

# Effekten av å døgnregulere Eidselva

ANNE MARGIT URBØ

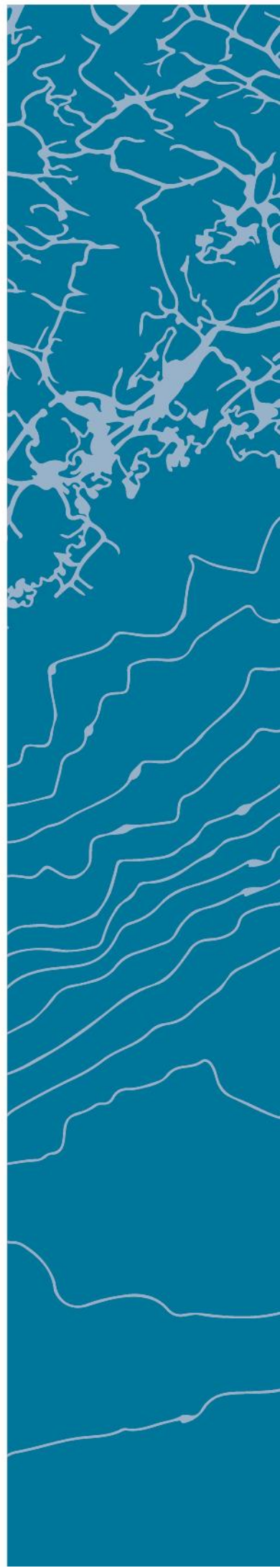
For mastergrad i  
Industriell økonomi- og teknologiledelse

RETTLEIAR

Terje Heskestad

**Universitetet i Agder, 2018**

Fakultet for teknologi og realfag  
Handelshøyskolen





## FORORD

Denne oppgåva er skriven våren 2018 ved Universitetet i Agder, som ein avsluttande del av masterstudiet *Industriell økonomi- og teknologileiing*.

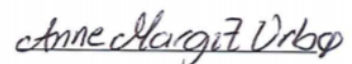
Arbeidet med denne oppgåva har vore utruleg spanande og lærerikt. Takk til Universitetet i Agder for eit interessant studie, samt moglegheita til å skrive ei oppgåve som inkluderer innsyn og samhandling mellom tekniske, økonomiske og samfunnsvitskaplege element. Det har vore svært gjevande å kunne arbeide og tenke på tvers av fagfelt.

Takk til Statkraft som gav meg ei interessant problemstilling, samt moglegheita for jobbe med oppgåva i deira lokale og omgjevnadar. Dette har bidratt til gode samtaler og faglege diskusjonar. Spesielt takk til Kristian Aune for god og uvurderleg hjelp med simulering og datainnsamling. Samt Gunnlaug Gilje Sørli for naudsynt oversikt og introduksjon til Eidselva og dei aktuelle aktørane.

Vidare må eg takke rettleiar Terje Heskestad for gode faglege tilbakemeldingar og innspel. Det har vore avgjerande å ha ein rettleiar som har dytta meg i riktig retning og fått meg til å sjå ting i perspektiv.

Tusen takk!

**Grimstad, 1. juni 2018**



Anne Margit Urbø

## SAMANDRAG

I denne casestudien er lønnsemda og gjennomføringsevna av å døgnregulere Eidselva vurdert. Initiativtakar til problemstillinga er Statkraft, som er eigar av det øvste kraftverket i Eidselva, Hogga kraftverk. Nedstraums Hogga ligger Vrangfoss, Eidsfoss og Ulefoss kraftverk, desse har andre eigarar som får kraftinntektene. Statkraft ynskjer å adressere moglegheitene for og effekten av at kraftverka går frå dagens produksjonsmaksimering til profittmaksimering. Der sistnemnde er optimalisert produksjon i samråd med kraftprisen, altså døgnregulering.

Oppgåva har adressert ein netto positiv nominell kontantstraum før skatt fram til 2030 for alle kraftstasjonar samla. Denne består av differanseinnbetalingane og differanseutbetalingane som oppstår ved overgang til døgnregulering. Differanseinnbetalingane er ekstra inntening frå kraftproduksjon, adressert gjennom simuleringsprogrammet LHOTUS. Differanseutbetalingane er hovudsakleg ekstra kostnader som oppstår på grunn av auka slitasje på aggregat. Noverdien for alle kraftstasjonane er rekna til 20,8 millionar kroner, der Hogga står for storparten av fortенesta. Dei resterande kraftverka nyttar svært lang tid på opp- og nedregulering som resulterer i at deira bidrag er beskjedene og i nokre tilfelle negative. Dette reduserer gjennomføringsevna i nokon grad, ved at det ikkje er ynskjeleg at ei strategiendring skal påverke samarbeidet i Eidselva i negativ retning.

Differanseinnbetalingane er basert på historiske svingingar i kraftprisen. For at resultatet skal gjelde fram i tid er det gjennomført eit litteraturstudie som adresserer forventta svingingar i kraftprisen gjennom døgnet. Det forventast ei auke i prisvariasjon over døgnet fram mot år 2030, hovudsakleg på grunn av auka utbygging av uregulerbar fornybar kraft og auka overføringskapasitet til Europa, samt meir integrerte marknader for kjøp og sal av kraft. Dette vil sei at fortенesta av endra produksjonsstrategi truleg vil halde seg på same nivå eller auke i framtida.

## OMGREPSLISTE

**Døgnregulering (effektregulering)** – Regelmessig varierende produksjon gjennom døgnet i samsvar med kraftprisen.

**LHOTUS** – Long-term Hydro-power Optimization Tool Using Shop.

**SHOP** – Short-term Hydro Operation Planning.

# INNHALD

|   |      |
|---|------|
| Forord .....                                      | I    |
| Samandrag .....                                   | II   |
| Omgrepsliste.....                                 | II   |
| Figurliste.....                                   | VII  |
| Tabelliste .....                                  | VIII |
| 1. Innleiing .....                                | 1    |
| 1.1. Problemstilling.....                         | 2    |
| 1.2. Føresetnader og avgrensingar .....           | 2    |
| 1.3. Oppgåvas oppbygging .....                    | 3    |
| 2. Vasskraftproduksjon og kraftmarknaden .....    | 4    |
| 2.1. Vasskraftproduksjon .....                    | 4    |
| 2.1.1. Reguleringsevne .....                      | 5    |
| 2.1.2. Døgnregulering.....                        | 6    |
| 2.2. Kraftmarknaden .....                         | 7    |
| 2.2.1. Aktørar og grensesnitt .....               | 8    |
| 2.2.2. Systempris og områdepris .....             | 9    |
| 2.2.3. Handel av kraft .....                      | 10   |
| 2.2.4. Kortsiktig produksjonsoptimalisering ..... | 12   |
| 2.3. Forbruk, produksjon og kraftpris.....        | 13   |
| 2.4. Oppsummering .....                           | 14   |
| 3. Case .....                                     | 15   |
| 3.1. Statkraft .....                              | 15   |
| 3.2. Eidselva .....                               | 16   |
| 3.2.1. Hogga Kraftverk.....                       | 17   |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 3.2.2. | Vrangfoss Kraftverk .....                    | 17 |
| 3.2.3. | Eidsfoss Kraftverk .....                     | 18 |
| 3.2.4. | Ulefoss Kraftverk .....                      | 18 |
| 3.2.5. | Telemarkskanalen.....                        | 18 |
| 3.3.   | Potensial for optimalisering.....            | 19 |
| 3.4.   | Oppsummering .....                           | 20 |
| 4.     | Bedriftsøkonomisk teori.....                 | 21 |
| 4.1.   | Analyse av lønnsemda .....                   | 21 |
| 4.2.   | Kontantstrøm .....                           | 22 |
| 4.3.   | Renterekning.....                            | 25 |
| 4.4.   | Oppsummering .....                           | 26 |
| 5.     | Metode.....                                  | 27 |
| 5.1.   | Forskningsdesign .....                       | 27 |
| 5.1.1. | Forskingshensikt.....                        | 28 |
| 5.1.2. | Forskingstilnærming.....                     | 28 |
| 5.1.3. | Metodisk tilnærming for datainnsamling ..... | 29 |
| 5.2.   | Testkøyring.....                             | 31 |
| 5.3.   | Simulering i LHOTUS.....                     | 33 |
| 5.3.1. | Faste data.....                              | 34 |
| 5.3.2. | Variable data.....                           | 35 |
| 5.3.3. | Optimaliseringa .....                        | 37 |
| 5.4.   | Fokusgruppe .....                            | 38 |
| 5.5.   | Evaluering av forskningsdesign.....          | 39 |
| 5.6.   | Oppsummering .....                           | 41 |
| 6.     | Litteraturstudie .....                       | 42 |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 6.1.   | Auka variasjon i kraftprisen over døgnet.....                                | 42 |
| 6.1.1. | Meir fornybar energiproduksjon i Europa og Norden.....                       | 42 |
| 6.1.2. | Auka overføringskapasitet.....   | 44 |
| 6.1.3. | Verdien av norsk vasskraft.....  | 45 |
| 6.1.4. | Oppsummering.....  | 46 |
| 6.2.   | Redusert variasjon i kraftprisen over døgnet.....                            | 47 |
| 6.2.1. | Avanserte Måle- og Styringssystem.....                                       | 47 |
| 6.2.2. | Fleksibilitet frå forbruk og lagring av straum.....                          | 47 |
| 6.2.3. | Oppsummering.....  | 48 |
| 6.3.   | Element som påverkar utbetalingane.....                                      | 48 |
| 6.3.1. | Auka utbetalningar ved døgnregulering.....                                   | 48 |
| 6.3.2. | Reduserte utbetalningar ved effektregulering.....                            | 50 |
| 6.4.   | Oppsummering.....  | 51 |
| 7.     | Funn og diskusjon.....   | 52 |
| 7.1.   | Testkøyring.....   | 52 |
| 7.1.1. | Vurdering av investeringsbehov.....  | 53 |
| 7.1.2. | Tidsforskuving og tidsbruk.....  | 53 |
| 7.1.3. | Forenkla analyse av lønnsemda i testperioden.....                            | 55 |
| 7.2.   | Differanseinnbetalningar og differanseutbetalningar.....                     | 56 |
| 7.2.1. | Differanseinnbetalningar.....  | 56 |
| 7.2.2. | Differanseutbetalningar som fylgje av start/stopp.....                       | 59 |
| 7.2.3. | Differanseutbetalningar som fylgje av effektregulering utan start/stopp..... | 62 |
| 7.2.4. | Prisstigning.....  | 64 |
| 7.3.   | Analyse av lønnsemda.....  | 66 |
| 7.3.1. | Kontantstraum.....   | 66 |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 7.3.2. | Avkastningskrav .....  | 68 |
| 7.3.3. | Noverdi av døgnregulering.....   | 69 |
| 7.3.4. | Redusert levetid på prosjekta .....                                    | 71 |
| 8.     | Konklusjon og avsluttande refleksjon .....                             | 72 |
| 8.1.   | Forslag til vidare forskning.....                                      | 73 |
|        | Referansar.....  | 75 |
|        | Vedlegg .....  | 80 |
|        | Vedlegg 1: Kostnadsfaktorar i start/stopp-kostnaden .....              | 80 |
|        | Vedlegg 2: Utdrag av tidsforskuvingar og tidsbruk i testperioden ..... | 81 |
|        | Vedlegg 3: Gjennomsnittleg valutakurs for år 2007 til år 2017.....     | 81 |
|        | Vedlegg 4:inntening per strategi, per kraftverk og per år .....        | 82 |
|        | Vedlegg 5: Nominell kontantstraum før skatt for kvar kraftstasjon..... | 83 |
|        | Vedlegg 6: Kontantstraum strategi A, 30 år.....                        | 84 |
|        | Vedlegg 7: Kontantstraum strategi B, 30 år .....                       | 85 |



## FIGURLISTE

|   |    |
|---|----|
| Figur 1: Involverte aktører og grensesnitt i kraftmarknaden (Nome, 2010). .....         | 8  |
| Figur 2: Bodområde i Norden og Baltikum (Nord Pool AS, 2018a). .....                    | 9  |
| Figur 3: Handel av kraft (Olje- og energidepartementet, 2015).....                      | 10 |
| Figur 4: Gjennomsnittleg produksjon og forbruk 2017 (Statnett SF , 2017b). .....        | 13 |
| Figur 5: Gjennomsnittleg kraftpris 2017 (Nord Pool AS, 2018b).....                      | 14 |
| Figur 6: Eidselva og tilhørende kraftverk.....  | 16 |
| Figur 7: Illustrasjon over kraftverk og magasin tilknytt Eidselva.....                  | 16 |
| Figur 8: Oversikt over element i oppgåva. ....  | 30 |
| Figur 9: Prisvariasjon over døgnet for Noreg i 2030 (Hansen, 2012).....                 | 44 |
| Figur 10: Produksjonsplan og kraftpris under testkøyring.....                           | 52 |
| Figur 11: Innsnevring Nomevatn. ....  | 54 |
| Figur 12: Innteningsdifferanse (t.v), Forbitapping Hogga (t.h.). ....                   | 57 |
| Figur 13: Innteningsdifferanse for kvart kraftverk.....                                 | 58 |
| Figur 14: NVEs kraftprisbane mot 2030 (Amundsen, et al., 2017). ....                    | 65 |
| Figur 15: Netto noverdi ved ulike avkastningskrav. ....                                 | 69 |
| Figur 16: Netto noverdi ved ulike avkastningskrav for kvar kraftstasjon.....            | 70 |
| Figur 17: Netto noverdi ved ulike scenario for kraftprisendring og avkastningskrav..... | 70 |
| Figur 18: Potensial for differanseinnbetalningar.....                                   | 74 |

# TABELLISTE

|  |    |
|--|----|
| Tabell 1: Faste data til LHOTUS. ....  | 34 |
| Tabell 2: Variable data til LHOTUS. ....   | 36 |
| Tabell 3: Produksjonsplan testkøyring. ....  | 52 |
| Tabell 4: Forenkla økonomisk innteningsresultat i testkøyringsperioden. ....       | 55 |
| Tabell 5: Innteningsdifferanse for kvart kraftverk, for kvart år. ....             | 58 |
| Tabell 6: Start/stopp-kostnader. ....  | 60 |
| Tabell 7: Differansen i start/stopp-sekvensar mellom strategi A og strategi B..... | 61 |
| Tabell 8: Ekstra aktuelle utbetalingar ved effektregulering. ....                  | 62 |
| Tabell 9: Hyppigheit og storleik på utbetalingar. ....                             | 63 |
| Tabell 10: Differanse i utbetalingar.....  | 64 |
| Tabell 11: Nominell kontantstraum før skatt, totalt alle aggregat.....             | 67 |

# 1. INNLEIING

Elektrisitet er eit vesentleg og gjennomgåande element i dagens moderne samfunn. Med eit aukande behov for elektrisitet i samfunnet, aukar også potensialet for utbygging av nye kraftanlegg. Det satsast i stor grad på utbygging av fornybar energi i Europa og resten av verda. Som eit supplement til større, og i nokre tilfelle kontroversielle utbyggingar av nye produksjonsparkar, kan det vere samfunnsmessig tenleg å utnytte og optimalisere allereie utbygd kraftproduksjon.

Elektrisitetsforbruket hjå private husstandar, i offentleg sektor og i industrien varierer gjennom døgnet, med karakteristiske forbrukstoppar på morgonen og om ettermiddagen. I desse periodane vil også kraftprisen vere høgare og det vil lønne seg å produsere og sele kraft. Det er dermed ynskjeleg for kraftprodusentar å produsere meir under forbrukstoppar til høg kraftpris, og produsere mindre ved låg kraftpris. Dette kallas døgnregulering. Det finns til forfattarens kunnskap lite litteratur som adresserer det økonomiske potensialet til døgnregulering. Det er difor av interesse å undersøkje kva som skal til og i kva for grad det vil lønne seg for ein vasskraftprodusent å optimalisere eksisterande kraftverk til å kunne produsere i periodar med høg etterspurnad av elektrisitet.

Denne oppgåva er skriva i samarbeid med vasskraftprodusenten Statkraft, som ynskjer å vite lønnsmda av å gå frå dagens produksjonsmaksimering til profittmaksimering i Eidselva. Eidselva består av fire kraftverk; Hogga, Vrangfoss, Eidsfoss og Ulefoss. Hogga kraftverk er det øvste kraftverket og eigast av Statkraft, medan dei tre andre verka har andre eigarar. Det er Statkraft som står for drift, manøvrering og vedlikehald av desse, medan eigarane får kraftinntektene. Døgnregulering av Hogga kraftverk vil ha påverknad på vassføring nedstraums kraftverket, og vidare produksjonen hjå dei nedanforliggjande kraftverka. For å kunne innføre døgnregulering av Hogga kraftverk er det difor essensielt å vurdere korleis dette vil påverke fortenesta hjå desse verka, samt samarbeidet i Eidselva. I tillegg til lønnsmda, vil oppgåva difor også vurdere gjennomføringsevna av døgnregulering i Eidselva. Føremålet med oppgåva er å gje Statkraft eit tilstrekkeleg underlag for å kunne avgjere om dei ynskjer å innføre døgnregulering i Eidselva.

## 1.1. PROBLEMSTILLING

I denne utredninga skal effekten av å døgnregulere Eidselva vurderast. Det er vald å dele opp oppgåva i to perspektiv; lønnsenda og gjennomføringsevne. Det fyrste perspektivet skal adressere om det vil vere økonomisk tenleg for Statkraft å døgnregulere Eidselva, og vil vere hovudfokus i oppgåva. Det andre perspektivet skal adressere i kor stor grad dette er mogleg å gjennomføre med gjevne føresetnader. Lønnsenda og gjennomføringsevne er i denne oppgåva samanhengande fenomen, ved at lønnsenda kan påverke gjennomføringsevna og motsett. Oppgåvas problemstilling vert difor:

*«I kva for grad vil døgnregulering av Eidselva lønne seg for Statkraft, og er dette mogleg å gjennomføre?»*

## 1.2. FØRESETNADER OG AVGRENsingAR

For å svare på problemstillinga er det naudsynt med nokre føresetnader og avgrensingar. Fyrste føresetnad er at berre investeringar som er heilt naudsynte for å gjennomføre døgnregulering, skal inkluderast i analysen av lønnsenda. Det vil alltid vere mogleg å investere i betre maskiner og utstyr, samt forbetre designet av vassdraget. I fyrste omgang er det derimot ynskjeleg å vurdere om det er mogleg å gjennomføre døgnregulering utan eller med minimale investeringar. Vidare skal optimalisert produksjonsstrategi samanliknast mot noverande produksjonsstrategi, der berre ekstra innbetalingar og ekstra utbetalingar som oppstår, vurderast. Det vil sei at alle inntekter og utgifter som vil vere til stades både med og utan døgnregulering ekskluderast frå analysen.

Det er også viktig at reguleringa tar omsyn til og gjeng føre seg innanfor noverande konsesjonar og restriksjonar i vassdraget. Dette vil vidare kunne redusere eventuelle miljøpåverknader. Vidare adresserer ikkje oppgåva miljømessige konsekvensar som kan oppstå på grunn av døgnregulering, då det allereie finns ein god del litteratur og forskning på dette området. I tillegg arbeider Statkraft med eit prosjekt med namnet *EnviPeak*, der dei studerer miljøpåverknader av effektkøyring i norske elvar og vidare samanliknar dette med liknande køyring i Austerrike, Sveits og Canada (Statkraft AS, 2017a). Det er difor vald å ikkje ta omsyn til dette i denne analysen. Det rådast likevel til at Statkraft tar litteratur, forskning og dette prosjektet til etterretning før dei innfører døgnregulering i Eidselva.

### 1.3. OPPGÅVAS OPPBYGGING

For å svare på oppgåvas problemstilling, som vart adressert i kapittel 1, er det vald å strukturere oppgåva på denne måten: Kapittel 2 er ein introduksjon til vasskraftproduksjon og kraftmarknaden, med mål om å oppnå ei forståing av og avklare viktige element som inngår i oppgåva. Kapittel 3 tar for seg oppgåvas case med eit innblikk i Statkraft og kraftverka i Eidselva, samt potensialet og utfordringane som ligg til grunn for denne problemstillinga. Kapittel 4 adresserer relevant bedriftsøkonomisk teori for å kunne gjennomføre ei analyse av lønnsemda, medan kapittel 5 tar for seg metoden som nyttast for å svare på problemstillinga. Kapittel 6 er eit litteraturstudie som adresserer svingingar i kraftprisen i framtida, sidan analysen av lønnsemda er basert på historiske kraftprisar, samt element som kan påverke utbetalingar ved døgnregulering. Funn og diskusjon av funn vert adressert i kapittel 7, der gjennomføringsevna og lønnsemda av døgnregulering diskuterast både kvar for seg og opp mot kvarandre. Konklusjon og svar på problemstillinga vert gjort i kapittel 8. Målet er at konklusjonen, saman med funn og diskusjon, skal bidra til at Statkraft kan avgjere om dei ynskjer innføre døgnregulering i Eidselva.

## 2. VASSKRAFTPRODUKSJON OG KRAFTMARKNADEN

For å kunne svare på både lønnsmda og gjennomføringsevna, er det naudsynt med eit innblikk i korleis vasskraftproduksjon gjeng føre seg i Noreg og korleis kjøp og sal av kraft fungerer, derav også kva og kven som påverkar og avgjer kraftprisen. Det er difor vald å starte oppgåva med ein introduksjon til vasskraftproduksjon og kraftmarknaden, samt ein oversikt over forbruk, produksjon og kraftpris i dag. Målet med dette kapittelet er å oppnå ei forståing av og avklare viktig element som inngår i oppgåva.

### 2.1. VASSKRAFTPRODUKSJON

Vasskraft er elektrisitetsproduksjon basert på den potensielle energien i vatn. Den potensielle energien avhenger av vassmengda og fallhøgda i eit vassfall. Den kinetiske energien som oppstår når vatnet bevegar seg frå inntaket og til sjølve kraftstasjonen er vidare utgangspunktet for produksjon av elektrisitet. I ein kraftstasjonen omformar ein turbin den potensielle og den kinetiske energien i vatnet til roterande energi, som vidare overførast til generatoren via ein drivaksel. Generatoren omformar den roterande energien til elektrisk energi. Den elektriske energien vert vidare transformert til ynskja storleik i ein transformator (Olje- og energidepartementet, 2015). Den elektriske effekten eller ytinga til eit kraftverk er gjeven ved fylgjande formel:

$$P = \rho g Q H_{net} \eta_{tot}$$

Der:  $\rho$  = tettheit vatn, 1 000 [kg/m<sup>3</sup>]

$H_{net}$  = netto fallhøgde [m]

$g$  = tyngdeakselerasjon, 9,81 [m/s<sup>2</sup>]

$\eta_{tot}$  = verknadsgrad [-]

$Q$  = vassføring [m<sup>3</sup>/s]

$P$  = effekt [W]

Total verknadsgrad ( $\eta_{tot}$ ) er turbinverknadsgraden multiplisert generatorverknadsgraden. Netto fallhøgde ( $H_{net}$ ) er brutto fallhøgde minus trykktap/falltap (forårsaka av blant ana friksjon, innsnevringar og luker). Vassføring ( $Q$ ) er den vassmengda som per tidseining passerer eit tverrsnitt i eit vassdrag eller strøymer gjennom til dømes røyr og luker tilknytt eit vasskraftverk. Produksjonsvassføring vil sei vassføringa ved kraftverkets utløp.

Mengda elektrisk energi (E) avgjerast vidare av den elektriske effekten (P) over ei viss tid. Sjølv om den opphavlege SI-eininga for energi er joule (J), er dei kommersielle einingane kWh, MWh, GWh og TWh, mest nytta i kraftindustrien. 1 kWh svarar til den energien som ein effekt på 1 kW utviklar i løpet av ein time. Ved produksjon av elektrisk energi må det heile tida vere ein momentantilpassing mellom produksjon og forbruk, samt ein nettfrekvens på 50 Hz (Hofstad, 2013).

### **2.1.1. REGULERINGSSEVNE**

*Reguleringssevne* er produksjonsprosessens eller kraftverkets evne til å tilpasse seg varierende last og utøve regulering. Reguleringssevna til eit kraftverk avhenger av både teknologien og naturressursane som nyttast (Hofstad, 2013). Naturressursane består hovudsakleg av den mengda med vatn som kan tilførast eit vasskraftverk. Denne mengda er avhengig av lagringskapasiteten i reguleringsmagasinet og det brukbare tilsiget. Lagringskapasiteten avhenger av storleiken på reguleringsmagasinet og magasinets høgaste og lågaste tillate vasstand, høvesvis HRV og LRV. Desse restriksjonane tar omsyn til mellom ana topografiske og miljømessige forhold (Olje- og energidepartementet, 2015).

Tilsiget er den vassmengda i eit vassdrags nedbørsfelt som kan nyttast i eit kraftverk. Det er naturleg variasjon i nedbøren, og dermed det brukbare tilsiget, over landet, gjennom sesongar og frå år til år. Det er normalt høgt tilsig om våren under snøsmeltinga, som vidare er fallande gjennom sumaren. Det oppstår ofte ei auke i tilsiget om hausten, men i vintermånadane er tilsiget vanlegvis svært lågt (Olje- og energidepartementet, 2015).

Vasskraftproduksjon kan gå føre seg i uregulerbare eller regulerbare kraftverk. Uregulerbare vasskraftverk er kraftverk utan lagringskapasitet, typisk elvekraftverk eller små vasskraftverk (>10 MW) (Olje- og energidepartementet, 2015). Elvekraftverk er kraftverk plassert i elvar med stor vassføring, desse har typisk stor slukeemne, men liten fallhøgde. Sjølv om elvekraftverk kan ha tilknytt mindre magasin, er det ofte liten grad av regulering av vassføring, altså liten reguleringssevne (Hofstad, 2013).

