspenning	Over lagerisolasjon
Akselstrøm	Sirkulerende strøm i aksel/lagersystem
Vibrasjon	Armkryss, lagerbukker
Lagerbelastning	Trykkpute

Tabell 4: Mulig driftsovervåkning og overvåkningspunkt for lager i vannkraftanlegg. Tabell hentet fra delkapittel 7: overvåkning i Energiakademiets (EnergiNorges) kompendium for vannkraftgeneratorer, drift og vedlikehold i Oslo november 2014. (53)

Typiske lagerfeil

I følge forsikringselskapet Gjensidige skyldes lagerfeil gjerne et eller flere av følgende punkter (27) :

- Feil på, mangelfull eller bortfall av smøring
- Feilmontasje
- Produksjon-/materialfeil
- Setninger i bygningen eller i maskinfundamentet
- Rusing
- Transportskader

En del typiske lagerfeil og deres årsaker er presentert under:

Feil knyttet til kjølesystem

Dersom det oppstår feil på lagerets kjølesystem vil lagertemperaturen kunne bli for høy, noe som igjen kan føre til startblokkering eller utkobling av aggregatet. Dersom dette ikke gjennomføres, er faren for et lagerhavari absolutt tilstede. Derfor er det viktig å sikre riktig kjøling.

Årsaker til situasjoner med redusert kjøleevne kan være mange, hvor en årsak; groing, er forklart i neste avsnitt. Det kan også skyldes tetninger av andre grunner, lekkasjer eller svikt i pumpesystemer, og det detekteres gjerne ved hjelp av en strømningsvakt som varsler dersom strømmen av kjølevæske blir for lav. Situasjonen kan også oppdages ved at temperaturdifferansen mellom kaldt og varmt kjølevann endres: vannet strømmer saktere gjennom kjøleren og får tid til en større temperaturutveksling som dermed gir økt temperatur på varmt kjølevann. Årstidsvariasjoner i kjølevannstemperatur kalibreres for ved det enkelte anlegg.

Groing

Et problem som skaper temperaturøkning i lagerdeler og i lageroljen kan være groing i kjølevannet i lagerkjøleren. Kjølevannet som benyttes kommer gjerne fra vannveien, og til tross for filtrering kan humus føres inn i kjølesystemet. Dette fører til at slam og sedimenter samler seg opp i kjølesystem og filter, og gjennomstrømningen blir derfor lav. Det kan være økt sjanse for denne tettingen når anlegget kjøres på dellast, ettersom vanngjennomstrømningen da blir lavere. Anlegg med mye hummus i vannet, og perioder med flom og dermed mye urent vann øker sjansen for at fenomenet oppstår. Groing vil føre til økte temperaturer i lageroljen ettersom den ikke vil få tilstrekkelig kjøling, og differansen i temperatur på kald og varm lagerolje vil bli mindre enn vanlig. Sistnevnte er mulig å oppdage dersom temperaturdifferansen overvåkes på anlegg med ekstern kjøling. Dette kan igjen føre til økt temperatur i andre lagerkomponenter. For å unngå dette problemet er det viktig med filtrering av kjølevannet før det entrer kjølesystemet. Disse filtrene må overvåkes og byttes etter behov for å sikre at de er intakte og fremdeles har god permeabilitet, altså god gjennomstrømningsevne. Dette kontrolleres gjerne ved bruk av en strømningsvakt som kontrollerer strømmen av kjølevæske i systemet (53).

Kjølevannslekkasje til lageroljen

Denne problemstillingen gjelder først og fremst lager med intern kjøling hvor kjølevannet føres gjennom en kjølespiral i lageroljen. Dersom det er lekkasjer i denne kjølespiralen vil dette medføre vann i oljen, en situasjon som medfører fare for blant annet kavitasjon, og i

verste fall også havari. Kjølevannsl lekkasje oppdages gjerne ved at oljestanden øker, ved at man oppdager kondens i lagerhuset eller ved kjemisk analyse av lageroljen. Har lekkasjen pågått lenge eller er stor vil også lageroljen endre farge, slik det er vist i figur 15:



Figur 15: Lagerolje farget hvit av vannforurensing fra en defekt, intern lagerkjøler på øvre styrelager/bærelager i Fjone kraftverk. Bilde fra Tryggve Frøland i Skagerak kraft AS sin presentasjon "havari i lagerkjøler ved Fjone kraftverk".(55)

Feil knyttet til lageroljen

Lageroljen er viktig for lagerets normale funksjon, og for at denne skal opprettholdes er det viktig at det til enhver tid er rikelig tilførsel av ren lagerolje av riktig kvalitet og temperatur. Er temperaturen på lageroljen for lav kan dette medføre en såkalt oljepropp, som vil føre til at oljetilførselen til lageret blir redusert eller svikter helt. Dette kan gjerne oppstå når kraftverket kjører på delast ettersom man da vil få mindre varmeutvikling samtidig som tilførselen av kjølevann gjerne er den samme for alle lastsituasjoner. Oljen tykner til ved lave temperaturer og vil derfor kunne bli så tykflytende at smøringen blir mangelfull. Andre årsaker til at situasjoner med dårlig oljestrømning oppstår kan være for lav oljestand på grunn av ulike former for lekkasje. Dette kan være direkte lekkasje fra oljebeholderen, fra rør og ledninger, eller det kan være lekkasjer av olje i dampform dersom tetningene er slitte eller skadet. Dårlig oljetilførsel kan også skyldes en defekt oljepumpe eller tette oljefiltre som blokkerer gjennomstrømningen.(53)

Ettersom sikker oljetilførsel er en så viktig forutsetning for lagerets normale funksjon, fører feil her gjerne til varsler, alarmer eller startblokkering. Feilene påvises gjerne ved hjelp av temperaturkontroll av lageroljen, men disse sensorene har i noen tilfeller kun utslag dersom temperaturen skulle bli for høy, ikke hvis den skulle være for lav. For kald lagerolje detekteres gjerne ved at den blir for lite viskøs, og dermed vil strømningsvakter for oljesirkulasjonen kunne varsle. Tette filter vil oppdages på samme måte, og dette vil i tillegg

være et symptom på tæring og slitasje ettersom dette er en situasjon som oppstår på grunn av partikler i oljen. (53)

Oljelekkasjer

Ulike former for lageroljelekkasjer detekteres gjerne ved at oljenivåmålere varsler om lav oljestand eller ved at oljesøl oppdages ved visuell kontroll. Dette kan skyldes utette pakninger, lekkasjer i rør eller kraftig økning i oljenivå slik at oljen presses ut. (53, 55)

Partikler i oljen

Partikler i oljen kan som nevnt over gi tette oljefilter og føre til dårlig sirkulasjon av lagerolje. Partikkelforurensning kan skje som et resultat av mange forskjellige årsaker. Det kan skyldes forurensning ved etterfylling eller som resultat av utette pakninger, eller det kan skyldes avflassing eller rust i lagerhus. Dersom lagerene tæres som følge av erosjon vil det være mulig å finne partikler av hvitmetall i oljen. Partikler i oljen fører til dårligere smøring, og mulig dårlig sirkulasjon som følge av tette filtere. Det kan også føre til økt slitasje på lagersegmenter ettersom det nå finnes skurekorn i lageroljen.

Partikler i lageroljen kan i enkelte tilfeller detekteres ved visuell inspeksjon, ved at man ser at oljen glitrer eller på andre måter har endret farge. Likevel blir dette vanligvis oppdaget ved oljeanalyser. Det finnes monitører på markedet som gjør mer eller mindre kontinuerlig analyse av partikkelnivået i oljen for enda sikrere overvåkning.

Feil på trykkoljeavlastning

Feil i trykkoljeavlastningen medfører at det ikke vil være tilstrekkelig smurning under en oppstart, noe som igjen vil føre til økt slitasje på lageret. Situasjonen kan med størst sikkerhet påvises ved å måle trykket i oljeavlastningen. Redusert driftstrykk eller redusert oljemengde fra pumpen i systemet tyder på feil. Feilen kan også påvises ved at oljelekkasjer oppdages enten ved varsel om lave oljenivå eller ved at man oppdager oljesøl. Feil i trykkoljeavlastningen oppstår vanligvis i hovedpumpen, noe som fører til at reservepumpen starter. I disse tilfellene utføres det i første omgang feilsøking på hovedpumpen. (1, 53)

Krakkelering

Krakkelering er sprekkdannelser i lagermetallet som gjerne oppstår på grunn av overlaster dynamisk, vibrasjon eller skjev last. Dette gjør at den beskyttende filmen av lagerolje som ligger over segmentene vil bryte, noe som gir en situasjon hvor metall sliter mot metall. Situasjoner med krakkelering i lagermetallet vil føre til lavere bæreevne og en akutt økning i lagertemperatur. Dette vil være mulig å detektere ved visuell inspeksjon, ved temperaturovervåkning og ved deteksjon av kvitmetall i lageroljen, som igjen kan føre til blant annet forringet oljekvalitet og tette filter. (53)

Abrasjon

Abrasjon er en form for slitasje som oppstår når partikler blandes med lageroljen og lager riper i metallet. Det kan også observeres som groper eller at partikler er innpresset i lagermetallet. Personell kan også oppdage at lagerklaringen har endret seg dersom denne måles. Dersom situasjonen ikke detekteres gjennom visuell inspeksjon kan det oppdages ved metallspen i smøreoljen. Dette vil gjerne oppdages enten ved at smøreoljen glitrer, ved tette

filtre eller ved oljeanalyser. Et annet symptom er også her økt lagertemperatur, men dette er som kjent også et tegn på at svært mange andre feil kan ha oppstått. (53)

Elektroerosjon

Denne erosjonsvarianten skaper et fenomen kalt lagerstrøm. Dette er nøyaktig hva ordet tilsier at det skal være – lageret blir en strømleder fordi det er brudd, gjennomslag eller kortslutning av lagerisolasjonen. Dette er en alvorlig situasjon som fører til defekte lager og

tetningsflater, brutt oljefilm og høy temperatur. Utviklingen skjer så hurtig at det til tross for gode lagerstrømsvern gjerne raskt vil resultere i lagerhavari. Lagerstrømsvernet er den enkleste og kanskje også den vanligste måten å oppdage situasjonen på, men såkalt megging eller visuell kontroll for fargeforandringer mot matt sølv i lagerflatene gir også gode muligheter for påvisning. Lagerstrøm med utladninger over oljefilmen kan gi gropdannelser i lagermetallet som kan være synlige ved visuell inspeksjon. Det er også mulig å kontrollere akselspenning og lagerspenning. Dersom det er lav eller manglende akselspenning, eller at aksel- og lagerspenning har samme verdi vil dette tyde på lagerstrøm. (1, 53)

Megging

Megging, eller isolasjonsmåling, består i å måle resistansen i isolasjonen mellom en spenningsførende leder og jord. På denne måten finner man ut om isolasjonen fungerer som den skal og om anlegget er såkalt «tett». (7)

Transformator

Strømmen som produseres i generatoren overføres langs glatte skinner til kraftverkets transformator. Her transformeres maskinspenningen til et valgt spenningsnivå, og den sendes videre ut i nettet. Denne endringen i spenning dreier seg vanligvis om en økning, ettersom høy spenning gir lavere tap når strømmen skal transporteres gjennom nettet. Hvor stor økningen i spenning avhenger av energimengden og den avstanden energien skal fraktes. Generelt er det slik at jo lengere kraften skal fraktes og jo mer kraft som skal fraktes, desto høyere spenning for å minske tap.

Transformatoren er ofte luftisolert, og er derfor gjerne montert luftig utenfor bygget bak netting. Større transformatorer har gjerne oljeisolasjon. Disse er montert over en såkalt oljegrube, et basseng fylt med grov grus slik at eventuelt oljesøl fra lekkasjer kan fanges opp her. Oljen gjør det også enklere å lede bort varmen fra komponenten, og for små transformatorer kjøles gjerne oljen direkte mot den omkringliggende luften. For større transformatorer gjøres dette gjennom vannkjøling. (56)

Effektbryter

Dersom en feil skulle oppstå enten på generatoren eller på strømmettet er det svært viktig at det finnes en komponent som klarer å bryte maksimal effekt i systemet og på den måten koble nett og generator fra hverandre. Denne bryteren er kun for å bryte spenningen. Skal det utføres arbeid på anlegget, er man avhengig av en skillebryter som vil fungere som et godkjent skille mellom spenningsatt og ikke-spenningsatt område. Dette gjør det mulig for personell som skal utføre arbeid på anlegget å selv kontrollere at området de skal jobbe i ikke er spenningsatt ettersom bryteren gir et synlig brudd. (33)

Nett og energimarked

Det norske kraftnettet består av ulike komponenter som luftledninger, jordkabler og sjøkabler, og spenningen i disse komponentene varierer ut ifra hva som er gunstig fra tilfelle til tilfelle. 7% av all produsert kraft går til å dekke tap i nettet årlig. Kraftnettet deles gjerne inn i sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Tabell 4 viser spenningsnivåene i disse ulike delene av kraftnettet. Sentralnettet binder sammen store produsenter, som større vannkraftverk til forbruker, slik at alle, både produsenter og konsumenter, har tilgang til kraftmarkedet på tvers av regioner og landegrenser. Regionalnettet har noe lavere spenning og fordeler kraften mot større forbrukerne og mindre produsenter, så nedjusteres spenningen ytterligere og sendes ut i distribusjonsnettet hvor små forbrukere, som husstander, er tilkoblet. Nettet er dimensjonert for å tåle både etterspørselen etter effekt og energi, men først og fremst etter effekt: nettet må kunne levere nok kraft til å dekke etterspørselen i de kaldeste periodene, eller det må tåle å frakte ut produsert strøm. (17)

Spenningsnivåer i det norske kraftnettet	
Sentralnett	520 kV, 300kV, 132 kV
Regionalnett	33kV-132kV
Distribusjonsnett	>22kV

Tabell 5: Tabell som viser spenningsnivået i ulike deler av det norske kraftnettet.

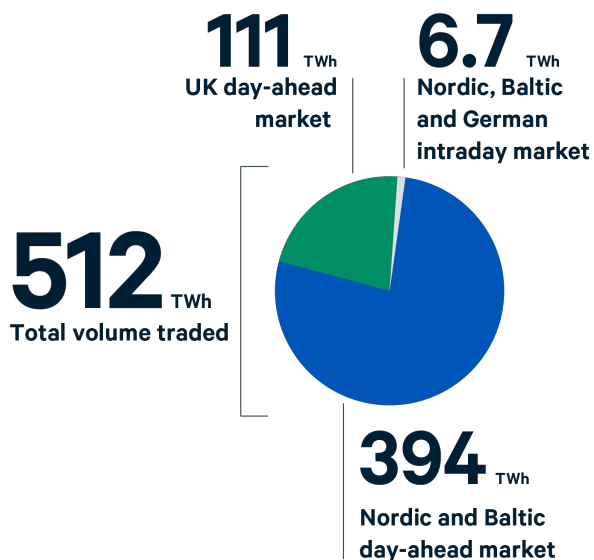
Ansvarlig for strømmettet er nettselskapene. Sentralnettet, også omtalt som transmisjonsnettet, på 11 000 km eies av Statnett. Det regionale strømmettet på ca. 19 000

km og lokale distribusjonsnett på 300 000 km eies av andre nettselskap. For å unngå at strømnnett bygges dobbelt opp i enkelte områder er det innført såkalt naturlig monopol. Dette betyr at hvert område kun har ett nettselskap, altså kan man som forbruker ikke velge å bytte ut nettleverandør, kun kraftleverandør. Monopolvirksomheten gjør at landets rundt 120 nettselskapers økonomi blir regulert av myndighetene. Nettselskapene eies også i de fleste tilfeller av staten, kommuner eller fylkeskommuner, og tilsammen har de kontroll over 98% av alle nettselskapene i landet. Inntektene til nettselskapene skjer via en nettleie som består av en fastpris og et energiledd som varierer med forbruket. (57)

Leveranser på tvers av landegrenser vil bli viktigere i årene framover. I Stortingsmelding 25 (2015-2016) påpekes det at «regjeringen ønsker å styrke forbindelsene til de europeiske energimarkedene og legge forholdene til rette for lønnsom utnyttelse av den regulerbare vannkraften. Formålet er å bidra til økt lønnsomhet for kraftproduksjon og -handel.» (58) Dette vil blant annet være mulig gjennom økt handel i Nord Pool Spot.

Nord Pool Spot

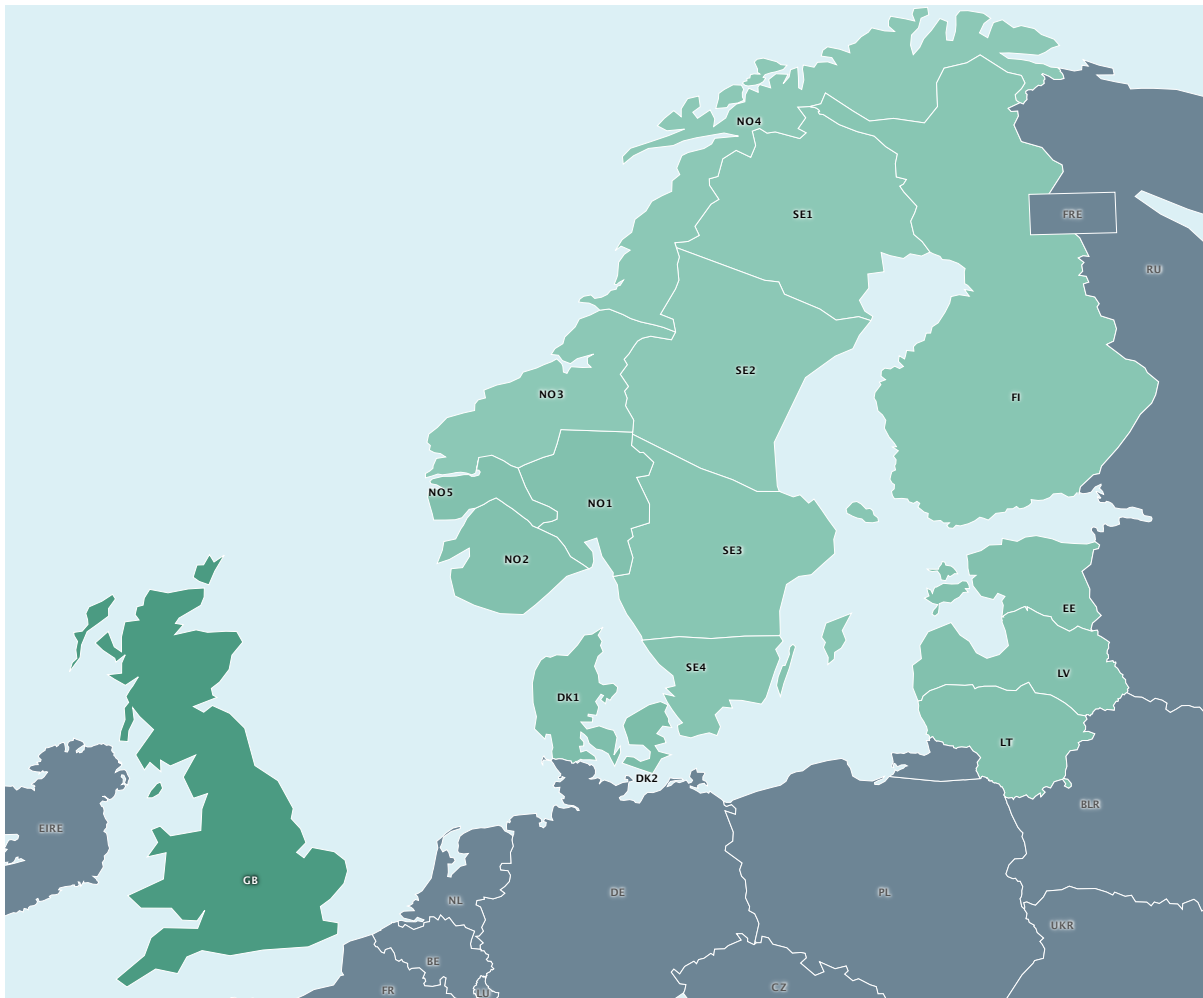
For å sikre stabil strømtilgang til forbrukere i Norge og Norden er man avhengig av å kunne kjøpe og selge strøm på tvers av regioner, områder og landegrenser. Etterspørsel og produksjon fra ikke-regulerbare energikilder sammenfaller sjelden helt. Regulerbar vannkraft er svært gunstig for denne balanseringen. På grunn av den gode tilgangen på



Figur 16: Diagram som viser det totale kraftvolumet gjennom Nord Pool Spot i 2017. (4)

regulerbar vannkraft her til lands kan balansen i Skandinavia og Norden opprettholdes ved hjelp av norske vannkraftverk via kraftlinjer på tvers av landegrenser. Slik bidrar norsk vannkraft til balansering mellom tilbud og etterspørsel også i andre land. Kjøp og salg av strøm skjer i Norden primært via markedsplassen Nord Pool Spot som er det største markedet for kjøp og salg av kraft i Europa. Kraftvolumet som ble handlet gjennom Nord Pool Spot er vist i figur 12. Her kan produsenter og leverandører legge inn tilbud med priser de ønsker å produsere for eller priser de tilbyr for å kjøpe strøm, og krysningen mellom tilbud og etterspørsel setter systemprisen.

Nord Pool Spot har nå eksistert i 25 år og har 380 kunder fra 20 land. Typiske kunder i Nord Pool Spot er kraftprodusenter, leverandører og traders, og disse kundene sørger for at kraft handles på tvers av regioner og land. I 2017 var det totale kraftvolumet som ble handlet via markedsplassen 512 TWh. Som vist på kartet i figur 13 på neste side så er området delt opp i såkalte elspotområder. Disse fungerer som prisområder. På dette tidspunktet er Norge delt opp i fem slike områder. Kraftsituasjonen og forbruket i hvert elspotområde avgjør hvilken retning kraften flyter mellom områdene til enhver tid. Områder med energiknapphet produserer lite til en høy pris og sparer ressurser til et senere tidspunkt ved å importere kraft fra andre områder. (4, 17, 59)



Figur 17: Kart som viser europeiske elspotområder 25.02.2019.(59)

Vedlikehold

Vannkraftverk er dyre å bygge, de har høye investeringskostnader. Dette dreier seg om engangssummer knyttet til for eksempel byggingen av kraftverket og -stasjonen, bedret infrastruktur som veier og strømmnett, prosjektering og kjøp av fallrettigheter. For vannkraftverk vil vannveien utgjøre en relativt stor andel av kostnadene knyttet til bygging av kraftverket, og to prosjekter som ellers er relativt like når det kommer til installert effekt med mer vil kunne få svært ulike byggekostnader som følge av ulik vannvei.

Til tross for relativt høye investeringskostnader har vannkraftverk lang såkalt økonomisk levetid. Byggetiden er på 1-3 år, men den økonomiske levetiden er 40 år – en levetid som «alltid» benyttes uansett om det er snakk om et elvekraftverk med stor slitasje eller et magasinkraftverk med jevn produksjon. Til tross for disse investeringskostnadene er vannkraftverk etter dette driftssikre og billige. De har ingen brenselkostnader ettersom vannet i magasin og vassdrag er gratis, og levetiden til komponentene er lang. Bygningsmassen har gjerne en levetid på 100 år, selv om enkelte anleggsdeler må fornyes hvert 20.-50. år. Maskinen har en levetid på mellom 40 og 80 år og de ulike anleggsdelene har her revisjonsintervaller på 15-25 år. Det elektriske anlegget har levetider på 30-60 år, med 5-30 års revisjonsintervaller, avhengig av slitasje og vedlikehold underveis. (17)

Økonomisk levetid:

Den forventede tiden det er lønnsomt for en virksomhet å bruke eiendelen før den skiftes ut. (5)

Kostnader knyttet til drift og vedlikehold av vannkraftverk er sterkt varierende fra kraftverk til kraftverk, noe som er knyttet til anleggets alder, lokasjon, størrelse og kompleksitet. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har tidligere anslått at de årlige driftskostnadene er omlag 1% av investeringskostnaden, noe som gjerne gir en pris på 2-4 øre/kWh. Dette har senere vist seg å være noe lavt, og i NVEs veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk fra 2010 er driftskostnadene satt til å være 3-6 øre/kWh. Det er likevel viktig å nevne at driftskostnader ikke bare er kostnader knyttet til vedlikehold, men alle kostnader som skal til for å drifte et kraftverk, slik som strømregninger, lønn til ansatte og selvfølgelig vedlikehold. (17)

Datainnsamling og tilstandsovervåking i dagens kraftverk

Driftsformer og styring

I dagens kraftverk foregår det utstrakt overvåking for å sikre forsvarlig drift. Disse innsamlede dataene behandles gjerne i kraftverkets kontrollanlegg for bruk i styrings- og reguleringsfunksjoner. Dette skjer fordi dagens kraftverk normalt sett er bygd for at det skal være mulig å drive kraftproduksjon uten daglig tilsyn – dette kalles fjernkontroll. Hvert enkelt kraftverk kan da settes til å produsere for ulike formål; nivåstyring (maksimal produksjon med hensyn til tilsig), effektstyring (fastsatt effekt), frekvensstyring (produksjon for å sikre stabil frekvens på 50 Hz +/- 2,5% i nettet) eller reaktiv regulering (ved spennings- eller andre stabilitetsproblemer). Ut ifra den valgte driftmodi og datagrunnlag fra sensorer produserer kraftverket uten innflytelse fra personell til en unormal situasjon oppstår og driftsansvarlig varsles. (60) Fjernstyring er svært gunstig for kraftverkseier, ettersom denne driftsformen gjør at man slipper å ha utplassert personell på hver eneste kraftstasjon. Mange kraftstasjoner ligger på utilgjengelige steder, og det kan være problematisk eller arbeidsomt å nå fram særlig vinterstid eller ved krevende værforhold.

SCADA

Et begrep som er mye brukt om styrings- og overvåkningssystemer i industrielle sammenhenger slik som i kraftproduksjon er SCADA. SCADA er en forkortelse for Supervisory Control and Data Acquisition, og er IKT-systemer brukt til å styre industrielle prosesser og til å hente inn data fra sensorer, og er derfor sentrale i drift av for eksempel vannkraftverk. Disse systemene er robuste med høy driftssikkerhet, men de kan være utsatt for cyberangrep og har derfor i vannkraften tradisjonelt sett vært relativt lukket – det har vært vanskelig å få tilgang til SCADA-data innsamlet til kraftstasjonens kontrollanlegg. (61) Et problem er også at data fra SCADA systemer gjerne har dårlig oppløsning – for eksempel en times gjennomsnitt det første døgnet, så tolv- eller tjuefiretimers gjennomsnitt etter dette. Data overskrives også etter en viss tid på grunn av manglende lagringskapasitet.

Vern

Konsekvensene er store når et vannkraftverk blir utsatt for feil eller havari, både for kraftselskapet, eierne og forbrukerne. Det er derfor også i dag gode systemer for å unngå dette i størst mulig grad, dette kalles ofte vern. I norske kraftverk foregår det utstrakt overvåkning av de aller fleste komponenter for å sikre stabil drift. Likevel er målet med disse dataene i stor grad å sikre at en parameter ikke over – eller underskrider en bestemt grenseverdi. Kraftverk overvåkes både ved hjelp av måleparametere, det vil si parametere som måles direkte (slik som temperatur og trykk), og avledete parametere som for eksempel virkningsmålinger beregnet ut fra flere måleparametere.

Måleparametere overvåkes i en rekke komponenter for å sikre stabil og trygg drift. Eksempelvis har turbinlager i Francisturbiner en normaltemperatur på 40-65 grader celsius. Temperaturer over dette kan tyde på feil som slitasje av lagerflater, vann i lageroljen eller løst lagermetall, og avvik på mer enn 3-10 grader fra normalen vil betegnes som betydelige; vern og varsling utløses, og nødstopp vil kunne forekomme. (62, 63) Dette er likevel ikke målinger gjort med tanke på lagring og analyse av data, kun med tanke på vern, og sensorer for lagertemperatur vil normalt inngå direkte i kontrollanlegget. Dette er faktum for mange komponenter i dagens kraftverk.

Slik alarmhåndtering er et eksempel på en implementering av SCADA. Bli temperaturer for høy, kan kontrollanlegget ved hjelp av SCADA sende beskjed til kraftverkets driftsentral, utløse alarmer eller gi nødstopp.