Regulerbare kraftverk er kraftverk tilknytt reguleringsmagasin for lagring av vatn, også kalla magasinkraftverk. Vatnet samlast opp i periodar med overskot der tilsiget er stort og forbruket er lågt, typisk om våren og tidleg sumar. Dette vatnet kan vidare nyttast i periodar med underskot der tilsiget er lite og forbruket høgt, typisk om vinteren (Olje- og

energidepartementet, 2015). Magasinkraftverka har ofte stor fallhøgde, men lågare slukeemne. Dess større lagringskapasitet eit magasin har, dess større er moglegheita for å kunne regulere produksjonen etter ynskja vassføring. Ved at eit vasskraftverk kombinerast med eit reguleringsmagasin, oppnår ein svært gode reguleringsegenskapar (Hofstad, 2013). Store reguleringsmagasin, som kan lagre vatn i år med mykje nedbør for bruk i år med lite nedbør, kan utøve tørrårs- eller fleirårsreguleringar. Sesongregulering vil sei lagring av vatn om sumaren for bruk om vinteren når kraftbehovet er størst. Regulering innanfor enkelte veker eller døgn kallast ofte korttidsregulering (Olje- og energidepartementet, 2015).

I likskap med uregulerbare vasskraftverk, har også solkraftverk og vindkraftverk minimale reguleringsegenskapar. Eit produksjonssystem med slike produsentar må koplust saman og ha eit samspel med andre meir stabile eller fleksible kraftprodusentar, ofte kalla grunnlastverk, slik at det heile tida er momentantilpassing mellom forbruk og produksjon. I Noreg vil til dømes eit samspel mellom vind- og regulerbar vasskraft vere gunstig. Vind- og vasskraft utfyller kvarandre ved at dei har produksjonsprofilar som gjennom året utfyller kvarandre. Om vinteren, når tilsiget til vasskraft er redusert, er det ofte høgare potensial for vindkraft (Hofstad, 2013).

### **2.1.2. DØGNREGULERING**

*Døgnregulering* tyder at kraftverket varierer produksjon regelmessig gjennom døgnet, eller i korte periodar køyrer kraftverket opp mot maksimal effekt, for vidare å stoppast eller køyrast ned mot minimal driftsvassføring. Til min kunnskap finns det per i dag ingen offisiell definisjon av døgnregulering. Døgnregulering er ved fleire tilfelle også omtalt som effektregulering, effektkøyring, døgnpendling, svingregulering, balanseregulering, pulskøyring, toppbelastning eller korttidsregulering. Fenomenet vert på engelsk ofte omtala som *hydropeaking* (Onstad, 2011).

Føremålet med effektkøyring er å tene mest mogleg på det tilgjengelege vatnet som nyttast til produksjon. Det vil sei at kraftprodusentar sel straum i timane dei får best betalt, og reduserer produksjon i dei timane dei får dårlegast betalt, altså utnyttar døgnprisvariasjonar i kraftprisen. I kor stor grad dette er mogleg for produsentane er som nemnt tidlegare avhengig av reguleringsevna til kraftverket. Dess større reguleringsevna er, dess større er moglegheitene for å utøve effektregulering.



## 2.2. KRAFTMARKNADEN

Saman med Sverige, Danmark og Finland er Noreg ein del av ein felles nordisk kraftmarknad. Via overføringsforbindelsar til Tyskland, Nederland, Estland, Polen og Russland vert den nordiske kraftmarknaden også integrert i den europeiske kraftmarknaden. Det er vidare planlagt fleire overføringskablur mellom Norden og Europa. Det må til ein kvar tid vere eksakt balanse mellom produksjon og forbruk, med bakgrunn i at elektrisk straum eignar seg dårleg til lagring. Kvar dag blir det sett timeprisar for neste døgn i den marknadsbaserte kraftomsetjinga med mål om å oppnå balanse mellom produksjon og forbruk. På denne måten bidrar kraftmarknaden til å sikre ei utnytting av kraftsystemet som er økonomisk effektiv og forsyningssikker (Olje- og energidepartementet, 2015).

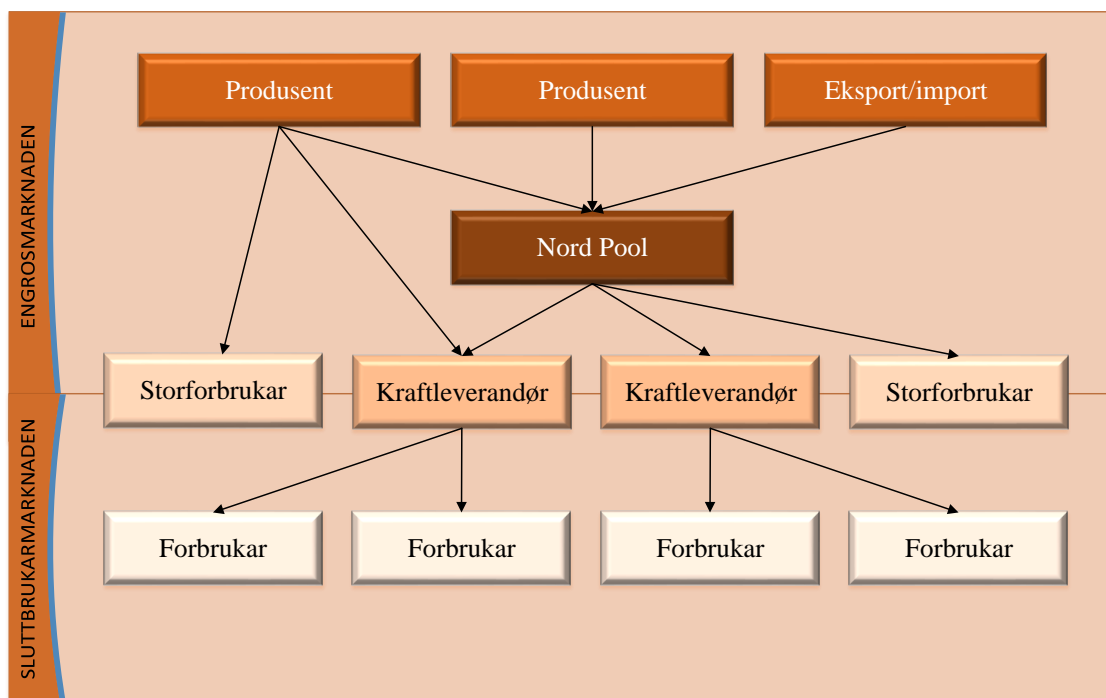
Dei overordna rammene for organisering av kraftforsyninga i Noreg er gjeven av *Energilova*. Dei andre nordiske landa, samt dei fleste andre landa i EU har tilsvarende lovgjevnad. *Energilova* legg til grunn prinsippet om marknadsbasert kraftomsetning. Alle produsentar som leverer kraft ut på nettet og alle forbrukarar som mottar og nyttar kraft frå nettet, er aktørar i kraftmarknaden. Vidare deltar også kraftleverandørar som handlar kraft på vegne av små og større sluttbrukarar og husstandar, samt mindre næring og industri. Produsentar får betalt for den mengda kraft dei leverer, medan sluttbrukarane betalar for eige forbruk. Det vil sei at brutto inntening frå kraftproduksjon er mengda elektrisk energi multiplisert med kraftprisen (Olje- og energidepartementet, 2015).

For å kunne oppnå ein velfungerande kraftmarknad og kraftsystem, er det vesentleg at overføringsnettet for straum er samanhengande og godt utbygd, samt at alle aktørar har tilgang. I det krafta kjem ut på nettet vil den fylgje fysiske lovar og dermed flyte vegen med minst motstand. Dette vil sei at ein forbrukar ikkje kan vite kven som har produsert krafta eller kor langt den er transportert gjennom nettet. Kor mykje kraft kvar enkelt produsent leverer og kor mykje kvar enkelt forbrukar tar ut reknast av nettselskapet, som vidare dannar grunnlaget for avrekning. I Noreg er det Statnett som er systemansvarleg nettselskap, såkalla «Transmission System Operator» (TSO). Nettverksemda vert rekna som eit naturleg monopol, der det i motsetning til den resterande kraftmarknaden, ikkje er opna for konkurranse (Olje- og energidepartementet, 2015).

## 2.2.1. AKTØRAR OG GRENSESNIITT

Ein oversikt over involverte aktørar og grensesnitt i kraftmarknaden er vist i Figur 1. Figuren viser at kraftmarknaden er inndela i *engrosmarknaden* og *sluttbrukarmarknaden*. Vidare ser ein at aktørane som inngår i engrosmarknaden er kraftprodusentar, kraftleverandørar, meklarar, energiselskap og store forbrukarar. I dei nordiske landa handlar aktørane i engrosmarknaden hovudsakleg på kraftbørsen Nord Pool Spot, etablert i 1996. Denne børsen stod for 84 % av krafthandelen i dei nordiske og baltiske landa i 2013. Det er også mogleg å handle bilateralt, som vil sei direkte sal og kjøp av kraft mellom to partar, til dømes mellom produsent og storforbrukar. Kraftleverandørane formidlar vidare krafta til mindre forbrukarar i det som vert kalla sluttbrukarmarknaden. I sluttbrukarmarknaden inngår den enkelte forbrukar ei avtale med ein valfri leverandør om kjøp av kraft (Olje- og energidepartementet, 2015).

Kraftprodusenten Statkraft sel kraft på kraftbørsen Nord Pool. No som overføringskapasiteten og kablar er på plass mellom dei nordiske landa, dei baltiske landa og det europeiske kontinentet, dekker marknaden også ein stor del av Europa. Dette inkluderer kraft frå mange ulike kjelder, som vass-, termisk-, kjerne-, vind- og solkraft. Ein velfungerande og konkurransedyktig marknad produserer elektrisitet til lågast mogleg pris for kvar time gjennom døgnet (Nord Pool AS, 2018d).

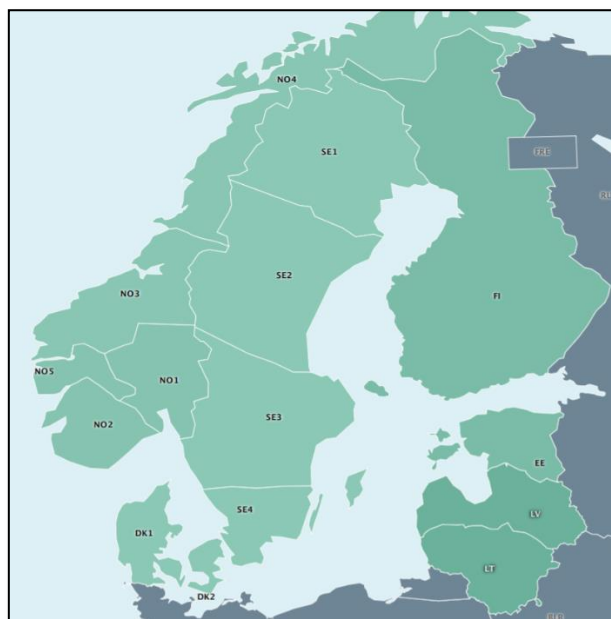


FIGUR 1: INVOLVERTE AKTØRAR OG GRENSESNIITT I KRAFTMARKNADEN (NOME, 2010).

## 2.2.2. SYSTEMPRIS OG OMRÅDEPRIS

På Nord Pool Spot vert det fastsett ein *systempris* som skal gje likevekt mellom samla tilbod og etterspurnad i Norden. Denne systemprisen tar ikkje omsyn til eventuelle flaskehalsar i nettet. Flaskehalsar i overføringsnettet oppstår når det er overføringsavgrensingar mellom geografiske område, altså i situasjonar der det ikkje er mogleg å overføre ynskja elektrisk kraft mellom to områder på grunn av nettkapasiteten. Med bakgrunn i dette vert det i tillegg fastsett ein *områdepris* på Nord Pool Spot for å skape balanse mellom kjøp- og salsboda frå aktørane innanfor dei ulike bodområda i Norden (Olje- og energidepartementet, 2015).

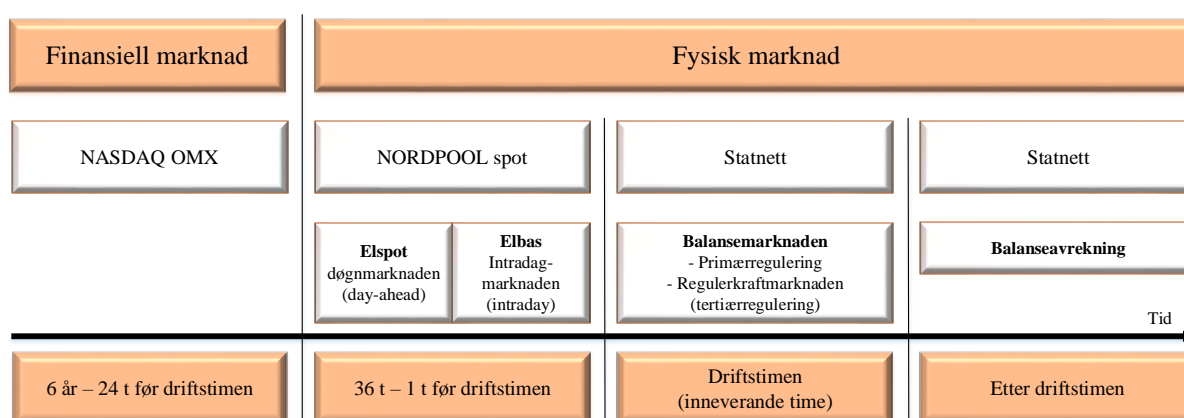
Nokre geografiske område kan ha kraftoverskot i ein situasjon, medan andre har underskot. Ved å ha ein marknad på kvar side av eventuelle flaskehalsar, opnast det for at underskotsområde kan få ein høgare pris enn overskotsområde. Dette gjev signal til aktørar om kor vidt det lønnsamt å auke eller redusere produksjon eller forbruk. Dette vil skape balanse på kort sikt, betre krafttilgangen og auke forsyningsikkerheita, samt synleggjere behovet for langsiktige tiltak i kraftsystemet (Olje- og energidepartementet, 2015). Kartet i Figur 2 viser dei definerte marknadsområda for kjøp og sal av kraft i dei nordiske og baltiske landa, altså bodområda. Noreg er inndela i fem bodområde, nummerert frå NO1 til NO5. Sverige er inndela i fire område (SE1 – SE4), medan Danmark i to område (DK1 - DK2). Finland og dei Baltiske landa består av eit bodområde kvar (Nord Pool AS, 2018a).



FIGUR 2: BODOMRÅDE I NORDEN OG BALTIKUM (NORD POOL AS, 2018A).

### 2.2.3. HANDEL AV KRAFT

Figur 3 viser ein oversikt over korleis handel av kraft gjeng føre seg, samt kva for marknad som er aktuell innanfor ulike tidshorisonantar. Figuren viser at handel av kraft kan gå føre seg finansielt eller fysisk. Finansiell krafthandel, til venstre i figuren, går føre seg på børsen NASDAQ OMX Commodities, der aktørar kan sikre seg for kjøp og sal av kraft opptil seks år fram i tid. Dei finansielle produkta har ein varigheit på meir enn eitt døgn, og omtalast difor ofte som langsiktige kontraktar. Desse kontraktane kan vidare nyttast til risikostyring, prissikring og spekulasjon, som ofte vil vere fordelaktig for mange aktørar (Olje- og energidepartementet, 2015).



**FIGUR 3: HANDEL AV KRAFT (OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET, 2015).**

Den høgre delen av figuren tar for seg fysisk handel av kraft som går føre seg i tidsrommet 36 timar før driftstimen og fram til etter handelen har funne stad. I engrosmarknaden er det tre organiserte marknader der aktørar legger inn bod og prisar vert fastsett; Elspot, Elbas og balansemarknaden. Elspot og Elbas drivast av Nord Pool Spot, medan Statnett driver balansemarknaden (Olje- og energidepartementet, 2015). Elspot, også kalla døgnmarknaden (Day-Ahead), er hovudmarknaden for krafthandel i Europa. Dette er ein marknad for kontraktar med levering av fysisk kraft time for time det neste døgnet. Størsteparten av voluma på Nord Pool Spot vert handla her (Olje- og energidepartementet, 2015). Mellom klokka 8.00 og 12.00 leverer alle aktørane inn sals- og kjøpsbod til Nord Pool sitt handelssystem. TSO'en leverer vidare transmisjonskapasiteten for kvart bodområde til marknaden før klokka 10.00. Prisane for kvar time det neste døgnet baserast til slutt på dei innkomne boda og den ledige transmisjonskapasiteten.

Døgnmarknaden i Norden er kopla saman med døgnmarknaden i store delar av Europa gjennom såkalla implisitt auksjon. Det er vidare ei priskopling mellom Norden og store delar av Europa, som vil sei at Nord Pool kalkulerer kraftprisane i dei ulike områda med ein felles europeisk prisalgoritme (Olje- og energidepartementet, 2017). Den offisielle handelsvalutaen på døgnmarknaden er euro og alle ordre må difor gjerast om til euro for å kunne kalkulere prisane. Nord Pool tilbyr vidare ein valutateneste, slik at alle medlemmene kan vele om dei ynskjer å handle i norske, svenske eller danske kroner, samt euro. I forkant av prisavgjersla kontaktar Nord Pool banken og får ein foreløpig valutakurs for klokka 12.00, som vert nytta som input i priskalkulasjonen. Handelssystemet avgjer deretter kor stor del av kvar valuta som er naudsynt for å utføre eit oppgjør slik at alle medlemene får riktig handelsvaluta. Når dette er gjennomført kontaktar Nord Pool to til tre bankar for å utføre ein offisiell valutasikring og dei offisielle valutakursane vert satt (Nord Pool AS, 2018c).

Døgnmarknaden vil i stor grad sikre at det oppstår ein balanse mellom tilbod og etterspurnad. Det kan likevel oppstå hendingar etter aksjonen i døgnmarknaden som gjer at aktørane faktiske produksjon eller forbruk vert annleis enn forutsett. Eit døme på dette kan vere endra vêrprognosar eller utilgjengelege kraftverk. Det er her den kontinuerlege intradagmarknaden Elbas kjem inn (Intraday). I Elbas vert det i tidsrommet mellom avgjerda i døgnmarknaden og fram til ein time før driftstimen handla timeskontraktar kontinuerleg. Dette vil sei at aktørane har moglegheit til handle seg i balanse ved behov. I dag har Nord Pool intradagmarknad i Norden, Baltikum, Tyskland og Storbritannia (Olje- og energidepartementet, 2017).

Det vil alltid vere potensial for at hendingar som forstyrrar balansen i sjølve driftstimen kan oppstå. For å sikre momentan balanse og ein nettfrekvens på 50 Hz nyttar Statnett balansemarknader. Balansemarknadane delast inn i primærreserve (FCR), sekundærreserve (FRR-A) og tertiærreserve (FRR-M). Dei to fyrstnemnte aktiverast automatisk som fylgje av endring i frekvensen. Sistnemnte går også under namnet regulerkraftmarknaden og aktiverast manuelt av dei nordiske TSO'ane (Olje- og energidepartementet, 2015). Statnett har også ansvaret for avrekning av ubalansar i den norske kraftmarknaden, såkalla balanseavrekning. Det er krav om at alle aktørar har ei balanseavtale med Statnett for å kunne operere i marknaden. I denne samanhengen vil balanse sei at avtalt forbruk eller produksjon stemmer overeins med faktisk forbruk eller produksjon. Føremålet med balanseavrekninga er å sikre at all innmating og uttak av effekt vert korrekt avrekna, som vidare er med på å oppnå økonomisk balanse i kraftmarknaden (Olje- og energidepartementet, 2015).

#### 2.2.4. KORTSIKTIG PRODUKSJONSOPTIMALISERING

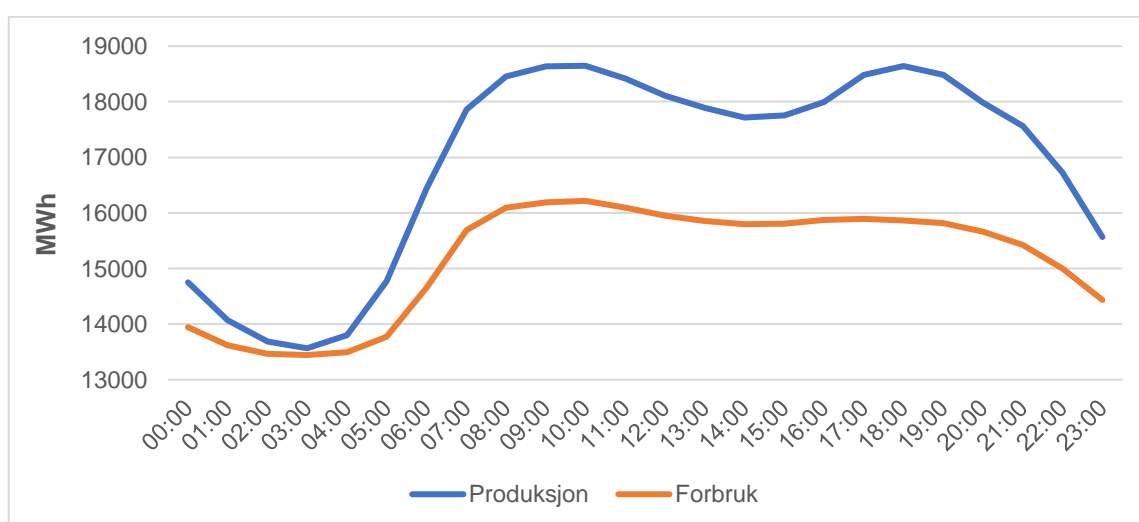
For kraftverk med reguleringssevne vert det kontinuerleg vurdert om det er lønnsamt å produsere eller ikkje. Dette vurderast ut i frå ulikskapen mellom spotprisen og kraftverkets vassverdi. Vassverdien vert kalkulert ut i frå fyllingsgrad i magasin, forventa nedbørmengd, antatt etterspurnad og tilbod. Dersom spotprisen er høgare enn vassverdien, produserar dei kraft. Til å kalkulere vassverdien nyttar Statkraft programmet Vansimtap. Vansimtap er ein langsiktig produksjonsplanleggingsmodell som både reknar ut vassverdi og simulerer detaljerte tappefordelingsmodellar. Dette kan vidare nyttast til kortsiktig produksjonsoptimalisering (SINTEF, 2018b).

Statkraft nyttar SHOP til kortsiktig produksjonsplanlegging. SHOP står for Short-term Hydro Operation Planning, altså er eit optimaliseringsprogram for kortsiktig produksjonsplanlegging av vasskraftsystem. Det overordna målet til programmet er å utnytte dei tilgjengelege ressursane, samt maksimere fortjenesta i den aktuelle perioden. Dette gjerast ved å utnytte prisen på spotmarknaden samstundes som faste forplikningar for last vert oppfylt. Tidshorizonten er normalt ti dagar fram i tid, og tidsoppløysinga er typisk ein time. Ein kan med fordel nytte programmet kvar dag dersom inndata endrar seg (SINTEF 2, 2018a).

SHOP inneheld alle hovudkomponentar og data som tilhøyrar vasskraftsystemet, det vil sei mellom ana magasin, vassvegen, produksjonseininga, luker og overføringstunnelar. SHOP matast vidare med mellom ana prisprognosar, vassverdiar, tilsigsprognosar, aktuelle vasstandar og eventuelle revisjonar. Resultatet frå produksjonsoptimaliseringa er ei kurve på forventa magasinnivå, kraftproduksjon, produksjonsvassføring, vassføring gjennom luker og portar, samt handel i kraftmarknaden (SINTEF 2, 2018a).

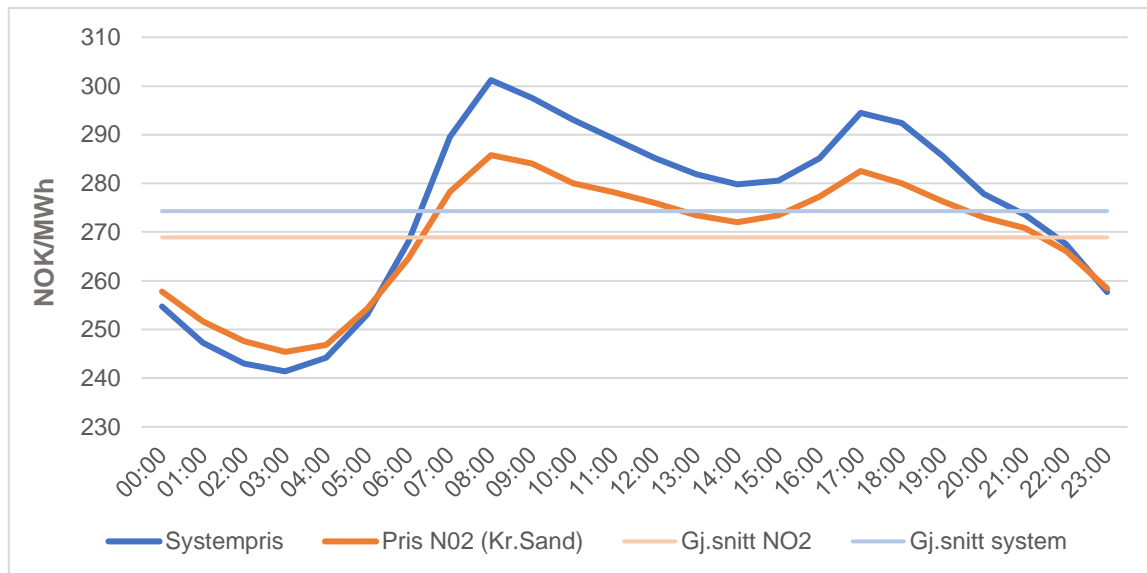
### 2.3. FORBRUK, PRODUKSJON OG KRAFTPRIS

Grafen i Figur 4 viser gjennomsnittleg forbruk og produksjon av elektrisk energi per time i Noreg i 2017. Den blå linja er produksjon, medan den oransje linja er forbruk. Ut i frå grafen ser ein tydeleg at både forbruk og produksjon aukar vesentleg tidleg på morgonen og reduserast vesentleg på kvelden. I tillegg er det ein liten dump midt på dagen, denne er tydlegast for produksjon. Verdiane for produksjon er noko høgare enn verdiane for forbruk. Dette skuldast hovudsakleg av at Noreg eksporterte meir enn dei importerte i 2017, med ein netto utveksling på over 15 millionar MWh (Statnett SF, 2017a).



FIGUR 4: GJENNOMSNIITTELEG PRODUKSJON OG FORBRUK 2017 (STATNETT SF , 2017B).

Grafen i Figur 5 viser gjennomsnittleg kraftpris per time i 2017. Den mørkeblå linja er systemprisen, medan den mørkeoransje er områdeprisen for NO<sub>2</sub> (Kristiansand). Ut i frå desse linjene ser ein tydeleg at kraftprisen over døgnet korresponderer med både forbruk og produksjon frå Figur 4, med ein tydleg auke om morgonen og nedgang om kvelden. Her er det også ein dump midt på dagen. Systemprisen er høgare enn områdeprisen når forbruk og produksjon er høgt, medan områdeprisen er høgare enn systemprisen når forbruk og produksjon er lågt. Den lyseblå linja viser gjennomsnittleg systempris som er på 274,3 NOK/MWh, medan den lyseoransje viser gjennomsnittleg områdepris for NO<sub>2</sub>, som er på 268,9 NOK/MWh (Nord Pool AS, 2018b).



FIGUR 5: GJENNOMSNTTLEGG KRAFTPRIS 2017 (NORD POOL AS, 2018B).

## 2.4. OPPSUMMERING

Det er døgemarknaden Elspot som i størst grad sikrar at det oppstår ein balanse mellom tilbod (produksjon) og etterspurnad (forbruk) av kraft. Det er tydeleg at forbruket over døgnet varierer, og derav varierer også kraftprisen. Kraftprodusentane i engrosmarknaden ynskjer å auke kraftproduksjon i timane med høgast kraftprisar, og vidare redusere kraftproduksjonen i timar med lågare kraftprisar, altså utøve døgnerregulering. Moglegheitene for å utøve døgnerregulering er avhengig av reguleringsevna til kraftverket. For kraftverk med reguleringsevne vert det kontinuerleg vurdert om det er lønnsamt å produsere eller ikkje. Dette vurderast ut i frå ulikskapen i spotprisen og kraftverkets vassverdi. Dette ein essensiell del av den kortsiktige produksjonsoptimaliseringa der Statkraft nyttar planleggingsverktøyet SHOP. Det overordna målet til SHOP er å utnytte tilgjengelege ressursar, samt maksimere fortjenesta i den aktuelle perioden.



## 3. CASE

Dette kapitlet har som føremål å gje oversikt over alle aktørar og element som inngår i problemstillinga. Dette inkluderer initiativtakaren til problemstillinga, samt andre aktørar som vil bli påverka av prosjektet. Oversikten tar også for seg vassdraget som ein heilskap og viser korleis element påverkar og er avhengig av kvarandre, i hovudsak inkluderer dette samspelet mellom dei ulike kraftstasjonane og vassmagasina. Det er i tillegg essensielt å kartlegge korleis kraftproduksjon i vassdraget blir planlagt og styrt, samt kven som har ansvar for kva. Til slutt vil potensialet for optimalisering bli adressert.

### 3.1. STATKRAFT

Konsernet Statkraft består av morselskapet Statkraft AS og ei rekke dotterselskap. Statkraft AS er formelt eigd av Statkraft SF, eit holdingselskap direkte underlagt Nærings- og fiskeridepartementet i Norge (Statkraft AS, 2018b). Statkraft-konsernet opererer i 16 land med totalt 3400 medarbeidarar og produserer vasskraft, vindkraft, solkraft og gasskraft, samt forsyner fjernvarme. I 2017 var samla årleg kraftproduksjon på 63 TWh, der 99 % kom frå fornybare energikjelder. I ein internasjonal samanheng er Statkraft leiande innan vasskraft og i europeisk samanheng er Statkraft den største aktøren innan fornybar energi. Med ein spisskompetanse innan fysisk og finansiell krafthandel er Statkraft også ein global marknadsaktør innan energihandel og ein stor aktør på dei europeiske energibørsane. I 2017 hadde konsernet ein brutto omsetning på 69 milliardar kroner (Statkraft AS, 2017b).

Statkraft er Noregs største kraftprodusent, og hadde i 2017 eigarandelar i totalt 331 vasskraftverk i Noreg. Statkraft i Noreg er inndela i tre regionar; region Sør-Norge, region Midt-Norge og region Nord-Norge. Denne masteroppgåva er skriven i samarbeid med Region Sør-Norge, avdeling Dalen. Eit av hovudvassdraga i denne regionen er Tokke-Vinje vassdraget. Tokke-Vinje vassdraget var i si tid Noregs største vasskraftprosjekt, som resulterte i åtte vasskraftverk; Kjela, Haukeli, Songa, Vinje, Byrte, Lio, Tokke og Hogga Kraftverk. Desse kraftverka dekkjer eit nedbørsfelt på 3 104 km<sup>2</sup>, og har eit middels årleg tilsig på 3.3 milliardar m<sup>3</sup>. Vassdraget inneheld også over 108 km med tunellar og 33 dammar. Magasina kan til saman innehalde 1 909 millionar m<sup>3</sup> med vatn, som svarer til ein samla årleg produksjon på 4 404 GWh (Statkraft Energi AS, 2011).

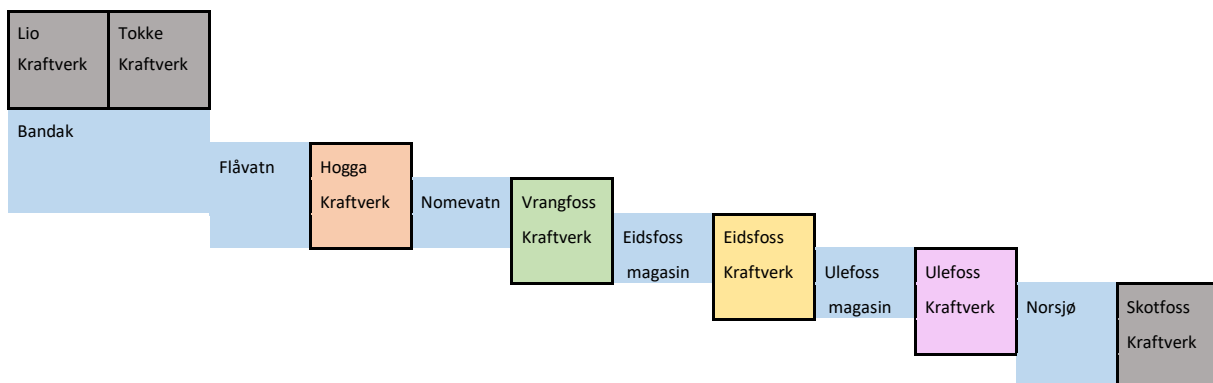
### 3.2. EIDSELVA

Det nedste kraftverket i Tokke-Vinje vassdraget er Hogga Kraftverk. Hogga Kraftverk er vidare det øvste kraftverket i Eidselva. Kartet i Figur 6 viser Eidselva og tilhøyrande kraftverk frå øvst til nedst; Hogga, Vrangfoss, Eidsfoss og Ulefoss. Det er desse fire kraftverka som inngår i denne oppgåva. Innformasjonen om Eidselva som vert presentert i dette kapitlet, er funne i handbøker og dokument utgjeve av Statkraft.



**FIGUR 6: EIDSELVA OG TILHØYRANDE KRAFTVERK.**

For å tydeleggjere den topologiske samanhengen i vassdraget er det utarbeida ein enkel illustrasjon over kraftverka og magasin tilknytt Eidselva, denne er vist i Figur 7. Dei fire kraftverka i Eidselva; Hogga, Vrangfoss, Eidsfoss og Ulefoss, er markert med høvesvis oransje, grøn, gul og rosa. Dei ovanforliggjande kraftverka Lio og Tokke er markert i grått, det same gjelder det nedanforliggjande kraftverket Skotfoss. Magasina mellom kraftverka er markert i blått.



**FIGUR 7: ILLUSTRASJON OVER KRAFTVERK OG MAGASIN TILKNYTT EIDSELVA.**

Statkraft er eigar av Hogga Kraftverk, samt Tokke og Lio Kraftverk, og dermed ansvarleg for produksjon og manøvrering, samt drift og vedlikehald av desse. Vrangfoss og Eidsfoss Kraftverk er eigd av Norsjøkraft AS. Ulefoss Kraftverk er delt i to; Aall-Ulefoss som er eigd av Aall-Ulefoss Bruk, men leigd ut til Ringerikskraft AS, og Cappelen Ulefoss som er eigd av Cappelen Holding AS. Dei respektive eigarane får kraftinntektene frå sine kraftverk, men betalar Statkraft ein fast sum i året for drift og vedlikehald. Eidselva ligg i den sørlege delen av Noreg, og derav er inntening frå kraftproduksjon for desse kraftverka avhengig av områdeprisen til NO<sub>2</sub>.

### **3.2.1. HOGGA KRAFTVERK**

Hogga kraftverk ligger i Nome kommune og er som nemnt tidlegare ein del av Tokke-Vinje vassdraget. Kraftverket vart sett i drift i 1987, og har eitt aggregat med ein installert effekt på 17 MW. Kraftverket har ein årsproduksjon på 84 GWh, ved å multiplisere dette med den gjennomsnittlege områdeprisen for NO<sub>2</sub> i 2017, på 268,9 NOK/MWh, har kraftverket ein brutto inntening på 22,6 millionar kroner (ekskludert skatt og avgifter).

Kraftverket nyttar ein røyr turbin og eit fall på 12 meter frå Hogga dam. Inntaksmagasinet er Bandak og Flåvatn, jamfør figur 7. Produksjonsvassføringa frå Tokke og Lio Kraftverk er hovudkjelda av vatn til Bandak og vidare Flåvatn. Bandak og Flåvatn har til saman ei lengd på 64 km og dekkjer eit areal på omkring 340 m<sup>2</sup>. Som eit resultat av denne storleiken vil ikkje Tokke og Lio sin døgnprofil påverke produksjon frå Hogga i stor grad, medan vekes- og sesongprofilen vil vere vesentleg for produksjonen. Utløpet til Hogga Kraftverk er i Nomevatn, som vidare er inntaksmagasin til Vrangfoss Kraftverk. Nomevatn har ein lengde på 2,3 km og eit areal på 1,15 m<sup>2</sup>.

### **3.2.2. VRANGFOSS KRAFTVERK**

Vrangfoss Kraftverk vart bygd i 1962 og har to aggregat med ein installert effekt på 17,5 MW kvar. Kraftverket har ein årsproduksjon på 190 GWh som svarer til ein brutto inntening på 51,1 millionar kroner. Kraftverket nyttar vasstandsregulator, vertikale Kaplan turbinar og eit fall på 23 meter frå Vrangfoss dam. Utløpet til Vrangfoss Kraftverk ligg berre nokre hundre meter frå Eidsfoss dam. Magasinet mellom Vrangfoss og Eidsfoss dam vil vidare i oppgåva bli referert til som Eidsfoss magasin.

### **3.2.3. EIDSSFOSS KRAFTVERK**

Eidsfoss Kraftverk vart sett i drift i 1964 og har eitt aggregat med ein installert effekt på 15 MW. Kraftverket har ein årsproduksjon på 84 GWh som til ein brutto inntening på 22,6 millionar kroner. Kraftverket nyttar vasstandsregulator, Kaplanturbin og eit fall på 10 meter frå Eidsfoss dam. Utløpet til Eidsfoss Kraftverk ligg i inntaksmagasinet til Ulefoss kraftverk. I oppgåva vert dette magasinet referert til som Ulefoss magasin.

### **3.2.4. ULEFOSS KRAFTVERK**

Ulefoss Kraftverk vart bygd i 1963 og består av totalt 5 aggregat. Dei fem aggregata har til saman ein årsproduksjon på 76 GWh som svarer til ein brutto inntening på 20,4 millionar kroner. Det største aggregatet, Ulefoss-Cappelen DA, har ein installert effekt på 6,85 MW. Dei fire resterande aggregata er Aall-Ulefoss Kraftverk, der det eine aggregatet har ein installert effekt på 3,1 MW, medan dei tre siste har ein installert effekt på 0,75 MW kvar.

Kraftverket nyttar vasstandsregulator, Kaplanturbinar og eit fall på 11 meter frå Ulefoss dam. Utløpet til Ulefoss Kraftverk, og Eidselva, ligg i Norsjø. Norsjø har ein storleik på 58,4 km<sup>2</sup>, og er inntaksmagasin til Skotfoss Kraftverk. Skotfoss Kraftverk er eigd av Akershus Energi og er ikkje ein del av Eidselva. Variasjon i vassføring frå Eidselva gjennom døgnet har lite å sei for produksjon hjå Skotfoss Kraftverk. Dei er derimot avhengig av å vite omtrent vassføring totalt i løpet av eit døgn. Skotfoss Kraftverk får dermed vassføringsprognose av Statkraft med jamne mellomrom.

### **3.2.5. TELEMARKSKANALEN**

Eidselva er ein del av Telemarkskanalen som går frå Skien til Dalen. Store delar av Telemarkskanalen er freda, og vidare eit attraktivt turistmål. I sumarsesongen er det passasjerbåtar som dagleg fraktar turistar opp kanalen og dei 8 tilhøyrande slusene. For å sikre båttrafikken gjennom kanalen må kraftprodusentane fylgje vassføringsrestriksjonar og sjølvpålagte restriksjonar for vasstand i sumarsesongen. Det vurderast som svært viktig at oppgåva tar omsyn til dette.

### 3.3. POTENSIAL FOR OPTIMALISERING

Dagens køystrategi i Eidselva er produksjonsmaksimering. Det vil sei at dei ynskjer å produsere så mykje som mogleg på det vatnet som er tilgjengeleg. Resultatet av denne strategien er flat perioderegulering. Det vil sei at kraftverka køyrer over ein lengre periode på same last, opp til fleire veker i gongen. Lasta avhenger av det lokale tilsiget og produksjonsvassføringa i frå Tokke og Lio Kraftverk.

Statkraft lagar kvar veke ein produksjonsplan for Hogga Kraftverk. Produksjonsplanen seier kor mykje effekt som skal produserast i det øvste kraftverket. Dette vert vidare omgjort til kor stor vassføring som vil gå i vassdraget. Dei nedanforliggjande verka nyttar vasstandsregulator, og vil dermed produsere på same vassføring. Denne vassføringa vert også sendt som prognose til dei tre nedanforliggjande verka, samt Skotfoss Kraftverk.

Statkraft meiner at storleiken på magasinet til Hogga Kraftverk, og derav reguleringsevna, tilseier at Hogga Kraftverk har potensial for å regulere produksjon gjennom døgnet, altså døgnregulere. Det vil sei at strategien vil gå frå produksjonsmaksimering til profittmaksimering. Profittmaksimering vil i denne samanheng bety at dei produserer på maks når kraftprisen er høgast, og reduserer produksjon når kraftprisen er lågare, altså døgnregulering.

Normalt vil dette også auke profitten hjå dei nedanforliggjande verka, men dette er sterkt avhengig av kor lang tid vatnet nyttar mellom kraftstasjonane. Dersom vatnet nyttar for lang tid, vil ikkje dei nedanforliggjande verka produsere etter dei mest optimale kraftprisane. Det vil sei at tida det tar før vatnet når nedstraums kraftverk påverkar profitten. Dette er ein viktig del av oppgåva, spesielt med tanke på samarbeidet i Eidselva. Det er viktig at ny produksjonsstrategi ikkje vil påverke samarbeidet i negativ retning.

### 3.4. OPPSUMMERING

Hogga kraftverk eigast av Statkraft, og er det øvste kraftverket i Eidselva. Nedstraums Hogga ligger også Vrangfoss, Eidsfoss og Ulefoss kraftverk. Desse kraftverka har andre eigarar som får kraftinntektene, men har eit samarbeid med Statkraft der Statkraft får ein viss sum i året for drift og vedlikehald av kraftverka. Statkraft ynskjer å vite både moglegheitene for og effekten av at Hogga Kraftverk går frå dagens produksjonsmaksimering til profittmaksimering. Vidare i oppgåva vil dagens produksjonsmaksimering tiltalast som produksjonsstrategi B, medan profittmaksimering vil tiltalast som produksjonsstrategi A. Der sistnemnde er optimalisert produksjon i samråd med kraftprisen, altså døgnregulering. Eit viktig moment i oppgåva er at profitten hjå dei nedanforliggjande verka er avhengig av kor lang tid vatnet nyttar frå Hogga. Det er ikkje ynskjeleg at ei strategiendring skal påverke samarbeidet i Eidselva i negativ retning.

## 4. BEDRIFTSØKONOMISK TEORI

Dette kapitlet adresserer bedriftsøkonomisk teori som er naudsynt for å kunne vurdere lønnsmda av døgnregulere Eidselva. Kapitlet har hovudfokus på kontantstraum og renterekning. Føremålet med kapitlet er å avdekke og klarere metodar som nyttast ved analyser av lønnsemd, samt adressere kva som vil vere mest tenleg for å kunne svare på oppgåvas problemstilling.

### 4.1. ANALYSE AV LØNNSEMDA

Det er fleire val som må tas gjennom ei analyse av lønnsmda, der svara avhenger av om det er snakk om *gjensidig utelukkande prosjekt* eller *uavhengige prosjekt*. Gjensidig utelukkande prosjekt vil sei at ein har fleire alternativ for å løyse et problem, der berre eitt alternativ skal veljast. Den løysinga som blir vald, er den beste av dei mest lønnsamme. Uavhengige prosjekt vil sei at ein har fleire prosjekt til vurdering, der ein har moglegheit til å realisere alle som er lønnsamme. Dette vil sei at valet av eit prosjekt, ikkje utelukar eit ana (Sending, 2014, s. 435). I denne samanhengen skal produksjonsstrategi A samanliknast mot produksjonsstrategi B. Det er berre den beste av desse strategiane som skal veljast, og ein har då to gjensidig utelukkande prosjekt.

Statkraft ynskjer å vite lønnsmda av ein produksjonsoptimalisering, der innteninga frå ein optimalisert produksjon vert samanlikna mot innteninga frå noverande produksjon, pluss eventuelle utbetalingar ved å endre produksjonsmønsteret. Denne produksjonsoptimaliseringa kan vidare også vere eit investeringsprosjekt, sidan ny produksjonsstrategi kan innebere naudsynte investeringar. Ei investering vil sei å nytte pengar no og satse på at ein får igjen meir seinare, gjerne fordelt over fleire år. Investeringar vil ofte balanseførast og avskrivast over levetida (Sending, 2014, ss. 431-432).

Ein delar investeringar inn i hovudgruppene *finansielle investeringar* og *realinvesteringar*. Dømer på finansielle investeringar er kundefordringar, kortsiktige plasseringar i aksjar og obligasjonar, samt bankinnskot. Ein realinvestering vil på den andre sida omhandle investeringar i produksjonsutstyr eller andre eigendelar med langsiktig perspektiv (Sending, 2014, s. 432).

## 4.2. KONTANTSTRAUM

Sending (2014) seier at kontantstraumar står i fokus ved analyse av prosjekt, ikkje rekneskapsmessige kostnader og inntekter eller overskot. Ved å rekne ut dei framtidige kontantstraumane som det aktuelle prosjektet ventast å skape, skal i staden alle relevante inn- og utbetalningar forårsaka av prosjektet inkluderast. I tillegg er penganes tidsverdi er heilt avgjerande for langsiktige prosjekt. Ved vanleg rekneskapstankegang vil leiinga få eit mindre grunnlag til å vere fornuftig mellom fortener på kort og lang sikt. I tillegg er det problematisk å finne ut kva det eigentlege rekneskapsmessige overskotet er, dette i motsetning til kontantstraumar som er meir eintydige. Ein annan faktor som er vanskeleg å inkludere innanfor rekneskapstankegang er omsyn til risiko. Avgjersler som ynskjer å maksimere noverdien av framtidige kontantstraumar er meir teoretisk velfundert enn maksimering av rekneskapsmessige overskot (Sending, 2014, ss. 419-420). Penganes tidsverdi, risiko og noverdi vil bli vidare adressert i kapittel 4.3.

Sending (2014) nemner åtte viktige moment for rekning av kontantstraumen til eit prosjekt. Punkt 1 seier at det er netto endring i totale kontantstraumar i verksemda forårsaka av prosjektet, som skal inkluderast i kontantstraumen, det vil sei at kostnader og inntekter som er like i begge alternativ haldast utanfor analysen. Dette korresponderer med ei av oppgåvas avgrensingar, som seier at det berre er ekstra innbetalningar og utbetalningar forårsaka at produksjonsoptimalisering som skal inkluderast i analysen, dette vert vidare omtala som differanseinnbetalningar og differanseutbetalningar. Ein må samstundes hugse på at ekstra utbetalningar ved ein avdeling, kan redusere utbetalningar ved ein annan avdeling. Då må dette inkluderast i netto endringa (Sending, 2014, ss. 258, 453).

Punkt 2 seier at avskrivningar i seg sjølv ikkje gjev ein kontantstraumeffekt. Ved investering og anskaffing av ein eigendel som må avskrivast, er det berre sjølvbetalinga som registrerast som eit element i kontantstraumen. Avskrivningar dukkar berre opp som eit resultat av at dei påverkar skatten. Punkt 3 seier vidare at gjeldsrenter normalt haldast utanfor kontantstraumen. I staden for å inkludere finansieringa (lån, avdrag og renter) nyttast prosjektets gjennomsnittlege kapitalkostnad (Sending, 2014, s. 454). I kva for grad både punkt 2 og 3 skal inngå i kontantstraumen er avgjerast om prosjektet er avhengig av eventuelle investeringar og vidare finansiering av desse.



Punkt 4 seier at skatt kan vere eit viktig element i kontantstraumen (Sending, 2014, s. 454). Dersom ein ynskjer eit heilt nøyaktig tal på lønnsenda er det viktig å inkludere skatt i kontantstraumen. I denne samanheng er fokuset å vurdere om ei produksjonsoptimalisering vil lønne seg. Dersom kontantstraumen er positiv før skatt, vil den også vere positiv etter skatt. Det er difor vald å ikkje inkludere skatt i denne analysen.

Punkt 5 seier at *sunk costs* ikkje skal inkluderast i kontantstraumen. Omgrepet *sunk cost* vil bli forklart lenger ned i teksten. Punkt 6 seier at ressursar som nyttast i prosjektet bør vurderast i høve til alternativkost. Alternativkost kan definerast som den potensielle fordelten som ofrast når eit alternativ veljast framfor eit ana (Sending, 2014, ss. 106, 454). I denne analysen må ein vurdere om det er nokre fordelar som ofrast ved å vele strategi A framfor strategi B.

Vidare seier punkt 7 at endring i arbeidskapital er eit viktig element i kontantstraumen. Dette gjelder spesielt kundefordringar, varelager og leverandørgjeld. Arbeidskapital er omløpsmiddel subtrahert med kortsiktig gjeld (Sending, 2014, s. 455). Kundefordringar og varelager er lite aktuelt ved produksjon og sal av vasskraft, då betaling av kraft ikkje vert uteståande og vasskrafta ikkje lagrast frå år til år i Eidselva. Det er vald å anta at prosjektet heller ikkje vil gje ei endring i leverandørgjeld frå år til år.

Punkt 8 seier at ein må ta omsyn til kontantstraumeffekten av å sele faste aktiva ved prosjektets slutt. Kontantstraumen vil påverkast dersom prosjektet har varige eigendelar med ein utrangeringsverdi ved prosjektets siste år, salsbeløpet vert då eit positivt kontantstraumelement. Her må ein også ta omsyn til ulike skattemessige løysingar, som er avhengig av om salsbeløpet er over, under eller lik bokført verdi (Sending, 2014, ss. 455-456).

Kontantstraumen til eit prosjekt skrivast generelt på denne måten:  $(X_0, X_1, X_2, \dots, X_T)$ . I likninga er  $X_t$  prosjektets kontantstraumeffekt på tidspunkt  $t$  ( $t = 0, 1, 2, \dots, T$ ).  $T$  er planhorisonten for prosjektet, denne trenger ikkje korrespondere med prosjektets levetid. I mange tilfelle vil det vere vanskeleg å skaffe truverdige budsjettforutsetningar mange år fram i tid, sidan ein då byrjar å basere seg på meir «spådom». Sjølv om levetida til eit prosjektelement, til dømes ei maskin, kan vere mange titals år, er det vanleg å stoppe budsjetteringa etter 5 – 15 år. Dette vert då planleggingshorisonten til prosjektet. Ved ein slik føresetnad er det naudsynt å berekne ein salsverdi ved utgangen av planperioden (Bøhren & Gjærum, 1999, ss. 88, 91).

I kontantstraumen er det vanleg å plassere alle investeringsutlegga som gjelder anleggsmiddel og arbeidskapital gjennom eit år, til byrjinga av året. Alle beløp som inngår i driftsfasen er det derimot vanleg å plassere til den aktuelle periodens slutt. Fordelen med å utføre budsjetteringa på denne måten, er at større investeringar og arbeidskapital kjem på forskot, som igjen kan redusere projektrisikoen (Bøhren & Gjørnum, 1999, s. 88). I investeringsutlegget er det viktig å inkludere eventuelle bruk av egne ressursar som er essensielle for at prosjektet kan byrje. Dette er ressursar som vil bli nytta fram i tid, og ikkje utbetalingar til ressursar som allereie er nytta. Utbetalingar som allereie er gjort, vert ofte kalla *sunk cost*, og er irrelevante for prosjektets framtidige lønnsemd, då desse utbetalingane er gjeldande uansett om prosjektet vert sett i verk eller ikkje (Bøhren & Gjørnum, 1999, ss. 88-90).