Andre komponenter krever mer grundig overvåkning og logging for å sikre optimal og stabil drift, men felles for de fleste sensorer i et kraftverk er at data sendes direkte til kraftverkets kontrollanlegg for styring, regulering og vern, men uten at de hentes ut til ytterligere bearbeiding og analyse. Kontrollanlegg i kraftverk er ofte lukket, uten mulighet for å enkelt hente ut data til videre bruk. Dette av sikkerhetsårsaker – uvedkomne skal ikke ha tilgang til sensitive data om kraftverket og driften for å unngå at det utsettes for cyberangrep. Noe SCADA-data sendes likevel inn til driftssentralen, men dette er gjerne ikke-analysert råmateriale som eksempelvis kan være lite detaljerte timesgjennomsnitt som blir til enda mer generelle snitt ettersom tiden går for å spare lagringsplass. Dataene som faktisk blir hentet ut av kraftverket er med andre ord lite detaljerte allerede når de hentes ut, og de blir mindre detaljerte med tiden. De blir også gjerne, som tidligere nevnt, overskrevet etter en viss tid grunnet begrenset lagringskapasitet. De er innhentet med tanke på vern, regulering

og drift, ikke analyse med tanke for vedlikehold og reinvesteringer, og de er derfor sjelden sett i sammenheng med hverandre.

Ulike vedlikeholdsstrategier

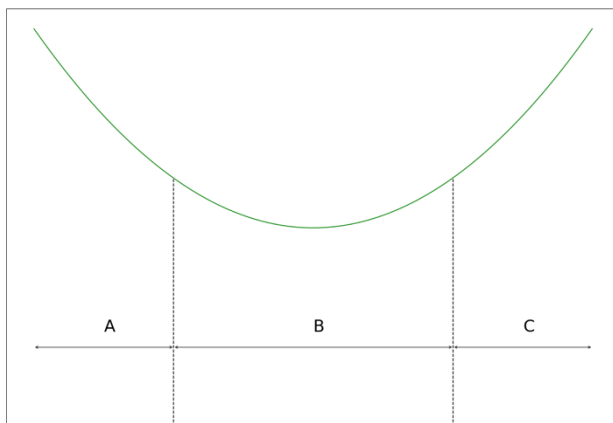
I dagens vannkraftproduksjon benyttes flere ulike vedlikeholdsprosesser, og en del undergrupper er presentert i R. Keith Mobleys bok *Introduction to predictive maintenance*(64):

Run to failure

Ideen med denne vedlikeholdsformen er at man ikke gjør noe vedlikehold (med unntak av enkle grep som smøring, justringer osv) før maskiner eller utstyr bryter sammen. Ved å bruke denne løsningen har kraftverkseieren selvfølgelig ingen kostnader knyttet til vedlikehold underveis, men det blir i sum likevel den dyreste vedlikeholdsformen. Dette skyldes dyre reservedelslager, overtidsbetaling av arbeidere, mye nedetid og dessuten liten mulighet for produksjon i vedlikeholdsperioden. I vannkraftbransjen er dette lite brukt, kun for kraftverk mot slutten av levetiden hvor store deler av de dyre komponentene er gamle og utslitte med liten restverdi. Da kan en run-to-failure-tilnærming for vedlikehold være et alternativ for kraftverkseier fram mot rehabilitering, opprusting/utvidelse, avvikling eller nybygging for å få utnyttet kraftverket helt fram mot et totalhavari. Om denne løsningen er god eller mulig å gjennomføre avhenger gjerne veldig av hvilke komponenter som står i fare for å ryke først og hvilke konsekvenser dette vil ha for de resterende delene av kraftverket. Vil et havari for eksempel føre til store skader på det resterende materiellet er det kanskje mer gunstig å avvikle driften i mer kontrollerte former og heller ha mulighet for gjenbruk av disse resterende komponentene. (64)

Preventivt vedlikehold

Dette er blant de vanligste vedlikeholdsformene for vannkraftverk i dag. Preventive vedlikeholdsprosesser er styrt av tidsplaner og forventet levetid for



Figur 18: eksempel på MTTF-kurve eller badekarskurve

kraftverkskomponentene, Mean Time To Failure (MTTF)-kurven eller badekarskurven. Denne viser at det i en oppstartsfasen, fase A, er stor fare for feil eller havari, mens det etter en viss tid er stadig mindre sannsynlig at feil vil oppstå ettersom oppstartsfeilene i stor grad er utbedret. Dette er vist som fase B i figur 8, og omtales gjerne som driftsfasen. Mot slutten av levetiden, i fase C, øker igjen sjansen for (katastrofale) feil, og vedlikehold eller utskiftning utføres i større grad enn i foregående fase.

En ulempe ved denne modellen er at den bygger på at vedlikehold og utskiftninger alltid bør utføres før det strengt tatt må gjøres; en del som har forventet levetid på ti måneder byttes etter ni. Dette gjør at komponentkostnadene i løpet av kraftverkets livstid vil bli større enn nødvendig. Ulempene ved å (potensielt) vente på (katastrofale) feil og påfølgende nedetid eller å bli tvunget til å utføre vedlikehold ved ugunstige tidspunkt er likevel så store at det i

nesten alle tilfeller blir foretrukket å benytte preventive vedlikeholdsprosesser. Kostnadsanalyser viser at reparasjoner som følge av feil og havari normalt har en tre ganger så høy kostnad som når de samme reparasjonene er gjort som del i et planlagt vedlikeholdsprogram, så det er åpenbart at det lønner seg rent økonomisk å benytte preventive vedlikeholdsprogram fremfor run-to-failure-modellen.

Prediktivt vedlikehold

Prediktivt vedlikehold defineres gjerne som tilstandsbasert, forebyggende vedlikehold som gjør det mulig i større grad å utføre vedlikehold på best mulig tidspunkt som følge av overvåkning av komponenter og produksjon. Prediktivt vedlikehold er altså en tilstandsdrevet vedlikeholdsteknikk som bruker analyserte data for å gjøre det mulig å planlegge nødvendig vedlikehold bedre. Dette vil føre til færre feil og havari ettersom problemene oppdages før de blir alvorlige, og kan utbedres før de fører til større skader.

Prediktivt vedlikehold dreier seg om å redusere vedlikeholdskostnader ved å utføre nødvendige rehabiliteringer, utskiftninger og annet vedlikeholdsarbeid ikke for sent, men heller ikke for tidlig. Det viktigste prediktive vedlikeholdsprosesser er altså å undersøke om det virkelig er nødvendig å utføre vedlikeholdet før det eventuelt gjøres.

Mulighetene for vellykket å benytte prediktivt vedlikehold er nå bedre enn noen gang, grunnet stadig bedre muligheter for tilstandsovervåkning av komponenter og maskineri ved hjelp av sensorer, dataanalyse og visualisering som gjør det mulig å tidlig oppdage endringer i ytelse og andre tidlige tegn på feil og havari. Konsepter som maskinlæring gjør det mulig å konstruere avanserte, spesialtilpassede modeller som vil bli bedre og bedre på å oppdage tidlige tegn til slitasje og annen tilstandsovervåkning, og dermed bli bedre på å kartlegge og planlegge vedlikehold. Alt dette vil føre til en optimalisering som vil gjøre vedlikeholdet billigere, mer effektivt og bedre timet. (64)

Selv om preventive vedlikeholdstrategier er det vanligste i dagens kraftverk, er det trolig at man i årene som kommer vil se et skifte mot prediktivt vedlikehold. Bakgrunnen for dette er digitalisering og industri 4.0, som er videre nevnt fra side 63.

Viktigheten av å planlegge vedlikehold og utbedringer

Vannkraft står som tidligere nevnt for rundt 95% av all norsk kraftproduksjon. I tillegg til å være en trygg og stabil leverandør av elektrisk energi, er vannkraftbransjen viktig for å regulere vannmengde i flom- og tørkeperioder, og kraftproduksjonen er også en tungtveiende inntektskilde for kommuner, fylkeskommuner og staten. Alle disse nevnte punktene gjør det viktig å holde en jevn og stabil produksjon, samt å planlegge vedlikehold og utbedring på en slik måte at det til minst mulig grad er til ulempe.

Viktigheten av å planlegge vedlikehold, produksjonsstanser og utbedringer kan demonstreres ved hjelp av eksempler fra virkeligheten. I starten av 2006 ble Nord-Norge utsatt for mye hardt vær, blant annet flere sterke stormer. Disse førte med seg kortslutninger i sentralnett, noe som gikk hardt utover aggregatet til Svartisen kraftverk i Meløy i Nordland. Det var opptil seks jordfeil på 420 kV i løpet av 40 minutter. (65)

Dette kraftverket har en midlere årsproduksjon på 350 MW på sitt ene aggregat, noe som tilsvarer forbruket til omlag 110 000 husstander. Når skadene på aggregatet førte til havari

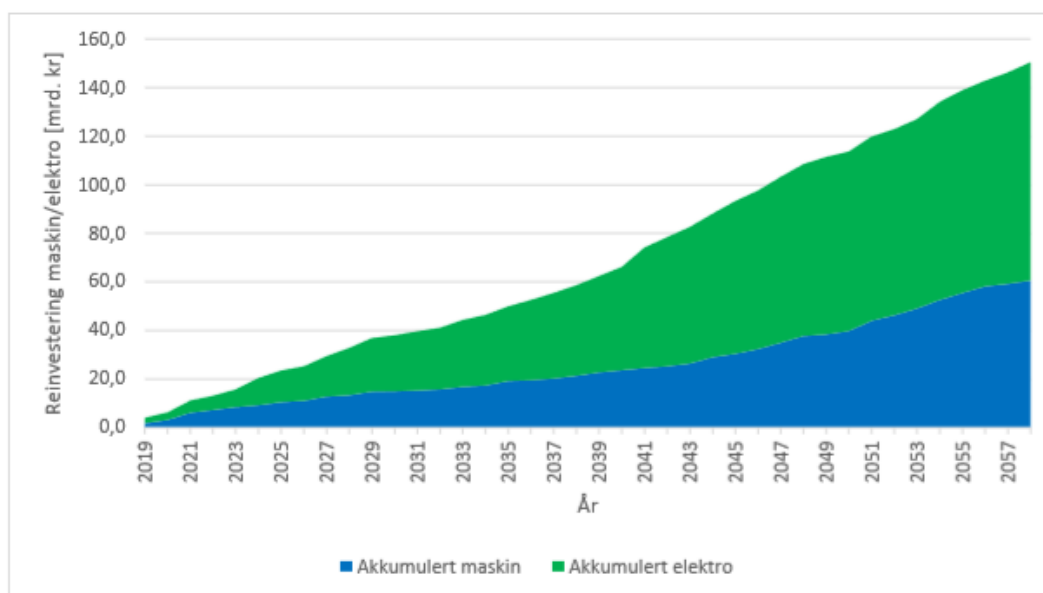
noen måneder etter uværet hastet det med å finne en løsning. Reparasjonsarbeidet ble igangsatt, men et nytt havari oppsto kort tid etter den nye oppstarten. Leveringstiden på en ny stator til aggregatet var på omlag 18 måneder, og ettersom dette aggregatet er kraftverkets eneste, måtte omtrent 15 m³/s vann tappes forbi kraftverket fra magasinet Storglomvatn for å hindre overløp. Kostnaden for reparasjonene som skulle få statoren opp å gå fram til den nye ble levert, ble antatt å være omlag 20 millioner kroner, men tapet for eierne, Statkraft (70%) og Nordland fylkeskommune (30%), som følge av produksjonsstansen på fire-fem måneder var langt høyere, omlag 100 millioner kroner. (66, 67)

Selv om dette i første omgang skyldtes uflaks og deretter noe overoptimistisk reparasjonsarbeid, demonstrerer havariet likevel viktigheten av å grundig planlegge produksjonsstans, vedlikehold og reparasjoner for å minimere økonomiske tap – de kan bli svært store.

Opprusting og utvidelse

Dersom man studerer diagrammene som viser når norske kraftverk ble bygget presentert i figur 4 og 5 på side 24 ser man at mange kraftverk i disse tider har blitt så gamle at det er naturlig å anta at reinvesteringer vil kreves. Slike prosjekter kalles gjerne opprusting og utvidelse eller bare O/U. På sine nettsider har Norges vassdrags- og energidirektorat definert opprusting som å redusere falltapene for eksempel ved å utvide tverrsnittsarealet i vannveien, samt å modernisere og automatisere kraftverkene slik at virkningsgraden og driftsikkerheten øker mens driftsutgiftene reduseres. Med utvidelse menes å overføre vann fra nedbørsfelter som per i dag ikke er utnyttet eller ved å hente vann fra felter som er i drift fordi man kan utnytte vannmassene bedre i det nye prosjektet. Magasinvolum kan økes eller det kan etableres helt nye magasin. Ved å senke undervannet eller å heve overvannet kan fallhøyden benyttes bedre, og man kan øke slukeevnen til maskinen for å redusere tap i flomsituasjon og/eller for å få mer effekt når aggregatet kjøres på toppplast. (68)

Det kan være flere grunner til at O/U-prosjekter er aktuelle. En ting er som nevnt norske kraftverks alder, noe som gjør at det i årene som kommer vil være behov for betydelige reinvesteringer. En annen årsak kan være nye myndighetskrav til drift og sikkerhet. Det er stor usikkerhet knyttet til kostnadene knyttet til nødvendige reinvesteringer, men NVE har utarbeidet et anslag som sier at behovet for nye investeringer i løpet av de neste 40 årene for rundt 85% av produksjonskapasiteten vil være på omlag 150 millioner kroner. (58, 68)



Figur 19: Oversikt over kostnader knyttet til reinvesteringer fram mot 2057.(68)

Det er også grunner til at O/U-prosjekter ikke er aktuelle. I en kronikk publisert i Gemini i mai 2019 forklarer Leif Lia fra NTNU at 20-30 TWh, en økning i produksjon på 15-20 prosent, kan hentes ut av eksisterende vannkraftanlegg dersom disse rustes opp (69). NTNU undersøkte de 20 siste O/U-prosjektene gjort ved store, norske kraftverk, og fant at produksjonen økte med i snitt 23% med et spenn fra 6-60%. Det demonstrerer derfor at større utvidelsesprosjekter muliggjør en større gevinst enn de 2-3 prosentene det er mulig å hente ut ved å skifte enkeltkomponenter. Til tross for stort potensial gjør skattesystemet, hvor O/U-prosjekter skattlegges hardere enn andre fornybare energikilder, at prosjektene ikke er lønnsomme selv om gevinsten i form av økt produksjon er stor.

Digitalisering

Digitalisering er et begrep som i større og større grad har blitt tatt i bruk i flere industrier, også i kraftbransjen. Billigere sensorer, bedre løsninger for analyse og rimeligere muligheter for datainnsamling og -lagring skaper nye muligheter. Vannkraftbransjen er, blant annet på grunn av stadig større konkurranse fra andre fornybare energikilder, nødt til å effektivisere både drift, produksjon og vedlikehold. Digitalisering av vannkraftverk kan gi en mer optimal produksjon ved i sanntid å ta høyde for produksjonshistorikk, magasiners fyllingsgrad, meteorologiske- og hydrologiske data, kraftmarkedsdata med mer når produksjonsmengden avgjøres. Dette er selvfølgelig også tett knyttet opp mot økonomisk effektivisering av vedlikeholdsprosesser. Bransjen har stor tro på at en del av denne effektiviseringen skal skje gjennom digitalisering, noe som blir tydelig om man studerer programmet for noen av bransjens viktigste møtesteder, som Hydro Conference, Norges Energidager og Produksjonsteknisk Konferanse de siste årene. Både for 2017, 2018 og 2019 er digitalisering viktige tema, men det er også tydelig å lese fra programmene at det er knyttet usikkerhet til hva begrepet egentlig innebærer. (70-73)

Store Norske Leksikon definerer begrepet digitalisering på følgende måte:

«Begrepet digitalisering har minst to betydninger: Det å digitalisere en gjenstand eller fenomen, eller mer allment om å erstatte manuelle eller fysiske oppgaver med digitale løsninger.

Å *digitalisere en gjenstand eller fenomen* betyr å gjenskape en fysisk prosess, hendelse, eller et fenomen digitalt, i form av tallverdier til en gitt matematisk modell. Betydningen brukes blant annet om digitalisering av lyd og bilde.

Ordet *digitalisering* brukes også om datatekniske metoder og verktøy for å erstatte, effektivisere eller automatisere enkelte manuelle eller fysiske oppgaver. Denne betydningen gjelder når en bruker datateknikk for å produsere varer og tjenester eller for å opprette infrastrukturer som datanett og datasamlinger. Eksempler på bruk: Digitalisering av telenettet, digitalisering av offentlig sektor, eller elektroniske resepter.»(74)

Et hverdagslig eksempel på hva digitalisering kan føre til er for eksempel hvordan ny teknologi har endret måten vi ser film på. Fra å kjøpe en VHS-kassett eller en DVD som gir tilgang til en bestemt film, har vi nå tilgang til store mengder filmer og TV-serier gjennom et abonnement på strømmetjenester som for eksempel Netflix.

Et prosjekt som viser kraftbransjens utålmodighet er DigitalNorway samarbeidsprosjekt med blant annet Lyse og Statnett for å øke tempoet i digitaliseringsprosessen av kraftbransjen. Hovedgrunnen til at dette prosjektet er igangsatt er et ønske om en felles bransjestandard og et regelverk som vil gjøre det mulig for forskjellige selskaper å utveksle data for å øke samhandling. Dette ønsket kommer av at det mellom 2016 og 2025 er anslått å være nødvendig med investeringer i strømmettet på 140 milliarder kroner, noe som vil få konsekvenser som økt nettleie både for forbrukere og næringsliv. (75) Selv om dette prosjektet i all hovedsak har fokus på digitalisering av strømmett, har nettselskapene ofte

tett tilknytning til kraftproduksjonen. Eksempler er morselskapet Helgeland Kraft som både har produksjon gjennom Helgeland Kraft Vannkraft AS og nettselskap gjennom Helgeland Kraft Nett AS, eller Lyse Energi som er morselskap for Lyse Elnett AS og Lyse Produksjon AS.

Bente Haaland, konserndirektør i Statnett, uttalte til Teknisk Ukeblad i november 2018;

„ Hele kraftsektoren preges av digitalisering for å møte de store endringene som skjer i kraftsystemet. Med stadig mer fornybar energi, mer utveksling med andre land og endrede forbruksmønstre vil det skje hyppigere og større endringer i hvordan kraftflyten går. Dette gir stadig større behov for mer sanntidsinformasjon og bedre analyser. Mange sensorer og flere målinger gir tilgang til et enormt datagrunnlag. Dette gjør også at behovet for utveksling av data mellom ulike aktører blir stort. (76)

Dette prosjektet, som forhåpentligvis blant annet kan føre til lavere nettleie, er trukket fram som et viktig initiativ i Digital21-rapporten. I mars 2017 kom regjeringen ved nærings- og fiskeridepartementet med første industrimelding siden 1981. Denne stortingsmeldingen presenterte et nytt regjeringsinitiativ til samarbeid med bedrifter og kunnskapsmiljøer om hvordan arbeide med Norges møte med digitalisering – prosjektet Digital21. Regjeringen bidro i samme runde med 800 000 kr for å støtte opp rundt DigitalNorway, det tidligere omtalte næringslivsinitiativet. (77) Rapporten kommer med 64 tiltak som på sikt kan føre til økt digitalisering i næringslivet fordelt på fem hovedoppgaver(78):

- 1: Sørge for cybersikkerhet som et nødvendig premiss
- 2: Etablere en relevant kunnskaps- og teknologibase og utvikle ny næringsvirksomhet
- 3: Sikre tilstrekkelig kompetanse med riktig innretning
- 4: Gjøre dataressurser tilgjengelig og utvikle næringsrettet infrastruktur
- 5: Utvikle et offentlig rammeverk som stimulerer innovasjon og digitalisering

Rapporten peker på at de ulike muliggjørende teknologiene for å utføre disse hovedoppgavene vil være viktig for svært mange sektorer i årene som kommer, også i vannkraften. Her blir vannkraftens unike evne til energilagring og fleksibel produksjon trukket fram som en mulighet til å bidra til FNs bærekraftsmål nummer 7; *ren energi til alle*, ved at ny teknologi kan bedre samspillet med energisystemet i ellers i Europa(78). Selv om denne økende samkjøringen med utlandet fører til at det europeiske kraftsystemet i større grad kan belage seg på fornybar energi og utjevning av produksjonsbølger ved hjelp av norsk vannkraft, vil denne variasjonen i driftsintensitet medføre økt slitasje og dermed et større vedlikeholdsbehov.

Utfordringer knyttet til digitalisering

Det er flere utfordring knyttet til digitaliseringen av norsk vannkraft. En utfordring vannkraftbransjen for så vidt skal være glad den har, er at den er rammet av relativt få feil og havari. Det høres muligens merkelig ut å se på mangel på feil som et problem, men større datamengder ville gjort det enklere å observere utvikling og analysere data fram mot tidspunktet når feilen oppstår, og dermed finne trender som man vet med stor sannsynlighet vil føre fram mot feil og havari. Har man kunnskap om disse situasjonene når

en slik trend oppstår, vet man når vedlikehold bør planlegges og gjennomføres. Få feil betyr kort sagt at man har lite å lære av.

Det er også andre faktorer som vanskeliggjør digitalisering og forbedret tilstandsovervåking av vannkraftverk. En av de viktigste er mangel på mulighet for sammenligning. I et vindkraftverk har man flere mindre, men mer eller mindre identiske kraftverk – et i hver turbin. Selv om de fem, ti, tretti, femti eller hundre turbinene i en vindpark har mindre individuelle forskjeller og på grunn av ulike lokasjoner er utsatt for ulik slitasje, er de i utgangspunktet ganske like og man kan derfor sammenligne innhentede data for parametere som vibrasjon, temperatur, oljenivå, produksjon med mer for de ulike turbinene. Ved hjelp av data som dette kan det utarbeides en norm. Avvik fra denne normen eller normalen tyder på at alt ikke er helt som det skal, og etterhvert som feil oppstår og utbedres kan man lage modeller som gjør det mulig for kraftverkseieren å ta gode beslutninger knyttet til vedlikehold og utbedring av feil.

Vannkraftverk er i en særstilling i så måte. Hvert kraftverk er bygd for den enkelte bestemte lokasjonen, og komponentene er tilpasset det enkelte kraftverket. Dette skaper store individuelle forskjeller fra kraftverk til kraftverk, og sammenligning av innhentet data blir vanskeliggjort. Selv om enkelte, særlig større kraftverk har flere nærmest like komponenter, som for eksempel flere turbiner, blir datagrunnlaget for snevert, særlig kombinert med tidligere nevnte luksusproblem med få feil og havari.

Et annet aspekt som vanskeliggjør digitaliseringen av vannkraftbransjen er at det mangler strukturering og standardisering av tilgjengelig informasjon. Situasjonen i dag er at det finnes en rekke ulike kodeplaner, blant annet en EBL-kodeplan som er et særnorsk system som møter motstand i form av at særlig leverandørsiden av bransjen blir stadig mer internasjonal. Skal digitaliseringen av vannkraften komme videre er det helt nødvendig at den tilgjengelige informasjonen er strukturert og ordnet på samme måte i hele bransjen.(79) I dag har for eksempel mange aktører laget sine egne språk, også innad i samme selskap». Under produksjonsteknisk konferanse (PTK) i Oslo i mars 2019 brukte Erik Jaques Wiborg i Statkraft bærelager som eksempel: *«Et bærelager har mellom ni og elleve ulike signaler som det kan gi oss. Hos oss har vi 427 ulike navn på de elleve signalene. Og det er bare for bærelageret. Slik er det for nesten alt, vi har et dataarkiv som er rotete»* (80)

For å bedre situasjonen har EnergiNorge tatt initiativ, og sammen med tolv kraftselskaper utarbeidet standarden RDS-hydro som er bygd på en allerede internasjonalt etablert standard og som forhåpentligvis skal kunne erstatte de gamle, dysfunksjonelle språkene.

Etter samtaler med flere kraftselskap har det også kommet fram at ansatte i selskapene selv har gjort seg noen tanker om hvorfor prosessen mot den digitaliserte vannkraften ikke har kommet lenger. Flere oppgir at de ikke helt har sett behovet på grunn av god lønnsomhet og få feil. Det har dessuten trukket fram som grunn at gjennomsnittsalderen på de ansatte i bransjen er høy, og at mange dermed har sin utdanning fra en tid da digitalisering ennå var i startgropa og nødvendige fagområder som blant annet programmering var lite vektlagt. Det ble også påpekt at mange seniorer i bransjen kanskje ikke ser nødvendigheten eller mulighetene som ligger i digitalisering som fenomen. Likevel er det økt fokus på digitalisering i bransjen, selv om det også hevdes at kraftselskapene er usikre på hvordan saken skal angripes, ettersom de mangler klarhet i akkurat hva det innebærer og hva de skal få ut av det.

Forbedret tilstandsovervåkning

Med forbedrede muligheter for datalagring og -prosessering oppstår det nye muligheter knyttet til tilstandsovervåkning i kraftverkene. Det finnes plutselig kapasitet til å lagre data fra sensorer og produksjon som noe annet enn times-, døgn-, ukes-, eller månedssnitt, og disse dataene gjør det mulig å overvåke komponentenes tilstand over tid. Man kan observere deres utvikling og lage trender, hvor avvik fra disse vil kunne fortelle at noe er i gjerde og at feil kan være under utvikling. Disse mer detaljerte dataene gir også bedre muligheter for visualisering gjennom grafer, diagrammer og plot som gjerne vil oppdateres i sanntid.

Den 1. industrielle revolusjonen

mekanisering, vann- og dampkraft

Den 2. industrielle revolusjonen

Masseproduksjon, samlebånd, elektrisitet

Den 3. industrielle revolusjonen

Data og automasjon

Den 4. industrielle revolusjonen

Cyber physical systems

Denne forbedrede tilstandsovervåkingen er muliggjort gjennom digitalisering, og omtales gjerne som en del av den fjerde industrielle revolusjonen – industri 4.0. Denne revolusjonen spinner videre på den tredje, og muliggjør sammensmeltningen av data og internett med produksjon og produkter. I tilknytning til industri 4.0 finner man en rekke andre begreper, hvor enkelte, særlig i

vannkraftsammenheng, er viktigere enn andre. *Big Data* gir mulighet for innsamling og lagring av store mengder måledata fra kraftverket. Big data defineres gjerne ved hjelp av de fem v-ene (81) :

Volum	-	stort datavolum stiller nye og strengere krav til overføring, behandling og lagring
Velocity	-	(=hastighet) bruk av sanntidsdata stiller krav til rask analyse og hurtig vekst i datamengde
Variasjon	-	store mengder ulike kilder stiller krav til analysekapasitet når disse skal studeres i sammenheng med hverandre
Veracity	.	(=troverdighet) det store antallet kilder stiller krav til oversikt over hvor pålitelige og korrekte ulike deler av datasettet er
Verdi	-	stiller krav til personlig, kommersiell, ideell eller samfunnsmessig verdi

I den senere tid har flere kraftprodusenter tatt i bruk sentral datainnsamling og analyseplattformer omtalt som *big data platforms*. Disse plattformene gjør at tilgangen til sensordata fra kraftverkene er forbedret, og dermed er også muligheten for utvikling, testing og implementering av modeller for moderne tilstandsovervåkning sterkt bedret. I sammenheng med første del av forskningsprosjektet MonitorX (beskrevet fra side 68) ble en spørreundersøkelse sendt ut til en rekke kraftselskaper. Av disse svarte besvarte seks kraftselskap, og snittet av deres responser på påstandene (fritt oversatt fra engelsk) under tilsier at tilgjengelig data ikke blir aktivt brukt i vedlikeholdssammenheng.