Kontantstraumen kan budsjetterast etter reelle eller nominelle beløp, derav reell- og nominell kontantstraum. I ein reell kontantstraum budsjetterast det med faste beløp, som i mange tilfelle vil vere enklare å gjennomføre, samt vere eit godt grunnlag for å vurdere lønnsenda av eit prosjekt. Ein er derimot avhengig av at generell og spesiell prisstigning er tilnærma like. Det vil sei at relevante prisar kan forvente å utvikle seg i takt med den generelle prisstigninga. Dersom dette ikkje er tilfelle må ein nytte ein nominell kontantstraum. Nominell kontantstraum er i tillegg ein fordel dersom ein ynskjer å dele den totale kontantstraumen opp i kva for beløp som fell til dei ulike interessentane i prosjektet (kreditorar, skattemyndigheitar og eigarar). Ei slik oppdeling inneberer at ein inkluderer budsjetta for skatteutbetalingar, samt finansielle inn- og utbetalingar i kontantstraumen. For å finne prosjektets kontantstraum etter skatt må det fyrst lagast resultatbudsjett for kvart enkelt år. I sjølve kontantstraumen er det vanleg å tydeleggjere om det er nytta reelle eller nominelle beløp ved at siste linje høvesvis kallast RKSTKFS (Reell KontantStraum til TotalKapitalen Før Skatt) eller NKSTKFS (Nominell KontantStraum til TotalKapitalen Før Skatt), eventuelt NKSEKES (Nominell KontantStraum til EigenKapital Etter Skatt) (Bøhren & Gjørnum, 1999, ss. 37-38, 101-103) .

### 4.3. RENTEREKNING

Det finnast i praksis ingen investeringsprosjekt som er ferdig skildra ved ein kontantstraum. Ein må kunne samanlikne fordelar i framtida med ulemper i dag. Det vil sei at det er naudsynt å regne på langs av tidsaksen. Dette gjerast ved hjelp av renterekning, også kalla finansmatematikk. Kvar kronas innstrøyming eitt eller to år fram i tid, er verd mindre enn ei krone mottatt på tidspunkt null. Grunnen til dette er kjem av tre forhold; inflasjonskostnad, utolmodigheitskostnad og usikkerheitskostnad (Bøhren & Gjørnum, 1999, s. 119).

Inflasjonskostnad vil sei at på grunn av inflasjon, vil kjøpekrafta av éi krone vere lågare dess seinare krona mottakas. Utolmodigheitskostnad vil sei at du vil tape inntekter dersom du mottar éi krone ved eit seinare tidspunkt enn i dag, sidan du ikkje kan nytte denne til for eksempel ei investering eller gi renteinntekt i banken. Dimensjonen som går på usikkerheit ved investerings- og finansieringsprosjekt omhandlar det faktum at det på avgjersletidspunktet er vanskeleg å sjå føre seg ein framtidig kontantstraum med sikkerheit. Det er difor ofte tenleg å leggje til ein risikokostnad til prosjektet (Bøhren & Gjørnum, 1999, ss. 119-120, 210).

Dei mest nytta metodane for analyse av prosjekt er tilbakebetalingsmetoden, noverdimetoden, internrentemetoden og annuitetsmetoden. Sistnemnde er spesielt nytta i samanhengar der eit prosjekt ikkje har nokon klare inntektskjelder. Denne vert difor ikkje vurdert i større grad. Det er berre noverdimetoden og internrentemetoden som systematisk tar omsyn til penganes tidsverdi, her må ein derimot ha klart kva for krav ein har til avkastning. Avkastninga angjevast i prosent, og vert alternativt kalla for kalkylerente, avkastningskrav, alternativavkastning, kapitalkostnad eller diskonteringsrente (Sending, 2014, s. 437). Avkastningskravet er eit minstekrav til avkastninga som stillast til dei pengane som settast inn i eit prosjekt. Avkastningskravet skal vise avkastninga i prosent for beste alternative bruk (med same risiko) av investeringsbeløpet som prosjektet til ein kvar tid legger hand på (Bøhren & Gjørnum, 1999, s. 174).

Noverdimetoden gjev eit kronebeløp som svar, altså *absolutt avkastning*. Internrentemetoden gjev avkastninga i prosent, altså *relativ avkastning*. Begge metodane er diskonteringsmetodar, og byggjer på dei same kontantstraumane. Medan noverdimetoden nyttar ei diskonteringsrente som er vald på førehand, nyttar internrentemetoden ein prøve-og-feile teknikk. Målet med denne teknikken er å finne interrenta, som vidare skal samanliknast med avkastningskravet (Sending, 2014, s. 446). I boka til Strøm (2017) kjem det fram at ved gjensidig utelukkande

prosjekt stemmer ikkje metodane alltid overeins. Det prosjektet med høgast internrente trenger ikkje vere det prosjektet med høgast noverdi. Vidare vert det argumentert med at føretak er mest interessert i pengar og ikkje prosent. Føretak ynskjer å vite storleiken på prosjektets netto noverdi, ein bør difor legge større vekt på og føretrekke resultata frå noverdimetoden (Strøm, 2017, s. 74). Vidare oppstår det problem med interrentemetoden dersom avkastningskravet til prosjektet varierer over tid eller dersom ein og same kontantstraum har fleire internrenter. Sistnemnte oppstår dersom prosjektet har fleire en eitt forteiknskrift (Bøhren & Gjærum, 1999, s. 186). Mange finner likevel internrentemetoden meir attraktiv enn noverdimetoden. Bakgrunnen for dette er at det kan vere enklare å tolke relativ avkastning (i prosent) enn absolutt avkastning (i kroner). Det kan difor vere tenleg å nytte internrentemetoden som eit supplement til noverdimetoden (Sending, 2014, s. 445).

Noverdimetoden har som føremål å gje eit kronemessig uttrykk for totallønnsemda i eit prosjekt, rekna i dag. Teorien seier vidare at noverdien av eit nytt prosjekt representerer aukinga i føretakets totalverdi. Dersom ein ikkje har ei klar oppfatning av kva avkastningskravet bør vere i eit prosjekt, til dømes på grunn av stor uvisse, vil det vere nyttig å lage noverdiprofil. Noverdiprofilen er ei kurve som viser noverdien ved ulike avkastningskrav innanfor eit truverdig eller tenkeleg område. Ved to gjensidig utelukkande prosjekt, vert det prosjektet med høgast noverdi vald, forutsett at denne er positiv. Det andre prosjektet avvisast (Sending, 2014, ss. 443-444).

#### 4.4. OPPSUMMERING

I denne oppgåva skal differanseinnbetalingar og differanseutbetalingar som oppstår ved overgang frå produksjonsstrategi B til A setjast opp i ein kontantstraum. Dersom den totale kontantstraumen er netto positiv, vil overgang til strategi A vere lønnsamt for Statkraft. I kva for grad strategiendringa krev investeringar har stor påverknad på korleis kontantstraumen vert rekna ut. Strategiane er to gjensidig utelukkande prosjekt, der berre den eine skal veljast. Ved gjensidig utelukkande prosjekt er noverdimetoden å føretrekke. Noverdimetoden gjev eit kronemessig uttrykk for totallønnsemda i eit prosjekt, rekna i dag.

## 5. METODE

Når det skal gjennomførast ei undersøking eller eit forskingsprosjekt, må det nyttast ein eller annan form for metode. Metoden er eit verktøy eller eit reiskap som fungerer som ein framgangsmåte for å få svar på spørsmål og etablere ny kunnskap innanfor eit felt. Metoden dreiar seg om korleis ein hentar inn, organiserer og tolkar informasjon (Larsen, 2007, s. 17). Det er problemstillinga som er drivaren for forskinga. Problemstillinga som denne oppgåva har som mål å svare på er: «*I kva for grad vil døgnregulering av Eidselva lønne seg for Statkraft, og er dette mogleg å gjennomføre?*», og som nemnt i innleiinga er det vald dele opp oppgåva i to perspektiv; lønnsemd og gjennomføringsevne. Dette kapitlet adresserer oppgåvas forskingsdesign og metodane som er nytta for å samle inn data til analysen, samt evaluering av det valde forskingsdesignet.

### 5.1. FORSKINGSDESIGN

Forskningsdesignet er den planmessige framgangsmåten for korleis ein svarar på problemstillinga. Kva for forskingsstrategi som veljast avhenger av fleire faktorar, mellom anna tidsdimensjonen, om undersøkinga består av eitt utval eller éin populasjon, om det skal gjennomførast eksperiment, samt om det skal samlast inn harde eller mjuke data (Johannessen, Kristoffersen, & Tufte, 2004, ss. 71-72).

Problemstillinga peikar tydeleg mot ein casestudie som forskingsdesign i denne utredninga. Innanfor samfunnsforskning har ein *case* to spesielle kjenneteikn; eit avgrensa fokus på den spesielle casen og ein høgast mogleg inngåande skildring. For å oppnå mest mogleg data undersøkast casen grundig og detaljert (Johannessen et al., 2004, s. 82). Casestudie er vald fordi det er eitt system som skal studerast; kraftverka i Eidselva. Det skal vidare samlast inn detaljerte og omfattande data over ei viss tid. Dette data-materialet skal vidare samlast inn frå fleire datakjelder som er avhengige av tid og stad. Undersøkinga vil også innehalde både kvantitative og kvalitative tilnærmingar. Dette forklarast meir inndjupande vidare i underkapitla forskingshensikt, forskningstilnærming og metodisk tilnærming for datainnsamling.

### 5.1.1. FORSKINGSHENSIKT

Forskingshensikta er avhengig av føremålet med studien. Målet med denne studien er hovudsakleg å *gje eit underlag for avgjersler*, ved at resultatet av lønnsemda og gjennomføringsevna skal bidra til at Statkraft kan avgjere om dei ynskjer å innføre døgnregulering eller ikkje. For å kunne komme fram til eit underlag, er det naudsynt å adressere kva som påverkar lønnsemda og gjennomføringsevna i dette tilfelle, dette er forhold og fenomen som er mindre kjende eller ukjende, og der det er mangel på kunnskap. Oppgåva vil difor også ha ein *utforskande* hensikt (eksplorativ hensikt). I tillegg skal effekten av døgnregulering vurderast, der resultata og funna av ny produksjonsstrategi evaluerast opp mot noverande strategi. På bakgrunn av dette vil oppgåva også ha ein *evaluerande* hensikt. I fylgje Johannessen et al., (2004) er casesdesign det forskingsdesignet som passar til undersøkingar med desse tre forskingshensiktene.

### 5.1.2. FORSKINGSTILNÆRMING

Ein skil ofte mellom to ulike strategiar eller tilnærmingar ved innsamling av data til forskingsføremål; *induktiv* og *hypotetisk-deduktiv tilnærming*. Ei induktiv tilnærming har ofte ei noko uklar problemstilling, der ein ynskjer å få ei heilskapleg forståing av teamet. Ei hypotetisk-deduktiv tilnærming har ofte ei tydeleg problemstilling, der ein vurderer haldbarheita av teoriar gjennom hypotesetesting (Larsen, 2007, s. 22). Det vil ikkje alltid vere skarpe skilnader mellom tilnærmingane i praksis, dei vil heller ikkje utelukka kvarandre. Det er likevel vanleg å assosiere induktiv tilnærming med kvalitative metodar, og hypotetisk-deduktiv tilnærming med kvantitative metodar (Larsen, 2007, s. 22).

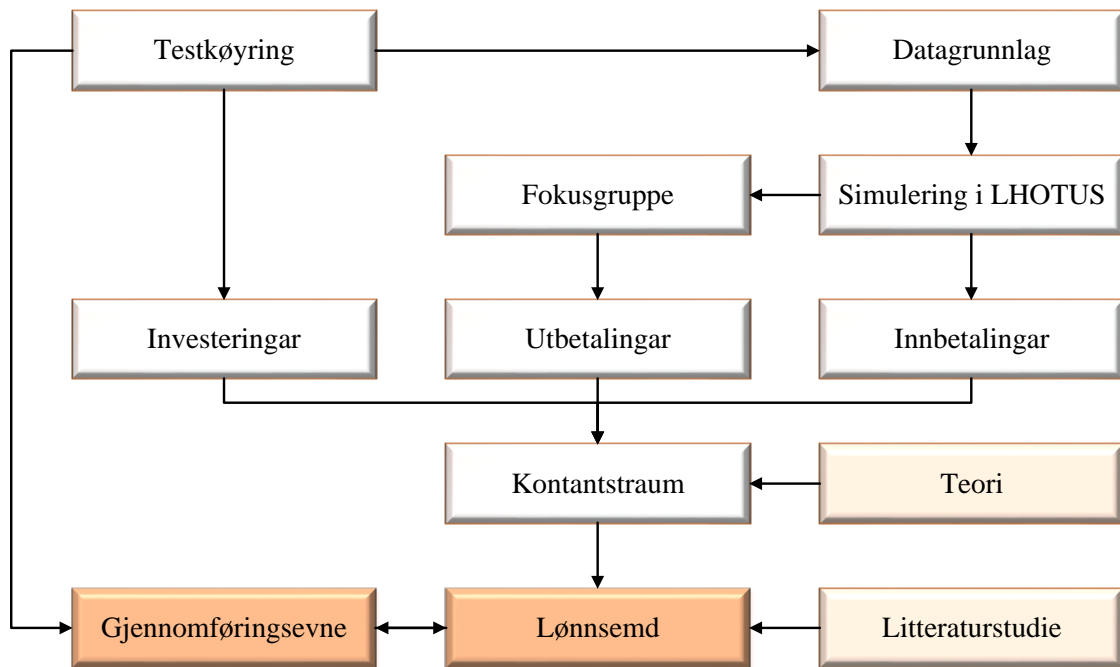
Perspektivet som går på lønnsemd vil hovudsakleg ha ei hypotetisk-deduktiv tilnærming. Lønnsemd er i seg sjølv ei klar problemstilling, der ein nyttar etablerte bedriftsøkonomiske teoriar for å kunne vurdere dei empiriske funna. I tillegg vil denne delen hovudsakleg basere seg på kvantitative data. Perspektivet som går på gjennomføringsevne, vil derimot trekke mot ei induktiv tilnærming. Gjennomføringsevne er ei ganske uklar problemstilling, der det i utgangspunktet er avgrensa med etablerte teoriar og ein heller ynskjer å få ein størst mogleg heilskapleg forståing av fenomenet. Gjennomføringsevna vil vidare basere seg på både kvalitative og kvantitative data.

### 5.1.3. METODISK TILNÆRMING FOR DATAINNSAMLING

Data tyder noko som er gjeven. Røynda kan bli data i det den observerast og registrerast. Data kan vidare vere både lett og vanskeleg å registrere, og i nokre tilfelle umogleg. Ved innsamling av data vil alltid noko informasjon gå tapt, det vil dermed ikkje vere mogleg å fange inn og representere ei fullstendig autentisk røynd, men heller eit utsnitt av det som studerast. Data er vidare ikkje sanninga i seg sjølv og data vert påverka av korleis forskaren vel å gjennomføre og vektlegge sine observasjonar. Ein skil ofte mellom *harde* og *mjuke data*. Harde data kan kvantifiserast ved hjelp av tal, ofte kalla kvantitative data. Mjuke data er framstilt gjennom tekst, lyd eller bilete, ofte kalla kvalitative data (Johannessen et al., 2004, ss. 40-42).

Ved innsamling av kvantitative data, nyttast ein kvantitativ metode. Kvantitativ metode hentar mange av sine prosedyrar frå naturvitskapen, men er samstundes tilpassa det faktum at det er menneske og menneskelege fenomen inkludert. Denne metoden er mest nytta dersom ein ynskjer å oppnå ein representativ og objektiv oversikt, samt der resultatet skal presenterast i form av tabellar og figurar. Ved innsamling av kvalitative data, nyttast ein kvalitativ metode. Kvalitative metodar har som mål å oppnå fyldige og heilskaplege skildringar, og er spesielt nytta i tilfelle der forskinga tar for seg lite kjende eller heilt ukjende fenomen (Larsen, 2007, ss. 22-24; Johannessen et al., 2004, ss. 36-37). Vidare er det vanleg å skilje mellom *primær-* og *sekundærdata*. Primærdata er nye data som vert samla inn av forskaren sjølv ved hjelp av ulike metodar. Sekundærdata er data som allereie er samla inn av andre (Larsen, 2007, s. 42).

Det vil bli nytta både kvantitativ og kvalitativ metode, samt samlast inn både primær og sekundær data. Grunnen til dette er at oppgåva og problemstillinga er kompleks og samansett av fleire element. Det må difor nyttast ulike metodar for å samle inn ei adekvat mengd med data og informasjon til å kunne svare på oppgåvas problemstilling. Ein oversikt over elementa som oppgåva er samansett av er vist i Figur 8. Dei oransje boksane nedst viser kva oppgåva og problemstillinga ynskjer å svare på; lønnsemda og gjennomføringsevne. Lønnsemda og gjennomføringsevne samanhengande fenomen, ved at lønnsemda kan påverke gjennomføringsevna og motsett. Det er difor viktig å vele metodar som tar omsyn til begge spørsmål.



FIGUR 8: OVERSIKT OVER ELEMENT I OPPGÅVA.

Ved at noverande produksjonsstrategi samanliknast mot optimalisert produksjonsstrategi, er det naudsynte investeringar, samt endringane i innbetalingar og utbetalingar som vil oppstå på grunn av strategiendringa, som er utgangspunkt for kontantstraumen og vidare analysen av lønnsemda. Innsamling av data til analysen av lønnsemda vil i utgangspunktet nytte ein kvantitativ metode, sidan kontantstraumen baserer seg på tal. Det er vidare naudsynt å gjennomføre ei testkøyring av effektregulering for å kunne vurdere investeringsbehovet og gjennomføringsevna, dette vert forklart i kapittel 5.2. Her vil det i hovudsak nyttast kvalitativ observasjon som metode. Testkøyringa skal også bidra med kvantitative data som er naudsynt for å kunne adressere innbetalingar.

Innbetalingar adresserast gjennom simuleringsprogrammet LHOTUS, som vert vidare forklart i kapittel 5.3. Programmet er avhengig av ei stor mengd med data, som vidare vert tiltalt som datagrunnlaget. Hovudandelen av dette datagrunnlaget er sekundær data, medan noko er primærdata frå testkøyringa. LHOTUS baserer seg på historiske verdiar. Det vil sei at innteningsverdien er kor mykje ein kunne ha tent dei siste åra. Det er difor naudsynt å vurdere korleis kraftprisen vil utvikle seg fram i tid. Dersom det forventast at svingingane i kraftprisen gjennom døgnet vil halde seg på same nivå eller auke i framtida, kan ein sei at dei simulerte innbetalingane vil gjelde også fram i tid. Det er difor vald å gjennomføre ein litteraturstudie



som adresserer forventede svingninger i kraftprisen som et supplement til resultatet fra kontantstrømmen, dette er gjort i kapittel 6. Litteraturstudiet tar også for seg forventede endringer og innovative løsninger innenfor kraftbransjen som kan påvirke utbetalingene i framtida. Denne delen vil derfor nytte en kvalitativ metode, der informasjonen er sekundærdata.

Utbetalingene til kontantstrømmen vert funne ved hjelp av ei fokusgruppe sammansatt av personer med ulike bakgrunn, vidare forklart i kapittel 5.4. Hovudfokuset er lokalt kunnskap, sidan ingen kraftstasjonar er like. Fokusgruppa skal nytte køyreresultatet frå LHOTUS til å vurdere både utbetalingar og gjennomføringsevna. Ei fokusgruppe er i utgangspunktet ein kvalitativ metode. I dette tilfellet vil det vere ei blanding, sidan det ynskjeleg at kostnadsfaktorane skildrast kvalitativt og storleiken på desse skildrast kvantitativt.

## 5.2. TESTKØYRING

Hovudføremålet med testkøyringa er å teste døgnregulering i Eidselva. Dette skal direkte og indirekte kunne bidra til å vurdere både lønnsmda og gjennomføringsemna av effektregulering. Det er ynskjeleg at testkøyringa skal resultere i eit reelt resultat, det er derfor viktig med god planlegging som tar omsyn til alle relevante element. Ein planlagt produksjonsplan for testkøyringa leggast inn i SHOP. SHOP viser estimerte kraftprisar for kvar time ei veke fram i tid. Det vil dermed vere mogleg å vurdere i kva for timar ein skal auke produksjon og i kva for timar ein skal redusere produksjon. Det er mogleg å endre produksjonsplan kontinuerleg undervegs i testperioden, dersom høva tilseier ein planending. Dette kan for eksempel vere aktuelt i høve med auka tilsig i forhold til tidlegare estimert. Testkøyringa har vidare fire delmål:

- Vurdere investeringsbehov
- Adressere tidsforskuvingar
- Enkel analyse av fortjenesta for å skape eit bilete av potensialet for døgnregulering i Eidselva

Vurdering av investeringsbehovet handlar i hovudsak om i kva for grad både utstyr og omgjevnader kan handtere hyppigare opp- og nedregulering. Målet er å kunne svare på i kva for grad det er naudsynt med investeringar i nytt utstyr og/eller oppgradering av noverande utstyr. Her det i hovudsak snakk om maskinelt-, elektrisk- eller IT-utstyr, men det kan også

vere byggmessige investeringar i sjølve vassdraget. Metoden som nyttast er kvalitativ observasjon, der produksjonen både vert overvaka undervegs og analysert i ettertid.

Adressering av tidsforskuvingane vil sei å talfeste tida som vatnet nyttar frå ein kraftstasjon til neste. Meir korrekt vil det sei kor lang tid det tar frå ein kraftstasjon har ei endring i produksjonsvassføring, til neste kraftstasjon merkar denne endringa. Det er naudsynt å vurdere kor lang tid det tar før ein produksjonsauke og vassføringsauke ved Hogga kraftstasjon vil nå Vrangfoss, Eidsfoss og Ulefoss, då dette vidare skal leggast inn i LHOTUS for simulering av innbetalingar. For lang tidsforskuving kan vidare resultere i at dei nedanforliggjande verka produserer i eit mindre gunstig prisområdet enn ynskjeleg. Dette er noko som kan vere utslagsgjevande for effektkøyring av Eidselva.

Det er også vald å gjennomføre ei enkel analyse av fortienesta med mål om å skape eit bilete av potensialet for døgnregulering i Eidselva. Denne fortienesta er inntening frå produksjon i testperioden subtrahert med inntening frå periodens gjennomsnittlege produksjon. Innteninga er vidare kraftprisen kvar time i perioden multiplisert med produsert elektrisk energi (E).

Testkøyringa skal bidra med data til vidare simulering av innbetalingar, som er eit tidkrevjande element i oppgåva. Det er difor vald å gjennomføre testkøyringa tidleg i prosessen og over ein tidsperiode på ni dagar. Ideelt skulle testperioden vore gjennomført over ein lengre periode, og ved ulike tider på året, for å få eit enda meir reelt resultat. Grunnen til dette er at tilstanden i vassdraget og tilsiget varierer gjennom året. Testperioden vart gjennomført vinterstid, då tilsig og produksjonsvassføring er relativt stabilt, samanlikna med til dømes om våren under snøsmelting. Konsekvensen av dette er at tidsforskuvingane kan ha eit mindre eller større avvik enn det som vert funne her. I tillegg vil kanskje ikkje naudsynte investeringar oppdagast og inkluderast i analysen.

### 5.3. SIMULERING I LHOTUS

Det vil oppstå ei endring i innbetalningar på grunn av den dynamiske køyrestategien som fylgjer svingingane i kraftprisen. Innbetalingane til dette prosjektet er utelukkande inntening frå kraftproduksjon. Inntening frå kraftproduksjon er som nemnd mengda produsert elektrisk energi multiplisert med kraftprisen. Det er vald å nytte programmet LHOTUS til simulering av innbetalningar.

LHOTUS er forkortinga for *Long-term Hydro-power Optimization Tool Using Shop*. Programmet er eit simuleringsverktøy for langsiktige analyser av vasskraftsystem. Kort forklart kan verktøyet optimalisere køyrestategiar basert på ulike scenario for pris, tilsig og vasstrategiar i vassdragsystem med gjevne føresetnadar og avgrensingar. Sjølvve verktøyet har same kjerne som produksjonsplanleggingsprogrammet SHOP. Som nemnt tidlegare er SHOP eit komplekst og grundig innarbeida verktøy som Statkraft dagleg nyttar til å utnytte tilgjengelege ressursar, samt maksimere fortjenesta.

Ved at LHOTUS nyttar same kjerne som produksjonsplanleggingsverktøyet SHOP, vil programmet optimalisere produksjonen på lik linje og med same føresetnader som SHOP optimaliserer produksjonen av alle Statkraft sine aggregat på dagleg basis. Ein annan fordel med at programmet har same kjerne som SHOP, er at dersom Statkraft og eigarane av Vrangfoss, Eidsfoss og Ulefoss ynskjer at produksjonsplanlegging av desse kraftverka skal gjennomførast av Statkraft i framtida, vil datagrunnlaget for desse kraftverka allereie ligge klart og kan direkte implementerast i SHOP. Verdien av dette er sett som eit godt argumenta til å vele LHOTUS som simuleringsverktøy. For at dette skal kunne skape verdi, er det vidare viktig med korrekt og grundig innhenting av data og informasjon.