- «*Sensor-/måledata er mye brukt for reinvestering- og vedlikeholdsanalyse*»
Gjennomsnittlig score: ca. 1,8/10 (hvor 10 er helt enig og 0 er helt uenig)
- «*Vi har et kvantitativt estimat for fordelene av systemer for tilstandsovervåkning*»
Gjennomsnittlig score: ca. 1,3/10 (hvor 10 er helt enig og 0 er helt uenig)
- «*De eksisterende systemene har tilstrekkelig lagringskapasitet, og lagrer lang nok historikk*»
Gjennomsnittlig score: ca. 3,2/10 (hvor 10 er helt enig og 0 er helt uenig)

Denne responsen tyder på at overvåkning skjer i kraftverkene, men at data fra denne først og fremst benyttes til vern og daglig kraftverksdrift framfor lagring, bearbeiding og analyse. Med industri 4.0 og big data finnes det plutselig muligheter for prosessering av slike store datamengder, og flere leverandører har nå begynt å levere løsninger for dette til sine kunder. Enkelte større kraftselskap har også begynt å bygge opp egen kompetanse internt for å på denne måten slippe å stadig kjøpe disse tjenestene utenfra. Dette er en kraftig omstillingsprosess. Å ta i bruk nye teknologiske løsninger som dette krever helt nye måter å jobbe på, og den nye kompetansen utvikles gradvis – både hos kraftselskapene og på leverandørsiden. (18, 82)

Stadig bedre bredbåndsdekning, stadig flere ting som kan kobles til det trådløse nettet, og stadig billigere og bedre sensorteknologi legger til rette for et annet viktig begrep innen industri 4.0, nemlig *internet of things (IoT)*. For å ta i bruk de omtalte dataplattformene kreves det sensorer som kan levere det etterspurte datamaterialet, og disse sensorene er en del av IoT. IoT kan være alt fra smarte kjøleskap som forteller deg hvilke matvarer du til enhver tid har i hjemmet, eller det kan være vibrasjonssensorer i et vannkraftverk sender informasjon til en analyseplattform. Det at sensorene er billigere, bedre og ofte også med trådløs internettilkobling gjør at det er enkelt og billig for kraftselskapene og implementere bruken av dem i eksisterende kraftverk. Det å trekke kabler gjennom kraftverket kan være komplisert og dyrt, og trådløs teknologi gjør derfor bruken av langt flere og bedre sensorer i kraftverk til et reelt alternativ. Riktignok vil sensorer som måler kritiske parametere i sårbare komponenter gjerne fortsatt sende signaler via kabler for å unngå at viktig sensordata faller bort som følge av wifitrykk. (82, 83)

Data mining (DM) brukes til å prosessere signaler samlet inn via IoT og på den måten gi diagnoser eller prognoser for feil, og *Internet of services* (IoS) tar grep om og gir instruksjoner om vedlikeholdet som må utføres. *Cyber physical systems* (CPS) gir instruksjoner om vedlikeholdet som må utføres. *Cloud computing* vil gjøre det mulig å opprette erfaringsbanker i tilknytning til analyseplattformene, slik at diagnoser kan stilles og hendelser kan analyseres. Dette gjør det mulig å utarbeide forbedrede algoritmer for diagnoser og prognoser, noe som vil bidra til langt bedre muligheter for vedlikeholdsplanlegging. På sikt vil også kunstig intelligens og maskinlæring være med å optimalisere disse prosessene. (82, 84)

Dette kan gjerne benyttes i kombinasjon med mer tradisjonelle prinsipper, som å betrakte feil- og vedlikeholdshistorikk, for å optimalisere vedlikeholdsprosessene. Som nevnt tidligere har vannkraftverk et luksusproblem med små feil som resulterer i en ganske tynn feilhistorikk som gjør det vanskelig å etablere trender som leder til feil. En bedre mulighet er derfor å skape en norm for normaladferd, og ut ifra denne søke etter anomali. Slike avvik kan analyseres, og man kan finne trender som leder til fremtidige vedlikeholdsbehov. Det er mange muligheter for ulike typer modeller. De kan være svært enkle, for eksempel kun en visualisering av data eller enkel statistikk, korrelasjoner og trender. Modellene kan også bli svært avanserte og datadrevne, med avansert statistisk analyse, maskinlæring og frekvensanalyse. De førstnevnte enklere modellene kan gjerne implementeres for alle kraftverkskomponenter av samme type, mens mer komplekse modeller gjerne er bygd for en spesifikk input, og må derfor bygges om dersom de skal benyttes i nye kraftverk. De mest avanserte modellene som bygger på maskinlæring er veldig individuelle for bestemte komponenter i bestemte kraftverk, og trenger trening med datasett fra nettopp denne komponenten i dette kraftverket for å fungere optimalt.(84)

PHM – prognostics and health management

Med digitalisering er mulighetene for mer avansert og nøyaktig vedlikeholdsplanlegging sterkt forbedret, og PHM har i så måte blitt et stadig mer benyttet begrep. Det kan sees på som et begrep som ligger under det tidligere nevnte begrepet prediktivt vedlikehold.

Proessen går som følger (82):

1. Måledata samles inn fra kraftverkets sensorer
2. En analyseplattform bearbeider måledataene fra sensorene
3. Diagnostisering: hva er tilstanden?
4. Prognose: hvor lang er den gjenværende levetiden?
5. Korrektive tiltak: en optimal vedlikeholdsplan utarbeides

MonitorX

I framtidens digitaliserte kraftverk er ideen at de tidligere nevnte prediktive vedlikeholdsprosesser, maskinlæring og industri 4.0 skal implementeres i kraftverksdriften for å øke økonomisk gevinst. Et forskningsprosjekt med fokus på dette er prosjektet MonitorX. Dette er et innovasjonsprosjekt i næringslivet organisert av Energi Norge med økonomisk støtte av Norsk Forskningsråd og andre prosjektpartnere på totalt 17,2 millioner norske kroner. Prosjektet har en tidsramme på fire år med oppstart juni 2015, og skal derfor oppsummeres og avsluttes omtrent når denne teksten publiseres.(85)

Prosjektets mål er å utvikle modeller, algoritmer og tilhørende software som skal optimalisere levetiden til kraftverkskomponenter basert på teknisk tilstand, overvåking og risiko. Dette blir gjort ved å benytte teknikker som tilstandsovervåking, feilsøking, datainnsamling og -lagring, dataanalyse og visualisering, noe som er viktig for overgangen fra de tidligere nevnte preventive vedlikeholdsprosessene til tilstandsbasert, prediktivt vedlikehold. Siden kraftverkseiere allerede driver utstrakt overvåking av komponenter vil det være mulig å implementere løsninger for datainnsamling og -analyse av SCADA-data. MonitorX fokuserer i denne sammenheng på modeller som baserer seg på maskinlæring og kunstig intelligens, noe som ikke må misforstås til å være utvikling av systemer og plattformer for håndtering og analyse av innsamlede data, slik som datainnsamling og -lagring.

Prosjektet har fokusert på avanserte modeller, som en case hvor det ble brukt SCADA-data for å oppdage anomalier i lagertemperatur for å dermed tidlig kunne forutse feil. Den ble utviklet og suksessfullt testet med data fra to kraftverk. Dessuten har prosjektet hatt fokus på langt enklere modeller, som tilstandsovervåking av drenasjepumper i kraftstasjoner. Denne modellen benyttet SCADA-data for å oppdage nedsatt funksjon eller andre tegn på vedlikeholdsbehov. Drenasjepumper er ikke sett på som en av de mest sårbare komponentene i et kraftverk, systemet består gjerne av to pumper som virker i parallell for å sikre kraftstasjonen mot oversvømmelse. Pumpene er tradisjonelt sett ikke utstyrt med et eget overvåkingssystem, men det finnes informasjon om vannivået i drenasjebrønnen og om pumpene er i drift eller ikke. Syklusen pumpene jobber i er i utgangspunktet ganske jevn dersom maskineriet i kraftverket jobber feilfritt, med variasjoner ved endret inflow eller når pumpens kapasitet endrer seg. Det vil si at analyserte data fra pumpesyklusene studert opp mot inflow-data kan si noe om pumpenes tilstand og eventuelt også om tilstanden til det øvrige maskineriet. (18)

Modeller som dette er mulig å implementere i kraftverk allerede i dag, og til tross for at det per nå er lite utbredt er det ingen grunn til å tro at man ikke vil se mer av disse modellene i årene som kommer. Det at kraftverkseiere i større grad allerede har begynt med datainnsamling, -lagring, -analyse og -visualisering ved bruk av ulike plattformer gjør det tydelig at bransjen er i endring. Det er en voksende interesse for datamateriale som tidligere har vært usynlig og derfor også uutnyttet. For en bransje som i tiden framover vil bli utsatt for større konkurranse enn noen gang er det viktig å gjøre så mye som mulig for å redusere kostnader, og selv om vannkraften i overskuelig framtid vil være den dominerende kilden til elektrisk energi her til lands, må den jobbe for å holde kostnadene nede om prosjekter som er realiserbare i dag skal fortsette å være det i årene som kommer.

Helgeland Kraft AS

Helgeland Kraft AS er selskap som produserer fornybar energi og utvikler strømnnett i regionen Helgeland som ligger i Nordland fylke. Selskapet er eid av fjorten ulike kommuner i regionen, som vist i tabellen under:

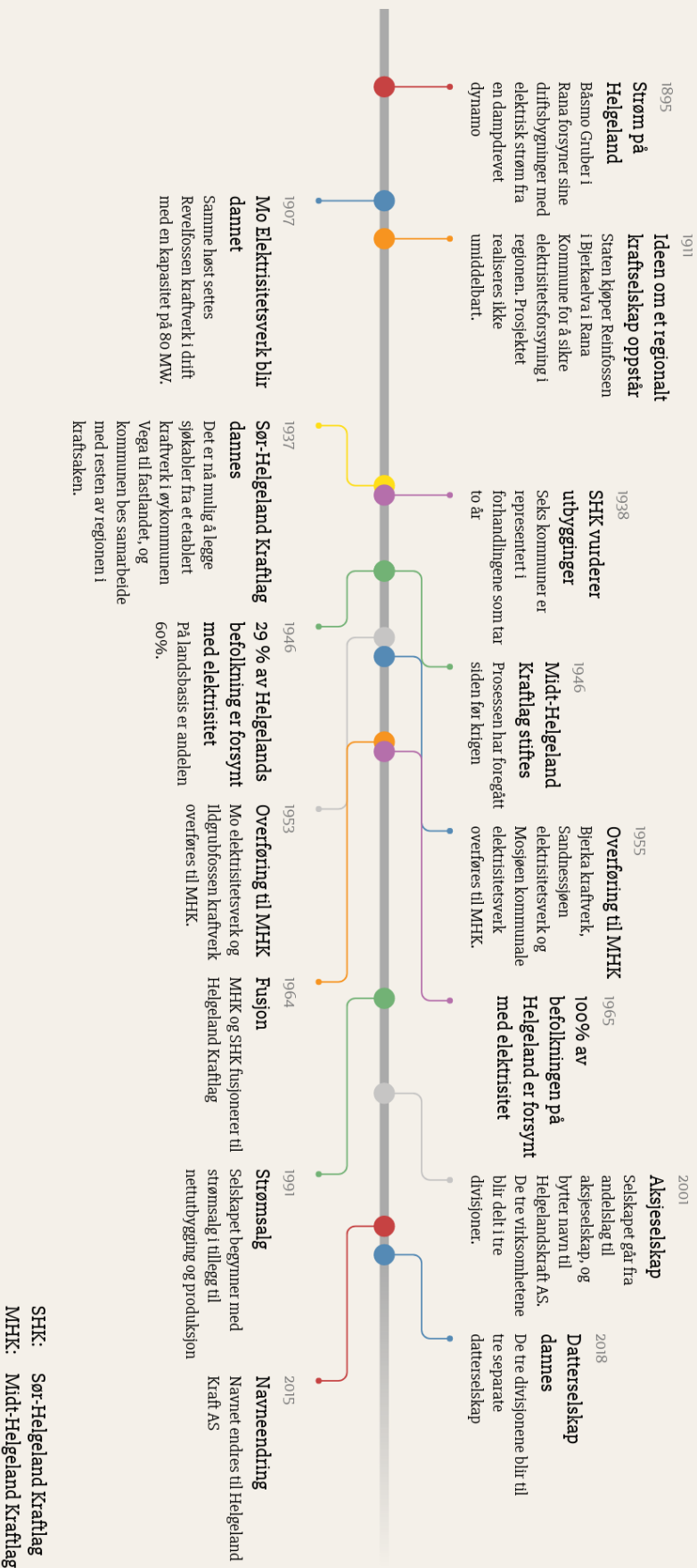
Kommune	Eierskap i prosent	Kommune	Eierskap i prosent
Rana	26,8	Vefsn	18,3
Alstahaug	10,1	Brønnøysund	9,6
Hemnes	7	Nesna	4,6
Dønna	4,4	Herøy	3,8
Sømna	3,2	Leirfjord	3,2
Vega	2,8	Grane	2,5
Hattfjelldal	2,5	Vevlstad	1,2

Tabell 6: Eierskap i Helgeland Kraft AS (86)

Litt historikk

Bakgrunnen for at selskapet i dag har så mange ulike kommuner som eiere ligger i selskapets historie. Først oppsto Sør-Helgeland Kraftlag, og i 1938 var seks kommuner representert når muligheten for videre kraftutbygging i regionen skulle utredes. I 1946 var det klart for et konstituerende møte i Midt-Helgeland Kraftlag hvor kommunene i området var medlemmer, en prosess som på grunn av krigen hadde tatt svært lang tid. Forhandlingene spant rundt når de kommunalt eide kraftverkene skulle overføres til kraftlaget, en prosess som var gjennomført i 1955. Ni år senere, i 1964, fusjonerte de to kraftlagene til Helgeland Kraftlag. Dette selskapet begynte i 1991 også med strømsalg, og hadde fra da av tre virksomheter – salg av strøm, utbygging av nett og produksjon av elektrisitet. I 2001 skifter Helgeland Kraftlag navn til Helgelandskraft AS når det går fra andelslag til aksjeselskap. De tre virksomhetene til selskapet blir nå tre ulike divisjoner. Navnet skiftes igjen i 2014 til Helgeland Kraft AS. I 2018 ble divisjonene skilt ut som egne datterselskap; Helgeland Kraft Vannkraft AS, Helgeland Kraft Nett AS, Helgeland Kraft Strøm AS.(87)

Tidslinje for Helgeland Kraft AS



Figur 20: Tidslinje for Helgeland Kraft AS generert gjennom vizzlo.com.

Helgeland Kraft Vannkraft AS

Per 10.05.2019 eier Helgeland Kraft Vannkraft AS 17 vannkraftverk geografisk fordelt på fem kommuner i regionen. Alderen på de produserende anleggene varierer fra 70 år til under et år. Kraftverkene er av svært ulik størrelse, med en maksimal ytelse på kun 2 MW helt til 128 MW i Kolsvik kraftverk. Dette kraftverket er kun er delvis eid av Helgeland Kraft Vannkraft AS, og er derfor markert i gult i tabell 7. Helgeland Kraft Vannkraft står for driftansvaret og de har også 50% av eierskapet i kraftverket gjennom deres eierskap i Åbjørakraft AS. Kolsvik er også blant de største kraftverkene i vannregionen. (32, 88)

Den totale ytelsen i disse kraftverkene er 341,5 MW, og midlere årsproduksjon var totalt 1443,6 GWh. Ifølge SSBs rapport «tilgang og anvendelse av elektrisitet i perioden 1993-2017» viser at strømforbruket per husstand i 2016 var omlag 16 000 kWh. Ut ifra dette kan man beregne at Helgeland Kraft Vannkraft AS sine kraftverk kan forsyne over 90 000 husstander i regionen med fornybar energi. (89)

Kraftverksoversikt

Per 10.05.2019 er, som nevnt i forrige avsnitt, er 17 kraftverk eid av bedriften satt i drift. En oversikt over disse vises i tabell 7.

Kraftverk	Kommune	Satt i drift [år]	Maksimal ytelse [MW]	Midlere årsproduksjon [GWh]	Maksimal slukeevne [m ³ /s]	Brutto fallhøyde [m]	Energi-ekvivalent [kWh/m ³]
Langfjord	Brønnøy	1949	9	38,9	4	255	0,625
Ildgrubfossen	Rana	1950	6,5	31,7	3	220	0,493
Kaldåga	Vefsn	1958	15	72	3,3	565	1,263
Grytåga	Vefsn	1963	48	256,4	30,3	198	0,439
Sjona	Rana	1973	52	232	22,6	267,7	0,639
Kolsvik	Bindal	1979	128	549,1	30,6	519	1,162
Fagervollan	Rana	1990	21	57,1	7,4	227	0,69
Åndåsfossen	Vefsn	2001	2	6,6	4,7		0,118
Forsland	Leirfjord	2003	7	28,6	10	80	0,19
Laksen	Vefsn	2012	4,9	22,4	7	78,7	0,196
Svartvatn	Brønnøy	2012	1,8	5,5	4	53	0,124
Øvre Forsland	Leirfjord	2015	8,6	35	7	154,8	0,339
Leiråa	Brønnøy	2017	5,5	27	1,9	332,1	0,804
Tosdalen	Brønnøy	2017	19,3	40,5	4,2	531,4	1,276
Bjørnstokk	Brønnøy	2017	8,2	24,8	3,7	264,2	0,616
Tverråa	Brønnøy	2018	4,7	16	5,9	105	0,222
Storelva	Brønnøy	2019	8	23	10,4	87,1	0,214

Tabell 7: Helgeland Kraft Vannkraft AS sine kraftverk per 10.05.2019.(32)

I tillegg til disse 17 idriftsatte kraftverkene har selskapet noen pågående utbygginger. Vassenden kraftverk i Leirfjord kommune skal ferdigstilles i løpet av 2019 og vil ha en produksjon på 37 GWh som forsyner omlag 1900 husstander.(90) I samarbeid med Salten kraftsamband bygger Helgeland Kraft Smibelg og Storåvatn kraftverk gjennom et felleseid selskap kalt Smisto Kraft AS. Kraftverkene Smibelg og Storåvatn vil ha en årlig produksjon på omlag 210 GWh noe som gir energiforsyning til 10500 husstander. (91)



Figur 21: Prisbelønte Øvre Forsland kraftverk

Helgeland Kraft vannkraft AS har gjort seg selv bemerket både nasjonalt og internasjonalt på grunn av sin nytenking når det kommer til kraftstasjoner. Tradisjonelt sett har kraftverkseiere, utbyggere og grunneiere ønsket å skjule kraftutbyggingen mest mulig, og der det er mulig har mest mulig av anlegget blitt lagt i fjell. På denne måten er det kun en port som leder inn til en tunell som igjen fører til stasjonen som er synlig, i tillegg til utløpet så klart. Helgeland Kraft har valgt å tenke nytt her. Produksjonssjef i Helgeland Kraft Vannkraft Torkil Nersund uttalte til The Guardian høsten 2016 at nordnorske vannkraftverk burde speile den spektakulære naturen som omgir dem. (92) Han sier også at det er et viktig poeng å trekke oppmerksomhet til den norske vannkraften. Den har vært med å muliggjøre oppbyggingen av

næringslivet i regionen, og det er også i fremtiden en svært viktig kilde til fornybar energi. Denne nytenkingen og synliggjøringen har blitt godt mottatt. Kraftverket ble tildelt Architzers 2016 A+ Awards, verdens største pris for spektakulær arkitektur. (9) Den gode mottagelsen har gjort at Helgeland Kraft Vannkraft også ved senere utbygninger har valgt å bygge slike spektakulære kraftverkstasjoner. Et knippe av dem er vist i figurene 21-23.



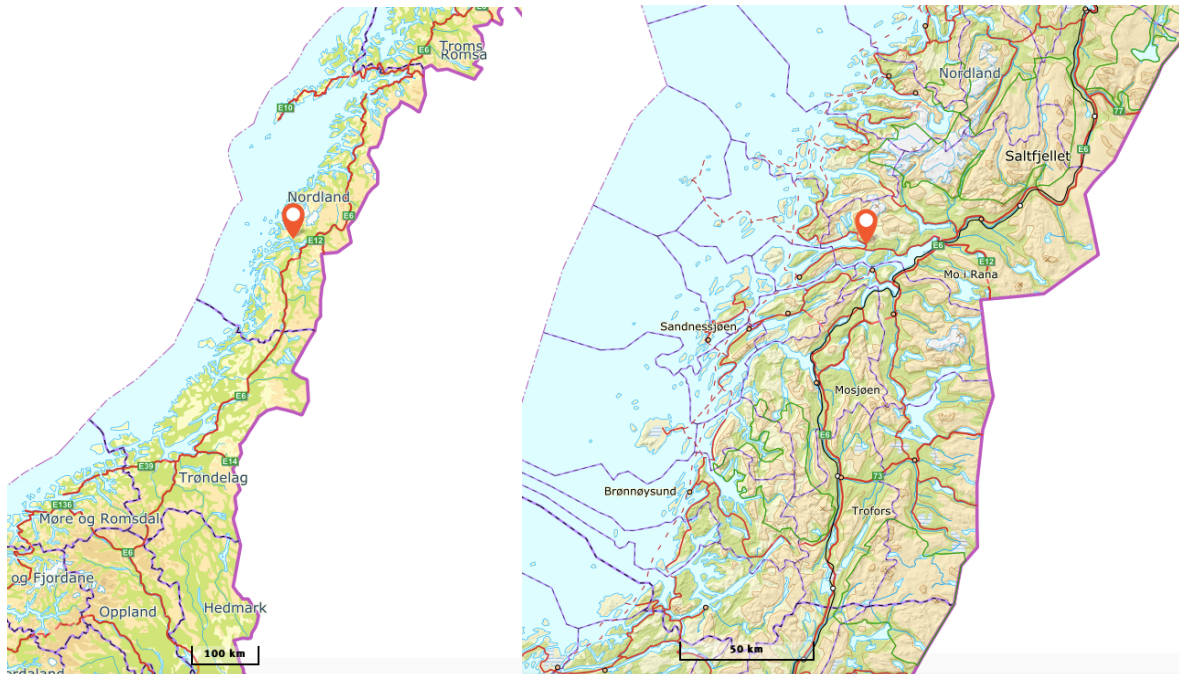
Figur 22: Bjørnstokk kraftverk i Brønnøy kommune



Figur 23: Tverrå kraftverk i Brønnøy kommune

Sjona kraftverk

Sjona kraftverk er et av vannkraftverkene som er eid av Helgeland Krafts datterselskap Helgeland Kraft Vannkraft AS. Kraftverket ligger innerst i fjorden Sjona, i Sjonbotn, i Rana kommune i Nordland. Nærmeste by er Mo i Rana omtrent 4 mil unna, og kraftverket ligger dermed i elspotområde 4. Helgeland Kraftlag A/L, etter navneendring Helgeland Kraft Vannkraft AS, fikk konsesjon til å bygge ut kraftverket 12. september 1969. Kraftverket ble satt i drift i fire år etter, i desember 1973, og kraftverkets eldste kraftproduserende del er like gammel, det vil si 46 år ved utgangen av 2019. (93)



Figur 24: Kart som viser Sjona kraftverks lokasjon(94)

Sjona kraftverk har en maksimal ytelse på 52 MW, og hadde mellom 1981 og 2010 en midlere årsproduksjon på 232 GWh. Dette tilsvarer forsyning til omlag 11900 husstander.(95) Sjona kraftverk er bygget i fjell, med andre ord er kraftverket under bakkenivå og ikke synlig for omverdenen om man ser bort fra utløpet i Sjonafjorden og porten inn til tunnelen som fører ned til kraftverket. Kraftverket har en energiekvivalent på $0,639 \text{ kWh/m}^3$, noe som er over gjennomsnittet på $0,461 \text{ kWh/m}^3$ for norske vannkraftverk anno januar 2019. (32)

Turbinen i Sjona kraftverk er av type Francis, og maskinen har en slukeevne på 22,6 kubikkmeter per sekund. De større komponentene i Sjona kraftverk er fra da kraftverket ble bygget i 1973, og er derfor 46 år gamle i 2019. Sjona er beskrevet som et driftssikkert kraftverk som gjennom sin levetid har sluppet unna de store havariene og skadene. Dette er viktig for kraftverkseieren. Det er aldri ønskelig med feil og havari, men å unngå dette blir ekstra viktig dersom det aktuelle kraftverket har stor produksjon og forsyner mange husstander. Sjona kraftverk er Helgeland Kraft Vannkraft AS nest største målt etter maksimal ytelse (etter Kolsvik), og tredje største kraftverk målt etter midlere årsproduksjon mellom 1981 og 2010 (etter Kolsvik og Grytåga). Det at selskapets tre største kraftverk er bygget på 60- og 70-tallet er typisk, som vist fra figur 4 og 5 på side 24 i delkapittelet *Hvorfor vannkraft? I Norge og resten av verden.*

Holmvatnet

Sjona kraftverk utnytter en fallhøyde på 267,7 meter fra magasinet Holmvatnet som også ligger i Rana kommune. Holmvatnet slik det er i dag oppsto på grunn av kraftutbyggingen av Sjona kraftverk tidlig på 70-tallet. Vannet besto tidligere av to mindre innsjøer, det opprinnelige Holmvatnet i sør og Nedre Fagervollvatnet i nord. Holmvatnet er demt opp 20,7 meter og Nedre Fagervollvatn 19,5 meter til kote 275 ved hjelp av en enkeltkrum hvelvdam i sørenden av vannet. (93) Denne hvelvdammen som sto ferdig i 1973 var med sine 30 meter Norges nest høyeste når den sto ferdig og fram til utbyggingen av Altavassdraget midt på åttitallet. Laveste regulerte vannstand i Holmvatnet er 254,3 m og øvre regulerte vannstand er 275 m, noe som gir magasinet et reguleringsvolum på 149 millioner kubikkmeter vann. Overløpet er over deler av damkrona og ut i det gamle elveløpet til Holmelva som strekker seg fra dammen i Holmvatnet til dens utløp i fjorden Utskarpen, en sidearm av Ranfjorden.



Figur 25: Enkeltkrum hvelvdam på Fagervollan som demmer opp Holmvatnet og Nedre Fagervollvatnet for kraftproduksjon i Sjona kraftverk.

Tilløpet til Holmvatnet er Isvassåga, en del av Holmelva, som renner fra Øvre Fagervollvatnan til Holmvatnet. Vannmengden her er økt ved at vann tas gjennom en tunnel fra vannet Sjuniogfemti til omlag kote 640 før det renner i dagen til de sørlige vannene i Øvre Fagervollvatnan og videre til Holmvatnet i en kunstig skapt elv. Dette har redusert vannmengden til Helgåga og Helgåvatnet og det har økt vannføringen i det eksisterende vassdraget mellom Øvre og Nedre Fagervollvatn. Tunnelen fra vann Sjuniogfemti er synlig i figur 26. Det er også overført vann fra Isvatn og Trolldalsvatn. Disse to vannene fungerer i dag som magasin for Fagervollan kraftverk hvis avløpsvann fremdeles løper ut i Holmvatnet. Begge disse vannene har mindre overføringer fra henholdsvis Trolldalselva og Rundtuvvatnet. Alle disse overføringene er synlige i kartutsnittet fra NVE atlas vist i figur 2. Det finnes også en pumpe på 0,1 MW fra Litje Isvatnet til Isvatnet.

Tunnelen som leder vann fra magasinet Holmvatnet til Sjona kraftverk er omlag 5234 meter lang, og denne er synlig i kartet i Figur 2.

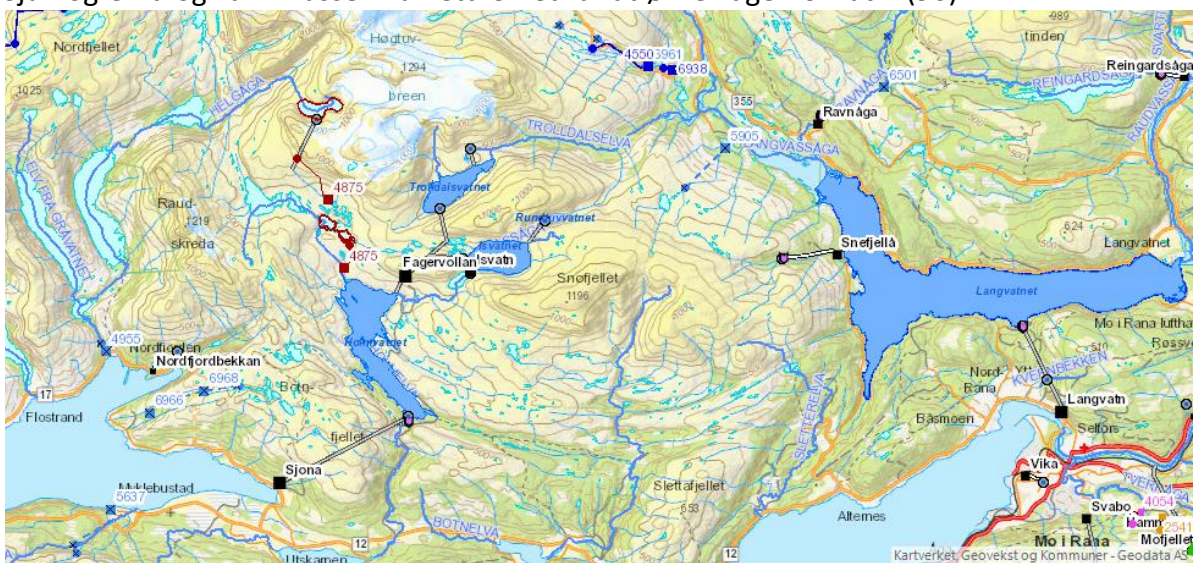
Hvis man studerer kartet i figur 2 ser man at Sjuniogfemti, innringet i rødt på figuren, er smeltevann fra isbreen Høgtuva. Høgtuvbreen gir smeltevannsavrenninger gjennom sommerhalvåret, og verdifulle bidrag til vannmassene i magasinet Holmvatnet.