Vidare er LHOTUS utvikla av Statkraft, som medfører at programmet er lett tilgjengeleg, samt at det er enkelt å få hjelp dersom det skulle oppstå problem undervegs. Programmet er i tillegg ferdig programmert med fysiske lovar for vasskraft som kjerne, der det berre er naudsynt å samle inn input-verdiar. Optimalisering av eit vasskraftsystem med fleire kraftverk og parametrar er svært komplekst. Det vurderast difor som svært tidssparande å nytte dette programmet samanlikna mot å gjennomføre analysen manuelt. I tillegg vil programmet levere ulike type resultat etter ynskje.

Verktøyet er i Excel-format og kan tilpassast ulike type vasskraftsystem. For å kunne tilpasse verktøyet til Eidselva krev programmet ei god mengde data. Datagrunnlaget for LHOTUS er delt inn i to ulike kategoriar; faste data og variable data. Faste data er konstante verdier som ikkje endrast med tida, det vil hovudsakleg sei tekniske og hydrologiske avgrensingar for kvart kraftverk. Variable data er historiske timesverdier som stadig endrar seg, hovudsakleg tilsig og kraftprisar. Programmet tar omsyn til dei faste avgrensingane, og nyttar dei variable verdiane som utgangspunkt eller potensial for å optimalisere produksjonen. Kapittel 5.3.1 adresserer dei faste data som er naudsynt, medan kapittel 5.3.2 tar for seg dei variable data som er naudsynt.

### 5.3.1. FASTE DATA

Som nemnt er faste data konstante verdier som ikkje endrast med tida. Desse verdiane vert programmert inn i eit eige ark i Excel-fila (modell-flik). Dette gjennomførast av programmets utviklar, bakgrunn for valet og konsekvensen av dette vert vidare diskutert i kapittel 5.5. Innsamling av faste data gjennomførast derimot av underteiknande. Ein oversikt over faste data som må samlast inn for å kunne gjennomføre simulering er vist i Tabell 1.

**TABELL 1: FASTE DATA TIL LHOTUS.**

| <b>Data</b>           | <b>Forklaring</b>  |
|-----------------------|--|
| Topologi              | Visuell oversikt over samspelet i vassdraget; magasin og kraftverk.                                    |
| Magasinrestriksjonar  | Øvre og nedre reguleringsgrense for kvart magasin (HRV og LRV).  |
| Tidsforskuing         | Tida det tar frå ei vassføringsendring finn stad ved ein kraftstasjon, til den når neste kraftstasjon. |
| Talet på aggregat     | Talet på aggregat ved kvar kraftstasjon.   |
| Generator             | Øvre og nedre lastområde for kvar generator, samt verknadsgrader (inkl. bestpunkt).                    |
| Turbin                | Slukeevne og verknadsgrader.   |
| Fallhøgde             | Fallhøgde og falltap.  |
| Installasjonar        | Luker, vasstandsregulator, ect.  |
| Start/stopp kostnader | Kostnader ved éin start/stopp-sekvens.   |

Topologi, magasinrestriksjonar, talet på aggregat, generator- og turbininformasjon, fallhøgder og installasjonar er tilgjengeleg som sekundærdata i handbøker, dokument og databasar hjå Statkraft. Tidsforskuingane er vidare primærdata adressert gjennom testkøyringa. Start/stopp-kostnaden indikerer kor mykje ein start/stopp-sekvens vil koste. Det er føremålstenleg at denne kostnaden inkluderast i simulering av innbetalingar, slik at programmet kontinuerleg kan vurdere om det er mest lønnsamt å la aggregatet gå, eller ikkje. Kva for parametrar som inngår i denne kostanden, vert adressert gjennom litteraturstudiet, og sjølve start/stopp-kostnadane vert rekna ut ved hjelp av eit Excel-rekneark for berekning av start/stopp-kostnader for vasskraftaggregat. Dette reknearket er eit resultat av prosjektet *Start/stopp og tekniske økonomiske konsekvenser* i regi av Lars Eliasson frå Norconsult i samarbeid med SINTEF Energiforskning og selskapa som deltok i prosjektet (Welte & Eliasson, 2011).

### 5.3.2. VARIABLE DATA

Når faste data er programmert inn i LHOTUS, er det klart for å leggje inn variable data. Variable data er som nemnt tidlegare historiske verdier. Ein samlar inn data for dei åra ein ynskjer å simulere for. Dess fleire år ein simulerer for, dess fleire ulike type sesongprofilar vert undersøkt. Tilsig gjennom året og frå år til år varierer vesentleg, og er mellom ana avhengig av kor mykje nedbør som fell til ein kvar tid, samt når på året det fell. Kraftprisen er vidare avhengig av mange ulike faktorar, mellom ana politikk og samfunnsøkonomi, samt hydrologiske faktorar, som tilsig og temperatur.

Det er vald å hente inn data frå år 2007 til og med år 2017, altså siste 11 år. Bakgrunnen for dette valet er i hovudsak tilgjengelegheit av datamateriale og avgrensingar i LHOTUS. Datamaterialet for desse kraftverka er så og sei komplett og enkelt å oppdrive for den valde perioden. Før 2007 er det derimot tilfelle med mangel på eller hol i datamateriell, samt manglande oversikt og struktur i databasane. Det vil difor vere tidkrevjande å samle inn data for åra før 2007, i tillegg til at programmet ikkje kan optimalisere ved eventuelle hol i datamaterialet. Ein oversikt over kva for variable data som er naudsynt er vist i Tabell 2.

**TABELL 2: VARIABLE DATA TIL LHOTUS.**

| <b>Data</b>  | <b>Forklaring</b>  |
|--------------|--|
| Vasstrategi  | Historisk vasstand i byrjinga av kvar veke for kvart magasin.  |
| Kraftprisar  | Historiske kraftprisar for område NO2.   |
| Tilsig       | Historisk tilsig til kvart tilsigsfelt, inkludert produksjonsvassføring frå ovanforliggjande kraftstasjonar. |
| Avgrensingar | Strategi A: Minstevassføring Hogga.  |
|              | Strategi B: Minstevassføring Hogga + historisk produksjon Hogga.   |

Vasstrategi vil sei historisk vasstand for dei ulike magasinane. Desse verdiane skal leggjast inn for kvar veke, og er tilgjengeleg som sekundærdata i Statkraft sine databasar. Dette gjelder berre Bandak og Flåvatn, sidan desse er sesongbaserte magasin der mengda tilgjengeleg vatn er avhengig av produksjon frå Tokke og Lio Kraftverk. Dette vil vidare medføre at vasstand i både strategi A og strategi B holdast på same nivå i starten av kvar veke. Programmet vil vidare endre vasstanden innad i kvar veke for å kunne optimalisere produksjon. Vasstrategien for vasstand i Nomevatn, Eidsfoss magasin og Ulefoss magasin vil vere konstant gjennom heile året, då desse kraftverka nyttar vasstandsregulator.

Historiske kraftprisar for område NO2 er tilgjengeleg som sekundærdata både i Statkraft sine databasar og på Nord Pool sine heimesider. Tilsig er ikkje tilgjengeleg i databasar. Her må det gjennomførast analyse av tilsigsfelt mot vannmerke. Storleiken på tilsigsfeltet for kvart kraftverk vert funne ved hjelp av karttenesta NEVINA frå NVE. Tenesta er ein nedbørfelt- og vassføringsindeksanalyse der ein mellom ana kan rekne ut nedbørfelt og feltparametre for eit fritt vald punkt i eit vassdrag (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2018). Deretter vert ein skaleringsfaktor for kvart kraftverk rekna ut ved å dividere feltarealet på vassmerke til Kilen, som er det næraste tilgjengelege vassmerke til Eidselva. Vassføringa ved dette vassmerke er vidare tilgjengeleg i Statkraft sine databasar som timesverdiar. Vassføringa multipliserast med skaleringsfaktorane for å finne det lokale tilsiget til kvart kraftverk. Tilsig til Hogga kraftverk er både lokalt tilsig og produksjonsvassføring frå Lio Kraftverk og Tokke Kraftverk, sistnemnte er tilgjengeleg som sekundærdata i Statkraft sine databasar

All datagrunnlag fram til no er uavhengig av strategi, det vil sei at det er likt for strategi A og strategi B. Det må difor leggest inn avgrensingar for å skilje desse frå kvarandre. Historisk produksjon hos Hogga vert lagt inn som ei avgrensing i strategi B for å kunne simulere historisk køyrestrategi, dette er tilgjengeleg som sekundærdata i Statkraft sine databasar. Ein kunne også lagt inn historisk produksjon for dei resterande kraftverka, men dette vert vurdert som lite naudsynt, då desse kraftverka nyttar vasstandsregulator, altså fylgjer produksjonen frå Hogga. Minstevassføring er også ein avgrensing, men denne er lik for begge strategiar. Strategi A har ingen andre avgrensingar enn minstevassføringa, og på denne måten vil ein kunne simulere optimalisert produksjon.

Sett bort i frå data som gjelder strategi, er alle variable data timesverdiar for dei siste 11 år (data for strategi er berre kvar veke). Dette vil sei at kraftprisar, tilsig og avgrensingar kvar for seg har nærmast 100 000 verdiar på 11 år. Programmet går ut i frå at eitt år består av eksakt 52 veker, som vil sei 364 dagar med 8736 timar. Siste dagen kvart år vil dermed ikkje inkluderast. I tillegg vil skotårsdagen, 29. februar, heller ikkje inkluderast. Det er også tatt omsyn til overgang frå sumartid til vintertid og motsett.

Variabel data vert, i motsetning til fast data, lagt inn av underteiknande. Dei ulike datagruppene har eigne arbeidsark i Excel-fila, der arka er plassert i naturleg rekkjefylgje. Kvart ark inneheld ein instruksjonsboks for å unngå misforståingar. Ein kan berre legge inn data i kvite felt, dette eliminerer moglegheitene for å «tukle med programmeringa». Samtidig har ikkje programmet moglegheit til å kontrollere eller sjekke inndata for logiske feil eller manglande verdiar. Det er difor vald å anta at inndata ikkje inneheld logiske feil, då dette vil vere svært tidkrevjande og vanskeleg å kartlegge. Manglande verdiar vil derimot oppdagast, då programmet ikkje kan optimalisere ved eventuelle hol i datagrunnlaget. For å unngå feil i simuleringa er det viktig at alle relevante avgrensingar og/eller eventuelle problem relatert til kvar enkelt kraftstasjon eller magasin avklarast på dette tidspunktet. Det er også viktig at alle data er henta frå korrekt database og blir lagt inn riktig.

### **5.3.3. OPTIMALISERINGA**

Når både faste og variable data er lagt inn i LHOTUS vil det vere mogleg å optimalisere. Programmet optimaliserer kvar veke separat, med mål om nå påfølgjande veker vasstrategi. Ved å nytte sekvensiell optimalisering, vil programmet byrje å nå dette målet ein time før veka

er omme. På denne måten vil ein unngå eit hopp i vasstanden i vekeskifte. Som nemnt tidlegare, er også start/stopp-kostnader inkludert. Dette vil sei at optimaliseringa tar omsyn til om det er lønnsamt å starte og stoppe aggregat eller ikkje.

Optimaliseringa nyttar tre fulle iterasjonar (gjentakande syklusar) og tre innkrementelle (små stegvise) iterasjonar. Programmet er vidare tilknytt og kan nytte to ulike kalkulatorar til optimaliseringa; CPLEX og COIN. CPLEX kalkulatoren er raskare og betre, men ein er avhengig av å ha lisens. COIN er derimot ein gratis versjon. Sidan Statkraft har lisens på CPLEX kalkulatoren, er det tenleg å nytte denne. Ved å nytte denne vil optimalisering gå raskare og ein har moglegheit til å gjennomføre fleire korrigerande simuleringar dersom det er naudsynt. I tillegg vil optimaliseringa vere meir stabil, som reduserer moglegheitene for midlertidig eller full stopp.

#### 5.4. FOKUSGRUPPE

Innhenting av data for analyse av utbetalingar vil ha ein heilt annan framgangsmåte enn for innbetalingar. Kva for ekstra utbetalingar som vil finne stad i strategi A sett opp mot strategi B, samt storleiken på desse utbetalingane er vanskeleg å resonnerer eller rekne seg fram til berre gjennom litteraturstudium eller simuleringsprogram. Det vil vere mogleg å finne noko litteratur som vil gje ein peikepinn, det er difor vald å nytte dette som eit utgangspunkt for innhenting av data, dette vert adressert i kapittel 6.3.

Til å byggje vidare på informasjonen frå litteraturstudiet er det vald å nytte lokal kunnskap. Grunnen til dette er at kvar kraftstasjon og kvart vassdrag er både unikt og komplekst, med ulik oppbygging, komponentar, instrument og storleik. I tillegg vil kvart vassdrag og kvar kraftstasjon reagere ulikt på endra køyrestrategi. Eit anna viktig punkt er at døgnreguleringa vil ha eit eige unikt køyremønster i Eidselva samanlikna med andre vassdrag og kraftverk, spesielt på grunn av tidsforskuvingane. Denne delen av oppgåva vil ha eit utforskande (eksplorativt) design. Eksplorative undersøkingar, også kalla probleidentifiserande eller sonderande undersøkingar, har som tidlegare nemnt eit mål om å utforske forhold eller fenomen som er mindre kjende eller heilt ukjende (Johannessen et al., 2004, s. 57).

Johannessen et.al (2004) skriv at fokusgrupper eignar seg godt som supplement i ein forskingsprosess med eit eksplorativt føremål. For å kunne adressere utbetalingar som er



aktuelle for dette prosjektet er det difor føremålstenleg å nytte fokusgrupper som består av personar med ulik bakgrunn. For å vele ut personar til fokusgruppa er det vald å nytte ein blanding av skjønnsmessig utveljing og snøballmetoden. Skjønnsmessig utveljing vil sei at det vert vald personar med føremål om å sikre seg eit variert utval. Det er tenleg at gruppa består av både personar som har lokal kunnskap til kraftstasjonane, til dømes vedlikehaldsleiar og personar med ingeniørteknisk bakgrunn, til dømes maskiningeniør. Personane som vert utvald kan vidare foreslå andre personar som dei meiner kan mykje om dette temaet, på denne måten nyttar ein snøballmetoden til å finne ei adekvat mengde med personar til fokusgruppa (Larsen, 2007, ss. 77-78).

Ein av fordelane ved bruk av fokusgruppe er at det opnar for diskusjon. Ved at gruppa består av personar med ulik bakgrunn og erfaringar, vil dei både kunne utfylle kvarandre og sette spørsmål ved dei andre sine synspunkt. På denne måten vil ein raskt kunne adressere alle naudsynte element, dette sett i motsetning til enkeltintervju. Vidare er det viktig at simulering av køyrestrategiane er ferdig på førehand. På denne måten har gruppemedlemmene moglegheit til å visuelt sjå korleis kraftverka vil regulere i strategi A. Målet er at fokusgruppa saman konkluderer med kva for ekstra utbetalingar dei meiner er aktuelle for strategi A.

## 5.5. EVALUERING AV FORSKINGSDESIGN

Til kvalitetsvurderingar av undersøkingar er det vanleg å nytte fire ulike tilnærmingar; *reliabilitet*, *intern validitet*, *ekstern validitet* og *omgrepsvaliditet*. Reliabilitet vil sei kor påliteleg datamaterialet nytta i forskinga er. Dette inkluderer kva data som er nytta, måten den er samla inn på og korleis dei omarbeidast (Johannessen et al., 2004, s. 227). Datagrunnlaget til simulering i LHOTUS er hovudsakleg sekundærkjelder frå Statkraft sine databasar og handbøker. Materialet frå databasane er ubehandla timesverdiar, som vidare er fullstendige for den simulerte perioden. Desse vurderast difor som svært pålitelege. Materialet frå handbøker er også vurdert som svært pålitelege, då desse er mykje nytta av dei tilsette på Statkraft, slik at eventuelle feil truleg er avdekka på førehand.

Utrekning av start/stopp-kostnader i Excel-reknearket til Sintef, samt programmering av faste data i simuleringsprogrammet vart utført av andre personell i Statkraft. Generelt kan dette redusere kor påliteleg forskinga er, ved at ein ikkje har direkte kontroll over korleis

utrekningane er gjennomført eller om riktig data er nytta. I dette tilfelle vil dette valet derimot truleg auke kor påliteleg forskinga er, då desse personane har stor kjennskap til programma og har naudsynt kunnskap om framgangsmåten, samt at storparten av datamaterialet er samla inn av underteiknande.

Den lokale kunnskapen som nyttast til å adressere kva for ekstra utbetalingar som vil finne stad, samt hyppigheita og storleiken på desse, er erfaringsbaserte fyrstehandskjelder. Det er vurderast som truleg at fokusgruppa har den naudsynte kunnskapen til å gje pålitelege konklusjonar i nokså stor grad. Ideelt hadde det likevel vore tenleg å samanlikne og kvalitetssikre konklusjonane frå fokusgruppa opp mot liknande inspeksjonar, revisjonar og vedlikehald som er gjennomført ved kraftverka. Dette var ikkje mogleg i denne omgang og svekker reliabiliteten i analysen i nokon grad. Fleire av dei utvalde til fokusgruppa har derimot tilgang og kjennskap til liknande prosjekt og desse databasane. Ved å adressere litteratur på dette området, har ein samstundes moglegheita til å empirisk evaluere konklusjonane. Det anbefalst likevel at Statkraft kvalitetssikrar desse utbetalingane.

Intern validitet vil sei truverdigheita av undersøkinga og i kva for grad forskarens funn på riktig måte reflekterer føremålet med studien. Innanfor kvantitative undersøkingar kan ein spørje «måler me det me trur me måler?» og om det er årsakssamanheng mellom variablar og resultat (Johannessen et al., 2004, ss. 227-228). Undervegs i oppgåva er mellom ana framgangsmåten og funna kontrollert av fagfolk og rettleiarar. *Metodetriangulering* er vidare eit metodisk tiltak som kan auke intern validiteten, dette vil sei at det nyttast ulike metodar for å underbygge funn (Larsen, 2007, s. 27). Ved å gjennomføre eit forenkla økonomisk resultat frå testkøyringa, har ein moglegheita til å vurdere om dei simulerte innbetalingane i nokon grad er truverdige. Sjølv om testkøyringa ikkje er ein vedvarande observasjon, er det likevel mogleg å gjere seg opp eit bilete av omfanget. Metodetriangulering vert i ein viss grad også nytta for å adressere utbetalingane ved at litteraturstudiet og fokusgruppa kan byggje opp om kvarandre.

Ekstern validitet vil sei moglegheita for overføring av resultat. Dette vil sei at resultata frå undersøkinga kan generaliserast eller nyttast i andre samanhengar. Innanfor kvantitative undersøkingar er det ofte snakk om statistisk generalisering (Johannessen et al., 2004, ss. 228-229). Det er i utgangspunktet ikkje til hensikt å generalisere funna frå denne undersøkinga i stor grad. Hovudårsaken til dette er at kvart kraftverk og kvart vassdrag er unikt, som vidare vil sei

at funna utelukkande gjelder for kraftverka i Eidselva. Likevel vil oppgåvas framgangsmåte og nokre av dei meir generelle funna vere mogleg å overføre til liknande problemstillingar.

Omgrepsvaliditet vil sei samsvar. Johanessen et al. (2004) seier at funna skal vere eit resultat av forskinga, og ikkje forskarens subjektive haldningar. Grundig bedriftsøkonomisk teorigjennomgang og diskusjon, samt definering av omgrep vil styrke omgrepsvaliditeten. Ein har dermed større moglegheit for å fylgje teoretiske metodar og framgangsmåtar. Av same grunn vurderast også kapittel 2, kraftmarknaden, og kapittel 3, oppgåvas case, som positive for oppgåvas samsvar, då dei tilfører riktig forståing av industrien og fagfeltet. Det er vidare prøvd å avdekke og skildre alle slutningar og val, samt vere sjølvkritisk til korleis prosjektet er gjennomført.

## 5.6. OPPSUMMERING

Oppgåvas problemstilling peikar mot eit casestudie som forskingsdesign, då oppgåva vil ha eit avgrensa fokus og høgast mogleg inngåande skildring. Dette underbyggjast vidare av oppgåvas forskingshensikter. Forskingshensiktene i denne oppgåva er overordna å gje eit underlag for avgjersle, utforske døgnregulering som fenomen og utforske moglegheitene for døgnregulering i Eidselva, samt evaluere funna og resultatata. Forskingstilnærminga er både induktiv og hypotetisk deduktiv, der fyrstnemnte hovudsakleg gjelder analysen av lønnsenda, medan sistnemnte hovudsakleg gjelder vurderinga av gjennomføringsevna. Analysen vil vidare byggjast på både kvalitative og kvantitative data, samt både primær og sekundær kjelder.

Figur 8 i kapittel 5.1.3 viste ein oversikt over elementa som oppgåva er samansett av, samt korleis dei heng saman. For å kunne adressere investeringsbehov, tidsforskuvingar, samt gjennomføre ei forenkla økonomisk analyse, er det vald å gjennomføre ei testkøyring av døgnregulering. Metoden som er nytta for å adressere innbetalingane til kontantstraumen er simulering i programmet LHOTUS, der simuleringane er basert på historiske verdiar. Av denne grunn er det vald å gjennomføre eit litteraturstudie, for å adressere døgnprisvariasjonar i kraftprisen i framtida. Metoden nytta for å adressere utbetalingar er fokusgruppe. Konklusjonane frå fokusgruppa evaluerast vidare opp mot litteratur på dette område.

## 6. LITTERATURSTUDIE

Dette kapitlet har som føremål å kartlegge element som kan påverke oppgåvas økonomiske resultat. Hovudfokuset er å adressere framtidias variasjon i kraftpris over døgnet, sidan innbetalingane er basert på historiske kraftprisar. Dette inkluderer element som kan bidra til både auka og reduserte døgnprisvariasjonar. Dersom kontantstraumen er positiv, basert på historiske kraftprisar, vil auka eller reduserte svingingar i framtida høvesvis styrke eller svekke resultatet. Kapitlet tar i tillegg for seg litteratur som adresserer investeringsbehovet og ekstra utbetalingar ved døgnregulering, i tillegg til teknologiske utviklingar som kan redusere utbetalingar.

### 6.1. AUKA VARIASJON I KRAFTPRISEN OVER DØGNET

Dette delkapitlet tar for seg element som kan bidra til ei auke i døgnprisvariasjonen. Dette inkluderer meir fornybar energiproduksjon i Europa og Norden, auka overføringskapasitet og verdien av norsk vasskraft.

#### 6.1.1. MEIR FORNYBAR ENERGIPRODUKSJON I EUROPA OG NORDEN

Kraftsystemet i EU er under ein radikal omlegging. Inntil nå har kraftsystemet i EU basert sitt kraftsystem på fossil termisk produksjon. Ny klimapolitikk i EU, og mange av dei sentrale medlemslanda, har ei målsetting om 80 % reduksjon av utslepp innan 2050, dette vil sei at det er naudsynt å redusere utslepp med 50 – 60 % allereie i 2030 (Statnett SF, 2017c). Dei overordna tiltaka for å kunne nå dette målet er:

- Utsleppsfri teknologi skal erstatte kraftproduksjon frå kol og gass.
- Elektrifisering av samferdsel, varme og andre sektorar.
- Utbygging av meir nett for å kunne handtere svingingane frå fornybar kraftproduksjon.

Fornybardirektivet, som er eit resultat av EU sine klimamål, har sett mål om kor mykje fornybar energi som skal nyttast i kvart medlemsland innan 2020. Dette har ført til ein sterk utbygging av fornybar kraftproduksjon som sol- og vindkraft. Som eit resultat av høg alder, reguleringar

og politiske vedtak vil truleg dei fleste eksisterande kol-, gass- og kjernekraftverk bli lagt ned innan 2040 (Statnett SF, 2017c).

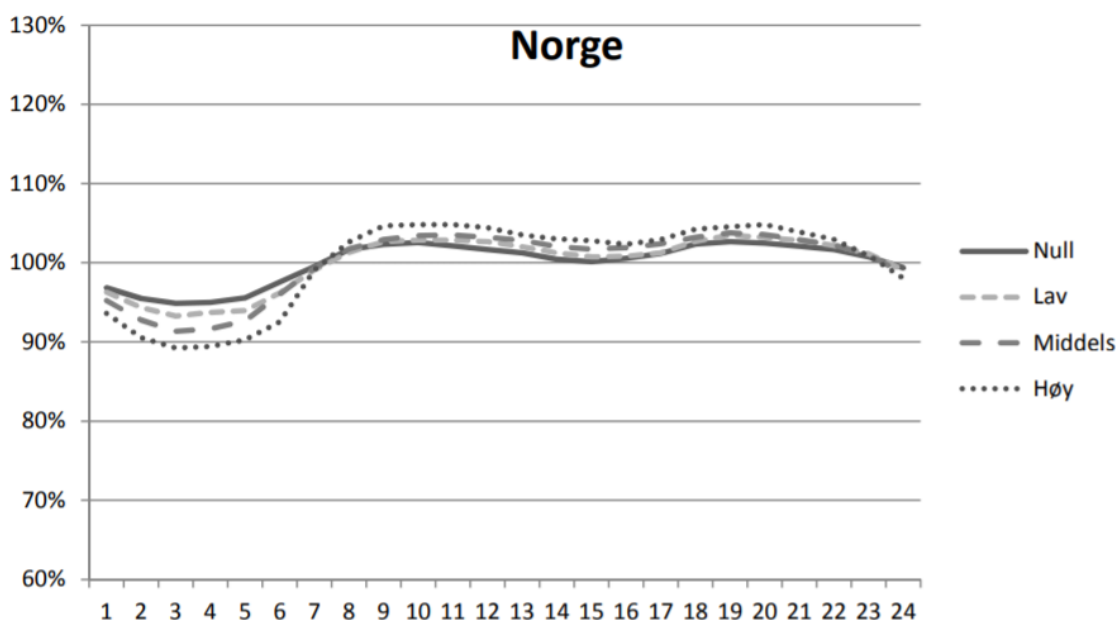
Noreg ynskjer å bli ein del av EU sitt klimaarbeid og regelverk, samt kutte klimautslepp på same linje som resten av EU-landa. Gjennom nasjonale planar for utsleppskutt kan ein rekne med at fornybar kraftutbygging i Norden vil halde fram etter 2020. Samstundes antar Statnett at det vil vere få kraftverk igjen i Norden som nyttar kol som energikjelde (Statnett SF, 2017c). Styrka forsyningssikkerheit er vidare eitt av fire prioriterte hovudområde for energipolitikken fram mot 2030, dette kjem fram i stortingsmeldinga *Kraft til endring — Energipolitikken mot 2030*. Stortingsmeldinga seier vidare at for å kunne styrke forsyningssikkerheita er det gunstig med fleksibel produksjon, reguleringsmagasin og utanlandshandel av straum. Eit ana prioritert hovudområde er lønnsam utbygging av fornybar energi. Eit essensielt punkt som blir nemnd her er viktigheita av å ta vare på og utvikle kraftverk som har evna til å produsere når behovet er størst (Olje- og energidepartementet, 2016).

Masteroppgåva til Hansen (2012), *Kraftsystem og kraftpris i Nord-Europa i 2030 - effekter av offshore vindkraft*, tar for seg korleis det nordeuropeiske kraftsystemet vil reagere på ulike scenario av utbygd vindkraft og produksjonsvariasjon i 2030. Forfattaren har gjort analyser av elektrisitetsbalansen, årleg gjennomsnittleg kraftpris, prisvariasjonar over døgnet og prisvariasjonar over året. Til simuleringa av kraftmarknaden på timenivå i 2030, har forfattaren nytta ein energisystemmodell med namnet Balmorel. Analysane er gjort for Noreg, Sverige, Danmark, Finland og Tyskland. Dei ulike scenarioa som er nytta er null, låg, middels og høg utbygging av offshore vindkraft. Resultata som gjelder prisvariasjonar over døgnet i Noreg vert sett på som mest aktuelle og interessante til denne oppgåva.

Overordna har Hansen (2012) konkludert med at prisvariasjonen over døgnet vert endra med aukande grad av offshore vindkraft. Prisvariasjonen vert mest påverka og endra i Danmark, Tyskland og Nederland. I Noreg, Sverige og Finland er det ei også ei endring, men i mindre grad. Hansen (2012) grunngjev denne ulikskapen med verdien av regulerbar vasskraft, som har låge kortsiktige marginalkostnadar, samt moglegheitene til å regulere på kort tid.

Resultata til Hansen (2012) er vist i Figur 9. Forma på kurva viser tydeleg at prisen har ein topp på morgon og ein ny topp på ettermiddag/kveld. Det er også ein tydleg botn på natt. 100 % er gjennomsnittleg pris gjennom døgnet. Nullscenarioet, som svarer til null utbygging av offshore vindkraft, har ein varierende pris mellom 94,9 % i time 3 og 102,7 % i time 19. Høgscenarioet

har i motsetning til dette ein varierende pris mellom 89,2 % og 104,8 %. Låg- og middelsscenarioet har høvesvis ein variasjon frå 93,3 % til 103,5 %, og frå 91,4 % til 103,8 %. Ut i frå dette vert det konkludert med at ein aukande grad av offshore vindkraft fører til at prisvariasjonen over døgnet vil auke i Noreg (Hansen, 2012).



FIGUR 9: PRISVARIASJON OVER DØGNET FOR NOREG I 2030 (HANSEN, 2012).

### 6.1.2. AUKA OVERFØRINGSKAPASITET

Aukande mengde uregulerbar kraftproduksjon endrar eigenskapane i kraftsystemet, blant anna ved å redusere tilgangen på fleksibilitet i visse periodar. Fleire land i Europa er bekymra for forsyningsikkerheita i periodar med lite sol og vind, og det arbeidast med fleire løysingar på dette. Eitt av måla for å sikre forsyningsikkerheita i Europa er å auke overføringskapasiteten mellom land (Statnett SF, 2017c).

Utvekslingskapasiteten mellom Norden og Europa vil ha ei vesentleg auke på 50 % mellom 2016 og 2021. Det er i tillegg planlagt fleire mellomlandsforbindelsar etter dette og det forventast dermed ei vesentleg auke i overføringskapasiteten dei neste 10 til 15 åra. Dette legg til rette for ei auke i handel, samt effektiv utnytting av nordiske fleksible ressursar og auka

flytendringar. Desse flytendringane vil vere størst i Sør-Noreg, då over halvparten av utvekslingskapasiteten er tilknytt transmisjonsnett i Sør-Noreg. (Statnett SF, 2017c).

NVE sitt kostnadsgrunnlag frå 2010 seier at ei forsterking av fleire nettforsbindelsar til Europa vil bidra til større prisvariasjonar over døgnet. Døgnprisvariasjonen hadde fram til dette tidspunktet variert med ca. 5 øre/kWh. Tidlegare var vinterkrafta meir verdifull enn sumarkrafta i Noreg. Grunnen til dette var få etablerte nettforsbindelsar mot Europa, som medførte eit større krav til eiga dekning av elektrisitet. Magasin fekk difor høg prioritet under kraftverksutbygging. I seinare tid har nettforsbindelsane til Europa vorte forbetra, som vidare har resultert i reduserte prisvariasjonar mellom sumar og vinter og igjen redusert verdien av vinterlagring av tilsig. I tida framover forventast det derimot ein større prisvariasjon over døgnet, som vidare vil auke interessa for effektkøyring (SWECO Norge AS, 2010).

### **6.1.3. VERDIEN AV NORSK VASSKRAFT**

Det europeiske kraftsystemet vil gå gjennom omfattande endringar på grunn av større utskiftingar i produksjonsparken og auka overføringskapasitet. Dersom ein legg saman dette med den marknadsmessige integreringa (sjå Kraftmarknaden kapittel 2.2) vil dette opne for auka verdiskaping i Noreg, spesielt ei verdiauke frå sal av fleksibel vasskraft (Statnett SF, 2017c).

Statkraft skriv på nettsida si (Statkraft, 2018a) at vassmagasina opphavleg vart konstruert for å sikre kraftforsyning gjennom vinteren. I dag har magasina fått ein ny verdi på grunn av aukande kapasitet på kablar til utlandet. Forsyningssikkerheita i Europa er ei aukande utfordring på grunn av aukande utbygging av vind- og solkraft. Utfordringa oppstår i land der sol- og vind dominerer kraftproduksjonen i periodar der både sol og vind ikkje er til stades. Ved at vasskraftkraftprodusentar i Noreg har moglegheit til å lagre vatn i magasina i periodar med lågt forbruk, vert dei mindre sårbare for varierende vêrforhold. Dette vatnet kan vidare også forsyne andre delar av kontinentet i periodar med mangel på sol og vind. Ved at behovet for balansekraft aukar i takt med mengda ikkje-regulerbar fornybar energi, vil vasskraft tilføre ei unik reguleringsevne til energisystemet (Statkraft, 2018a).

EnergiNorge (2017) seier i sin handlingsplan for norsk vasskraft mot 2050 at verdien av norsk fleksibel vasskraft vil auke. Hovudgrunnen til dette er meir variabel kraftproduksjon i Europa, nye mellomlandskablar og integrerte marknader. Vidare viser dei til prognoser gjennomført av NVE at fram mot 2030 skal 300 TWh kol- og kjernekraft fasast ut av Europa og erstattast av 340 TWh vind- og solkraft, samt 150 TWh gasskraft. Dette vil føre til meir uforutsigbar kraftproduksjon der ein er avhengig av fleksible kjelder for å kunne sikre ein stabil kraftforsyning. Den norske vasskrafta er ei slik kjelde som kan regulere etter behov (EnergiNorge, 2017).

Det har vore eit aukande fokus på regulerbarkraft utan klimautslepp dei seiste åra. Med ei aukande satsing på fornybar energiproduksjon i Europa, utbygging av meir vindkraft på land og offshore og auka overføringsforbindelsar, vil det oppstå eit behov for ei viss mengde regulerbar kraft for balansering. Norsk vasskraft kan av denne grunn fungere som ei balansekraft mot Europa og uføreseieleg vindkraft. For å kunne etterkomme dette behovet, er det naudsynt med utvikling av moglegheitene for korttidsregulering og effektkøyring (døgnregulering) (Harby & Bogen, 2014).

#### **6.1.4. OPPSUMMERING**

I løpet av dei neste 10 til 15 åra forventar Statnett at norsk fleksibel vasskraft vil nyttast i større grad til å handtere ein kombinasjonen av meir uregulerbar fornybar produksjon i Norden, mindre termisk produksjon og større kabelkapasitet ut av Norden. Ved at den norske vasskrafta nyttast til dette, vil det vere mindre effekt tilgjengeleg til å jamne ut prisane. Det forventast difor meir prisvariasjon mellom dag og natt, og innanfor veka. Det kan oppstå effektavgrensingar på vinteren, der det ikkje vil vere nok installert effekt til å dekke både topplast i Norden og full eksport. Dette vil sei at det er behov for meir norsk fleksibel vasskraft for å dekkje behovet i slike periodar (Statnett SF, 2017c).

Dette kapittelet har henta mykje informasjon frå systemdrifts- og marknadsutviklingsplanen (SMUP) til Statnett. Dette er heilskaplege planar for å kunne realisere og drifte framtidens kraftsystem. Sidan Statnett skal vere ein nøytral part i kraftmarknaden, samt at det er av vesentleg fordel for Statnett å kunne adressere sentrale utviklingstrekk fram i tid, vert denne høgt vektlagt.



## 6.2. REDUSERT VARIASJON I KRAFTPRISEN OVER DØGNET

Førre delkapittel adresserte element som kan auke døgnprisvariasjonen. Innføring av Avanserte Måle- og Styringssystem (AMS), samt auka fleksibilitet frå forbruk og lagring av straum er element som derimot kan bidra til å redusere døgnprisvariasjonen.

### 6.2.1. AVANSERTE MÅLE- OG STYRINGSSYSTEM

NVE har avgjort at avanserte måle og styringsstem (AMS) skal installerast i alle norske husstandar innan 1. januar 2019, der smarte strømmålarar automatisk sender informasjon til nettselskapet. Dette skal hovudsakleg bidra til enklare og meir korrekt avrekning og betre informasjon til den enkelte kunde om eige forbruk. AMS vil samstundes bidra til betre styring og utnytting av nettet, samt vere eit viktig informasjonsgrunnlag for ein velfungerande kraftmarknad (Sæle, 2018). Ved å få sanntidsinformasjon om straumprisen, har forbrukar moglegheit til å respondere på og utnytte svingingar i kraftprisen. AMS kan vidare koplust opp mot andre digitale einingar og styringssystem i heimen, slik at det er mogleg å fjernstyre forbruket frå til dømes mobiltelefonen. På denne måten er det potensial for at døgnprisvariasjonen kan reduserast, ved at etterspurnaden er meir stabil gjennom døgnet. Dette er derimot avhengig av ein digitalisering av husholdingas elektriske artiklar. Eit ana viktig punkt er at støy frå ein del av desse artiklane ikkje er ynskja i timar der kraftprisen er låg, hovudsakleg om natta (Gullesen, 2016).

### 6.2.2. FLEKSIBILITET FRÅ FORBRUK OG LAGRING AV STRAUM

Dersom fornybarutbygginga held fram som forventa, viser analyser gjennomført av Statnett at det er behov for meir fleksibilitet frå forbruk i tillegg til ulike former for lagring. Fleksibilitet frå forbruk vil sei at forbrukarar har incentiv, i form av pris, til å kople av i knappheits situasjonar eller kople på i situasjonar der det er tilstrekkeleg fornybar produksjon. Ei auka mengde med elbilar i Europa vil til dømes kunne bidra til å auke fleksibiliteten i kraftsystemet, ved at bileigarane flytter tidspunkt for lading etter prissituasjonen (Statnett SF, 2017c).

Lagring kan gå føre seg ved hjelp av batteri, for å utjamne kortsiktige variasjonar, eller ulike type storskalalagring for å jamne ut større og meir langsiktige variasjonar. Fyrstnemnte er mest aktuell for solkraftproduksjon, medan sistenemnte er mest aktuell for vindkraftproduksjon.

Isolert sett vill begge delar resultere i mindre prisvariasjonar (Statnett SF, 2017c). Tesla, i likskap med fleire andre batteriproducentar, har lansert batteri som opnar for moglegheita av å lagre straum i husholdinga. Husholdinga har då incentiv til å lagre straum om natta når kraftprisane er låge, for så å nytte den om dagen. Vidare satsar fleire elbilproducentar også på storskala lagringsanlegg, gjennom å mellom ana nytte resirkulerte elbilbatteri (Gullesen, 2016).

### **6.2.3. OPPSUMMERING**

Gullesen (2016) meiner at verknadane av AMS, fleksibilitet frå forbruk og lagring av straum er interessante, men svært usikre. Han har difor lagt lite vekt på dette si masteroppgåve *en samfunnsøkonomisk analyse av småkraftverk i et klimapolitisk perspektiv*. Statnett forventar vidare at fleksibilitet frå forbruk og lagring vil få ein meir sentral rolle og at marknaden for dette vil vekse fram i takt med teknologiutvikling og kostnadsreduksjonar. Sjølv om det er stor aktivitet på dette området, er det usikkert kor raskt utviklinga vil gå. Statnett meiner difor at dette ikkje vil utgjere ei stor mengde før etter 2030 (Statnett SF, 2017c).

## **6.3. ELEMENT SOM PÅVERKAR UTBETALINGANE**

Dette delkapittelet tar for seg element som kan påverke utbetalingane ved døgnregulering. Målet er å adressere element som både kan auke og redusere utbetalingar. Funna frå denne delen av litteraturstudiet skal vidare nyttast som utgangspunkt i fokusgruppa. Ved å opparbeide seg noko kunnskap i forkant av fokusrunde, vil det vere lettare å ha fokus på det som er viktig, samt unngå misforståingar.

### **6.3.1. AUKA UTBETALINGAR VED DØGNREGULERING**

Eirik Gullesen skriv i si masteroppgåve at investeringsbehovet ved overgang til døgnregulering hovudsakleg er avhengig av reguleringsevna til kraftverket. Dersom inntaksdammen ikkje er prosjektert med tilstrekkeleg kapasitet i utgangspunktet, vil overgang til døgnregulering føre til auka byggekostnader. Ved å auke produksjonen og vassmengda gjennom kraftverket på dagtid kan det i tillegg oppstå behov for å auke kapasiteten på vassrør og sjakter. Byggjekostnader som fylgje av dette vil vere investeringar som gjennomførast i forkant av overgang til

døgnregulering. Dette kan vidare også resultere i auka vedlikehaldskostnader over levetida, sidan det vert fleire og større element å ta vare på (Gullesen, 2016).

I NVE sitt kostnadsgrunnlag frå 2010 kjem det fram at det i utgangspunktet ikkje er naudsynt med enkeltinvesteringar ved overgang til døgnregulering. Overgang til døgnregulering kan settast i motsetning til overgang til toppeffekt. Ved overgang til toppeffekt vil det derimot vere naudsynt med enkeltinvesteringar, primært kapasitetsutviding av aggregatet. Her kan det i tillegg vere naudsynt å utvide kraftstasjonen, auke tverrsnittet i vassvegen, samt auke magasinkapasiteten. I Noreg har investeringar i toppeffekt vore avgrensa til kraftverk med stor fallhøgde og god reguleringsevne. Kostnadsgrunnlaget seier vidare at overgang til døgnregulering derimot vil gje ei auke i driftskostnader på grunn av auka slitasje på aggregat. Denne slitasjen vert forårsaka av ei auke i talet på start/stopp-sekvensar, samt slitasje frå vibrasjon og kavitasjon. (SWECO Norge AS, 2010).

Ein køyrestrategi som gjev ei auke i talet på start/stopp-sekvensar vil auke slitasjen på tekniske komponentar i eit vasskraftanlegg. Éin start/stopp-sekvens inneheld éin start og éin stopp. Stoppens lengde må vere slik at normale stillstandstemperetaurar oppnås. Ved start/stopp vil generatoren utsettast for termiske, elektriske og mekaniske påkjenningar. I tillegg vil turbin og vassveg utsettast for store mekansike påkjenningar og slitasje, avhengig av fallhøgde, vasskvalitet og turbintype. Kostnader for ein ekstra start/stopp-sekvens delast inn i tre kategoriar; kostnadar som forfell i nær tid (årleg), kostnadar som forfell ved framtidig rehabilitering (diskontert) og andre kostnadsbidrag. Kostnadar som forfell i nær tid (årleg) skal dekkje arbeidskostnad for ein normal start/stopp, kostnad for tapt vatn, kostnad som følgje av feil i forbindelse med start/stopp og kostnad for vedlikehald. Kostnadar som forfell ved framtidig rehabilitering skal dekkje kostnad for hovudrehabilitering og overhaling, samt kostnad for levetidsreduksjonar. Andre kostnadsbidrag dekkjer kostnad for brytarar og andre diverse kostnader (Welte & Eliasson, 2011). Tabellen i Vedlegg 1 viser ein oversikt over desse kostnadsfaktorane, samt kva for element som inngår i kvar faktor.

I kva for grad auka slitasje påverkar anleggets tekniske levetid, aukar behovet for vedlikehald, og dermed aukar kostnadane til kraftverkseigar, er avhengig av mange faktorar. Ein må mellom ana ta omsyn til alder på kraftverket og komponentar, tidspunkt for neste rehabilitering, sannsynet for feil, kraftverkstype, turbintype, fallhøgde, vassføring og aggregatstorleik. Hovudspørsmålet er kor mykje ein skal leggje til den gjeldande spotprisen for å vere villig til å

starte og stoppe aggregat i takt med den varierende marknaden. Rapporten eller rettleiinga som tilhøyrar Excel-reknearket til SINTEF og Norconsult av Welte og Eliasson (2011) seier at ein alltid må vurdere kva ein skal nytte resultatet til. Rapporten viser til eit simulert eksempel, der den eksakte storleiken på start/stopp-kostnaden har liten verknad for korleis aggregat i eit vasskraftsystem køyrast. Det viktigaste er at ein er klar over at det finns ein slik kostnad, for å unngå start og stopp i utide. Om kostnaden er på 4 000 kroner eller 8 500 kroner har berre ein marginal innflyting på sluttresultatet (Welte & Eliasson, 2011).

Som nemnt tidlegare er det vald å nytte Norconsult og SINTEF sitt Excel-rekneark for å berekning av start/stopp-kostnadane. Det er i tillegg funne to matematiske formlar for å rekne ut kostnadane av ein start/stopp-sekvens. Desse likningane er svært generelle, men kan nyttast for å enkelt vurdere kostnadsområde (Davidsen, 2008).

- 1) Start/stopp kostnad = (Turbin effekt [MW] x 10 [kr/MW] + 1 400 [kr]) +/- 50 %
- 2) Start/stopp kostnad = 4 000 [kr] + 40 % for usikkerheit

### 6.3.2. REDUSERTE UTBETALINGAR VED EFFEKTREGULERING

Det gjeng føre seg uttesting og forskning på avanserte sensorar og robotar med kunstig intelligens både til drift og vedlikehald av kraftverk. På sikt kan dette resultere i lågare kostnader og større verdiskaping gjennom optimal utnytting av vassressursane (EnergiNorge, 2017). Kunstig intelligens er eit forskings- og utviklingsfelt innanfor datateknologi, der det nyttast «intelligente» dataverktøy eller datasystem som er i stand til å løyse problem og lære av eigne erfaringar. Dette feltet er i sterk vekst, og har ein raskt aukande marknadsverdi (Liseter, 2018).

Det er mykje usikkerheit rundt planlegging av straumprisar og nedbør i framtida, samt fysikken i komplekse vassystem. Dagens matematiske modellar som styrer kraftproduksjonen er over 30 år gamle, der det i nokon grad er utfordrande å optimalisere produksjonen til å bli så lønnsam som mogleg, samt treffe røynda nøyaktig. Kunstig intelligens kan i framtida også kunne bidra til at datamaskiner styrer vassreservoar og optimaliserer kraftproduksjon på eiga hand. Agder Energi og Universitet i Agder samarbeider om eit slikt forskingsprosjekt; *Generic Hydropower Optimization Using Deep Reinforcement Learning*. Prosjektet planlegg å nytte djup forsterkingslæring, der maskinene lærer ved å prøve og feile på eiga hand, slik at dei sjølv kan

bygge opp modellar som tar omsyn til unøyaktigheit og usikkerheit. Dette er eit lite utforska område, og det finns inga oppskrift på korleis det skal løysast. Det er likevel spennande, sidan vegen er kort frå gjennombrøt til praktisk nytte (Wehus, 2017).

## 6.4. OPPSUMMERING

Gjennom litteraturstudiet er det tydeleg at fram mot år 2030 forventast det ei auke i prisvariasjon over døgnet, hovudsakleg på grunn av auka utbygging av uregulerbar fornybar kraft og auka overføringskapasitet til Europa, samt meir integrerte marknader for kjøp og sal av kraft. Fleksibilitet frå forbruk og lagring av straum vil kunne redusere prisvariasjonen gjennom døgnet, men dette er veldig usikkert og vil ikkje utgjere ei stor mengde før etter år 2030. Simulering av innbetalingar til kontantstraumen er basert på historiske kraftprisar, og derav optimaliserer etter historiske svingingar i kraftprisen. Dersom kontantstraumen er positiv basert på historiske verdiar, vil resultatet mest truleg også vere positivt i framtida dersom forventningane om auke i døgnpri/variasjonen gjennom døgnet stemmer.

Ved overgang til døgngulering er det i utgangspunktet ikkje naudsynt med enkeltinvesteringar. Døgngulering vil derimot gje ei auke i driftskostnader på grunn av auka slitasje på aggregat. Denne slitasjen vert forårsaka av ei auke i talet på start/stopp-sekvensar, samt slitasje frå vibrasjon og kavitasjon. Avanserte sensorar og robotar med kunstig intelligens vil på sikt redusere kostnader i forbindelse med drift og vedlikehald, men dette vurderast som lite aktuelt før om ein god del år.

## 7. FUNN OG DISKUSJON

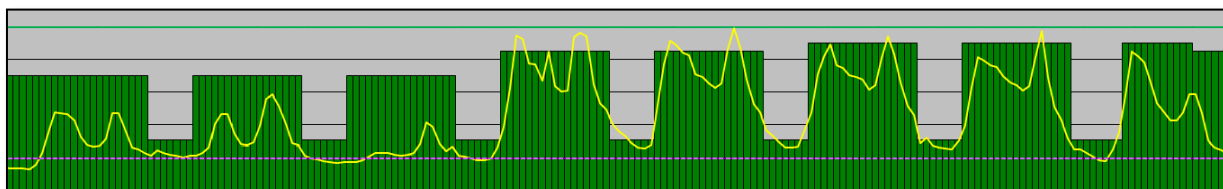
Dette kapitlet tar for seg funna frå testkøyringa, fokusgruppa og simuleringa i LHOTUS. Desse funna er vidare utgangspunktet for analysen av lønnsemda, som byggjer på den bedriftsøkonomiske teorien adressert i kapittel 4. I tillegg vert gjennomføringsevna diskutert der det er av relevans undervegs i kapitlet. Hovudføremålet med kapitlet er å kartlegge potensialet for ei strategiendring i Eidselva og kontinuerleg å evaluere kva for element som har størst påverknad på prosjektet.

### 7.1. TESTKØYRING

Testkøyring av døgnregulering vart gjennomført over ein periode på 9 dagar. Klokkeslett for regulering, samt produksjonsstorleik er vald og planlagt ut i frå periodens tilstand i vassdraget. Tabell 3 viser vald produksjonsplan for Hogga med tilhøyrande tidspunkt og effekt. Denne produksjonsplanen vart lagt inn i SHOP. I Figur 10 ser ein tydeleg korleis produksjonsplanen (grøne søyler) korresponderer med kraftprisane i Elspot (gul linje) i testkøyringsperioden.

**TABELL 3: PRODUKSJONSPLAN TESTKØYRING.**

|                          | Tidspunkt     | Effekt (MW) |
|--------------------------|---------------|-------------|
| <b>Dag 1 og 2 (helg)</b> | 06:00 – 23:00 | 13          |
|                          | 23:00 – 06:00 | 9           |
| <b>Dag 3 – 9</b>         | 06:00 – 23:00 | 14,5        |
|                          | 23:00 – 06:00 | 9           |



**FIGUR 10: PRODUKSJONSPLAN OG KRAFTPRIS UNDER TESTKØYRING.**

### 7.1.1. VURDERING AV INVESTERINGSBEHOV

Det fyrste delmålet med testkøyninga er å vurdere investeringsbehovet, altså i kva for grad det er naudsynt med investeringar i nytt utstyr og/eller oppgradering av noverande utstyr. Som nemnt i kapittel 1.1 er ein av oppgåvas føresetnader at berre investeringar som er heilt naudsynte for å gjennomføre døgnregulering skal inkluderast i analysen av lønnsmda. Det vil alltid vere mogleg å investere i betre maskiner, utstyr, design i vassdraget og liknande. I fyrste omgang er det derimot ynskjeleg å vurdere om det er mogleg å gjennomføre døgnregulering utan eller med minimale investeringar.