Det er verdt å nevne at vann Sjuniogfemti ikke ligger på kote 759 som antatt da vannet ble navngitt, men på kote 762 ved laveste regulerte vannstand.

Det er i området nær Holmvatnet gitt konsesjon til Helgeland Kraft Vannkraft AS av 03.06.2010 til kraftverkene Fagervollan II og Fagervollan III.

Fagervollan III ville ligge høyest oppe i terrenget og være på 9,95 MW. Kraftverket skulle utnytte fallet fra vannet Sjuniogfemti ned til omtrent kote 400, noe som ville føre til at det nye, kunstige elveløpet mellom overføringstunnelen på kote 640 ville bli tørrlagt.

Fagervollan II er tenkt å være på 9,8 MW og skulle utnytte fallet fra Vatn 382 ned til det nye kraftverket plassert på kote 280. Det vil altså benyttes vannmasser både fra vannet Sjuniogfemti og vannmasser fra nettverket rundt Øvre Fagervollvatn. (96)



Figur 26: Kartutsnitt fra NVE atlas over kraftverkene Sjona og Fagervollan. De konsesjonsgitte, men ikke utbygde kraftverkene Fagervollan II og III er markert i rødt med nummer 4875. Vannet innringet i rødt under Høgtuvbreen er Sjuniogfemti. Målestokk 1:160 000. (97)

Fagervollan II og III er planlagt i en størrelse som gjør at de begge går under kategorien små vannkraftverk. Prosjektene med Fagervollan II og III er per nå strandet etter avvisning av anke til høyesterett. HelgelandsKraft AS med Energi Norge som partshjelper gikk til sak mot Statskog SF om fallrettighetene i vassdraget. Saken skulle skape klarhet i hvem som hadde fallrettighetene når et vassdrags dels er skapt og dels har fått økt vannføring som følge av overføring av vann fra et annet vassdrag. Selv om Statskog SF er grunneier sier vannressursloven § 13 første ledd at vassdrag kan tilhøre andre enn grunneier dersom dette følger av særlige rettsforhold. HelgelandsKraft AS tapte i Rana Tingrett 10. januar 2011, og anken ble forkastet av Hålogaland lagmannsrett 5. september 2011. Høyesterett forkastet anken 23. mai 2012. Dette gjorde at prosjektet med Fagervollan II og III ikke lenger er økonomisk gunstig for Helgeland Kraft Vannkraft AS, og prosjektet er derfor lagt på is. Vannmassene tiltenkt Fagervollan II og III utnyttes derfor i dag kun til produksjon i Sjona Kraftverk. (98) (10)

Lov om vassdrag og grunnvann (vannressursloven)
§ 13.(hovedregelen om grunneierens rådighet)

Vassdrag tilhører eieren av den grunn det dekker, hvis ikke annet følger av særlige rettsforhold. Når et vassdrag helt eller delvis ligger i sameie, gjelder regler i lov 18. juni 1965 nr. 6 om sameige for forholdet mellom sameierne.

Eierne på hver side av et vassdrag har lik rett til utnytting av vannkraften, om ikke annet følger av særskilt rettsgrunnlag.

Grunneieren kan motsette seg at andre uten særskilt rettsgrunnlag utøver rådighet over vassdrag som tilhører ham. Innenfor de rammer lovgivningen setter, kan grunneieren selv råde over vassdraget så langt ikke særlige rettigheter er til hinder for dette.

Vassdragsmyndigheten kan fastsette begrensninger i rådigheten over en eiendom av hensyn til fremtidig drikkevannsforsyning som er under planlegging. En slik begrensning kan ikke gjøres gjeldende for mer enn fem år. Vedtaket kan fornyes én gang med opp til fem nye år. (10)

Sjona Kraftverks generator

Sjona kraftverks generator er like gammel som kraftverket selv. Den ble implementert under byggingen, og nærmer seg derfor femti år. Komponenten har vært nøye overvåket og vedlikeholdt gjennom disse årene, og kostbare havari har vært unngått.

Maskinen i Sjona er som nevnt tidligere en vertikal maskin, hvor akslingen går fra francisturbinen opp til generatoren. Over turbinen, men under generatoren finnes et styrelager, omtalt som nedre lager, som passer på at de radielle kreftene ikke får akslingen ut av posisjon. Over generatoren finnes et nytt lager, et kombinasjonslager, som kombinerer øvre styrelager og kraftverkets bærelager. Her holdes med andre ord både de radielle kreftene i akslingen i sjakk, og lasten fra aksel, turbin og rotor overføres til fundamentet via armkorset. Dette lageret omtales gjerne som øvre lager.

Overvåkning av øvre lager

Overvåkningen av det øvre lageret i generatoren foregår ved hjelp av flere elementer, altså flere ulike sensorer. Denne grundige overvåkingen skyldes at problemer knyttet til lager gjerne kan være et symptom på at andre ting i aggregatet ikke er helt som det skal. Dessuten er lagerhavari kostbare både på grunn av reparasjon, produksjonsstans og vanntap, og de kan være tid- og ressurskrevende.

I Sjona kraftverk overvåkes bærelageret blant annet ved hjelp av PT100-elementer som overvåker temperaturen. Det finnes to slike elementer som overvåker temperaturen i lagersegmentene. For å sikre stabil tilgang til lagerolje og for å varsle om lekkasjer finnes det en nivåmåler som overvåker oljenivået. Etersom Sjona kraftverk har intern lagerkjøler, kjølevann sendes gjennom en spiral nedsenket i lageroljen, er kjølesystemet utstyrt med en strømningsvakt. Denne sikrer strømmen av kjølevann gjennom kjølespiralen i lageroljen, og finnes både for å sikre at kjølesystemet ikke er tettet. Informasjon om lagerovervåkingen er gitt av personell i Helgeland Kraft Vannkraft AS.

For å sikre at kvaliteten på lageroljen er tilfredsstillende skal det tas årlige oljeprøver. Fra øvre lager tas det tre prøver på 100 ml hver. Disse prøvene sendes til et laboratorium som analyserer prøvene som er tatt ved kraftverket, og undersøker om partikkelnivået i oljen er et lavt nok. Høyt partikkelnivå i lageroljen kan som beskrevet i delkapittelet *typiske lagerfeil* fra side 50 skyldes en rekke ulike feil og hendelser som fører til for eksempel tæring på lageret slik at partikler fra lagermetallet blandes med oljen, eller situasjoner med rust eller avflassing i lagerhuset.

Analysene fra laboratoriet kommer tilbake med svar på for eksempel hvor mange partikler under en viss størrelse som finnes i prøven slik det er vist i figur 27. Er svaret tilfredsstillende, blir prøven godkjent.

		Antall:	
Prøvestørrelse ml.	100	> 5 μm	56 940
Antall paralelle prøver	3	> 10 μm	16 657
NAS Klasse: 8		> 15 μm	7 487
		> 25 μm	1 987
		> 50 μm	363
		> 100 μm	57

Figur 27: Utdrag fra partikkeltelling i oljeprøve i øvre lager i Sjøna kraftverk

I tillegg til denne partikkeltellingen gjøres en spektroskopisk analyse hvor mengden av ulike grunnstoffer i lageroljen måles. Et eksempel på en slik tabell er vist i figur 28 på side 91 under delkapittelet *Oljeanalyser*. Dette kan fortelle noe om hvor den eventuelle forurensingen i lageroljen kommer fra, noe som er nyttig å vite med tanke på lokalisering av eventuelle feil eller for å bedre kunne planlegge vedlikehold.

Spektroskopi er identifisering av grunnstoffer gjort ved å undersøke hvilke bølgelengder av elektromagnetisk stråling et bestemt stoff kan ta opp eller sende ut.

I tillegg foretas en såkalt FT-IR-analyse: en infrarød analyse av oljeprøven. Ved bruk av denne teknikken kreves det at det eksisterer en referanseprøve av nøyaktig samme oljetype som den som skal analyseres. I denne analysen blir det eventuelle vanninnholdet i oljen bestemt, slik at en eventuell kjølevannsl lekkasje kan detekteres. I tillegg undersøkes prøven for sot, oksidasjon, nitresjon og sulfat. Også innholdet av antiwear måles. Antiwear er slitasjehemmere som benyttes blant annet i lageroljer, men disse tilsetningene vil brukes opp i løpet av oljens levetid. Forbruket av antiwear vil øke ved tilstedeværelse av vann, og høyt forbruk kan derfor tyde på for eksempel kjølevannsl lekkasje. I tillegg undersøkes oljens viskositet ved 40°C, en typisk brukstemperatur for lageroljen, og syretallet i prøvene. Dette gir en utfyllende analyserapport, som ved tilfredsstillende prøveverdier vil stemple oljen som godkjent.(99)

Tilstandsovervåkning av Sjona kraftverks generator

Som i alle kraftverk foregår det utstrakt tilstandsovervåkning av generator også i Sjona. Dette skjer ved bruk av sensorer for temperatur, vibrasjon, væskestrøm med mer, samt ved inspeksjoner og prøvetakninger. Tilstandskontrollene som utføres på generatoren i Sjona kraftverk er listet opp i tabell 8 under:

Komponent	Tidsbruk [t]	Intervall	Arbeidsbeskrivelse
Vifteblad rotor	0,5	1/år	Bankekontroll og evt tiltrekking av vifteblad
Øvre lager	2	4/år	Oljeprøve
Nedre styrelager	2	4/år	Oljeprøve
Blikkpakke rotor	1	4/år	Inspeksjon av rotor med særlig blikk for løse deler (blikkpakker)
Stator	15	1/år	Inspeksjon av generator. Blikkpakke sjekkes for skader, løst blikk og smuss. Kiler og kilestoppere undersøkes. Viklinger, spoleholdere, generatoruttak og 0-punkt sjekkes for skader/tæring.

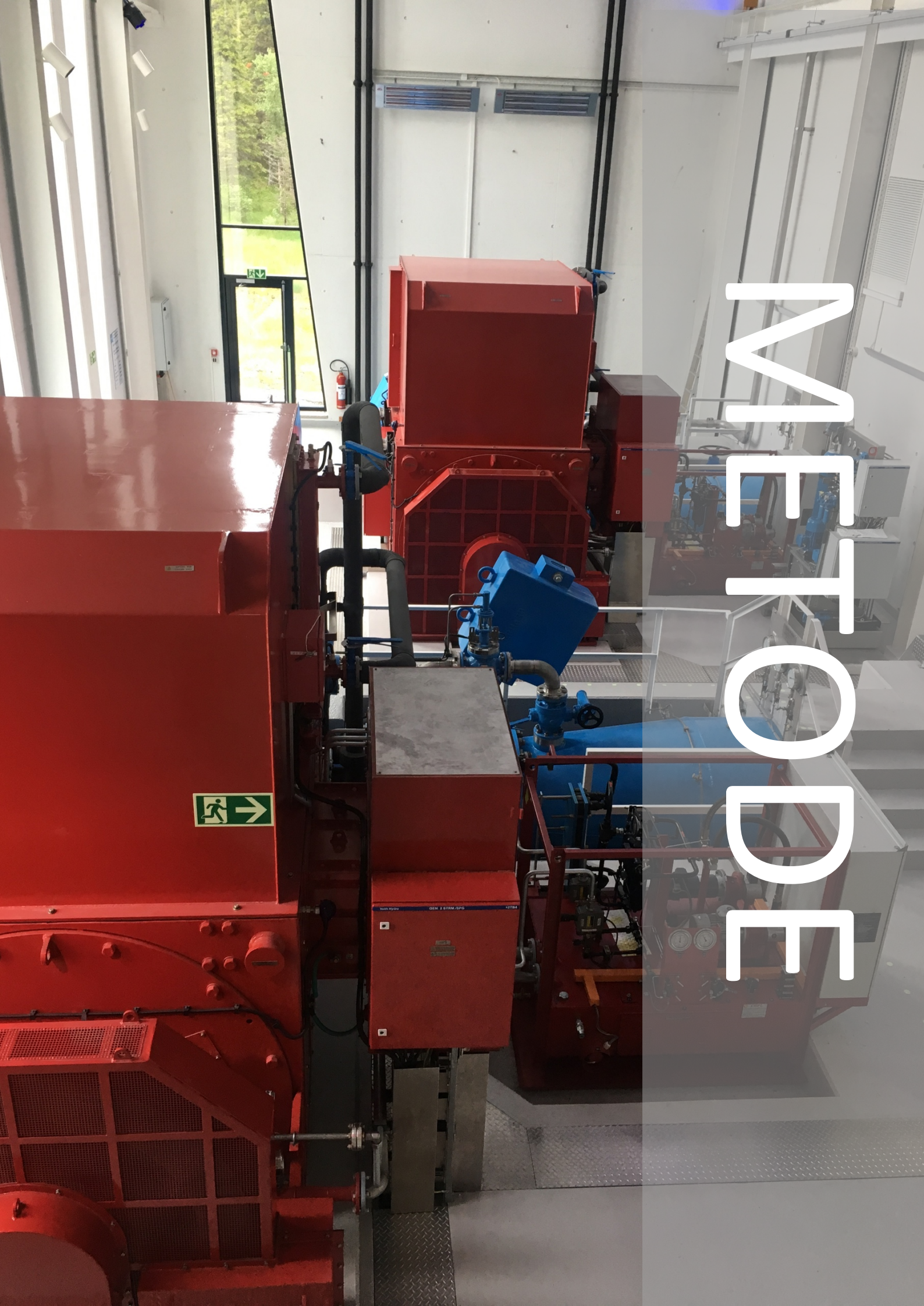
Tabell 8: Tilstandsovervåkning av generator i Sjona kraftverk.

I tillegg til denne tilstandsovervåkingen med intervaller på en til fire ganger i året, er det månedsrunder på anlegget som vist i tabell 9. Her er alle punkter gjennomgått en gang i måneden for å sikre stabil og sikker drift av kraftverket. I tillegg er det hver sjettede måned ytterligere vedlikeholdsrutiner som gjennomgås. Blant annet tømmes oljebeholderen til bære-/øvre styrelager, og det er årlige kontroller hvor man undersøker funksjonen av alle signaler (varsel og stopp). Det er i tillegg også en årskontroll av styring/overvåkning i generator ved at det foretas en funksjonskontroll av temperaturgiver i lagerhuset.

Komponent	Tidsbruk [t]	Arbeidsbeskrivelse
Børstebru	0,5	Børster inspiseres for slitasjer
Øvre lager	0,25	Kontroll av oljenivå i lagerhus. Visuell kontroll mtp lekkasje.
Nedre styrelager	2	Kontroll av oljenivå
Luftkjølere generator	0,15	Visuell kontroll for lekkasjer
Stator	0,15	Avlesning av temperatur på statorviklinger.
Bremse/løfteanlegg	0,5	Inspeksjon av bremseklosser
Trykkoljeavlastning	0,15	Visuell inspeksjon for lekkasjer.
Instr.temp.gen.gen.plan(a119)	0,15	Avlesning av temperatur.
Øvre lager – kjøler	0,15	Visuell kontroll for lekkasje. Temperatur sjekkes.
Nedre lager – kjøler	0,15	Visuell kontroll for lekkasje. Temperatur sjekkes.

Tabell 9: Månedskontroll av generatorkomponenter i Sjona kraftverk.

I tillegg til disse tilstandskontrollene foretatt ved inspeksjoner finnes det en rekke sensorer som samler inn måledata fra kraftverkets komponenter. Disse blir i stor grad brukt til vern, altså vil de utløse en alarm eller innlede en stans for å unngå havari dersom verdier utover en gitt grenseverdi overskrider.



METHODE

Kapittelbilde:

Kraftverkshall i Øvre Forsland kraftverk. I denne kraftverkshallen har de synlige delene to farger, rødt eller blått. De blå delene symboliserer vann, og inkluderer rør og turbinhus. De røde delene symboliserer strøm. Kraftverket er lokalisert i Leirfjord kommune, og det ble satt i drift i 2015. Kraftverket har to aggregat og en installert effekt på 8,6 MW. Midlere årsproduksjon er 35 GWh, noe som tilsvarer forsyning til omlag 1700 husstander. (9)

Feil- og vedlikeholdshistorikken til Sjona Kraftverks generator

Motivasjonen bak denne teksten er i stor grad å identifisere områder hvor Helgeland Kraft Vannkraft AS som kraftverkseier av Sjona kraftverk kan ha nytte av å forbedre tilstandsovervåkning og dermed også forenkle vedlikeholdsplanlegging og redusere kostnader og vedlikeholdsbehov på generatorens bærelager ved hjelp av nye digitale hjelpemidler. For å gjøre dette er det gjort et dypdykk inn i kraftverkets feil- og vedlikeholdshistorikk for å kartlegge hvilke områder det vil være fordelaktig å studere i denne sammenhengen.

Sjona kraftverk er av kraftverkseier beskrevet som et driftssikkert kraftverk med få feil og få større problemer. Kraftverket virker å være godt driftet av kraftverkseier. Det har selvfølgelig vært uønskede hendelser i løpet av kraftverkets snart 46 år lange levetid, men de store havariene har vært unngått. Dette er typisk for vannkraftverk – de er driftssikre og har lang levetid, og de vil med godt vedlikehold og uten uforutsette hendelser kunne drifte stabilt og sikkert i mange år. Likevel har som nevnt noen feil oppstått, og for å finne områdene hvor det finnes forbedringspotensial er feilhistorikken til kraftverkets generator gjennomgått. En grundigere innføring i denne finnes i delkapittelet *Feilhistorikk* fra side 88

I neste delkapittel, *Vedlikeholdshistorikk* på side 85, er feilhistorikken fra 1999 til 2019 undersøkt. Perioden innledes ved implementeringen av IFS til dags dato, og vil derfor inkludere historikk fra to tiår tilbake i tid og vil derfor si noe både om nyere feilhistorikk og dagens situasjon, samt hvordan fortiden har vært. Fokuset vil være data som omhandler kraftverkets generator.

Ettersom generatoren er en svært sentral kraftverkskomponent, og den er derfor nøye overvåket. I Sjona og i mange andre kraftverk foregår størsteparten av denne overvåkingen som et ledd i kraftverkets vern. Dette betyr at mye sensordata fra overvåkingen av de ulike komponentene ikke blir lagret og logget, kun sett i forhold til en bestemt grenseverdi. Er grenseverdien nådd vil en alarm utløses og kraftverket vil eventuelt også gå i stans for å verne maskinen mot skader og havari. Dersom en slik alarm utløses, for eksempel ved høy vibrasjon eller for lavt oljenivå, vil personell gjerne gå inn i kraftverket og manuelt undersøke og eventuelt også rette feilen. Slike hendelser vil loggføres som arbeidsordrer, og er derfor inkludert i historikken til kraftverkseier Helgeland Kraft Vannkraft AS.

I tillegg til slike loggførte feil som følge av varsler og alarmer, blir også arbeidsordrer som følge av feil oppdaget ved periodiske kontrollrunder loggført i samme system. Dette kan for eksempel dreie seg om etterfylling av olje og tetting av lekkasjer i etterkant av at oljesøl oppdages i kraftstasjonen ved slike kontrollrunder.

Ikke alle arbeidsordrer i kraftverket kommer som følge av feil oppdaget gjennom vern eller inspeksjoner. Mye av arbeidet som blir utført er rene såkalte FV-tiltak. FV står for forebyggende vedlikehold, og kan for eksempel inkludere å ta oljeprøver fra lagrene til analyse, eller renhold av lagerkjøleren.

Feil- og vedlikeholdshistorikken til komponenten er altså tilsynelatende godt loggført av kraftverkseieren Helgeland Kraft Vannkraft AS gjennom nedskrevne arbeidsordrer knyttet til generatoren. Ved å undersøke alle arbeidsordrene, alle utførte arbeidsoppgaver, på generatoren i Sjona kraftverk mellom juni 1999 til januar 2019 kan man si noe om

vedlikeholdsbehovet til generatoren i Sjona kraftverk, og også mer spesifikt om vedlikeholdsbehovet og feilhistorikken til kraftverkets bærelager.

Vedlikeholdshistorikk

Til sammen er det registrert 190 arbeidsordrer på generatoren i løpet av tidsperioden juni 1999 til januar 2019. Når en arbeidsordre loggføres blir alle disse oppdragene tildelt et eget nummer, hvor arbeidsordrer knyttet til vedlikehold har et nummer med verdi større enn 6000. Det er altså lett å luke ut arbeidsordrer knyttet til vedlikehold fra andre ordrer som kan skyldes feil, revisjoner med mer. Av de totalt 190 arbeidsordrene på generatoren i dette tidsspennet er 121 av disse rene vedlikeholdsrutiner med arbeidsordensnummer lavere enn 6000. Eksempler på dette kan være periodisk kontroll av rotor, rengjøring av børstene, inspeksjon av lagerkjøler eller andre tilstandskontroller av ulike generatorkomponenter. Blant disse vedlikeholdsoppgavene er 26 av dem knyttet til Sjona kraftverks to lager, altså kombinasjonslageret øvre lager og det rene styrelageret nedre lager, eller kraftverkets trykkoljeavlastning. Trykkoljeavlastningen, som står for fire av disse senere presenterte arbeidsordrene, er relevant å studere i denne sammenhengen da denne er tett knyttet opp mot lagerets funksjon som beskrevet i delkapittelet *lagerets oppbygging* fra side 45. Dersom man isolerer ut vedlikeholdsoppgaver knyttet til kraftverkets øvre lager, altså kombinasjonslageret bærelager/øvre styrelager, finner man at av de totalt 26 registrerte og loggførte arbeidsordrene i tidsperioden så er elleve knyttet direkte til denne komponenten eller dens kjøler.

Vedlikeholdsoppgavene av typen FV-tiltak (forebyggende vedlikehold) utført på disse generatorkomponentene mellom 1999 og 2019 er presentert i tabellen på neste side, tabell 10:

Arbeidsordrer registrert som FV-tiltak ved Sjona kraftverk i perioden 1999-2019:

Registreringsdato	Komponent	Arbeidstype	Arbeidsbeskrivelse
03.03.2000	Øvre lager	Tilstandskontroll	Oljeprøve av olje i lagerhus. Evt filtrering av olje.
03.03.2000	Øvre lager – kjøler	Inspeksjon/rengjøring	Rengjøring av lagerkjøler ved hjelp av rensemiddel.
03.03.2000	Nedre lager - kjøler	Inspeksjon/rengjøring	Rengjøring av lagerkjøler ved hjelp av rensemiddel
03.03.2000	Nedre lager	Tilstandskontroll	Oljeprøve av olje i lagerhus. Evt filtrering av olje.
01.03.2002	Øvre lager	Tilstandskontroll	Oljeprøve av olje i lagerhus. Evt filtrering av olje.
01.03.2002	Nedre lager	Tilstandskontroll	Oljeprøve av olje i lagerhus. Evt filtrering av olje.
03.03.2004	Øvre lager	Tilstandskontroll	Oljeprøve av olje i lagerhus. Evt filtrering av olje.
03.03.2004	Nedre lager	Tilstandskontroll	Oljeprøve av olje i lagerhus. Evt filtrering av olje.
05.03.2004	Øvre lager – kjøler	Inspeksjon/rengjøring	Rengjøring av lagerkjøler ved hjelp av rensemiddel.
05.03.2004	Nedre lager kjøler	inspeksjon/rengjøring	Rengjøring av lagerkjøler ved hjelp av rensemiddel.
13.02.2006	Øvre lager	Tilstandskontroll	Oljeprøve av olje i lagerhus. Evt filtrering av olje.
13.02.2006	Nedre lager	Tilstandskontroll	Oljeprøve av olje i lagerhus. Evt filtrering av olje.
22.05.2006	Trykkoljeavlastning	Periodisk kontroll	Bytte av filter, fin og grov.
11.01.2008	Øvre lager	Tilstandskontroll	Visuell kontroll for lekkasjer. Oljeprøve av olje i lagerhus med partikkel telling sendes til oljelab. Evt filtrering av oljen.
11.01.2008	Nedre lager	Tilstandskontroll	Oljeprøve. Ved dårlige verdier skal oljen filtreres eller byttes. Det er viktig å følge ensartet instruks for prøvetaking.
01.02.2010	Øvre lager - kjøler	Inspeksjon/rengjøring	Rengjøring av lagerkjøler ved hjelp av rensemiddel.
01.02.2010	Nedre lager - kjøler	Inspeksjon/rengjøring	Rengjøring av lagerkjøler ved hjelp av rensemiddel.
2012	Trykkoljeavlastning	Periodisk kontroll	Bytte av filter, fin og grov.
2015	Trykkoljeavlastning	Periodisk kontroll	Bytte av filter, fin og grov
2015	Øvre lager - kjøler	Inspeksjon/rengjøring	Rengjøring av lagerkjøler ved hjelp av rensemiddel. Syrevask med CIP.
2015	Øvre lager - kjøler	Inspeksjon/rengjøring	Rengjøring av lagerkjøler ved hjelp av rensemiddel.
2015	Nedre lager - kjøler	inspeksjon/rengjøring	Rengjøring av lagerkjøler ved hjelp av rensemiddel. Syrevask med CIP
2015	Nedre lager - kjøler	Inspeksjon/rengjøring	Rengjøring av lagerkjøler ved hjelp av rensemiddel.
08.06.2016	Nedre lager	Oljeprøve	Oljeprøve tatt og innsendt til analyse i forbindelse med varsel om høyt nivå
13.10.2016	Øvre lager	Syrevask	Lager vasket med syre.
06.01.2018	Trykkoljeavlastning	Periodisk kontroll	Bytte av filter, fin og grov.

Tabell 10: FV-tiltak på Sjona kraftverks to lager og trykkoljeavlastning i perioden juni 1999 til januar 2019. Enkelte arbeidsordrer mangler nøyaktig tidspunkt og disse er antatt av forfatteren og markert i rødt.

Tabellen viser et utdrag av den totale historikken med loggførte arbeidsordrer ved Sjona kraftverk i den gitte perioden. Som nevnt over er de såkalte FV-tiltakene for øvre lager, nedre lager og trykkoljeavlastning her plukket ut. Vanligvis er arbeidsordrer som disse loggført med svært nøyaktig tidsangivelse, med dato og klokkeslett for utførelse av arbeidsoppgave. Dette er for å ha en nøyaktig ført historikk for ettertiden, men også for å kunne fastslå hva som kan være årsak dersom feil eller havari oppstår i etterkant av slike vedlikeholdsrunder. Problematikk rundt dette er sjeldent, men den grundige loggføringen av klokkeslett og dato er likevel et enkelt grep å ta som kan være verdifullt den dagen noe uforutsett skulle oppstå.

Til tross for denne grundige loggføringen har enkelte av disse ellers svært så nøyaktige tidspunktene blitt overskrevet, og det er derfor i enkelte tilfeller vanskelig å si nøyaktig når arbeidsordren er utført. Derfor er enkelte tidspunkt for utførelse av enkelte av FV-tiltakene i tabell 9 anslått av forfatteren på bakgrunn av det resterende datamaterialet som var tilgjengelig. Det kan for eksempel være nærliggende å anta at det ble utført tilstandskontroll av øvre lager og inspeksjon og rengjøring av øvre lagers kjøler 03.03.2000 ettersom de tilsvarende arbeidsordrene ble utført på nedre lager og nedre lagers kjøler samme dag. Videre historikk og samtaler med ansatte i Helgeland Kraft Vannkraft AS viser at disse

oppgavene gjerne blir utført på både øvre og nedre lager til samme tid. Tidspunktet for arbeidsordren blir derfor en kvalifisert gjetning. Disse antagelsene gjort i mangel på nøyaktig tidsangivelse er markert i rødt i tabell 10.