Testkøyninga i den valde perioden gjekk etter planen, utan synlege behov for forbetringar. Sidan tidsperioden for testkøyninga var avgrensa, kan ein tenkje seg at det likevel kan oppstå investeringsbehov. Dette vil truleg kome til syne under vårflom og periodar med svært ustabil tilsig. Det anbefalast difor at Statkraft og dei andre aktørane i Eidselva tar dette til etterretning. Det er likevel antatt at det er mogleg å gjennomføre døgnregulering i Eidselva utan vesentlege investeringar. Eit tilleggspunkt til denne avgjersla, er at det er umogleg å talfeste ei ukjend investering. Vidare, og som nemnt i litteraturstudiet, kjem det fram i NVE sitt kostnadsgrunnlag (2010) at det i utgangspunktet ikkje er naudsynt med enkeltinvesteringar ved overgang til effektregulering.

### 7.1.2. TIDSFORSKUVING OG TIDSBRUK

Eit ana mål ved testkøyninga er som nemnt tidlegare å estimere tidsforskuvingar. Under testkøyninga vart det tydeleg at ein også måtte ta omsyn til kor lang tid det tok frå eit nedanforliggjande verk byrja å regulere, og fram til det var ferdig regulert, dette vil sei tidsbruk på regulering. Ulikskapen på tidsforskuving og tidsbruk er:

- **Tidsforskuving:** Tida det tar frå eit aggregat byrjar regulering, til neste aggregat byrjar regulering
- **Tidsbruk:** Tida det tar frå eit aggregat byrjar å regulere til det er ferdig regulert

Tabellen i Vedlegg 2 viser at det tar mellom 25 og 45 minutt frå Hogga har regulert til Vrangfoss byrjar å regulere. Vidare tar det mellom 35 og 60 minutt frå Hogga har regulert til Eidsfoss byrjar å regulere, og mellom 60 og 75 minutt frå Hogga har regulert til Ulefoss byrjar å regulere.

Dette vil sei at tidsforskuinga er relativt liten, og innanfor eit område som ikkje vil gje store utslag på inntening frå kraftproduksjon.

Vrangfoss, Eidsfoss og Ulefoss nyttar alle mellom 2,5 og 4,5 timar på å nå ynskja last. Tidsbruket er i motsetning til tidsforskuinga svært høgt, og kan vere utslagsgjevande for lønnsenda av døgnregulering. Bakgrunnen for det høge tidsbruket er truleg på grunn av utforminga av Nomevatn (magasinet mellom Hogga og Vrangfoss). Figur 11 viser at Nomevatn har eit stort flateareal med ein drastisk innsnevring før inntaket til Vrangfoss. På grunn av denne utforminga vil det ta svært lang tid å fylle opp eller tappe ut vatn. I kor stor grad dette vil påvirke lønnsenda av døgnregulering for heile Eidselva og vidare gjennomføringsevna vert adressert ut i frå simuleringsresultata seinare i kapitlet.



FIGUR 11: INNSNEVRING NOMEVATN.



### 7.1.3. FORENKLA ANALYSE AV LØNNSEMDA I TESTPERIODEN

Ein ideell og optimal prognose og produksjonsplan med hovudføremål å auke inntekter vil vere mogleg når alle parametrar er lagt inn i LHOTUS eller SHOP-modellen. Kapittel 7.2.1 vil adressere ein slik optimal produksjonsplan, samt svare på perspektivet som går på lønnsemda. Det er likevel vald å gjennomføre ei enkel analyse av fortенesta i testperioden for å kunne skape eit bilete av potensialet for døgnregulering.

Tabell 4 viser eit forenkla økonomisk innteningsresultat for testperioden. Pris for kvar time er henta frå Statkraft sin database, og korresponderer med NordPool sine verdiar for område NO2. Effekt frå faktisk produksjon kvar time er henta frå Statkraft sin database. Effekt flat produksjon er gjennomsnittet av produksjon i testperioden. Gjennomsnitt av produksjon er vald for å unngå avvik i magasinnivå. Ved avvik i magasinnivå vil vassverdien oppstraums bli annleis, og det økonomiske resultatet ville ikkje vore gjeldande. Tabellen viser ein fortенeste på over 40 000 kroner i testperioden. Testperioden varte i 9 dagar, det vil sei at dersom denne trenden hadde vore gjeldande gjennom heile året, vil potensiell inntening vere på om lag 1 630 000 kroner. Dette er eit veldig vagt estimat, men gjev eit bilete av potensialet for døgnregulering i Eidselva.

**TABELL 4: FORENKLA ØKONOMISK INNTENINGSRESULTAT I TESTKØYRINGSPERIODEN.**

|                   | <b>Inntent flat produksjon<br/>(NOK)</b> | <b>Inntent optimalisert<br/>produksjon (NOK)</b> |
|-------------------|--|--|
| <b>Hogga</b>      | 1 186 115,00                             | 1 199 333,17                                     |
| <b>Vrangfoss</b>  | 2 572 274,86                             | 2 591 191,69                                     |
| <b>Eidsfoss</b>   | 1 079 487,32                             | 1 081 185,07                                     |
| <b>Ulefoss</b>    | 558 615,82                               | 564 971,70                                       |
| <b>Sum</b>        | 5 396 493,01                             | 5 436 681,63                                     |
| <b>Forteneste</b> | <b>40 188,62</b>                         |  |

## 7.2. DIFFERANSEINNBETALINGAR OG DIFFERANSEUTBETALINGAR

Lønnsemda av døgnregulering skal svarast på gjennom prosjektets kontantstraum og vidare noverdimetoden. Som nemnt i teorikapittelet er kontantstraumen eit resultat av prosjektets innbetalingar og utbetalingar. Ved at noverande produksjonsstrategi samanliknast mot optimalisert produksjonsstrategi, altså strategi 1 mot strategi 2, er det differanseinnbetalingane og differanseutbetalingane som vil oppstå på grunn av strategiendringa, som er utgangspunkt for kontantstraumen.

Planhorisonten (T) til prosjektet og vidare kontantstraumen er vald til 12 år. Hovudårsaken til dett valet er at så godt som alle prognosane for kraftpris funne i litteraturstudiet gjelder fram til og med år 2030. Dersom ein byrjar kontantstraumen i år 2019, og har ein planhorisont på 12 år, vil ein ende opp i år 2030. Dette underbyggjast også av teorien som seier at det er vanleg å stoppe budsjetteringa etter 5 – 15 år, sidan det ofte er vanskeleg å skaffe truverdige budsjettforutsetningar mange år fram i tid.

### 7.2.1. DIFFERANSEINNBETALINGAR

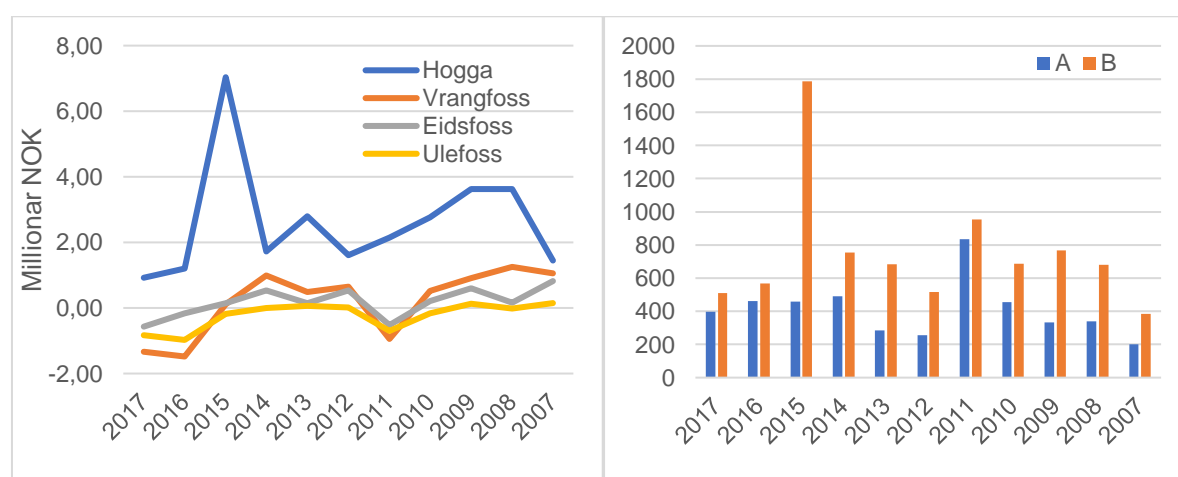
Simuleringa i optimaliseringsprogrammet LHOTUS er utgangspunktet for differanseinnbetalingane til kontantstraumen. Kort forklart er all datagrunnlag samla inn av underteiknande, vidare vert faste data programmert av utviklar, medan variable data er lagt inn av underteiknande. Når dette er gjort vil programmet simulere og optimalisere produksjonen av heile Eidselva. Resultatet frå simuleringa er vidare dela inn i tre ulike funksjonar; timesverdiar, graf og scenariorresultat. Timesverdiar er resultat per time for vassnivå per magasin, produksjon per aggregat, eventuell forbitapping og produksjonssvassføring ut frå kvar kraftstasjon. Desse verdiane kan enkelt overførast til eige Excel-ark for vidare analyse.

Graf-funksjonen er visuell framstilling av dei same timesverdiane, men inneheld også kraftpris og tilsig. Her kan ein enkelt navigere frå år til år, strategi til strategi, samt vele framvising veke for veke. Strategieresultatet er den funksjonen som er mest nyttig i denne samanhengen. Her kan ein mellom ana få oppgitt total produksjon, inntening frå produksjon og talet på start/stopp. Ein vel sjølv om ein ynskjer å få dette oppgjeven per aggregat, per kraftstasjon eller per strategi. Ein kan i tillegg vele tidsoppløysing etter eige ynskje; per dag, veke, månad, kvartal eller år.

Simuleringsprogrammet nyttar euro som valuta. Det er vald å nytte norske kroner (NOK) som valuta i oppgåva. Innteningsresultatet gjerast om ved hjelp av historiske valutakursar for dei 11 simulerte åra. Gjennomsnittlege valutakursar for kvart av desse åra er henta frå sentralbanken i Noreg, Norges Bank, og er vist i Vedlegg 3.

Innbetalingane til kontantstraumen er innteningsdifferansen mellom scenario A (optimalisert produksjon) og scenario B (historisk produksjon). Resultata frå simuleringa har ein tidshorisont på eitt år, som vidare er inndela i strategi A og B. Det vil sei at 2017A er optimalisert produksjon for 2017, medan 2017B er historisk produksjon i 2017. På denne måten kan ein samanlikne år for år og strategi for strategi.

Figur 12 (t.v) viser innteningsdifferansen for kvart kraftverk for kvart år. Grafen viser tydeleg at Hogga har ein topp i 2015. I strategi A er innteninga for Hogga i 2015 på 18,96 millionar kroner, medan den i strategi B er på 11,93 millionar kroner. Dette utgjer ein differanse på 7,04 millionar kroner. Gjennomsnittet av innteningsdifferansen frå dei andre åra er i motsetning til dette på 2,19 millionar kroner. Denne toppen er også tydeleg til venstre i Figur 12, som viser forbitapping for Hogga i scenario A og B. I 2015 vart det tappa 4 gonger meir i scenario B enn i scenario A. Årsaken til desse toppane er at det vart utført revisjon av kontrollanlegg dette året. Revisjon av kontrollanlegg vil skje uavhengig av strategi, det er difor vald å ikkje inkludere dette i kontantstraumen. For å utjamne og korrigere denne toppen er det vald å nytte gjennomsnittleg inntening frå dei andre åra, som verdi for 2015.

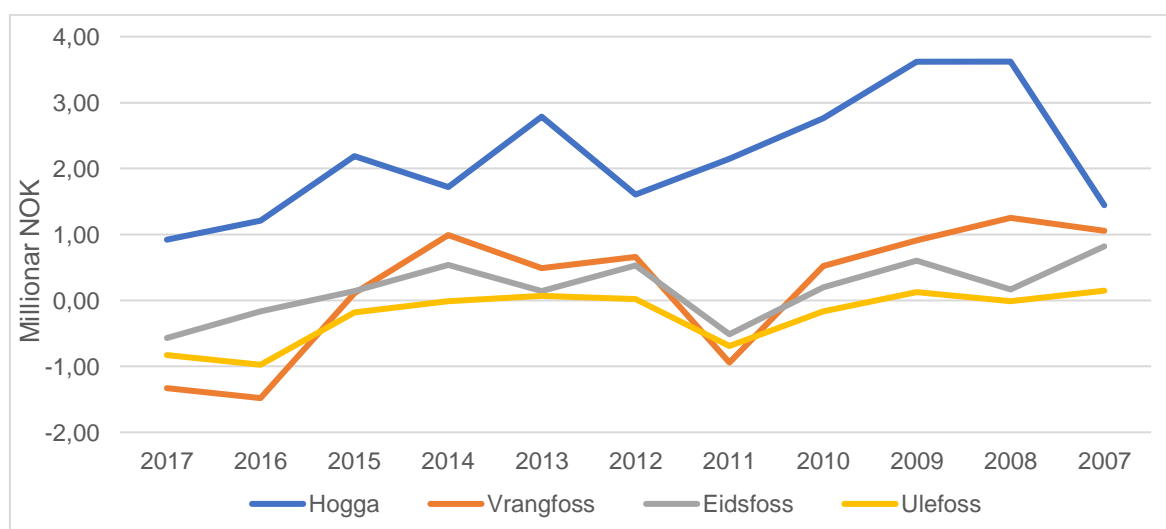


**FIGUR 12: INNTENINGSDIFFERANSE (T.V), FORBITAPPING HOGGA (T.H.).**

Tabell 5 viser innteningsdifferansen for kvart kraftverk for kvart år, inkludert korrigerings for Hogga i 2015 (markert i raudt). Nedste rad viser summen av innteninga for kvart kraftverk, medan kolona til høgre viser summen av innteninga for kvart år. Alle verdiar er i millionar kroner. For å sjå tendensane meir klart er resultatet i tillegg framstilt visuelt i Figur 13. Innteninga for kvar strategi, per stasjon, per år, er vidare vist i Vedlegg 4. Verdiane i dette vedlegget viser at den simulerte innteninga for kvart kraftverk stemmer godt over eins med brutto inntening adressert i kapittel 3.2.

**TABELL 5: INNTENINGSDIFFERANSE FOR KVART KRAFTVERK, FOR KVART ÅR.**

|             | <b>Hogga</b> | <b>Vrangfoss</b> | <b>Eidsfoss</b> | <b>Ulefoss</b> | <b>SUM</b>   |
|-------------|--------------|------------------|-----------------|----------------|--------------|
| <b>2017</b> | 0,92         | -1,33            | -0,57           | -0,83          | <b>-1,81</b> |
| <b>2016</b> | 1,21         | -1,48            | -0,17           | -0,97          | <b>-1,41</b> |
| <b>2015</b> | <b>2,19</b>  | 0,11             | 0,14            | -0,19          | <b>2,25</b>  |
| <b>2014</b> | 1,72         | 0,99             | 0,54            | -0,01          | <b>3,24</b>  |
| <b>2013</b> | 2,79         | 0,49             | 0,15            | 0,07           | <b>3,49</b>  |
| <b>2012</b> | 1,61         | 0,66             | 0,53            | 0,02           | <b>2,81</b>  |
| <b>2011</b> | 2,15         | -0,94            | -0,52           | -0,69          | <b>0,00</b>  |
| <b>2010</b> | 2,76         | 0,52             | 0,20            | -0,16          | <b>3,33</b>  |
| <b>2009</b> | 3,62         | 0,91             | 0,60            | 0,13           | <b>5,27</b>  |
| <b>2008</b> | 3,62         | 1,25             | 0,16            | -0,01          | <b>5,03</b>  |
| <b>2007</b> | 1,44         | 1,05             | 0,82            | 0,15           | <b>3,46</b>  |
| <b>SUM</b>  | <b>24,04</b> | <b>2,23</b>      | <b>1,89</b>     | <b>-2,50</b>   | <b>25,67</b> |



**FIGUR 13: INNTENINGSDIFFERANSE FOR KVART KRAFTVERK.**

Ut i frå Tabell 5 ser ein at innbetalingar frå og med 2007 og til og med 2017 varierer frå år til år og frå kraftverk til kraftverk. Resultatet viser ein total inntening på 25,67 millionar kroner for alle kraftverka i denne perioden. Gjennomsnittleg inntening vert då 2,33 millionar kroner kvart år. Dette er noko høgare enn resultatet frå den forenkla økonomiske analysen i kapittel 7.1.3, som var på 1,63 millionar kroner inntening kvart år.

Frå og med år 2007 til og med år 2015 har dei fire kraftverka totalt ein positiv innteningsdifferanse (ekskludert år 2011 som går i null). År 2016 og 2017 har derimot ein negativ innteningsdifferanse. Dette vil sei at historisk produksjonsstrategi er meir lønnsam enn optimalisert produksjonsstrategi. Det vart ikkje funne noko klar årsak til at denne negative innteningsdifferansen. Det anbefalast difor at desse to åra vert analysert grundigare. Sidan innteningsdifferansen til Hogga desse åra derimot er positiv, samt at resultatet er unaturleg lågt i staden for unaturleg høgt, vurderast dette som mindre viktig. Det hadde vore meir kritisk, om programmet gav eit unaturleg høgt resultat.

Hogga Kraftverk har ein inntening på 24,04 millionar gjennom desse åra. Dette utgjer 93,65 % av all inntening. Vrangfoss og Eidsfoss har ein meir beskjeden inntening på høvesvis 2,23 og 1,89 millionar kroner. Ulefoss har derimot ein negativ inntening på -2,50 millionar kroner. Her ser ein tydeleg effekten av tidsbruken adressert i kapittel 7.1.2, der Vrangfoss, Eidsfoss og Ulefoss nyttar svært lang tid på å nå optimal last. Hogga har ei høg inntening sidan kraftverket nyttar svingingane i kraftprisen i stor grad. Dei andre kraftverka vil derimot henge etter, og produsere på lågare effekt når kraftprisen er på veg opp, samt høgare effekt når kraftprisen er på veg ned.

## **7.2.2. DIFFERANSEUTBETALINGAR SOM FYLGJE AV START/STOPP**

Start/stopp-kostnaden er inkludert som ein fast verdi i LHOTUS simuleringa. Det vil sei at denne utbetalinga er indirekte inkludert i kontantstraumen gjennom innbetalingane presentert i førre delkapittel. Fordelen med dette er at undervegs i optimaliseringa vil programmet kontinuerleg vurdere om det er mest lønnsamt å la maskina gå, eller om den skal stoppast. Dersom programmet vel å stoppe eitt eller fleire aggregat, vert kostnaden ved dette subtrahert frå den totale innteninga i perioden. Sjølv om start/stopp-kostnadane vart adressert i forkant av simuleringa i førre delkapittel, er det vald å diskutere kostnaden til ein start/stopp-sekvens og omfanget av start/stopp-sekvensar i dette kapittelet.

Fokusgruppa var tydeleg på at dei største utbetalingane ved den effektkøyringa som vart presentert kjem under start og stopp av aggregatet. Ved start/stopp vil det vere høg belastning og derav slitasje på både maskinelle og elektriske komponentar. Som nemnt i litteraturstudiet er kostnaden for ein start/stopp-sekvens avhengig av mange faktorar og sett saman av mange element, jamfør Vedlegg 1. Start/stopp-kostnadane for kraftverka i Eidselva er funne ved hjelp av Excel-reknearket for berekning av start/stopp-kostnader. Resultatet er vist høgre kolonne i Tabell 6. Det er denne som er lagt inn i LHOTUS for simulering av innbetalingar. Tabellen viser også kva kostnadene hadde vore dersom ein nytta likning 1 og 2 frå litteraturstudie:

- 1) Start/stopp kostnad = (Turbin effekt [MW] x 10 [kr/MW] + 1 400 [kr]) +/- 50 %
- 2) Start/stopp kostnad = 4 000 [kr] + 40 % for usikkerheit

Likning 2 gjev eit resultat som er likt for alle aggregat, dette er for generelt og lite truverdig. Likning 1 tar omsyn til aggregatstorleiken ved berekning av start/stopp-kostnaden, og derav vert kostnaden ulik for kvart aggregat. Den er likevel for generell samanlikna med resultatet frå Excel-reknearket, då denne tar omsyn til svært mange fleire faktorar og element enn likningane. Dette styrkar valet om å nytte Excel-arket.

**TABELL 6: START/STOPP-KOSTNADER.**

| Kraftstasjon | Aggregat     | Kostnad (NOK) |           |                |
|--------------|--------------|---------------|-----------|----------------|
|              |              | Likning 1     | Likning 2 | Excel-rekneark |
| Hogga        | G1           | 785 - 2 355   | 5 600     | 5 200          |
| Vrangfoss    | G1 og G2     | 787 - 3 263   | 5 600     | 5 000          |
| Eidsfoss     | G1           | 775 - 2 325   | 5 600     | 4 900          |
| Ulefoss      | G1, G2 og G3 | 703 - 2 111   | 5 600     | 1 100          |
|              | G4           | 715 - 2 146   | 5 600     | 1 900          |
|              | G5           | 768 - 2 200   | 5 600     | 3 100          |

Det er vald å kort adressere talet på start/stopp-sekvensar i begge strategiar for å kunne gjere seg opp eit bilete av omfanget. Tabell 7 viser differansen i talet på start/stopp-sekvensar mellom strategi A og strategi B for kvart aggregat. Minste differanse er den lågaste differansen som oppstod i perioden, medan største differanse er den høgaste differansen som oppstod i perioden. Dette er inkludert for å vise at det var stor variasjon frå år til år. Det er spesielt ein tydeleg

variasjon for Hogga og Ulefoss G5. I 2010 hadde Hogga 45 fleire start/stopp-sekvensar i strategi A enn i strategi B, medan det i 2013 var 29 færre start/stopp-sekvensar i strategi A enn i strategi B.

Det er i hovudsak gjennomsnittet for kvart aggregat i heile perioden som er interessant, denne er vist i høgre kolonne. I gjennomsnitt har Hogga over 11 fleire start/stopp-sekvensar i strategi A enn i strategi B kvart år. Ulefoss G5 har derimot 0,6 fleire start/stopp-sekvensar i strategi A enn i strategi B kvart år. Dette vil sei at sjølv om variasjonen hjå Ulefoss G5 frå år til år er ganske stor, vil aggregatet i snitt så og sei utjamne talet på sekvensar gjennom dei 11 åra. Alle aggregata vil i gjennomsnitt på dei 11 åra ha over 8 fleire start/stopp-sekvensar i strategi A enn i strategi B.

**TABELL 7: DIFFERANSEN I START/STOPP-SEKVENSAER MELLOM STRATEGI A OG STRATEGI B.**

| Aggregat                                 | Minste differanse | Største differanse | Gjennomsnitt |
|--|-------------------|--------------------|--------------|
| Hogga                                    | - 29              | 45                 | 11,27        |
| Vrangfoss G1                             | 5                 | 19                 | 10,36        |
| Vrangfoss G2                             | 4                 | 14                 | 8,36         |
| Eidsfoss                                 | 0                 | 9                  | 4,27         |
| Ulefoss G1-G3                            | 0                 | 18                 | 8,21         |
| Ulefoss G4                               | - 1               | 42                 | 14,55        |
| Ulefoss G5                               | - 20              | 30                 | 0,64         |
| <b>Totalt gjennomsnitt alle aggregat</b> |                   |                    | <b>8,24</b>  |

LHOTUS vel å stoppe aggregat ved nedre effektgrense. Ved å studere faktisk produksjon dei siste åra, kan ein sjå tendensar til at dette ikkje alltid er tilfelle. I nokre situasjonar er det vald å køyre aggregata lågare enn denne grensa. Det vil sei at programmet i nokre tilfelle vel å stoppe aggregatet sjølv om det kanskje ikkje er naudsynt, som vidare vil sei at talet på start/stopp-sekvensar i simuleringa moglegvis er høgare enn naudsynt. Dersom ein kan redusere start/stopp-sekvensar, reduserast kostnadene og lønnsmda styrkjast. Det er ikkje vald å ta omsyn til dette vidare i oppgåva, då dette er meir spekulasjon enn fakta. I tillegg til at det vil styrkje lønnsmda, i staden for å redusere den.

Talet på start/stopp-sekvensar vurderast som svært overkommeleg, samanlikna med andre kraftstasjonar som har opp til fleire start/stopp sekvensar til dagen. Ein må samstundes hugse at aggregat er konstruert for ulike køyremønster. Ved at talet på sekvensar er lågt, vurderast gjennomføringsevna til prosjektet som styrka. Dersom talet på start/stopp-sekvensar hadde vore vesentleg større, hadde det vore naudsynt å vurdert kost-nytte verdien i mykje større grad, i tillegg til at start/stopp kostnaden bør adresserast grundigare og kvalitetssikrast for kvart kraftverk.

### 7.2.3. DIFFERANSEUTBETALINGAR SOM FYLGJE AV EFFEKTREGULERING UTAN START/STOPP

Det er allereie konkludert med at utbetalingar som eit fylgje av start/stopp er indirekte inkludert i innbetalingane. Utbetalingar som kjem av å regulere hyppigare opp og ned innanfor aggregatområde er derimot ikkje inkludert i simuleringsprogrammet. Det vart nytta ei fokusgruppe til å adressere kva for utbetalingar som kan oppstå som fylgje av effektreguleringa, samt hyppigheita og storleiken på dei aktuelle utbetalingane. Fokusgruppa fekk moglegheit til sjå simuleringsresultata på førehand for å kunne gjere seg opp eit bilete av omfanget.

Tabell 8 viser ein oversikt over dei elementa som fokusgruppa meinte var aktuelle i dette tilfelle. Vidare i tabellen adresserast årsakene til at desse elementa er aktuelle, kva for køyremønster som provoserer fram årsakene og til slutt tiltak for å rette eller avgrense feila. Det er tiltaka som i dette tilfelle er utbelingsfaktorane og som skal inkluderast i analysen.