I tillegg er enkelte arbeidsordrer som er klassifisert som forebygging- og vedlikeholdstiltak (FV), utelatt fra tabell 10 da de ikke har relevans i denne sammenhengen. Dette dreier seg om diverse innkjøp av for eksempel ekstra lagerolje eller filter gjort gjennom årenes løp som har blitt loggført som arbeidsordrer knyttet til Sjona kraftverks generator.

Oljeprøver

Ved å tolke informasjonen fra tabell 10 kan man tydelig se intervallene for de ulike vedlikeholdsoppgavene som er utført mer eller mindre jevnlig ved Sjona kraftverk. En av de punktene som jevnlig skal kontrolleres ved alle Helgeland Kraft Vannkraft AS sine kraftverk er lageroljen og dens tilstand. Hvert år skal det tas lageroljeprøver som sendes til analyse ved et oljelaboratorium for å sikre at lageroljen til enhver tid holder tilfredsstillende kvalitet. Dette er beskrevet mer inngående i tekstens teoridel under delkapittelet *Overvåkning av øvre lager* på side 78. Når tabell 10 og lagrenes vedlikeholdshistorikk for de siste tjue årene studeres, finner man at det er foretatt langt færre oljeanalyser enn hva kraftverkseier har fastsatt. I løpet av den aktuelle perioden mellom juni 1999 og januar 2019 er det tatt fem oljeprøver fra kombinasjonslageret øvre lager ifølge historikken som er basert på kraftverkseiers loggførte arbeidsordrer. Disse oljeprøvene er tatt som følger:

03.03.2000 (antatt dato) 01.03.2002 03.03.2004 13.02.2006 11.01.2008

Det er dermed tydelig at det kan virke å være store avvik fra kraftverkseier egne retningslinjer om at slike oljeprøver av lageroljen i øvre lager skal tas og analyseres årlig. I årene fram mot 2008 er oljeprøvene tatt hvert andre år noe som kan tyde på at rutinene tidligere har hvert at oljen skal analyseres kun hvert andre år, men etter 2008 er ingen arbeidsordrer knyttet til prøvetaking av lageroljen loggført. Fra nedre lager er det tatt totalt seks oljeprøver fra tidsperioden, altså en prøve mer enn for øvre lager, ifølge arbeidsordrene. Dette temaet kommenteres videre i kapittelet *Oljeanalyser* på side 91.

Øvrig vedlikehold

De øvrige vedlikeholdsoppgavene loggført i form av arbeidsordrer er gjerne renhold av lagerkjøleren. Dette gjøres for å unngå fenomener som for eksempel groing som er bedre beskrevet i delkapittelet *Typiske lagerfeil* på side 50. I tillegg er det flere ganger byttet filter i kraftverkets trykkoljeavlastning. Alt dette ser ut til å være i henhold til kraftverkseiers bestemmelser og vedlikeholdsrutiner, men det er også mulig det har skjedd glipper i løpet av årenes løp som gjør at noe utført vedlikehold ikke er loggført.

Feilhistorikk

Blant de 190 arbeidsordrene registrert i perioden juni 1999 til januar 2019 er 34 registrert som feil. Disse feilene har oppstått på ulike generatorkomponenter, hvor noen av disse ikke lenger er i bruk på grunn av utfasing eller utskifting.

Feilene registrert som arbeidsordrer på Sjona kraftverks generator er presentert i tabell 11 som følger under:

Arbeidsordrer kategorisert som feil ved Sjona kraftverk i perioden 1999-2019:

Registrerings-dato	Komponent	Feilbeskrivelse	Utført arbeid
02.06.1999	Sleperings- arrangement, generatortopp	Uønsket utløsning av rustvern under oppstart	Rengjøring og smurning
19.07.1999	Nedre styrelager	Signal på lav oljestand, lavt oljenivå.	Etterfylling av olje etter 8-10 mnd ved signal
25.08.2000	Bære-/øvre styrelager	Materialfeil/reklamasjon på trykkoljeavlastning	Reparert slange for trykkolje til bærelagersegment
13.10.2000	Sleperings- arrangement, generatortopp	Smuss, oljesøl og evt. Tette luftslanger	Opptørking, rengjøring, tetting
02.01.2001	Sleperings- arrangement, generatortopp	Tette avluftingsslanger fra lagerhus. Mye oljedamp kondenserer og skaper oljesøl på lagerhusdeksel ER DETTE LAGERGREIER?	Tette lekkasje på slanger fra avluftning-lagersegment
22.05.2001	Styrepult brems	defekt magnetventil	Bytte ventil
31.07.2002	Stator	Jordfeilvarsel ved oppstart	kontrollert
07.01.2003	Styrepult brems	Ny ventil i forbindelse med nødstyring. Oppdaget ved forebyggende vedlikehold	Ny magnetventil
03.03.2004	Sleperings- arrangement, generatortopp	Feilmelding/alarm, smuss/støv	Rengjøring av generatortopp, skifting av børtster
03.02.2005	Bære-/øvre styrelager	Varsel om lav oljestand	Etterfylling av olje
20.05.2005	Generator 60 MVA	Varsel om lagerstrøm, aggregat til stopp. To tilfeller.	Resetting av vern
22.07.2005	Bære-/øvre styrelager	Varsel om lav oljestand	Etterfylling av 27 liter olje. Stort tap pga oljedamp. Opptørking av olje fra dørken
08.08.2005*	Bremsesystem	Feilmelding - utslitte bremsklosser	Bremsklosser skiftet
18.01.2006	Bremsesystem	Feilmelding - brems på under drift, nedslitt bremsesko	Utskifting av bremsesko
11.04.2006	Generator 60 MVA	Feil oppdaget under sjekkerunde i form av mye oljesøl og smuss på gulv	Rengjøring av generatorgruve, fyller olje på dørkplater rundt nedre lager.
03.05.2006	Bære-/øvre styrelager	Oppdaget under sjekkerunde. oljelekkasjer fra gjennomføringer	Tetting av lekkasje
28.11.2006	Bære-/øvre styrelager	Oljelekkasje fra kapelanrør øvre lager oppdaget under sjekkerunde	Tetting
03.01.2007*	Kjøler øvre lager	Oljelekkasje fra lager oppdaget under sjekkerunde	Tetting av gjennomføringer
08.02.2007	Bære-/øvre styrelager	Oljelekkasje fra lager oppdaget under sjekkerunde	tetting
20.10.2008	Styring/overvåkning	Lagerstrømsvern. Feil etter flytting av kabel.	Omlagging av kabel, skjerming i rør.
16.02.2009	Bære-/øvre styrelager	Varsel lavt oljenivå	Etterfylling av 30 liter olje

04.10.2010	Generator 60 MVA	Aggregat ikke startklart. Ble stoppet før fullført startforløp. Sugerørsluke ikke stengt. PLS/software feil	
09.03.2011	Generator 60 MVA	Aggregat ut på lang starttid	
03.11.2011	Bremse-/løftanlegg	Feil på flottør i oljekasse, flottørbryter fusker	Ny flottør montert
2013	Øvre lager	Weka magnetshalter smuldrer opp og sprekker pga elde og slitasje. Feil oppdaget under sjekkerunde. Fare for at den løsner og gir feilsignal.	Skifte av Weka magnetshalter. Testet. Alt ok.
07.10.2013	Styring/overvåkning generator	Avvik på temperatur 1 L1 st.vikl. avvik på ca 12°C på statorvikling oppdaget under sjekkerunde	Gått over tilkoblinger, alt OK
25.03.2014	Nedre styrelager	Varsel lavt oljenivå	Etterfylt 10 l olje
14.04.2014	Nedre styrelager	Feil på oljestandsmåler, signal lavt oljenivå	Byttet weka oljestandsmåler
23.05.2016	Nedre styrelager	FM Varsel lavt oljenivå. Nivåbryter montert for høyt, lastavslag på 40 MW steg nivå i kammeret, flottør hentet seg opp.	Nivåbryter flyttet ned, signal testet
03.07.2017	Generator 60 MVA	Utfall 132 kV 28.06.17 pga nettproblemer	Resatt
17.07.2017	Nedre styrelager	Varsel lavt oljenivå, kortvarig feilmelding	Etterfylling av olje
04.12.2017	Bære-/øvre styrelager	Tette oljekasjer. korte slager, tette PG nipler. Påfyllingsplugg.	Utført
12.01.2018	Nedre styrelager	Oljelekkasje. Tette inspeksjonslokk. Flytte slange. PG nipler	Tettet
06.02.2018	Bære-/øvre styrelager	liten lekkasje i generatortopp	Byttet luftslange

Tabell 11: Feil registrert i form av arbeidsordrer utført ved Sjøna kraftverk i perioden 1999-2019. Komponenter som ikke lenger er i bruk er markert i grønn skrift. Anslåtte tidspunkt er markert ved bruk av rødt skrift. Feil på kombinasjonslageret bære-/øvre styrelager er markert i gult.

På samme måte som i tabell 10 er arbeidsordrer i tabell 11 som ikke har et konkret tidspunkt skrevet i rødt for å markere at disse tidspunktene kun er et anslag gjort av forfatteren. Som nevnt i forrige avsnitt er enkelte av generatorkomponentene som blir nevnt i tabellen skiftet ut i løpet av de siste tjue årene. Komponenter som ikke lenger er i bruk er markert ved at de er omtalt med grønn skrift. Feil knyttet til kombinasjonslageret bære-/øvre styrelager har gul markering.

Analyse av feilhistorikk

Ved å studere tabell 11 blir det tydelig at enkelte feil har gått igjen i løpet av tjueårsperioden fra juni 1999 til januar 2019. I starten av perioden er mye av problematikken knyttet til sleperingsarrangementet i generatortoppen, men denne komponenten er ikke lenger i bruk og problemet er således ikke lenger aktuelt å se på. Ellers har det vært noen problemer knyttet til bremsesystemet, men dette kan ikke sees på som unormalt over en så lang tidsperiode. Det er også en håndfull arbeidsordrer knyttet til at generator har falt ut av ulike årsaker, enten på grunn av utfall i nettet, PLS/software-feil eller ved for lang starttid. Dette kan heller ikke sees på som unormalt over en så lang periode. Ut over dette er de fleste arbeidsordrene som er registrert som feil knyttet til lager. Dette er studert nærmere i neste delkapittel *Lagerfeil* på side 90.

Lagerfeil

I tabell 11 er lagerfeil knyttet til kombinasjonslageret bære-/øvre styrelager, heretter kun omtalt som øvre lager, markert i gult. Bare det å kaste et blikk på tabellen gjør det tydelig at en stor andel av feilene på Sjona kraftverks generator er knyttet til denne komponenten. Faktisk er hele 19 av 34 registrerte feil i perioden feil knyttet til lager, enten i form av feil på selve lagrene, lagerkjølerne, lagerstrømsvern eller trykkoljeavlastning. Dette er nærmere 56% av alle generatorfeil i perioden. Feil knyttet til øvre lager, altså arbeidsordrene markert i gult i tabell 11, utgjør 11 arbeidsordrer. Dette er fortsatt en stor andel, nærmere 33%, av alle feil i perioden 1999-2019.

Lager er som nevnt i tekstens teoridel komponenter som typisk er utsatt for feil og havari ettersom de ved ukorrekt belastning raskt vil tæres og havarere. De fungerer i så måte godt som symptom på resten av aggregatets tilstand. Dette gjør at det er viktig å overvåke lagrene i et kraftverk, noe som blir gjort også i Sjona slik det blir beskrevet i delkapittelet *Overvåkning av øvre lager* på side 78 og *Tilstandsovervåkning av Sjona kraftverks generator* på side 80. Dette gjør at feil vil oppdages tidlig, slik at de kan rettes før det oppstår skade som igjen kan lede til et havari. Et lagerhavari vil føre til lang utetid for kraftverket, og således føre til store inntektstap for kraftverkseier i tillegg til utgifter knyttet til en eventuell reparasjon.

Når arbeidsordrene markert i gult i tabell 11, feilene registrert på Sjona kraftverks øvre lager, studeres nærmere er det også tydelig at svært mange feil på ulike måter er knyttet til lageroljen. At oljeproblematikk står for majoriteten av lagerfeilene ved et kraftverk, er ikke uvanlig, men det er likevel verdt å merke seg at sju av elleve feil på øvre lager, nær 64% av arbeidsordrer kategorisert som feil på kombinasjonslageret, er knyttet til lave oljenivå. Fem av de øvrige feilene er knyttet til oljeproblematikk i nedre lager. I løpet av den nevnte tjueårsperioden fra 1999 til 2019 har det altså vært flere tilfeller av etterfylling av lagerolje til begge lagrene. Etter samtale med ulike kraftselskap og kraftverkseiere er ikke dette nødvendigvis unormalt – oljeproblematikk er vanlige lagerfeil. Til tross for at statistikken kan omtales som normal er det tydelig at oljelekkasjer fra lager står for en overveldende andel av alle generatorfeil ved dette kraftverket. Dette understreker viktigheten av overvåkning av oljenivå- og kvalitet ved begge kraftverkets lager.

Oljeanalyser

Som følge av oppdagelser gjort ved å studere Sjona kraftverks vedlikeholdshistorikk presentert i tabell 10 på side 85 i delkapittelet *Vedlikeholdshistorikk* er det funnet at kraftverkseier Helgeland Kraft Vannkraft AS trolig ikke har fulgt sine egne rutiner for tilstandsovervåkning av lageroljen gjennom årlige oljeprøver. Når dette suppleres med informasjon fra studier gjort av kraftverkets feilhistorikk presentert i tabell 11 på side 88-89 i delkapittelet *Feilhistorikk* ser man også at svært mange av arbeidsordrene registrert som feil på Sjona kraftverks generator er knyttet til lageroljen. Olje kan forurenses ved etterfylling og lekkasjer og det er derfor svært interessant å se på informasjonen som faktisk finnes om oljekvalitet i Sjona kraftverks lagre.

For å sikre at lageroljen i styrelageret omtalt som nedre lager og i kombinasjonslageret bærelager/øvre styrelager omtalt som øvre lager holder tilfredsstillende kvalitet skal det som nevnt tidligere hvert år bli tatt oljeprøver fra Sjona kraftverks lagerhus. Dette er grundigere beskrevet i tekstens teoridel under delkapittelet *overvåkning av øvre lager* på side 78. Disse oljeprøvene analyseres ved et laboratorium, og svaret angir blant annet partikkelmengde og mengden av ulike grunnstoffer tilstede i oljeprøven. Svarene fra analysen oppgis blant annet i en tabell som vist i utdraget i figur 28.

Spektroskopisk analyse (ppm w/w)	
Sink (Zn)	0
Fosfor (P)	0
Nikkel (Ni)	0
Bor (B)	
Jern (Fe)	0
Magnesium (Mg)	0
Molybden (Mo)	0
Bly (Pb)	0
Tinn (Sn)	0
Silisium (Si)	0
Vanadium (V)	0
Aluminium (Al)	0
Kobber (Cu)	0
Krom (Cr)	0
Natrium (Na)	3
Kalium (K)	0
Kalsium (Ca)	0

Figur 28: Utdrag fra analyserapport av lagerolje fra øvre lager i Sjona kraftverk. Figuren viser en oversikt over hvilke grunnstoffer prøven er testet for, samt hvor stor deres tilstedeværelse i prøven eventuelt er.

Fra gjennomgangen av arbeidsordrer registrert som forebyggende- og vedlikeholdstiltak presentert i tabell 10 i delkapittelet *Vedlikeholdshistorikk* fra side 85 og i underkapittelet *Oljeprøver* på side 87 kommer det fram at til tross for at disse oljeprøvene ifølge kraftverkseier Helgeland Kraft Vannkraft AS skal tas og analyseres ved et laboratorium årlig, så har det kun vært registrert fem slike prøver fra øvre lager de siste tjue årene.

I delkapittelet *Feilhistorikken i Sjona kraftverks generator*, kommer det tydelig fram at en stor andel av generatorens feil er knyttet til lager. Blant disse feilene er et tydelig flertall knyttet til oljen, og en stor andel av feilene er lekkasjeproblematikk. Mye av feilrettingen og tiltakene som er gjort knytter seg derfor til tetting og annen utbedring av lekkasjer og etterfylling av olje. Etersom feilhistorikken er som den er, er det særlig interessant å undersøke om det kan gjøres tiltak som bedre vil sikre stabil og god tilgang på lagerolje av tilfredsstillende kvalitet.

For å finne ut mer om lageroljen i Sjona kraftverk sin historikk ble analyserapportene fra de oljeprøvene som faktisk er tatt etterspurt. Selv om oljeprøver fra lageroljene ifølge kraftverkseier Helgeland Kraft Vannkraft AS skal tas og analyseres årlig blir ikke dette intervallet alltid fulgt. Det er flere år hvor prøver ikke er tatt, og dette gjør også at det er vanskelig å se sammenhenger over tid. Ifølge oversikten over Sjona kraftverks vedlikeholdshistorikk demonstrert i tabell 10 har oljeprøver blitt tatt hvert andre år mellom 2000 og 2008, men at ingen oljeprøver har blitt tatt etter dette. Da disse analyserapportene ble etterspurt, ble ikke disse funnet. Det ble derimot andre oljeanalyserapporter fra prøver som ikke er dokumentert i arbeidsordrehistorikken tatt i tidsrommet mellom 1999 og 2019.

Prøvene det er snakk om er to runder med prøvetaking av tre parallelle prøver hver av oljen i både øvre og nedre lager. Prøvene ble tatt henholdsvis 08.08.2012 og 06.07.2016. Disse ble analysert av Norsk Oljelaboratorium på Rørvik. Selskapet loggfører sine analyser, og presenterer i sine rapporter analyse av de fem foregående prøvene tatt fra samme komponent når dette er mulig. Selskapet oppgir imidlertid i en telefonsamtale 07.04.2019 at de ikke har gjort analyser for lageroljen i øvre lager på Sjona kraftverk mellom 2012 og 2016. De oppgir også at dette er et gjennomgående problem i bransjen, og at flere kraftprodusenter kunne dratt nytte av å følge sine fastsatte ettårsintervaller for oljeanalyser grundigere.

Etter at oljeanalyserapporter fra de manglende årene mellom 2012 og 2016 samt i årene etter 2016 ble etterspurt, kom det fram at det her har skjedd en glipp fra kraftverkseiers side. Det er ikke tatt oljeprøver disse årene, og det finnes dermed naturlig nok heller ikke analyserapporter fra disse periodene. Manglene prøvetaking og -analyse gjør det umulig å opparbeide seg et tydelig bilde av oljesituasjonen over tid. Det betyr også at det kan ha vært avvik i oljekvalitet over tid som ikke har blitt oppdaget av kraftverkseier. Dette har potensielt kunnet føre til skade og et eventuelt havari dersom oljekvaliteten i denne perioden ikke har vært tilfredsstillende.

De eksisterende analyserapportene fra disse oljeprøvene er undersøkt, og selv om disse stort sett har blitt godkjent er ikke resultatene nødvendigvis alltid like representative. Som kjent fra studiene av Sjona kraftverks feilhistorikk er det et faktum at blant arbeidsordrene knyttet til øvre lager er 64% av disse knyttet til lave oljenivå og påfølgende etterfylling eller oljelekkasjer og utbedring av disse. Dersom disse lageroljelekkasjene oppstår, blir oppdaget og rettet og ny olje blir etterfylt i tidsrommet før prøvetakingen vil dette kunne gjøre at prøvene får et langt mer usikkert resultat enn hva de kunne ha hatt. I de studerte analyserapportene er ikke dato for etterfylling av lagerolje oppgitt, selv om dette kan oppgis

til Norsk Oljelaboratorium dersom de utfører oljeanalysen og på den måten få et sikrere resultat.

Ut fra informasjon funnet i tabell 10 for kraftverkets forebyggende vedlikehold og i tabell 11 for kraftverkets feilhistorikk kombinert med informasjonen fra analyserapporter fra Norsk Oljelaboratorium kan man lage følgende nye tabell for kombinasjonslageret øvre lager:

Tabell med kronologisk oversikt over tetting av lekkasjer, etterfylling og prøvetaking av lagerolje fra øvre lager i Sjøna kraftverk:

Dato for etterfylling av olje	Dato for tetting av lekkasjer	Dato for prøvetaking
		03.03.2000
		01.03.2002
		03.03.2004
03.02.2005		
22.07.2005		
		13.02.2006
	03.05.2006	
	28.11.2006	
	03.01.2007	
	08.02.2007	
		11.01.2008
16.02.2009		
		08.08.2012
		06.07.2016

Tabell 12: kronologisk oversikt som viser tidspunktene for etterfylling, utbedring av lekkasjer og prøvetaking av lagerolje fra øvre lager i Sjøna kraftverk. Tabellen er basert på informasjon fra feilhistorikk, vedlikeholdshistorikk og oljeanalyserapporter.

Tabell 12 viser at det aldri ifølge historikken dokumentert gjennom arbeidsordrer har vært etterfylt olje like i forkant av oljeprøvetaking. Det nærmeste intervallet er etterfylling av olje 22.07.2005 og påfølgende prøvetaking 13.02.2006. Dessuten ble det tettet lekkasjer 03.01.2007 og 08.02.2007, og det er sterke muligheter for at slik feilretting også innebærer noe etterfylling av olje selv om dette ikke blir spesifikt nevnt i arbeidsbeskrivelsen. Neste prøvetaking etter disse datoene er 11.01.2008.

Spørreundersøkelse

For at nye løsninger knyttet til digitalisering skal kunne være mulig å implementere ved Helgeland Kraft Vannkraft AS sine kraftverk er det viktig at selskapets ansatte ser behovet for og nytten i å ta i bruk nye, digitale løsninger for å bedre tilstandsovervåkingen av kraftverkene. Det er tross alt selskapets ansatte som til daglig eventuelt skal benytte disse nye løsningene, og det er derfor viktig at det finnes en positiv innstilling til tematikken. På bakgrunn av dette framstår det som viktig å kartlegge villigheten blant de ansatte til å ta i bruk disse nye løsningene før de eventuelt implementeres i kraftverkene. Dersom ingen ser behovet for de nye løsningene, eller ønsker å ta dem i bruk, vil det være mindre aktuelt å installere disse – motivasjonen må være tilstedeværende blant de som står for den daglige driften av kraftverket.

For å bedre kunne forstå Helgeland Kraft som selskap, og for å undersøke kulturen blant de ansatte når det kommer til digitaliserings spørsmål ble det våren 2019 sendt ut en anonym spørreundersøkelse til de ansatte i datterselskapet Helgeland Kraft Vannkraft AS. Inntrykket i forkant av undersøkelsen er at Helgeland Kraft Vannkraft AS sine ansatte er velvillige til uttesting av ny teknologi og nye metoder, selv om dette kanskje er på forhånd lite utprøvde muligheter. Det er derfor også antatt at Helgeland Kraft Vannkrafts ansatte skal ha et noe bedre inntrykk av sin arbeidsgiver når det kommer til datainnsamling, -lagring og -kapasitet enn hva respondentene i de tidligere nevnte forskningsprosjektet MonitorX hadde.

Undersøkelsen ble opprettet ved bruk av google skjemaer, og den ble utsendt til de ansatte via epost. Den ble anonymt besvart, og svarene ble deretter bearbeidet og analysert. Undersøkelsen besto av tre ulike deler, som presentert under.

Del 1 – om den ansatte

Bakgrunnen for denne delen av undersøkelsen var å samle inn informasjon om hver enkelt respondent for å på denne måten kunne undersøke om ulike bakgrunner resulterer i ulike innstillinger til tematikken og problemstillingene presentert videre i undersøkelsen. Det ble, som vist under, stilt spørsmål knyttet til kjønn, utdanning, alder og relevant erfaring.

Spørsmål fra del 1:

Kjønn

- Mann
- Kvinne
- Ønsker ikke svare

Alder

- Under 20 år
- 20-30 år
- 31-40 år
- 41-50 år
- 51-60 år
- 61 år eller eldre

Høyeste fullførte utdanningsnivå

Grunnskole

Videregående skole eller fagbrev

Teknisk Fagskole

Inntil treåring høyere utdanning ved høyskole eller universitet

Inntil femårig høyere utdanning ved høyskole eller universitet

Mer enn fem års høyere utdanning ved høyskole eller universitet

Antall år i jobb relevant for vannkraftbransjen

Mindre enn fem år

5-10 år

10-30 år

Mer enn 30 år

Del 2 – spørsmål om Helgeland Kraft

Denne delen av spørreundersøkelsen er ment å skulle undersøke den enkelte ansattes holdning til digitaliseringsspørsmål, og hvordan de selv opplever Helgeland Kraft Vannkraft som selskap når det kommer til villigheten til å teste ut nye teknologiske løsninger. Dette var ment å skulle fortelle noe om selskapets kultur rundt temaet. Inntrykket er at Helgeland Kraft Vannkraft AS er et selskap som liker å tenke nytt, og som har lyst til å prøve ut nye løsninger. Selskapet har for eksempel de siste årene valgt å bygge sine nye kraftverk som svært synlige signaturbygg i stedet for å benytte den tradisjonelle byggemetoden hvor stasjonene er lagt i fjell. Som nevnt i delkapittelet *Helgeland kraft vannkraft AS* fra side 72 har dette blitt gjort med stor suksess. Riktignok er dette grep som er enkle å gjøre ettersom dette ikke medfører noen vesentlig ekstrakostnad under byggingen, og risikoen er dessuten liten. Det er vanskeligere å tenke seg at selskapet vil være positiv til å bruke store summer på å implementere ikke-utprøvde løsninger, eller at de er villige til å erstatte eksisterende rutiner med nye digitale løsninger uten å vite at disse er et fullgodt, sikkert substitutt. Den økonomiske risikoen vil da være for stor i forhold til den potensielle gevinsten, og alt tilsier at dette vil være en dårlig ide.

Denne delen av undersøkelsen undersøker også den enkelte ansattes egen tro på hvilket bidrag slike nye løsninger kan bidra med selskapets kraftverk. Helgeland Kraft Vannkraft har som vist i kapittelet *Om Helgeland Kraft* hatt oppstart av flere nye kraftverk de siste årene, og to kraftverk er enda under bygging. Nye kraftverk vil medføre en økt arbeidsmengde, og Helgeland Kraft Vannkraft AS har ikke i utgangspunktet planer om å øke antallet ansatte. Dette betyr at driften må effektiviseres – blant annet gjennom å implementere nye løsninger som gjør det mulig å ha bedre kontroll på komponenters tilstand uten å stadig må reise ut til anleggene. Dette vil også være interessante løsninger for flere av de eksisterende kraftverkene, da disse kan være vanskelig tilgjengelig. Et eksempel som er nevnt i delkapittelet *Sjona kraftverk* er Fagervollan kraftverk, Sjonas seriekraftverk, som ligger langt til fjells og dermed kun er tilgjengelig ved hjelp av scooter og godt vær når snøen har lagt seg. Dette er velkjent for de ansatte, og hypotesen er at deres kjennskap til disse faktum vil gjøre dem mer vennlig innstilt til utprøving og implementering av nye løsninger.

Denne delen er også ment å undersøke hva den enkelte ansatte mener om begrepet digitalisering. Inntrykket er at ansatte i vannkraftsektoren og også i Helgeland Kraft Vannkraft AS er usikre på hva digitalisering som begrep egentlig innebærer, og flere har gitt uttrykk for at dette kun er et relativt tomt moteord, et såkalt buzzord. Det er derfor interessant å undersøke om denne hypotesen stemmer – dersom digitalisering som begrep gir en negativ bismak blant de ansatte kan det bli vanskeligere å selge inn nye løsninger som ledd i en digitaliseringsprosess, selv om de ansatte ifølge hypotesen er positivt innstilt til å ta i bruk nye løsninger.

Alle spørsmålene i denne kategorien ble besvart på en skala fra 1-10 hvor 1 er helt uenig og 10 er helt enig. 5 på skalaen kan derfor betraktes som likegyldig.

Spørsmål fra del 2:

Helgeland kraft er interessert i å prøve ut nye teknologiske løsninger, til tross for at disse kanskje ikke er grundig utprøvd tidligere.

Når det utføres planlagt arbeid på Helgeland Krafts anlegg er selskapet flinke til å i forkant undersøke om det finnes nye løsninger som kan implementeres i samme slengen.

Jeg har stor tro på at bedre tilstandsovervåkning ved bruk av nye digitale hjelpemidler kan bidra til å forbedre vedlikeholdsrutiner og -planlegging ved Helgeland Krafts kraftverk.

Jeg har stor tro på at bedre tilstandsovervåkning ved bruk av nye digitale hjelpemidler kan bidra til å redusere Helgeland Krafts vedlikeholdskostander.

Jeg ser stor nytte i å automatisk kunne få en visuell fremstilling av sensordata fra Helgeland Krafts kraftverk. For eksempel temperaturen i en bestemt komponent avhengig av last, eller vibrasjonsnivået i en komponent over tid.

Digitalisering er i vannkraftsammenheng et buzzord (moteord) og få vet hva de skal legge i begrepet.

Del 3 – spørsmål fra MonitorX

Som nevnt i kapittel *forbedret tilstandsovervåkning* fra side 66 ble det i tilknytning til prosjektet MonitorX i gang satt av blant annet SINTEF og EnergiNorge sendt ut en spørreundersøkelse til en rekke kraftprodusenter. Denne undersøkelsen var ment for å kartlegge i hvilken grad kraftprodusenter hadde tilstrekkelig datalagring, både i form av lagringskapasitet og historikk, og i form av hvordan disse sensor- og måledataene benyttes i analysesammenheng. Resultatene fra undersøkelsen gjort av MonitorX er beskrevet tidligere. Formålet med denne delen av undersøkelsen er å undersøke om Helgeland Kraft Vannkraft sine ansattes svar på spørsmålene skiller seg fra responsene forskningsprosjektet fikk. Hypotesen er at de ansatte i Helgeland Kraft Vannkraft AS ikke har inntrykk av at de bruker sensor- og måledata for vedlikeholds- og reinvesteringsanalyser. Det meste av vedlikeholdet skjer i periodiske sykluser og som resultater av vernerunder på kraftverkene. Det er heller ikke trolig at de ansatte har inntrykk av at det finnes kvantitative estimat av fordeler av slike systemer.

Det er derimot forutsett at de ansatte i noen grad mener det i dag er tilstrekkelig lagringskapasitet for sensor- og måledata, og at disse systemene lagrer lang nok historikk.

Som i del 2 besvares spørsmålene på en skala fra 1-10 hvor 1 er helt uenig og 10 er helt enig, hvor altså 5 kan betraktes som at respondenten har ingen oppfatning, er hverken enig eller uenig, eller stiller seg likegyldig til den presenterte påstanden.

Spørsmål fra del 3:

Sensor-/måledata er mye brukt for reinvestering- og vedlikeholdsanalyse.

Vi har et kvantitativt estimat for fordelene av systemer for tilstandsovervåkning.

De eksisterende systemene har tilstrekkelig lagringskapasitet, og lagrer lang nok historikk.



RESULTTAAT

Svar på spørreundersøkelse

Helgeland Kraft AS er som nevnt i kapitlet *Helgeland Kraft AS* på side 70 et morselskap til flere datterselskap hvor Helgeland Kraft Vannkraft AS er en av disse tre. I dette datterselskapet, som ble skilt ut som eget selskap i konsernet sommeren 2018, er det 40 ansatte. Av totalt 40 ansatte har 16 besvart undersøkelsen som ble utsendt på epost våren 2019. Dette gir en svarprosent på 42,5%. Dette gir et noe magert utvalg, og svarene er forsøkt tolket deretter. Ved så få respondenter vil hver respondents svar gi store utslag på statistikken.

Som forklart i delkapitlet *spørreundersøkelse* på side 94 så dreier første del av spørreundersøkelsen seg om de ansattes bakgrunn. Del 2 dreier seg om hvordan den enkelte respondent selv opplever sine egne og sin arbeidsgivers holdninger til digitalisering og nye teknologiske løsninger.

Del 1 – om den ansatte

De 40 ansatte i Helgeland Kraft Vannkraft AS har ulike bakgrunner og arbeidsoppgaver. Fire av disse totalt 40 ansatte jobber for eksempel i et kultiveringsanlegg for settefisk lokalisert i Leirfjord kommune på Helgeland. Dette kultiveringsanlegget jobber med å sikre laksestammene i vassdrag regulert av Helgeland Kraft, og arbeidsoppgavene til de fire ansatte her skiller seg derfor kraftig fra de andre ansatte i Helgeland Kraft Vannkraft AS. Nå er disse ansatte riktignok trolig de som skiller seg mest fra de resterende ansatte i selskapet når det kommer til arbeidsoppgaver, utdanning og yrkesbakgrunn, men det er like fullt viktig å se på bakgrunnen til de ansatte og å ta denne i betraktning når spørreundersøkelsen analyseres.

Spørsmålene i denne delen skiller seg også noe fra de stilt i del 2 og 3, da spørsmålene i denne kategorien har svaralternativer i stedet for en skala som strekker seg fra helt uenig til helt enig.

I del 1 av spørreundersøkelsen er svarene til respondentene i stor grad studert opp mot rapporten *Sysselsatte i kraftnæringen og kreftrelaterte virksomheter 2016* produsert av Anders Ekeland i SSB under finansiering av Energi Norge. Dette er gjort for å undersøke om tallene fra spørreundersøkelsen virker realistiske slik at man også kan anta at resten av responsene i undersøkelsen kan være representative. Som vist under statistikken fra hvert spørsmål virker spørreundersøkelsen virker å gi realistiske svar som samsvarer med annen statistikk. Dette er ment å kunne si noe om den videre validiteten til besvarelsen - virker å være god.

Besvarelser fra del 1:

Kjønn

Mann	15 av 16.....	93,8%
Kvinne	1 av 16.....	6,3%
Ønsker ikke svare	0 av 16.....	0%

Kjønnsfordelinger som dette er typiske for vannkraftbransjen. Det har tidligere vært en svært mannsdominert sektor, og kraftsektoren har enda en typisk lav kvinneandel. I rapporten *Sysselsatte i kraftnæringen og kreftrelaterte virksomheter 2016* kommer det fram at blant de sysselsatte i sektoren i 2016 var kun om lag en femtedel kvinner. (100) Denne kvinneandelen har vært stabil hele perioden fra 2004 til 2016. I denne spørreundersøkelsen har kun en av respondentene oppgitt at de er kvinner, men med kun en respondent og en total svarprosent på 42,5 % er den oppgitte kvinneandelen på 6,3% svært usikker. På bakgrunn av dette er det rimelig å anta at kjønnsfordelingen i Helgeland Kraft Vannkraft AS er jevnere enn hva denne undersøkelsen antar. Med så lav kvinneandel blant respondentene er det også vanskelig å skulle si noe om kvinner som gruppes respons på spørsmålene skiller seg fra menns, det kan like gjerne være den enkelte kvinnens individuelle oppfatning, og derfor vil kjønnsperspektivet utelukkes.

Alder

Under 20 år.....	0 av 16.....	0%
20-30 år.....	1 av 16.....	6,3%
31-40 år.....	5 av 16.....	31,3%
41-50 år.....	3 av 16.....	18,8%
51-60 år.....	6 av 16.....	37,5%
61 år eller eldre.....	1 av 16.....	6,3%

I den nevnte SSB-rapporten *Sysselsatte i kraftnæringen og kreftrelaterte virksomheter 2016* kommer det også fram at kraftnæringen er en næring med høy gjennomsnittsalder på 44,7 år, noe som er nesten tre år eldre enn for det øvrige næringslivet. Blant respondentene i Helgeland Kraft Vannkraft AS er 43,8% og sju av totalt 16 respondenter 51 år eller eldre. Andelen sysselsatte over 55 år i kraftsektoren totalt sett er i følge den tidligere nevnte SSB-rapporten 27,1 %. Helgeland Kraft Vannkraft AS kan altså antas å ha en noe høyere andel eldre ansatte enn gjennomsnittet.

Andelen ansatte under 35 år i den norske kraftsektoren er økende, og nådde ifølge SSB 25,3%. Blant respondentene i undersøkelsen oppgir kun en å være under 30 år, mens fem oppgir å være mellom 31 og 40 år, noe som betyr at 37,6 % av respondentene er under 40 år. (100)

Alt i alt virker respondentene å ligge relativt nært opp mot snittalderne i kraftsektoren, og det virker å være grei spredning aldersmessig.

Høyeste fullførte utdanningsnivå

Grunnskole.....	0 av 16.....	0%
Videregående skole eller fagbrev.....	7 av 16.....	43,8%
Teknisk Fagskole.....	2 av 16.....	12,5%
Inntil treåring høyere utdanning ved høyskole eller universitet.....	2 av 16.....	12,5%
Inntil femårig høyere utdanning ved høyskole eller universitet.....	3 av 16.....	18,8%
Mer enn fem års høyere utdanning ved høyskole eller universitet.....	2 av 16.....	12,5%

Blant de 16 respondentene i undersøkelsene er det stor spredning i utdanningsnivå. Blant ansatte i Helgeland Kraft Vannkraft AS med videregående skole eller fagbrev som høyeste utdanningsnivå finner vi 7 av 16 respondenter. På landsbasis har antallet i denne gruppen vært relativt stabilt, men på grunn av stadig flere ansatte i kraftsektoren utgjør denne gruppen en mindre andel ettersom årene går. I 2016 utgjorde denne gruppen 43% ifølge SSB-rapporten *Sysselsatte i kraftnæringen og kreftrelaterte virksomheter 2016*, noe som samsvarer godt med responsen i spørreundersøkelsen. Antallet ansatte med teknisk fagskole har også vært stabilt tilnærmet 10% de siste årene ifølge SSB-rapporten. I oppgavens undersøkelse ligger denne andelen på 12,5%, noe som er nært de nasjonale tallene. Også tallene for høyere utdanning over fire år er stabilt økende, og var ifølge *Sysselsatte i kraftnæringen og kreftrelaterte virksomheter 2016* oppe i 13% i 2016. Andelen med høyere utdanning over 4 år blant respondentene fra Helgeland Kraft Vannkraft AS ser ut til å være noe høyere enn dette.

Antall år i jobb relevant for vannkraftbransjen

Mindre enn fem år.....	2 av 16.....	12,5%
5-10 år.....	4 av 16.....	25%
10-30 år.....	9 av 16.....	56,3%
Mer enn 30 år.....	1 av 16.....	6,3%

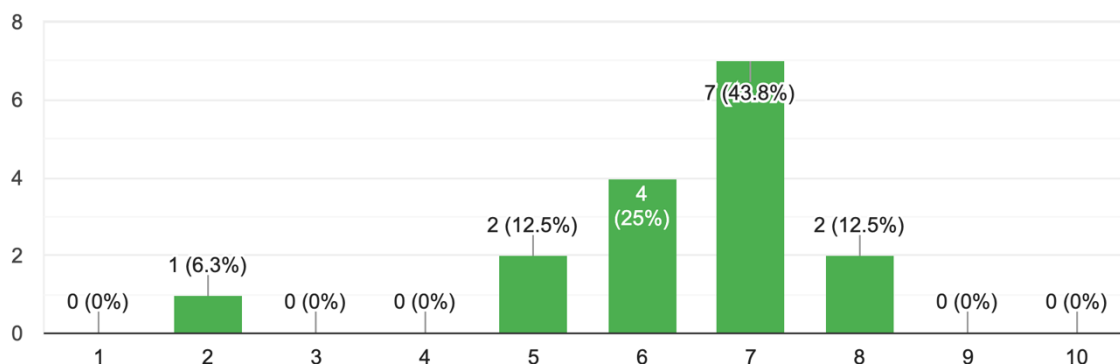
Svarene i denne andelen henger naturlig nok sammen med alderen på de ansatte. En ung ansatt under 40 år kan umulig ha opparbeidet seg mer enn 30 års erfaring fra relevante bransjer. Høy snittalder på sektorens ansatte vitner om god trivsel slik at mange forblir i bransjen. Andre fordeler springer også ut av dette, nemlig lang arbeidslivserfaring. Dette kommer tydelig fram i undersøkelsen da hele 62,6% av respondentene har mer enn 10 års arbeidserfaring fra en bransje relevant for vannkraften. Spredning i fartstid i bransjen kan antas å være gunstig for kraftselskapet. Det er gull verdt å ha en stabil tyngde av erfarne ansatte med mye kunnskap, men det har også sin verdi å få inn friskt blod med nye ideer.

Del 2 – spørsmål om Helgeland Kraft

Målet med denne delen av spørreundersøkelsen er som nevnt innledningsvis å undersøke hvordan den enkelte ansatte forholder seg til digitaliseringsspørsmål, og hvordan respondentene ser på sin arbeidsgivers vilje til å prøve ut slike løsninger. Spørsmålene ble besvart på en skala fra 1 til 10 hvor 1 er helt uenig og 10 er helt enig. 5 kan i så måte betraktes som hverken enig eller uenig i den presenterte påstanden.

Spørsmål fra del 2:

Helgeland kraft er interessert i å prøve ut nye teknologiske løsninger, til tross for at disse kanskje ikke er grundig utprøvd tidligere.



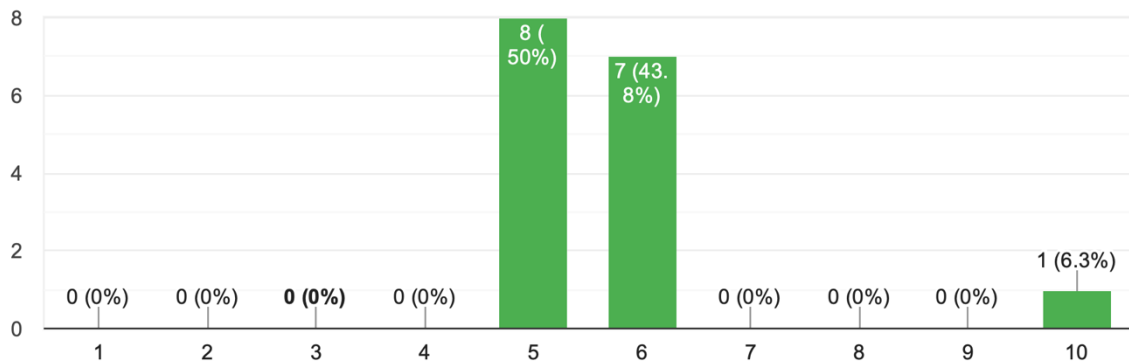
Figur 29: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.

Fra figur 29 ser man responsen til påstanden over. En respondent opplever sin arbeidsgiver som svært uvillig til å prøve ut nye, ikke fullt utprøvde teknologiske løsninger, og ytterligere to respondenter svarer 5 – hverken eller. Elleve respondenter oppgir at de er litt enige i noe ulik grad, mens de to resterende respondentene sier de er enige i påstanden. Ingen oppgir at de er helt enige.

Dette viser at de ansatte i Helgeland Kraft Vannkraft AS oppfatter arbeidsgiveren sin som i noen grad interessert i å prøve ut nye teknologiske løsninger selv om disse kanskje ikke er grundig utprøvd tidligere.

Viljen til dette kan selvfølgelig oppfattes både i to retninger. Det er interessant med en arbeidsgiver som ønsker å prøve nye muligheter, som setter pris på nye, innovative ideer og som gir rom for prøving og feiling. Men det kan også verdsettes at selskapet ikke tar unødvendig risiko ved å implementere ikke-utprøvde løsninger, og heller overlater denne biten til andre.

Når det utføres planlagt arbeid på Helgeland Krafts anlegg er selskapet flinke til å i forkant undersøke om det finnes nye løsninger som kan implementeres i samme slengen.

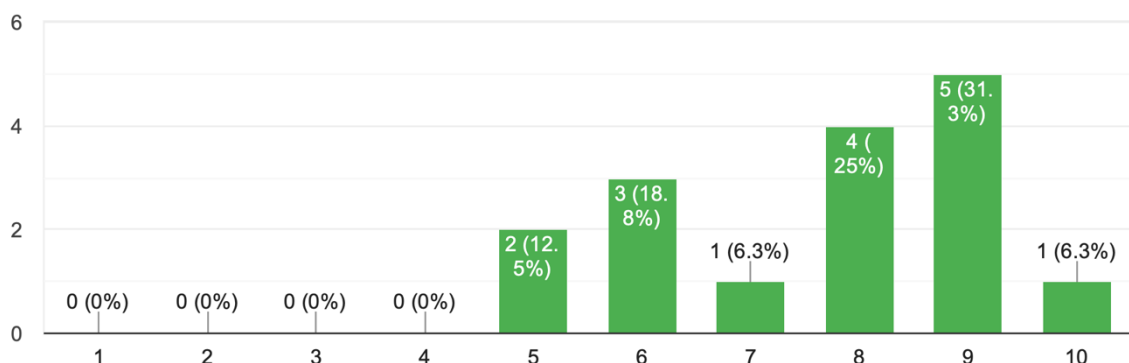


Figur 30: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.

Denne påstanden var det, som figur 30 viser, ingen respondenter som var uenige i. 50 % av respondentene besvarte spørsmålet med 5 – hverken enig eller uenig. 7 respondenter, 43,8%, oppgir at de er litt enige i at Helgeland Kraft er flinke til å undersøke muligheten for å implementere nye løsninger når det likevel skal gjøres arbeid på selskapets anlegg. En respondent sier seg helt enig i påstanden.

Denne responsen gir en gjennomsnittlig score på 5,75, noe som betyr at respondentene i gjennomsnitt heller mot en svak enighet. Man kan derfor ikke konkludere med at Helgeland Kraft Vannkraft AS av sine ansatte oppleves som utpreget flinke til å undersøke om det finnes nye løsninger det kan være verdt å implementere når arbeid uansett skal utføres.

Jeg har stor tro på at bedre tilstandsovervåking ved bruk av nye digitale hjelpemidler kan bidra til å forbedre vedlikeholdsrutiner og -planlegging ved Helgeland Krafts kraftverk.

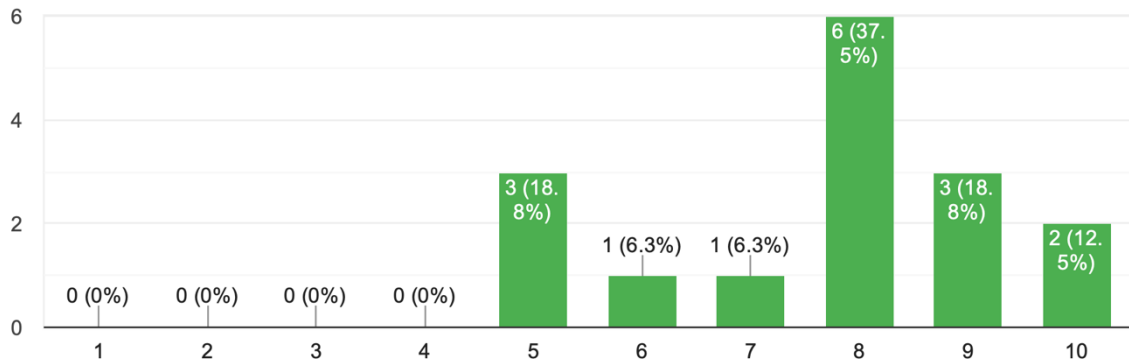


Figur 31: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.

Fra figur 31 kommer det fram at 87,5% av respondentene fra selskapet i ulik grad er enige i at bedre tilstandsovervåking ved bruk av digitale hjelpemidler kan bidra til forbedrede vedlikeholdsrutiner og -planlegging. Bare to stiller seg likegyldig til påstanden.

En gjennomsnittlig score på 7,635 viser at det er optimisme knyttet til de mulighetene digitalisering fører med seg, og at de ansatte har stor tro på at digitale hjelpemidler kan ha noe for seg i overvåking- og vedlikeholdssammenheng.

Jeg har stor tro på at bedre tilstandsovervåking ved bruk av nye digitale hjelpemidler kan bidra til å redusere Helgeland Krafts vedlikeholdskostnader.

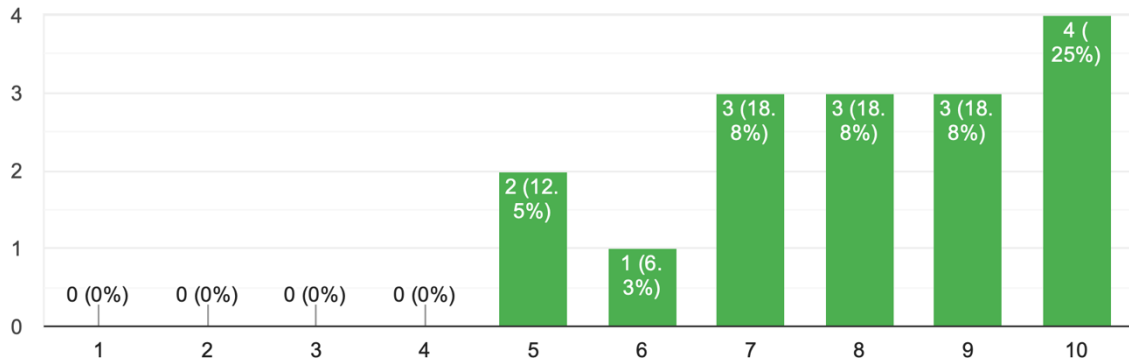


Figur 32: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.

Figur 32 viser responsene til påstanden presentert over. Denne påstanden er nært knyttet opp mot forrige påstand. Her er det derimot snakk om hvorvidt den ansatte tror det kan være økonomisk gevinst i form av reduserte vedlikeholdskostnader dersom nye digitale hjelpemidler implementeres i Helgeland Kraft Vannkraft AS sine anlegg. Også her svarer de fleste, 81,2%, at de i ulik grad har stor tro på dette. Det er en respondent mer som svarer hverken eller på denne påstanden i forhold til den forrige, men det er også en mer som sier seg helt enig i denne påstanden i forhold til den vist i figur 31.

En gjennomsnittlig score på 7,313 gjør det mulig å konkludere med at Helgeland Kraft Vannkraft AS sine ansatte ser for seg at digitale hjelpemidler kan redusere vedlikeholdskostnader.

Jeg ser stor nytte i å automatisk kunne få en visuell fremstilling av sensordata fra Helgeland Krafts kraftverk. For eksempel temperaturen i en bestemt komponent avhengig av last, eller vibrasjonsnivået i en komponent over tid.

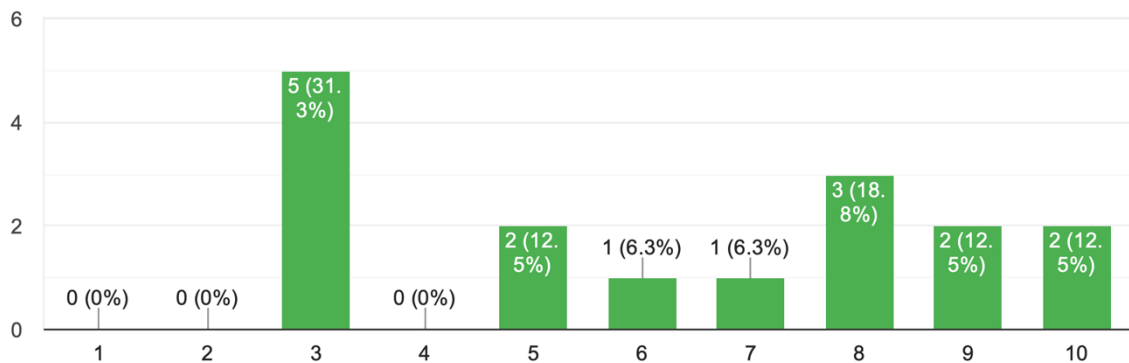


Figur 33: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.

Påstanden hvis respons vises i figur 33 ble framsatt i undersøkelsen for å se om de ansatte kunne se nytten i visuelle løsninger som de skissert i påstanden. En fjerdedel av respondentene sier seg helt enige i at de ser stor nytte av en slik løsning. Det er bare to respondenter, 12,5% av den totale mengden respondenter, som stiller seg likegyldige til påstanden, og ingen er uenige i at dette vil være nyttig.

Dette gir en gjennomsnittlig score på 8, og viser at de ansatte ser stor nytte av en slik løsning. Det er vilje blant selskapets ansatte til å prøve ut løsninger som den som ble skissert i påstanden.

Digitalisering er i vannkraftsammenheng et buzzord (moteord) og få vet hva de skal legge i begrepet.



Figur 34: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.

Som beskrevet i delkapittelet *forbedret tilstandsovervåkning* fra side 66 har det i samtaler med ansatte i Helgeland Kraft Vannkraft AS og andre kraftselskap kommet fram at det er stor usikkerhet rundt hva begrepet digitalisering egentlig innebærer. Enkelte har også omtalt det som et moteord, og at optimismen knyttet til digitalisering kun er en bølge som vil legge seg med tiden. Derfor er det interessant å se oppslutningen rundt påstanden over. Her er det to respondenter som hverken vil si seg enig eller uenig, men over halvparten oppgir at de er ulik grad er enige i påstanden, altså mener disse at digitalisering som begrep i vannkraftsammenheng kun er et buzzord. Riktignok er 5 respondenter, og dermed 31,3% litt uenige i en slik påstand. Respondentene kan totalt sett betraktes som litt enige i påstanden med en gjennomsnittlig score på 6,25.

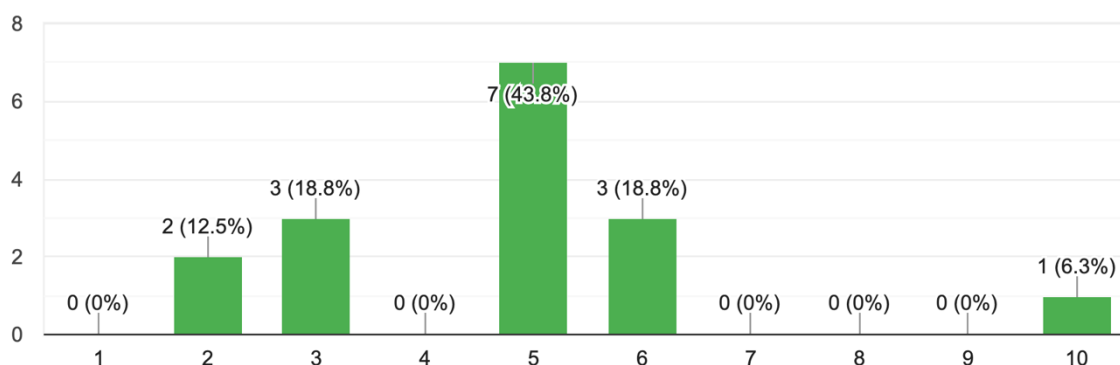
Del 3 – spørsmål fra MonitorX

Som nevnt i kapittel *Forbedret tilstandsovervåkning* på side 66 ble det i tilknytning til prosjektet MonitorX igangsatt av blant annet SINTEF og EnergiNorge sendt ut en spørreundersøkelse til en rekke kraftprodusenter. Denne undersøkelsen var ment for å kartlegge i hvilken grad kraftprodusenter hadde tilstrekkelig datalagring,

For å undersøke om Helgeland Kraft Vannkraft sine ansattes svar på spørsmålene stilt under spørreundersøkelsen som ble utsendt til en rekke kraftselskaper tidlig i prosjektet MonitorX skiller seg fra de øvrige responsene forskningsprosjektet fikk. Også her besvares spørsmålene på en skala fra 1-10 hvor 1 er helt uenig og 10 er helt enig, hvor altså 5 kan betraktes som likegyldig.

Spørsmål fra del 3:

Sensor-/måledata er mye brukt for reinvestering- og vedlikeholdsanalyse.

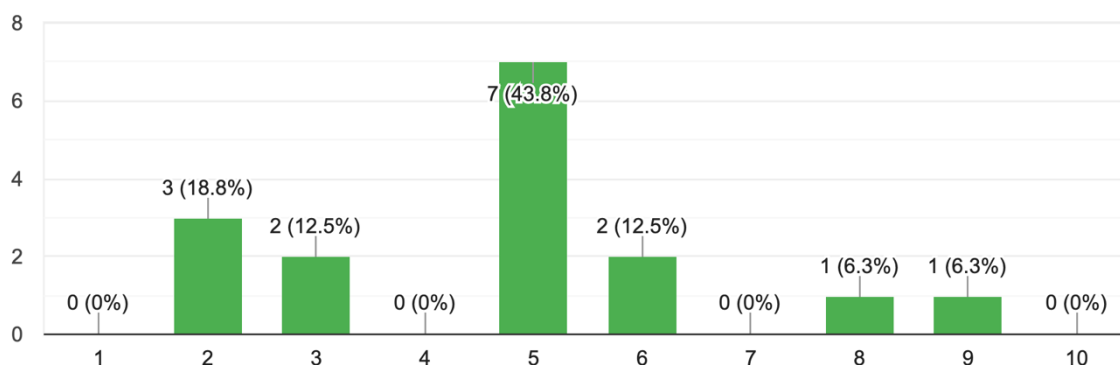


Figur 35: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.

I MonitorX sin spørreundersøkelse ble gjennomsnittsscoren på dette spørsmålet er under to, det vil si at respondentene er veldig uenige i påstanden. Gjennomsnittsscoren blant Helgelandskrafts ansatte var 4,75. Når man ser på besvarelsene ser man at svært mange har lagt seg på 5 – midt på treet, et svar som kan indikere at de ikke helt vet, og det er derfor ikke så rart at svarene skiller seg en del fra de MonitorX oppnådde i sin undersøkelse. Dersom respondentene som svarte 5 tas ut, får man en ny gjennomsnittlig score på 4,5, som er noe lavere enn den først oppnådde.

Det kan selvfølgelig også indikere at det har skjedd mye på denne fronten siden MonitorX sendte ut sin undersøkelse høsten 2015, eller det kan være at Helgeland Kraft Vannkraft AS er langt bedre på dette området enn hva de seks kraftselskapene som responderte på MonitorX undersøkelse var.

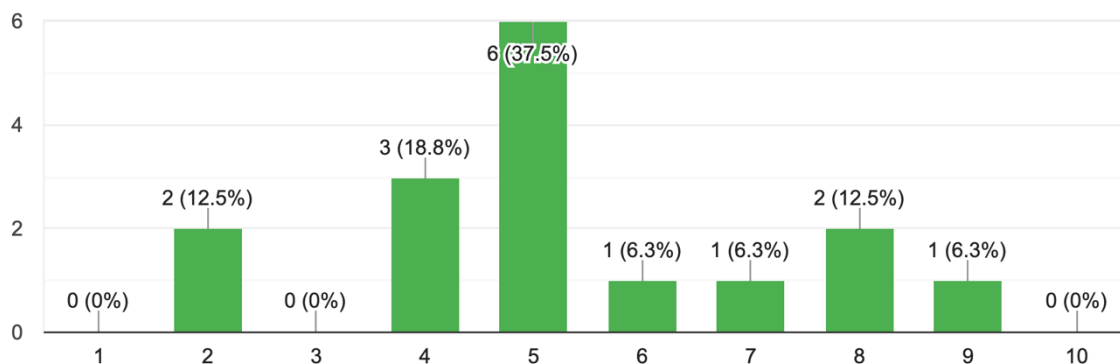
Vi har et kvantitativt estimat for fordelene av systemer for tilstandsovervåking.



Figur 36: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.

I MonitorX sin undersøkelse var det gjennomsnittlige svaret på påstanden like over 1. I denne undersøkelsen ligger snittet fra responsene vist i figur 36 også her på 4,75. Tar man ut respondentene som svarte 5, vil man oppnå et snitt på 4,56. Det er fortsatt langt høyere enn responsene MonitorX fikk.

De eksisterende systemene har tilstrekkelig lagringskapasitet, og lagrer lang nok historikk.



Figur 37: Diagram automatisk generert fra Google skjemaer. Diagrammet viser en oversikt over hvordan de 16 respondentene stilte seg til den presenterte påstanden.

Gjennomsnittsresponsen fra MonitorX sin undersøkelse var for denne påstanden omtrent 3. Snittet av responsene i denne undersøkelsen, vist i figur 37, er 5,25. Også ved denne påstanden nås det en langt større enighet i denne undersøkelsen enn hva MonitorX oppnådde høsten 2015. Fjernes respondentene som har oppgitt 5 som sitt svar får man et snitt på 5,4 som fremdeles er langt høyere enn tidligere oppnådde resultat.

Lageroljeproblematikk

Oppsummering av studier av oljeanalyser og arbeidsordrer

Etter nøye gjennomgang av arbeidsordrer knyttet til Sjona kraftverks generator, samt de oljeanalyser som foreligger fra kraftverkets to lager, er det tydelig at mye av vedlikeholdet og feilene på generatoren som forventes kan knyttes til lager, eller mer spesifikt til lageroljen. Det er også tydelig at mye av problemene som knyttet til Sjona kraftverks generator er knyttet til kombinasjonslageret øvre lager, og denne komponentens lagerolje. Det har gjennom de siste 20 årene vært en del runder med opptørring av oljesøl, tetting av lekkasjer og etterfylling av lagerolje på begge kraftverkets lager. Kraftverkets historikk med problemer knyttet til lager og nært tilknyttede komponenter som trykkoljeavlastning og lagerkjølere gjør at lageroljen burde overvåkes nøye. Til tross for at kombinasjonslageret er utstyrt med vern i form av vibrasjonsmålere, strømningsvakt og temperaturmålere i segmentene, finnes det avvik fra andre overvåkningsrutiner. Vedlikeholdshistorikken til kraftverket viser at rutiner for overvåking av oljekvalitet ikke har vært overholdt i den foregående tjuetårsperioden. Mellom 1999 og 2019 har det kun vært tatt fem oljeprøver fra øvre lager som er loggført som arbeidsordrer. Ut over dette har ytterligere to ikke-loggførte prøver blitt tatt og analysert. Det kan selvfølgelig være snakk om enda flere slike ikke-loggførte prøver da kanskje ikke alt er registrert som arbeidsordrer, men dette virker noe usannsynlig da hverken Norsk Oljelaboratorium eller kraftverkseier Helgeland Kraft Vannkraft AS kan fremskaffe analyserapporter fra disse eventuelle prøvene. Dette betyr at det trolig er tatt totalt sju oljeprøver som er innsendt og analysert i løpet av de siste tjuet årene. Det må likevel nevnes at arbeidsordrene fra kraftverket ble hentet ut i januar 2019, og selv om det så vidt forfatteren vet ikke enda er tatt oljeprøver av lageret i det inneværende året kan dette bli gjort i løpet av siste halvdel av 2019. Når denne eventualiteten er medregnet er det mulig å si at det er blitt tatt sju av det som totalt skulle vært 19 prøver fra oljen fra øvre lager i Sjona kraftverk mellom 1999 og dags dato. Slike avvik fra rutiner fra oljeprøvetaking virker ikke å være unormale i bransjen. Det må nevnes at analysene som foreligger har kommet tilbake med godkjent resultat, og at det i perioden heller ikke har vært andre indikasjoner på at tæring forekommer og at et eventuelt lagerhavari er forestående.

Funnene viser også, i tillegg til avvik i rutinene for tilstandsovervåking, at feil- og vedlikeholdshistorikken til kraftverket er mangelfull når denne er framskaffet ved hjelp av arbeidsordrer. Dette framkommer av at det finnes analyser av oljeprøver som er tatt uten at dette er loggført som arbeidsordrer. Dette gjør det vanskelig å få en fullstendig oversikt over alt av vedlikeholdsarbeid som blir utført og ikke utført ved kraftverket. Et viktig poeng med slik historikk er nemlig også å kunne gå tilbake for å undersøke om vedlikeholdsrutiner og rutiner for tilstandsovervåking faktisk har blitt overholdt. Viktigheten av å kunne gå tilbake å se på forebygging- og vedlikeholdshistorikken til kraftverket dersom feil skulle oppstå er påpekt tidligere, og da er det også viktig at historikken til kraftverket er fullstendig og nøyaktig. Når avvik fra både rutiner og loggføring avdekkes blir det vanskeligere å stole på at historikken ellers er fullstendig og gir et klart bilde av kraftverkets situasjon.

På bakgrunn av dette har det vært mulig å utarbeide anbefalinger av tiltak for å sikre bedre tilstandsovervåking av oljen i øvre lager i kraftverket. Disse anbefalingene går i hovedsak ut på å installere to nye sensorer i tilknytning til lageret. Det er fra tidligere, gjennom resultater fra spørreundersøkelse presentert fra side 102, kjent at Helgeland Kraft Vannkraft AS sine ansatte har tro på at slike nye løsninger både kan føre til bedre planlegging og reduserte

kostnader. De mener dessuten at selskapet de er ansatt i er villige til å teste ut slike nye løsninger.

Oljepartikkelsensor

Ettersom intervallene for prøvetaking av lagerolje ikke har blitt overholdt i den undersøkte perioden, og ettersom lagerolje virker å måtte etterfylles med ujevne mellomrom, noe som kan gi unøyaktige prøvesvar dersom prøver faktisk tas, anbefales kraftverkseier å installere en oljepartikkelsensor som ideelt sett vil overvåke partikkelnivået i oljen kontinuerlig.

Selv om kraftverkseier årlig kontrollerer lageroljens kvalitet gjennom laboratorieanalyser av oljeprøver vil rapportene fra disse kun gi et øyeblikksbilde av lagerets oljesituasjon. Det ville derfor være et stort framskritt å kontinuerlig kunne overvåke oljens kvalitet slik at forurensinger av ulike slag kan detekteres før de gjør skade på komponenten. Forurensing av lageroljen kommer ofte i form av partikler som av ulike grunner har blandet seg i oljen. Ofte kan disse partiklene for eksempel skyldes situasjoner hvor det av ulike grunner forekommer for eksempel tæring av lageret, avflassing av maling eller rust i lagerhuset, eller det kan skyldes forurensing under etterfylling av olje. Dette betyr at partikler i lageroljen både er et symptom på at komponenten ikke lenger fungerer optimalt eller at det har skjedd feil under vedlikehold(etterfylling), og det vil føre til at oljens funksjon er nedsatt.

På bakgrunn av dette foreslås det å implementere en partikkelmonitor i rørkretsen til lagerets trykkoljeavlastning. Som forklart i tekstens teoridel er trykkoljeavlastingen kun i drift under start og stans før og etter oljefilmen på lagersegmentene har rukket å bygge seg opp til et tilfredsstillende nivå. Dette betyr at dersom sensoren installeres i rørsystemet tilknyttet trykkoljeavlastningen vil dette gi partikkelmonitorering kun under start og stopp, og det vil kun være en mindre del av den totale mengden lagerolje som vil sirkulere gjennom kretsen og dermed også gjennom sensoren. Monitoren vil altså med denne plasseringen ikke gi kontinuerlig overvåkning når kraftverket er i drift, kun under start og stopp. Til tross for dette vil overvåkingen av partikkelinnholdet i lageroljen være langt bedre enn hva det er, og målingene vil trolig likevel gi et ganske representativt svar ettersom oljen stadig er i stor bevegelse og dermed også er godt vispet sammen.



Figur 38: Produsentbilde av den foreslåtte partikkelsensoren. (2)

Den foreslåtte monitoren er en LDP100 optisk partikkelovervåker fra firmaet ifm, vist i figur 38. Den gir muligheter for trendovervåkning gjennom analyse av partikkelkonsentrasjonen i lageroljen og vil gi en indikasjon på oljens renhet gjennom et LCD-display. Den tåler temperaturer på omgivelsene fra -10°C til 60°C , og en oljetemperatur fra -10°C til 80°C , og sensoren vil derfor tåle temperaturene lageroljen kan komme opp i, selv under høy last. Data fra enheten kan overføres via trådløst internett. Slik kan man også utføre en

trendanalyse av oljens tilstand i tillegg til å detektere potensielt fatale situasjoner.(2)

Kostnaden for den foreslåtte oljepartikkelmonitoren vil være 24 570 kr. Kostnaden for oljeanalyser med partikkeltelling er 690 kr, og installasjonen av sensoren må derfor sees på som et tiltak for å forbedre tilstandsovervåkingen til lageroljen fremfor et tiltak for å redusere kostnader direkte. Det kan likevel finnes en mer indirekte økonomisk gevinst ved at urenheter i oljen vil oppdages tidlig, slik at avvik som fører til dette ikke rekker å utvikle seg. Kostnaden vil dessuten kunne betraktes som liten for kraftverkseier. Monitoren bør i første omgang være et substitutt til årlig analyse av oljeprøver fra lageret. Monitoren er enkel å montere i Sjona kraftverk ettersom det finnes flere ledige analoge innganger i kraftverkets PLS. Dette framkom på besøk ved kraftverket 24.04.2019.

Oljefuktsensor

Ettersom Sjona kraftverk som nevnt tidligere har en intern oljekjøler hvor kjølevann transporteres gjennom en kjølespiral neddykket i lageroljen, er kraftverket også utsatt for kjølevannsløstasje til lageroljen. Dette er en alvorlig situasjon, og de potensielle feilene dette kan lede til er nærmere beskrevet under delkapittelet *Typiske lagerfeil* fra side 50. Det er ikke nødvendigvis gitt at mindre kjølevannsløstasjoner vil detekteres av kraftverkets nivåmålere. Dersom løstasjonen er liten nok vil ikke oljenivået øke nok til at varsel eller vern



Figur 39: Produsentbilde av den foreslåtte fuktsensoren. (3)

slår ut, særlig ikke om man skulle ha dobbel uflaks med oljeløstasjoner og kjølevannsløstasjoner samtidig. Situasjonen vil derfor kun kunne oppdages gjennom de årlige oljeanalyserne gjort av lageroljeprøver tatt ved kraftverket. Disse har som nevnt ikke blitt utført i det intervallet som har blitt fastsatt av kraftverkseier, og tilstandsovervåkingen av fukt i oljen er derfor ikke garantert tilstrekkelig.

For å ytterligere bedre overvåkingen av lageroljen til kombinasjonslageret øvre styrelager/bærelager i Sjona kraftverk foreslås det å installere en fuktsensor som vist i figur 39. Den foreslåtte sensoren er en LDH100 oljefuktsensor fra selskapet ifm. Sensoren måler fukt i medier som oljer og luft, og tåler oljetemperaturer fra -20°C til 85 °C, og vil derfor takle de til dels høye

temperaturene lageroljen kan komme opp i. Sensoren er antatt å være varig, og har en beregnet mean time to failure (MTTF) på 90 år. Sensoren vil kunne måle 0-100% fukt i oljen og oljens temperatur, ettersom det ikke er noen overvåking av temperaturen i lageroljen i dag i følge kraftverkssjemaene. (3)

Kostnaden for den foreslåtte fuktsensoren er 6539 kr pluss teknisk bearbeiding, montasje, kabling og frakt. Det er antatt at kraftverkseier kan stå for montasje og kabling selv. Analyse av renhetsklassen til en oljeprøve koster ca. 500 kr, altså vil heller ikke denne sensoren føre til økonomisk gevinst ved å erstatte dagens system. Den eventuelle økonomiske gevinsten vil ligge i tidlig deteksjon fukt i oljen slik at ytterligere skade på komponenten eller aggregatet som helhet kan unngås. Dette kan som tidligere nevnt bli svært dyrt.

Visualisering

I undersøkelsen som ble sendt ut til Helgeland Kraft Vannkraft AS sine ansatte kom det fram fra resultatene vist i figur 33 på side 108 at hele 25% av respondentene var helt enige i påstanden «*jeg ser stor nytte i å automatisk kunne få en visuell fremstilling av sensordata fra Helgeland Krafts kraftverk. For eksempel temperaturen i en bestemt komponent avhengig av last, eller vibrasjonsnivået i en komponent over tid.*» Totalt sett la 87,5% av respondentene seg på den «enige» siden av skalaen, og kun to respondenter eller 12,5% svarte 5 – hverken enig eller uenig.

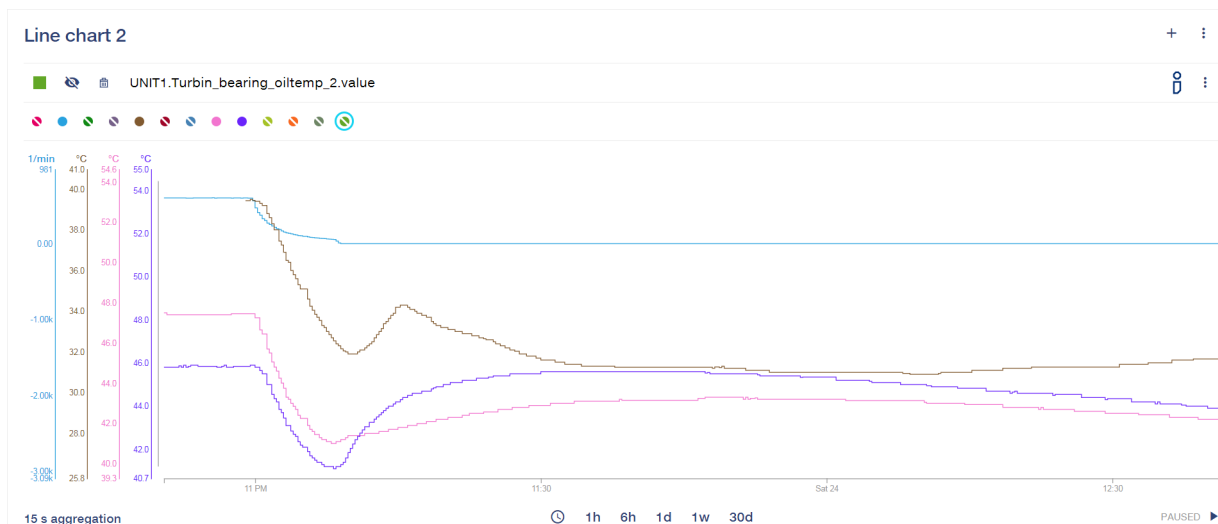
Dette viser, som beskrevet tidligere, at de ansatte i selskapet ser verdien av å få installert visualiseringssystemer i sine kraftverk. Ved å ta i bruk slike løsninger vil ansatte både ved kraftverket, ved selskapets hovedkontor i Mosjøen eller helt andre steder i nåtid se utviklinger til ulike verdier parametere presentert som grafer eller plot. For eksempel kan det være interessant å se hvordan temperaturen i bærelageret utvikler seg over en lengre tidsperiode, og hvordan temperaturen i lagersegmentene responderer på ulike lastnivå. Ved installasjon av en slik pakke vil man få bedre datatilgang fra sensorer og målere rundt om i kraftverket – ikke bare i bærelager, selv om det er denne komponenten som er i fokus her. Denne forenklete tilgangen til sensordata kan antas å føre til at de ansatte i større grad benytter seg av sensorinformasjon når vedlikehold skal planlegges og beslutninger skal tas. Skylagring gjør at data vil kunne lagres på en enkel, effektiv og trygg måte uten at lagringskapasitet er et problem. Dette gjør at det vil være mulig å gå tilbake i tid for å studere utviklingen til ulike parametere også i ettertid.

Verdien av trendovervåkning og analyse vektlegges også av Energiakademiet (EnergiNorge) i kurskompendiumet *Vannkraftgeneratorer, drift og vedlikehold* fra 2014:

Brukt i tilstandskontroll vil en nøyaktig trendovervåkning, basert på dataene fra dette overvåkningsutstyret, gi en god indikasjon på om lageret fungerer tilfredstillende, eller om en skadeutvikling er på gang. Avleste og målte verdier bør føres på et standardisert skjema, slik at alle relevante opplysninger kommer med hver kontroll.

Analyse av målte verdier vil i hovedsak bestå i å sammenligne de aktuelle måleverdiene med tilsvarende verdier fra tidligere identiske driftstilstander, og på bakgrunn av dette gjøre om det er inntruffet kritiske endringer.(53)

Utviklingen av sensordata over tid kan gjøres automatisk ved hjelp av visualiseringspakker og datalagring. Figur 40 viser Voith Hydro sin visualisering av lageroljetemperatur under et stoppforløp. Når den turkise grafen flater ut, er aggregatet i stans. Hakket like før utflating viser at bremsen har kommet på. På temperaturgrafene fra de ulike sensorene ser man at oljetemperaturen synker stabilt til like etter stansen. Da begynner den å øke igjen. Dette skyldes at stans i aggregatet også fører til stans i oljekjøleren. Temperatursensorene i oljen sitter nær godset i lageret, og varmen fra godset rundt lageret ledes inn mot det kjøligere lageret, slik at man får denne oppsvingen i temperatur.



Figur 40: Skjermdump som viser visualisering av oljetemperaturer i lager ved stoppforløp. Den turkise grafen viser rotasjon, de tre andre viser temperaturer fra ulike sensorer. Figuren viser en visualisering produsert av Voith Hydro, og skjermdumpen er produsert av dette firmaet.

Figur 40 viser hvordan en visualisering fra Voith Hydro kan se ut. I Sjona kraftverk vil det fra bærelageret være mulig å få inn og plotte data fra en rekke ulike sensorer som sender sine data til kraftverkets PLS. Det vil blant annet være mulig å visualisere informasjon om lagersegmenttemperatur målt ved hjelp av to ulike PT100-elementer, og dersom oljefuktmonitoren presentert i delkapittelet *Oljefuktsensor* på side 115 installeres vil det også være mulig å se på temperaturen i selve oljen. Også data fra oljepartikkelsensoren foreslått på side 114 vil være mulig å få inn i visualiseringen.

For å utnytte visualiseringspakken til det maksimale foreslås det å hente inn data fra sensorer i kraftverket som per i dag bare er brukt til vern. Dette betyr at data fra disse allerede installerte monitorene undersøker sin stilling i forhold til en gitt grense. Hvis denne overskrider vil det gå en alarm eller kraftverket vil gå til stans. Ledige analoge utganger gjør innhenting av data fra disse sensorene enkelt, det kreves minimalt med jobb for å få ut langt mer informasjon om bærelagerets tilstand.

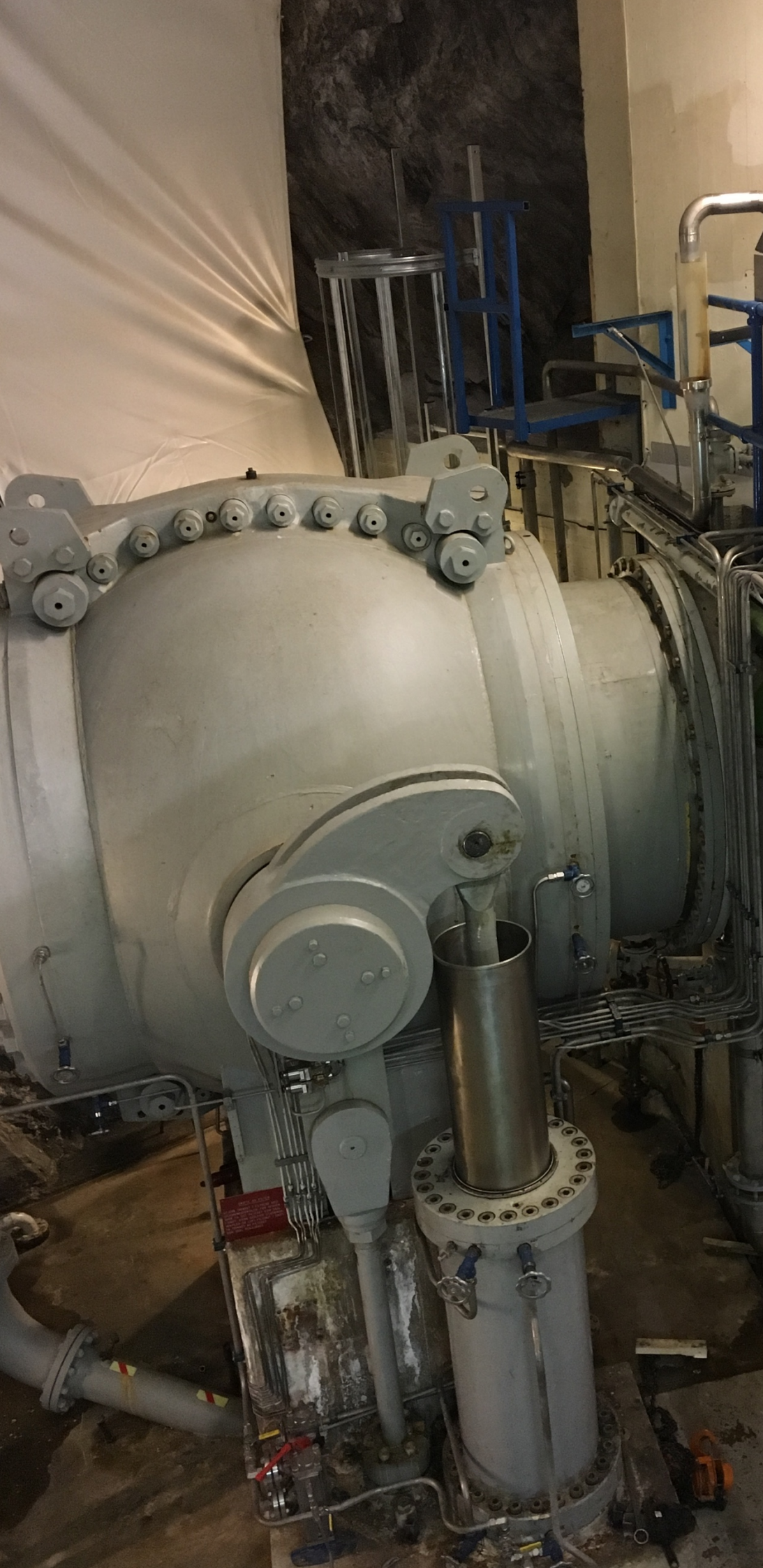
Vibrasjonsmåling inn i PLS

Som nevnt i delkapittelet *overvåking av Sjona kraftverks generator* på side 78 finnes det vibrasjonsmålinger som en del av kraftverkets vern. Vibrasjonssensorene er med andre ord ikke noe som er brukt for å samle inn avlesbar data. Dette betyr at en alarm vil gå av og at kraftverket eventuelt vil gå i stopp dersom en grenseverdi er nådd. Dersom dagens vibrasjonsvern knyttes til Sjona kraftverks PLS vil det være mulig å hente ut data fra denne overvåkingen, noe som kan gi nyttig informasjon om aggregatets tilstand. Endret vibrasjonsmønster i lageret er et tidlig tegn på feil under utvikling i kraftverksmaskinen, og det vil derfor være svært interessant å ha tilgang på vibrasjonsdata for kraftverket over tid slik at trender kan utarbeides og bedre tilstandsovervåking oppnås som et resultat av dette. Det åpner også for å visualisere vibrasjonen i lageret og se den i sammenheng med for eksempel last på maskinen over tid.

I Sjona kraftverk er dette enkelt å gjennomføre ettersom det finnes ledige innganger i kraftverkets PLS hvor vibrasjonsmålerne kan tilkobles. Informasjon om vibrasjonsnivået i komponenten vil gi et verdifullt bidrag til tilstandsovervåking av kraftverket gjennom at man da vil ha tilgang til data fra sensoren, og ved at også vibrasjon kan være en del av den foreslåtte visualiserte verdiene.

Nivåmåler for lagerolje

I Sjona kraftverk har en del av problematikken til generatoren vært knyttet til lageroljen. Det har gjennom perioden 1999-2019 vært noen tilfeller av oljelekkasjer, uten at dette trenger å være unormalt for kraftverk generelt. Dette betyr likevel at det kan være en ide å nøye overvåke lageroljen. Lageroljens kvalitet er det foreslått å overvåke ved hjelp av fukt og partikkelsensorer, men også oljenivået kan overvåkes bedre enn det gjør i dag. I dag har oljenivåsensoren kun en vernfunksjon: om nivået blir for høyt sier den fra, det samme gjelder om oljenivået blir for lavt. Det er enkelt å hente ut mer data også fra denne sensoren ved bruk av analoge utganger. Dette vil kunne gi data om nivå for lageroljen til enhver tid, ikke bare når den er lav, høy, kritisk lav eller kritisk høy. Det vil på denne måten være mulig å detektere mindre vannlekkasjer til lageroljen på et tidlig tidspunkt, og det vil være mulig å detektere oljelekkasjer uten visuell inspeksjon og i forkant av varsel. Også denne verdien vil det være mulig å visualisere. Dette vil trolig være mest interessant å observere over lengere tidsperioder. Større lekkasjer vil utvikle seg raskt og snappes opp av vern eller som følge av inspeksjoner.



KOMKILUSJON

Kapittelbilde:

Kuleventil i Sjona kraftverk. Her slippes vannet inn på løpehjulet i turbinen som er plassert til høyre (utenfor bildet). Kuleventiler er kuler som ligger inne i en kapsel, og det er denne runde kapselen vi ser avbildet. Kula har hull tvers igjennom, og vannmengden som slippes gjennom ventilen bestemmes av stillingen til disse hullene i forhold til rørene rundt. Er hullet gjennom kula en fortsettelse av røret inn mot ventilen, er vanngjennomstrømningen maksimal. Dersom kula står på tvers vil det ikke være gjennomstrømning. Kula kan også stilles i alle posisjoner mellom disse to nevnte ytterpunktene.

Konklusjoner:

Hvordan bedre tilstandsovervåkingen av bærelageret i Sjona kraftverk?

Konklusjonen etter å ha studert Sjona kraftverks generators feil og vedlikeholdshistorikk ved å se på kraftverkseier Helgeland Kraft Vannkraft AS sine arbeidsordrer på komponenten mellom 1999 og 2019 er at Sjona kraftverk er et stabilt kraftverk som gjennom sin snart 46 år lange levetid har unngått de store feilene og havariene. Kraftverket er åpenbart godt vedlikeholdt og ivaretatt av kraftverkseier. Generatorens øvre lager er et kombinasjonslager med øvre styrelager og bærelager. Dette lageret er i all hovedsak godt overvåket, men mye av denne overvåkingen skjer gjennom vern. Dette gjør at selv om sensorer og monitører er til stede så vil disse kun registrere kritiske høye og lave verdier som vil føre til at aggregatet går til stopp, eventuelt med en lavere verdi i forkant av stopp-verdien som utløser et varslingsystem. Det virker å kunne være nyttig for kraftverkseier å ha bedre tilgang til data fra enkelte av disse sensorene. Det er derfor foreslått å koble noen av de eksisterende sensorene til kraftverkets PLS gjennom analoge utganger, slik at nivået på disse kan overvåkes til enhver tid.

I tillegg har det komme frem ved å studere vedlikeholdsplaner opp mot arbeidsordrer knyttet til vedlikeholdsarbeid ved kraftverket at intervallene for analyser av lageroljen ikke har vært overholdt. Dette kommer også fram i samtale med personell i Helgeland Kraft Vannkraft AS. Slike glipper er ikke uvanlige, ifølge Norsk Oljelaboratorium, men de kan få store konsekvenser for lageret. Uren olje kan være symptom på mange ulike problemer, og det kan få store følger. For å sørge for en mer eller mindre kontinuerlig overvåking av lageroljens kvalitet er det også foreslått å implementere et par nye sensorer.

Anbefalinger for bedret tilstandsovervåking

Nivåmåler for lagerolje:

Per i dag er nivåmåleren for lageroljen et vern. Det kan være interessant å følge utvikling over tid, både for høye og lave verdier. Økende verdier kan tyde på lekkasjer fra kjølespiral, og synkende verdier kan tyde på en pågående lekkasje som enda ikke er detektert på andre måter. Små lekkasjer både av olje og kjølevann kan være vanskelig å detektere umiddelbart. For kjølevannlekkasjer kreves det disse er store nok til at strømningsvakten slår ut, og for oljelekkasjer må enten nivåmåler slå ut eller lekkasjen må oppdages ved visuell kontroll.

Vibrasjonssensor:

Per i dag er vibrasjonssensorene knyttet til bærelageret bare vern, ved kritisk høye nivåer går aggregatet til stans. Økt vibrasjon er et tidlig tegn på at feil er under utvikling, og det derfor være interessant å følge med på vibrasjonsnivå over tid.

Partikkelmonitor:

For å få en jevnere overvåking av partikkelinnholdet i lageroljen foreslås det å installere en partikkelmonitor knyttet til trykkoljeavlastningen. Dette vil gi et jevnere bilde oljens tilstand enn hva årlige oljeanalyser vil gjøre. Dette er foreslått som et supplement til de årlige analysene i første omgang til monitoren er ferdig utprøvd hos kraftverkseier. Likevel kan man anta at dette vil fungere, og at denne partikkelmonitoren vil kunne erstatte oljeprøvene på sikt. Det er antatt å være

verdifullet for Helgeland Kraft Vannkraft AS å prøve ut slike løsninger, fordi de da vil være enklere å implementere på andre, mer utilgjengelige kraftverk. Dataoverføring skjer ved hjelp av trådløst nett, så ingen kabling er nødvendig.

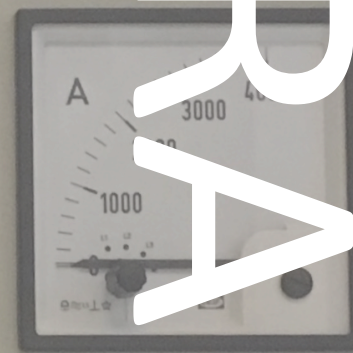
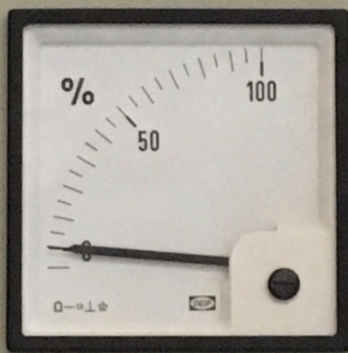
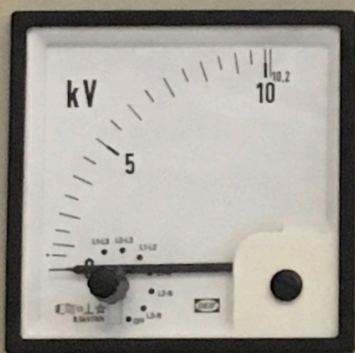
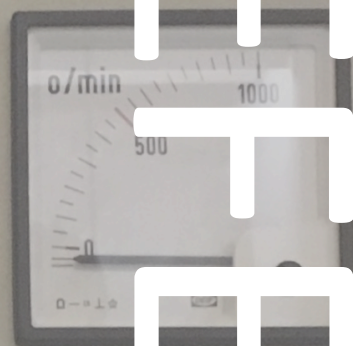
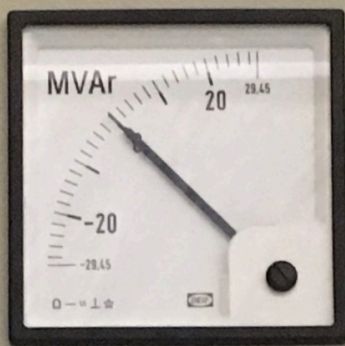
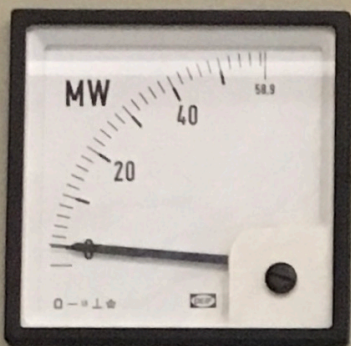
Fuktsensor

Installasjonen av denne sensoren er ment å være et supplement til partikkelmonitoren beskrevet tidligere. Dette vil sikre oljen for fukt, og det vil kunne være mulig å detektere eventuelle kjølevannlekkasjer på et tidlig tidspunkt. Et annet viktig poeng er at denne sensoren også vil overvåke lageroljens temperatur, et nyttig supplement til overvåkingen av bærelageret. Også her skjer dataovervåking ved hjelp av trådløst nett, og kabling er med andre ord ikke nødvendig.

I en spørreundersøkelse blant Helgeland Kraft Vannkraft AS sine ansatte kom det fram at de ansatte har til dels stor tro på at nye, digitale hjelpemidler kan bidra til både bedre vedlikeholdsplanlegging og kostnadsreduksjoner. Det er derfor rimelig å tro at de vil være positive til å prøve ut disse nye sensorene til bruk i kraftverket. Det kom også fram i undersøkelsen at de ansatte ser stor nytte i å kunne få en automatisk generert visualisering av både nåtids- og fortidsdata fra ulike sensorer i kraftverket. Den foreslåtte visualiseringspakken vil sørge for trygg skylagring av sensordata for kraftverket, og det vil være mulig å enkelt studere en komponents utvikling over tid eller i nåtid. Sensordata fra kraftverket vil kort sakt bli langt mer tilgjengelig og dermed langt enklere å benytte seg av for selskapets ansatte. Dette vil trolig medføre at disse dataene blir brukt i langt større grad i vedlikeholds-, tilstandsovervåking- og reinvesteringsspørsmål.

På bakgrunn av dette foreslås det at kraftverkseier vurderer å installere en slik visualiseringspakke for forbedret tilstandsovervåking. Tilstandsovervåkingen for bærelageret vil bli forbedret av dette av grunner nevnt over, særlig dersom også anbefalingene nevnt over med nye sensorer og ny bruk av tilgjengelige sensorer tas til følge. Den foreslåtte pakken tilbys av samarbeidspartner i dette prosjektet, Voith Hydro, men også andre leverandører på markedet tilbyr tilsvarende løsninger.

REFE RAN S ER



1	TU.REG. OL.NIVÅ KRITISK LAVT	9	AGG.VIBRASJON KRITISK
2	TU.REG. OL.TR. KRITISK	10	GEN.BREMS PÅ UNDER DRIFT
3	TU.LAGER TEMP. KRITISK HOY	11	GEN.LAG.V.BRK. KRITISK LAV
4	TU.RØR TRYKK KRITISK LAVT	12	GEN.LAG.TEMP. KRITISK HOY
5	BEK.VYDR.RISEV. UTLØST	13	UNDERVANN KRITISK HOYT
6		14	TU.REG. STOPP MAN.
7	TU.REG.OL.TEMP. KRITISK HOY	15	KULEVENTIL KRITISK SIG
8	TU.REG. FEIL KRITISK	16	KULEVENTIL LUKKET MAN.

1	8.5 KV ROM TEMP. KRITISK	9	
2	GEN.KJØLELUFT TEMP. KRITISK	10	
3	STI GASS/TEMP. KRITISK	11	
4	TURTALL KRITISK	12	
5	GEN.BREMS UNORMALT PÅ	13	
6	KJØLEV.KUM NIVÅ KRITISK	14	
7	BUGERDRISLUKE KRITISK SIG	15	
8	RØR.R. VENTIL LUKKE MAN.	16	

Leonhard - Reglerbau
Stuttgart Automatic Synthesizer ASG 4

main c. b. rel.
gen c. b. rel.
automatic
connect

1:08 kV 0.3 Hz
2:00 kV 0.0 Hz

too fast 1. 2. 3. 4. 5. 6. 7. 8. 9. 10. 11. 12. 13. 14. 15. 16.

display I clear

SIEMENS

SIMATIC OP17

*** Störing ***
Status: Hånd
Aaar, driftstatus i neste bilde (↓)
Uals: Hånd Nyn N/Ei Bilde: Stop Strt

8,5 kV

8G1S

Kapittelbilde:

Tavle i generatorhallen i Sjøna kraftverk. Her kan man avlese informasjon om blant annet lagerspenning, omdreininger per minutt og antall MW.

Referanser

1. ALSTROM. Generatorer, transformatorer og brytere - 1. generatoren. Alstrom Labroskolen.
2. LDP - Oil particle monitor www.ifm.com [cited 2019 05.05.2019]. Available from: <https://www.ifm.com/se/sv/product/LDP100>.
3. LDH100 Oil humidity sensor www.ifm.com [cited 2019 05.05.2019]. Available from: <https://www.ifm.com/se/sv/product/LDH100?tab=details>.
4. History www.nordpoolgroup.com [cited 2019 22.02.2019]. Available from: <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>.
5. L.Gårseth-Nesbakk. Økonomisk levetid www.snl.no2017 [updated 28.12.2017; cited 2019 03.04.2019]. Available from: https://snl.no/økonomisk_levetid.
6. Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg (damsikkerhetsforskriften), (2009).
7. S.Olsen. Isolasjonsmåling www.ndla.no2019 [updated 15.01.2019; cited 2019 04.04.2019]. Available from: <https://ndla.no/subjects/subject:16/topic:1:187217/topic:1:5865/resource:1:9140>.
8. om Kolsvik kraftverk www.helgelandkraft.no [cited 2019 27.05.2019]. Available from: <https://www.helgelandkraft.no/Vannkraft/om-oss/vare-anlegg/kolsvik-kraftverk/>.
9. Øvre Forsland Kraftverk www.helgelandkraft.no [cited 2019 27.05.2019]. Available from: <https://www.helgelandkraft.no/Vannkraft/om-oss/vare-anlegg/ovre-forsland-kraftverk/>.
10. Lov om vassdrag og grunnvann (vannressursloven), (2000).
11. Dammer og vassdragsanlegg - definisjoner www.nve.no: Norges vassdrags- og energidirektorat; [updated 17.01.2019; cited 2019 24.03.2019]. Available from: <https://www.nve.no/damsikkerhet-og-energiforsyningsberedskap/damsikkerhet/dammer-og-vassdragsanlegg-definisjoner/>.
12. Vannkraftpotensialet www.nve.no: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2015 [updated 08.02.2019; cited 2019 22.02.2019]. Available from: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vannkraft/vannkraftpotensialet/>.
13. Energy Resources Hydropower www.worldenergy.org2016 [cited 2019 22.02.2019]. Available from: <https://www.worldenergy.org/data/resources/resource/hydropower/>.
14. Energy Resources Europe Hydropower www.worldenergy.org2016 [cited 2019 22.02.2019]. Available from: <https://www.worldenergy.org/data/resources/region/europe/hydropower/>.
15. Ny kraft: endelig tillatelser og utbygging - 1.kvartal 2019. www.nve.no: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2019.
16. D.Splide;S.K.Lien;T.B.Ericson;I.H.Magnussen. Strømforbruk i Norge mot 2035. Norges vassdrags- og energidirektorat; 2018.
17. D.E.Weir;Et.Al. Kostnader i energisektoren. Norges vassdrags- og energidirektorat; 2015.
18. T.M Welte JF, M.H. Nielsen, M. Adsten. MonitorX - experiences from a Norwegian-Swedish research project on industry 4.0 and digitalization applied to fault detection and maintenace of hydropower plants. Hydro 2018; Gdansk2018.

19. Renewable energy in europe 2018. Luxembourg: European Environment Agency; 2018.
20. P.Støa;O.Dønnestad. Grønt batteri haster. Dagens Næringsliv. 2015 05.10.2018.
21. Data visualization www.energystorageexchange.org: DOE global energy storage database; [cited 2019 27.05.2019]. Available from: https://energystorageexchange.org/projects/data_visualization.
22. FNs bærekraftsmål www.fn.no [updated 05.02.2019; cited 2019 22.02.2019]. Available from: <https://www.fn.no/Om-FN/FNs-baerekraftsmaal>.
23. Statkraft. Hydropower. In: Statkraft, editor. www.statkraft.com: Statkraft.
24. Renewables 2018 - analysis and forecast to 2023: executive summary. Frankrike: International energy agency; 2018.
25. A.L.Brenna. Disse prisene må sol-, vind- og vannkraft ha for å gå i pluss. EnerWE. 2017.
26. vannkraftdatabase [Internet]. Norges vassdrags- og energidirektorat. 2018 [cited 19.10.2018]. Available from: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vannkraft/vannkraftdatabase/#>.
27. J.F.Flock, editor Risiko- og levetidsvurderinger, sannsynlighet for havari, konsekvens, forsikring etc. Nitokurs; 2016; Stavanger.
28. Markedet genererer havari2005 15.05.2019 [cited 2019 15.05.2019]. Available from: <https://www.tu.no/artikler/markedet-genererer-havarier/264135>.
29. Kraft og kommuner, grunnbok om kraftkommuner og LVK: Landssamanslutninga av vasskraftkommunar; [cited 2019 13.03.2019].
30. Meld.st.25 (2015-2016) Kraft til endring - energipolitikken mot 2030. Det kongelige olje- og energidepartement; 2016.
31. Mathur&H.J.Wagner J. Chapter 3: Physical and technical basics of hydropower. Introduction to hydro energy system: basics, technology and operation. Berlin: Springer-Verlag; 2011. p. 35-47.
32. Vannkraftdatabase [Internet]. Norges vassdrags- og energidirektorat. 2019 [cited 23.01.2019]. Available from: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vannkraft/vannkraftdatabase/#>.
33. SWECO;B.Fladen;E.Holmquist;D.Bachke. Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk. www.nve.no: Norges vassdrag- og energidirektorat; 2010 [cited 2019 07.02.2019]. Available from: http://publikasjoner.nve.no/veileder/2010/veileder2010_01.pdf.
34. Magasinkapasitet i Norge. In: NVE, editor. www.nve.no: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2015.
35. Diagram magasinfyllingen - hele Norge. www.vannmagasinfylling.nve.no: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2019.
36. Skau S. Vassmagasinstatistikk veke 3 2019. www.nve.no: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2019 23.01.2019.
37. EASAC. Extreme weather events in Europe. 2018 22.03.2018.
38. Reinholdtsen L. Vannkraft sparer oss for milliarder i flomskader. NRK. 2018 22.03.2018.
39. B.Glover;N.R.Sælthun;K.L.Walløe. Verdien av vassdragsreguleringer for reduksjon av flomskader. Multiconsult; 2018 22.03.2018.

40. Gebyr www.nve.no: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2015 [updated 17.10.2018; cited 2019 05.02.2019]. Available from: <https://www.nve.no/damsikkerhet-og-energiforsyningsberedskap/damsikkerhet/gebyr/>.
41. Innrapportering og damdatabasen SIV www.nve.no: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2015 [updated 05.03.2018; cited 2019 31.01.2019]. Available from: <https://www.nve.no/damsikkerhet-og-energiforsyningsberedskap/damsikkerhet/innrapportering-og-damdatabasen-siv/>.
42. D.T.Norum;G.H.Midttømme;H.M.Østvold;S.Gundersen. Veileder for klassifisering av vassdragsanlegg: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2014 [cited 2019 05.02.2019]. Available from: http://publikasjoner.nve.no/veileder/2014/veileder2014_03.pdf.
43. Guttormsen O. 4 Belastninger. Vassdragsteknikk I: Akademika; 2014.
44. Retningslinje for laster og dimensjonering. www.nve.no: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2003.
45. J.Andrews;N.Jelley. Hydro power, tidal power, and wind power. Energy Science. 2nd ed: Oxford University Press; 2007. p. 98-107.
46. J.Mathur&H.J.Wagner. Chapter 5: Hydraulic turbines: types and operational aspects. Introduction to hydro energy system: basics, technology and operation. Berlin: Springer-verlag; 2011. p. 71-93.
47. I.Lopez;J.Andreu;S.Ceballos;I.Martinez;I.Kortabarria. Review of wave energy technologies and the necessary power-equipment2013 [cited 2019 24.05.2019]; 27. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113004541>.
48. O.Guttormsen. Vassdragsteknikk II - Kapittel 5. 2014.
49. Pumpekraft www.ungenergi.no2017 [cited 2019 15.05.2019]. Available from: <http://ungenergi.no/energikilder/hav-og-vannkraft/pumpekraft/>.
50. J.Mathur&H.J.Wagner. Chapter 4: Components of hydropower plants. Introduction to hydro energy system: basics, technology and operation. Berlin: Springer-verlag; 2011. p. 49-70 (men egentlig bare til 51).
51. Skjeggedal O. Lager - maskindel. In: L.H.Eriksen, editor. Store Norske Leksikon. www.snl.no2018.
52. Industriskolen. Lager2018 11.02.2019 [cited 2019 11.02.2019]. Available from: <https://ndla.no/subjects/subject:28/topic:1:105763/topic:1:82792/resource:1:45419>.
53. EnergiNorge. Vannkraftgeneratorer drift og vedlikehold2014 26.-28. november 2014.
54. L.E.Kämpe, editor skademekanismer, aldring og levetid for rotor og lagre. vannkraftgeneratorer, drift og vedlikehold; 2018 21.11.2018; Oslo2018.
55. T.Frøland, editor Havari lagerkjøler ved Fjone kraftverk. Produksjonsteknisk konferanse; 2019; Oslo2019.
56. F.Høyte. Transformator www.snl.no [updated 24.01.2019; cited 2019 09.02.2019]. Available from: <https://snl.no/transformator>.
57. A.L.Brenna. Hvor mange nettselskaper er det i Norge? 2018 [cited 2019 24.02.2019]. Available from: <https://enerwe.no/faq/hvor-mange-nettselskaper-er-det-i-norge/>.
58. Meld.St. 25 (2015-2016) kraft til endring - energipolitikken mot 2030. In: Olje- ogEnergidepartementet, editor.
59. Tall og data fra kraftsystemet - import og eksport - nordisk kraftflyt www.statnett.no: Statnett; 2019 [updated 25.02.2019; cited 2019 25.02.2019]. Available from: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/#nordisk-kraftflyt>.

60. SWECO Norge BF, Erik Holmquist, Dag Bachke. Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk [Veileder]: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2010 [cited 2018 15.11.2018].
61. Niklas Vilhelm Ns. Cybertrusler mot kritisk infrastruktur www.nsm.stat.no [cited 2018 11.10.2018].
62. Tilstandskontroll av vannkraftverk: håndbok. Lysaker: Energiforsyningens fellesorganisasjon; 1995.
63. ndla. Lager www.ndla.no2010 [updated 03.03.2017. Available from: <https://ndla.no/nb/node/45419?fag=35>].
64. **Mobley RK**. Introduction to predictive maintenance: Butterworth-Heinemann; 2nd edition 2002; 1990. 437 p.
65. J.Amundsen, editor Svartisen kraftverk generatorhavari 2006 - årsak og konsekvenser: statkraft.
66. Statkraft AS - Svartisen kraftverk ute av drift i flere måneder [press release]. www.statkraft.no, 03.11.2006 2006.
67. Strøm KS. Svart tid for Svartisen. Teknisk Ukeblad [Internet]. 2006 30.11.2006 [cited 2018 14.11.2018]. Available from: <https://www.tu.no/artikler/svart-tid-for-svartisen/239344>.
68. Opprusting og utvidelse www.nve.no: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2009 [updated 30.11.2018; cited 2019 26.02.2019]. Available from: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vannkraft/opprusting-og-utvidelse/>.
69. L.Lia. Vindmøller overflødig og vi fornyer vannkraften2019 [cited 2019 30.05.2019]. Available from: https://gemini.no/kronikker/vindmoller-overflodig-om-vi-fornyer-vannkraften/?fbclid=IwAR04AAvb_JwsUnDXBCMPE4QJQDLv-WrOtrdKnVfV8sFrBd8V9uBBp_LXTpM.
70. EnergiNorge. PTK 2017 - Smarte Produksjonsselskap [Available from: <https://www.energinorge.no/kurs-og-konferanser/2017/konferanser/produksjonsteknisk-konferanse-2017/>].
71. EnergiNorge. PTK 2018 [cited 2018 07.11.2018]. Available from: <https://www.energinorge.no/kurs-og-konferanser/2018/konferanser/produksjonsteknisk-konferanse-2018/>.
72. EnergiNorge. Forslag til foredrag - PTK 2019 [cited 2018 07.11.2018]. Available from: <https://www.energinorge.no/kurs-og-konferanser/2019/konferanser/produksjonsteknisk-konferanse-2019/forslag-til-foredrag/>.
73. NVE. Norges energidager 2018 www.nve.no: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2018 [updated 02.11.2018; cited 2018 02.12.2018]. Available from: <https://www.nve.no/nves-motekalender/norges-energidager-2018/>.
74. Bratbergsengen K. Digitalisering [updated 12.12.2017; cited 2018 07.11.2018]. Available from: <https://snl.no/digitalisering>.
75. Vil ha samarbeid om digitalisering av nettselskapene www.energinorge.no2018 [cited 2018 11.12.2018]. Available from: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/nyheter/2018/vil-samarbeide-om-digitalisering-av-nettselskapene/>.
76. Haugstad T. Kraftbransjen vil lære av bankene. Teknisk Ukeblad. 2018;November 2018.
77. Ny stortingsmelding om industrien: Norge skal bli grønnere, smartere og mer nyskapende [press release]. www.regjeringen.no, 31.03.2017 2017.

78. al. MDe. Digital 21. 2018.
79. Lansering RDS-Hydro Power - et felles språk for digitalisering av vannkraften www.energinorge.no2019 [cited 2019 27.05.2019]. Available from: <https://www.energinorge.no/kurs-og-konferanser/2019/q2/lansering-rds-hydro/>.
80. Ø.Lie. Gir nytt språk til vannkraften2019 [cited 2019 27.05.2019]. Available from: <https://energiteknikk.net/2019/03/gir-nytt-sprak-til-vannkraften>.
81. B.Marr. Big data: the 5 Vs everyone must know linkedin2014 [cited 2019 04.04.2019]. Available from: <https://www.linkedin.com/pulse/20140306073407-64875646-big-data-the-5-vs-everyone-must-know/>.
82. ABB, editor konstruksjon og virkemåte - overvåkningsutstyr. Vannkraftgeneratorer, drift og vedlikehold; 2018; Oslo2018.
83. J.Morgan. A simple explanation of the internet of things2014 08.04.2019 [cited 2019 08.04.2019]. Available from: <https://www.forbes.com/sites/jacobmorgan/2014/05/13/simple-explanation-internet-things-that-anyone-can-understand/#79768c431d09>.
84. T.Welte. MonitorX - foreløpige resultater. Digitalisering i vannkraften - tilstandsovervåking og prediktivt vedlikehold; 25.10.2018; Gardermoen, Norge2018.
85. Sintef. About MonitorX [cited 2018 31.10.2018]. Available from: <https://www.sintef.no/projectweb/monitorx/om-prosjektet/>.
86. Dette er våre eiere www.helgelandkraft.no [cited 2019 27.05.2019]. Available from: <https://www.helgelandkraft.no/konsern/forside/om-helgeland-kraft/eiere/>.
87. Historie www.helgelandkraft.no: Helgelandkraft AS; [cited 2019 07.02.20019]. Available from: <https://www.helgelandkraft.no/konsern/forside/om-helgeland-kraft/historie/>.
88. Deleide selskap www.helgelandkraft.no: Helgeland Kraft Vannkraft AS; [cited 2019 10.02.2019]. Available from: <https://www.helgelandkraft.no/Vannkraft/om-oss/Helgeland-kraft-vannkraft/deleide-selskap/>.
89. T.Aanensen;M.Holstad. Tilgang og anvendelse av elektrisitet i perioden 1993-2017. Statistisk sentralbyrå; 2018.
90. Vassenden kraftverk www.helgelandkraft.no: Helgeland Kraft; [cited 2019 25.05.2019]. Available from: <https://www.helgelandkraft.no/Vannkraft/om-oss/vare-anlegg/vassenden-kraftverk/>.
91. Smibelg og Storåvatn kraftverk www.sks.no: Salten Kraftsamband; 2019 [cited 2019 25.05.2019]. Available from: <https://www.sks.no/smibelg-og-storavatn/category1044.html>.
92. S.Dredge. Beauty and power: how Norway is making green energy look good. The guardian. 2016.
93. resoslusjon Kk. Tillatelse for Helgeland Kraftlag A/L til erverv, regulering og overføring i Holmvassdraget i Rana kommune m.v. . In: Industridepartementet, editor. 1969.
94. Karverket, cartographer Norgeskart: kartverket; 2019.
95. Sjona kraftverk www.helgelandkraft.no: Helgeland Kraft Vannkraft AS; [cited 2019 23.01.2019]. Available from: <https://www.helgelandkraft.no/Vannkraft/om-oss/vare-anlegg/sjona-kraftverk/>.
96. Informasjon om konsesjonssøknad og konsekvensutredning Fagervollan Kraftverk II og III i Rana. In: Helgelandskraft, editor.: Helgelandskraft.
97. Kartverket Gok-GA, cartographer NVE Atlas. www.atlas.nve.no: Norges vassdrags- og energidirektorat; 2019.
98. Høyesterettsdom HR-2012-01089-A, (sak nr. 2011/1906). 2012.

99. FT-IR (infrarød analyse) www.nolab.no: Norsk Oljelaboratorium AS; 2008 [cited 2019 05.05.2019]. Available from: <https://nolab.no/analyser/FT-IR.html>.
100. A.Ekeland. Sysselsatte i kraftnæringen og kraftrelaterte virksomheter 2016. Statistisk sentralbyrå; 2016.