**TABELL 8: EKSTRA AKTUELLE UTBETALINGAR VED EFFEKTREGULERING.**

| Element                                | Årsak og utfall                 | Køyremønster  | Tiltak  |
|--|---------------------------------|---|---|
| Blad og nav                            | Slitasje, kavitasjon            | Køyring på full last over lengre periodar                               | Reparasjonssveising, sliping av kavitasjonsskader |
| Styrelager (turbin- og generatorlager) | Vibrasjon, slitasje, kavitasjon | Køyring på fullast over lengre periodar eller hyppig køyring på fullast | Ekstra inspeksjonsintervall                       |
| Løpehjul                               | Slitasje                        | Hyppig køyring på full last   | Totalrehabilitering                               |



Vibrasjon i lager trenger ikkje vere noko problem, men kan vere utslagsgjevande for om det er forsvarleg å køyre aggregata på full last over ein lengre periode. Dette inkluderer også hyppig køyring på fullast, som vil sei køyring opp til full last og ned til låg last regelmessig over ein lengre periode. Eit ekstra inspeksjonsintervall på styrelager gjelder spesielt aggregat som har problem med vibrasjon. Dersom køyringa regulerer innanfor øvre grense eller bestpunktet til aggregata, vil slitasjen vere avgrensa og løpehjulet vil tole det greitt. Belastning på elektriske komponentar, spesielt brytarar, er hovudsakleg aktuelt i samanheng med start og stopp av aggregat. Ved hyppigare regulering utan start/stopp, vil det vere svært liten grad av belastning på elektriske komponentar.

Funna vist i tabellen stemmer overeins med litteraturen adressert i litteraturstudie. Som nemnt i litteraturstudiet, seier NVE sitt kostnadsgrunnlag at overgang til døgnregulering vil resultere i ei auke i driftskostnader på grunn av auka slitasje på aggregat. Denne slitasjen vert forårsaka av ei auke i talet på start/stopp-sekvensar, samt slitasje på grunn av vibrasjon og kavitasjon. Den same fokusgruppa konkluderte deretter med korleis hyppigheita på dei ulike tiltaka ville endre seg ved overgang til effektregulering. Dette er vist i Tabell 9, der hyppigheita for begge strategiane er inkludert. Storleiken på utbetalingane for dei ulike tiltaka er vist i kolona til høgre. Desse beløpa er basert på kva slike tiltak normalt kostar å gjennomføre i dag.

**TABELL 9: HYPPIGHEIT OG STORLEIK PÅ UTBETALINGAR.**

| <b>Element</b>                            | <b>Hyppigheit på tiltak</b>                                 | <b>Utbetaling (NOK)</b>                 |
|---|---|---|
| Blad og nav                               | Strategi A: Kvart andre år                                  | 30 000 – 50 000                         |
|   | Strategi B: Kvart femte år                                  | (Normalt i forbindelse med årsrevisjon) |
| Styrelager<br>(turbin- og generatorlager) | Strategi A: Kvart tredje år                                 | 50 000 – 70 000                         |
|   | Strategi B: Kvart sjette år                                 |   |
| Løpehjul                                  | Strategi A: Kvart 25 – 30 år                                | 7 – 10 millionar                        |
|   | Strategi B: Kvart 30 – 35 år<br>(Redusert levetid med 5 år) |   |

Storleiken på utbetalingane varierer i nokon grad. Reperasjonssveising og sliping av kavitasjonsskader varierer til dømes mellom 30 000 og 50 000 kroner. Det er vald å nytte øvre grense på utbetalingane i vidare rekning av kontantstraumen. Det er tenleg å heller budsjettere

med for høge enn for låge utbetalningar, då dette reduserer moglegheitene for å sette i gang tiltak som ikkje er lønnsame. I motsetning til utbetalningar for blad og nav, samt styrelager, som har relativt hyppige utbetalingsintervallar, går det lang tid mellom utbetalningar i forbindelse med løpehjulet. Beløpet er derimot vesentleg større. Sidan planhorisonten for prosjektet er vald til 12 år, er det vald å ekskludere denne utbetalinga frå kontantstraumen. Kapittel 7.3.4 vil vidare diskutere korleis den reduserte levetida på løpehjulet vil påverke lønnsmda av døgnregulering i Eidselva.

Oppgåva har vidare ikkje evaluert når liknande tiltak er gjort fram til no. Det vert difor føresett at alt tiltak er gjennomført i forkant av overgang til døgnregulering, slik at ein byrjar med «blanke ark». For ein periode på tolv år vert difor differansen i utbetalningar som vist i Tabell 10. Det er tydeleg at utbetalingane har ulik storleik, og oppstår ved ujamne mellomrom. Det er difor vald å rekne noverdi ved hjelp av reknearket Excel. Dersom kontantstraumane hadde vore like store kvart år, hadde ein hatt med annuitet å gjere, og kunne nytta rentetabell for å finne noverdien.

**TABELL 10: DIFFERANSE I UTBETALINGAR.**

| Periode    | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   |
|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| År         | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Strategi A |      | 50   | 70   | 50   |      | 130  |      | 50   | 70   | 50   |      | 130  |
| Strategi B |      |      |      | 50   |      | 70   |      |      | 50   |      |      | 70   |
| Differanse | 0    | 50   | 70   | 0    | 0    | 50   | 0    | 50   | 20   | 50   | 0    | 50   |

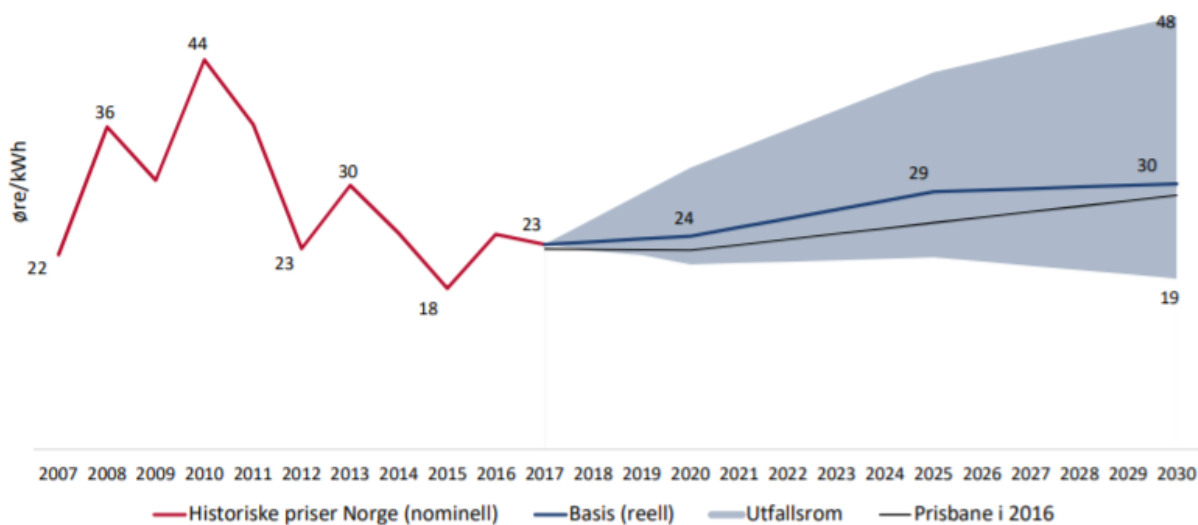
#### 7.2.4. PRISSTIGNING

Som nemnt i teorien må ein vele om ein skal nytte ein reell eller ein nominell kontantstrøm, avhengig av forholdet mellom generell og spesiell prisstigning. Konsumprisindeksen har mellom april 2017 og april 2018 auka med 2,4 %. Rettleiinga som tilhøyrar Excel-arket til rekning av start/stopp-kostnader, foreslår ein prisindeks på 1,8 % for kostnader til tenester og utstyr innanfor vasskraft. Denne indeksen var foreslått frå år 2000 og fram til år 2010 (Welte & Eliasson, 2011). Sidan denne rettleiinga er over 7 år gamal, samt at den fåreslåtte prisindeksen

er lågare enn dagens konsumprisindeks, der det vald å nytte dagens konsumprisindeks som indeks for utbetalingane til kontantstraumen.

Innbetalingane til kontantstraumen er avhengig av kraftprisen. Kraftprisen varierer frå år til år og er som nemnt tidlegare avhengig av mange ulike faktorar, mellom ana politikk og samfunnsøkonomi, samt hydrologiske faktorar som tilsig og temperatur. Kraftprisen har sjeldan jamn stigning, samanlikna med konsumprisindeksen og dei fleste andre indeksar. Figur 14 viser historiske kraftprisar i Noreg og kraftprisbanen fram mot 2030. Den raude linja viser tydeleg at prisen har variert kraftig frå år 2007 og fram til år 2017. I 2007 var kraftprisen på 22 øre/kWh, medan den i 2010 var dobla til 44 øre/kWh. I 2015 var kraftprisen heilt ned i 18 øre/kWh, medan den i 2017 var tilbake til nesten same verdi som i 2007, 23 øre/kWh (Amundsen, et al., 2017).

Figuren viser vidare korleis NVE meiner kraftprisbanen mot 2030 vil utarte seg. Den blå linja viser reell (basis) prisstigning, som endrar seg frå 23 øre/kWh i 2017 til 30 øre/kWh i 2030. Dette utgjer ein årleg prisstigning på 2,07 %. Figuren viser vidare at utfallsrommet i år 2030 er like stort som variasjonen dei siste ti åra. Dette vil sei at det er mykje uvisse knytt til den framtidige kraftprisutviklinga i Noreg. Øvre scenario, med ein kraftpris på 48 øre/kWh i år 2030, vil ha ein årleg prisstigning på 2,99 %, medan nedre scenario med ein kraftpris på 19 øre/kWh i år 2030, vil ha ein prisreduksjon på – 0,76 % (Amundsen, et al., 2017).



FIGUR 14: NVE'S KRAFTPRISBANE MOT 2030 (AMUNDSEN, ET AL., 2017).

## 7.3. ANALYSE AV LØNNSEMDA

### 7.3.1. KONTANTSTRAUM

Ved at kraftprisen ikkje fylgjer konsumprisindeksen, er det vald å nytte nominell kontantstraum. Utbetalingane i kontantstraumen er prisjustert med konsumprisindeksen på 2,4 %, medan innbetalingane er prisjustert med den reelle prisstigninga i kraftprisen på 2,07 %. Kapittel 7.3.3 tar for seg korleis noverdien av prosjektet vil endre seg, dersom kraftprisen vil nå øvre eller nedre del av utfallsrommet.

Overgang til døgnregulering er ikkje er avhengig av investering i anleggsmiddel. Dette vil vidare sei at det ikkje vil vere avskrivningar som påverkar skatten. Kontantstraumen vil difor reknast før skatt. Dersom prosjektet er lønnsamt før skatt, vil det også vere lønnsamt etter skatt. Kontantstraumen vil heller ikkje innehalde ein finansieringsinnbetaling i byrjinga av prosjektet, og vidare utbetalingar til renter og avdrag i samband med dette. Som nemnt i teorikapittel er det heller ikkje naudsynt å inkludere arbeidskapital i denne kontantstraumen, då dette ikkje fell naturleg for optimalisering av vasskraft.

Differanseinnbetalingane vart funne i kapittel 7.2.1. Sidan inntening er avhengig av store sesongvariasjonar, er det vald å nytte gjennomsnittleg inntening på dei 11 åra, som inntening kvart år, denne var på 2 330 000 kroner. I realiteten så vil innteninga variere i større grad frå år til år, men det er svært vanskeleg å sjå føre seg korleis denne variasjonen vil vere. Periode 0 i kontantstraumen er år 2018, og sidan det ikkje er nokre utbetalingar i 2018 er denne ekskludert frå kontantstraumen. Det er likevel føresett at den gjennomsnittlege innteninga svarer til kor mykje dei hadde tent i dag. Dei gjennomsnittlege innbetalingane vert difor prisjustert frå og med år 2019, som er periode 1.

Differanseutbetalingane vart funne i kapittel 7.2.3. Alle utbetalingane er vidare multiplisert med talet på aggregat, altså 9 stykk. Det vert difor forutsett at dei ulike tiltaka vert gjennomført på same år for alle aggregat, dette er lite truverdige, men har lite påverknad på kontantstraumen og noverdien totalt. Utbetalingane er i samsvar med innbetalingane, prisjustert frå periode 1. Som nemnt tidlegare er ikkje redusert levetid på løpehjulet inkludert i kontantstraumen.

Nominell kontantstrøm før skatt, for alle aggregat samla, er vist i Tabell 11. Alle beløp er i 1 000 kroner. Ein ser tydeleg at kontantstrømmen har ein høg positiv netto verdi kvart år, som varierer mellom 1,95 millionar kroner og 2,92 millionar kroner.

**TABELL 11: NOMINELL KONTANTSTRØM FØR SKATT, TOTALT ALLE AGGREGAT.**

| Periode       | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| År            | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  |
| Innbetalingar | 2 378 | 2 427 | 2 478 | 2 529 | 2 581 | 2 635 | 2 689 | 2 745 | 2 802 | 2 860 | 2 919 | 2 979 |
| Utbetalingar  |       | 472   | 676   |       |       | 519   |       | 544   | 223   | 570   |       | 598   |
| NKSTKFS       | 2 378 | 1 956 | 1 801 | 2 529 | 2 581 | 2 116 | 2 689 | 2 201 | 2 579 | 2 289 | 2 919 | 2 381 |

Nominell kontantstrøm før skatt for kraftstasjonane kvar for seg er vist i Vedlegg 5. Det er tydeleg at kontantstrømmen for Hogga ligg svært nærme den totale kontantstrømmen for alle ni aggregat, vist i Tabell 11. Hogga har ein positiv kontantstrøm kvart år, som varierer mellom 2,23 millionar kroner og 2,77 millionar kroner. Sidan kontantstrømmen for Hogga er tilnærma lik den totale kontantstrømmen, er det den totale som vert lagt mest tyngd på i resten av utrekningane. Vrangfoss og Eidsfoss har også ein positiv kontantstrøm kvart år, der verdiane for Vrangfoss varierer mellom 66 000 kroner og 254 000 kroner, og verdiane for Eidsfoss varierer mellom 108 000 kroner og 198 000 kroner. Ulefoss har derimot ein negativ kontantstrøm kvart år, der verdiane varierer mellom minus 622 000 kroner og minus 232 000 kroner. Dette viser igjen tydeleg at Hogga står for store delar av innteninga, medan dei andre kraftstasjonane har beskjedene eller negative bidrag.

Vidare er kontantstrømmen for strategi A og strategi B rekna ut kvar for seg. Dette er eit supplement til differansekontantstrømmen, for å skilje strategiane frå kvarandre som gjensidig utelukkande prosjekt. Desse er høvesvis vist i Vedlegg 6 og Vedlegg 7. Desse kontantstrømmene har ein planhorisont på 30 år, då dette er nytta for å adressere påverknaden av redusert levetid på løpehjul, som vil bli diskutert i kapittel 7.3.4. Ein kan vidare nytte verdiane i desse vedlegga til å sette prosjektet i perspektiv. I år 2019 vil strategi A ha ein total fortjeneste på omlag 120,7 millionar kroner, medan strategi B vil ha ein total fortjeneste på omlag 118,3 millionar kroner. Fortenesta ved å optimalisere produksjon er då på 2,4 millionar kroner, som vidare utgjer 2 % av total fortjeneste. Sjølv om prosjektet utgjer ein marginal del i det store bilete, vurderast likevel ein fortjeneste på 2,4 millionar kroner kvart år, som relevant.

### 7.3.2. AVKASTNINGSKRAV

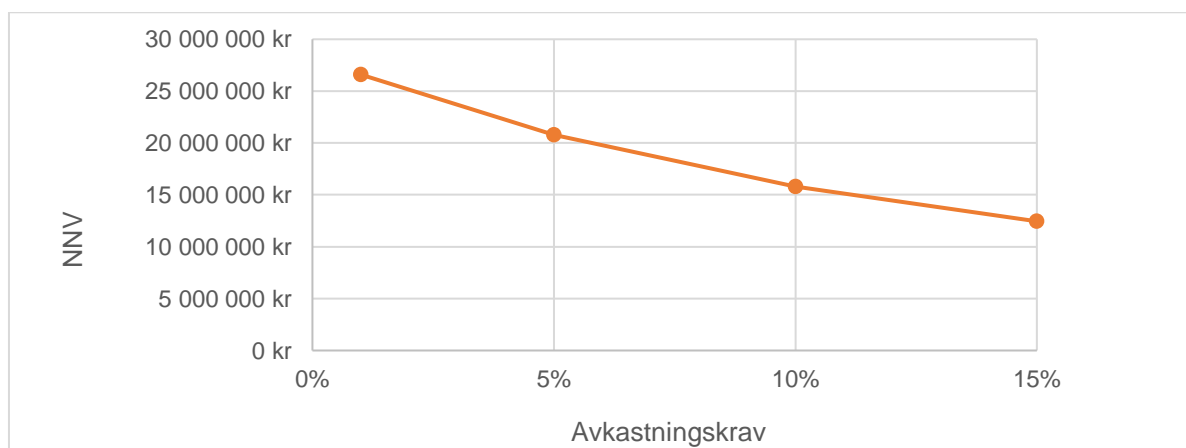
Som nemnt i teorikapittelet er avkastningskravet eit minstekrav til avkastninga som stillast til dei pengane som settast inn i eit prosjekt. Avkastningskravet skal vise avkastninga i prosent for beste alternative bruk (med same risiko) av investeringsbeløpet som prosjektet til ein kvar tid legger hand på (Bøhren & Gjærum, 1999, s. 174). I prinsippet består avkastningskravet av ei risikofri rente addert med ein risikopremie. Risikofri rente er lang statsobligasjon (typisk 10 år) eller historisk risikofri realrente. Med andre ord så er dette den renta ein får utan nokon form for risiko. Risikopremie er den forventa påskjøninga som långjevarar og eigenkapitalytarar forlangar for å gå inn i eit risikofyllt prosjekt. Risikopremien multipliserast med ein beta-koeffisient som står for marknaden systematiske risiko. Dette vil sei den risikoen ein ikkje får diversifisert bort (Sending, 2014, ss. 460-462; Rammen, 2018).

Dess høgare risiko, dess høgare vert avkastningskravet. Sidan det ikkje finns nokon enkel metode for å fastsette avkastningskravet vert den ofte skjønsmessig fastsett ut i frå nivået på risikofri rente og vidare korrigerast med ein rimeleg risikokompensasjon (Sending, 2014, s. 465). Dersom inflasjon er inkludert i kontantstraumen, må ein også ha inflasjon i renta. Gjølberg og Johnsen (2007) anbefaler eit nominelt avkastningskrav etter skatt på 7,7 % til investeringsprosjekt innanfor vasskraft. Denne består av 5 % langsiktig risikofri rente og 2,7 % risikotillegg. I forhold til dette representative kravet endrast avkastningskravet med +/- 0,8 % mellom prosjekt med høg og låg risiko. Det nemnast vidare eit før skatt avkastningskrav på 10,7 % (Gjølberg & Johnsen, 2007).

Rapporten til Enova vart utleia i 2007, då var 10-årleg statsobligasjon på 4,78 %, noko som stemmer overeins med rapportens risikofrie rente på 5 %. I 2017 har denne derimot falt, og låg på 1,64 % (Norges Bank, 2018b) Det vil difor vere truleg at ein kan redusere risikofri rente til 2 %. Dette prosjektet vurderast vidare som mindre risikofyllt enn større investeringsprosjekt. Likevel er det vald å nytte same risikotillegg som er nytta i Enova rapporten, på 2,7 %, då dette representerer eit middels risikofyllt prosjekt. Då endar ein opp på eit avkastningskrav etter skatt på 4,7 %, som vidare rundast opp til 5 %. Med ein skattesats på 23 % svarer dette til eit avkastningskrav på 6,5 %. Sjølv om dette avkastningskravet verkar truverdig, er det framleis noko uvisse knytt til verdien. Som nemnt i teorien er det vanleg å sette opp ein noverdiprofil for å adressere noverdien av prosjektet ved ulike moglege avkastningskrav. Dette vert adressert i neste delkapittel.

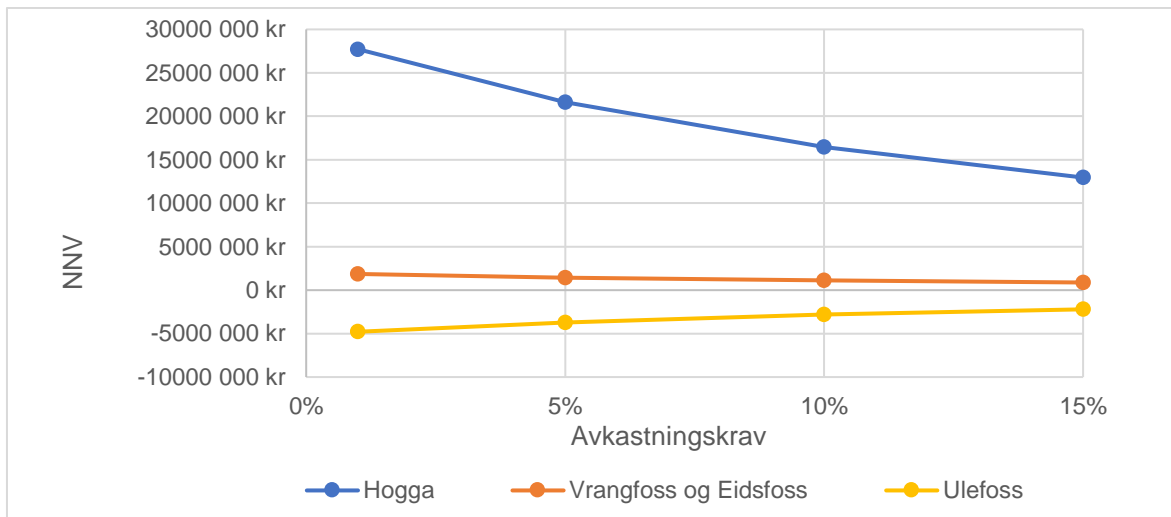
### 7.3.3. NOVERDI AV DØGNREGULERING

Noverdimetoden har som føremål å gje eit kronemessig uttrykk for totallønnsemda i eit prosjekt, rekna i dag. Ved at kontantstraumen består av differanseinnbetalingar og differanseutbetalingar mellom produksjonsstrategiane, vil overgang til døgnregulering vere lønnsamt dersom noverdien er positiv. Det er vald å adressere noverdien ved ulike avkastningskrav gjennom ein noverdiprofil, vist i Figur 15. Dette er noverdien for alle aggregat i Eidselva. Figuren viser tydeleg at prosjektet er lønnsamt uavhengig av verdien på avkastningskravet. Eit avkastningskrav på 2 % gjev ein netto noverdi på 24,9 millionar kroner. Eit avkastningskrav på 5 % gjev ein netto noverdi på 20,8 millionar kroner. Eit avkastningskrav på 10 % gjev netto noverdi 15,8 millionar kroner.



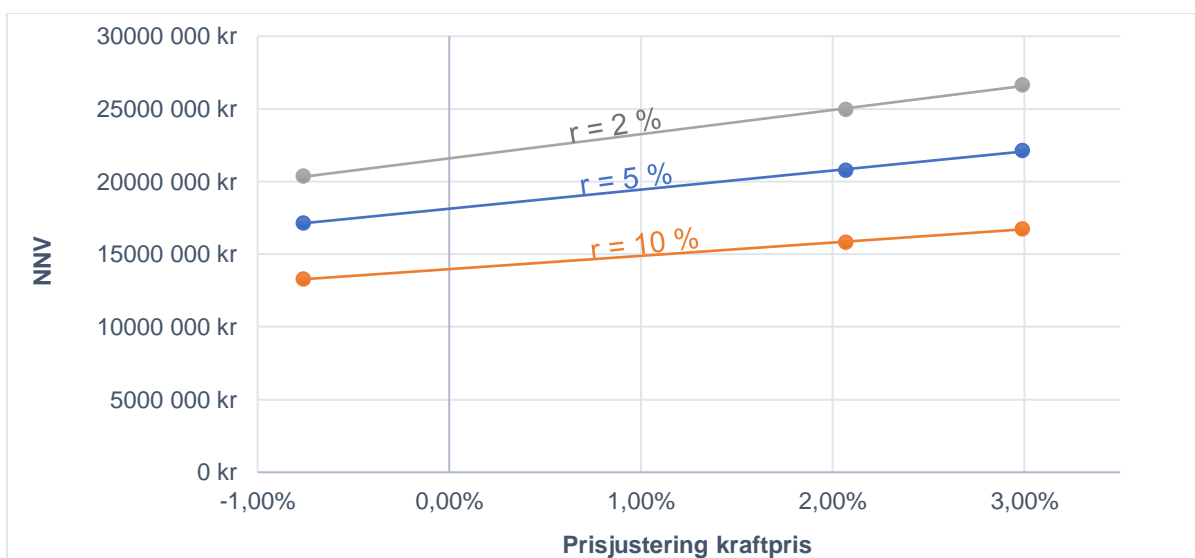
**FIGUR 15: NETTO NOVERDI VED ULIKE AVKASTNINGSKRAV.**

Figur 16 viser netto noverdi for kvar av kraftstasjonane ved ulike avkastningskrav, basert på kontantstraumane i Vedlegg 5. Den blå linja er netto noverdi for Hogga. Denne er litt høgare enn total netto noverdi adressert i Figur 15. Den oransje linja viser netto noverdi for både Vrangfoss og Eidsfoss, då desse kraftstasjonane har tilnærma same verdiar. Det er tydeleg at noverdien til desse kraftstasjonane er beskjedene og vesentleg lågare enn for Hogga. Dei er likevel positive uavhengig av avkastningskrav. Den gule linja viser vidare netto noverdi for Ulefoss, som er utelukkande negativ. Dette viser igjen at det er Hogga som står for storparten av innteninga ved døgnreguleringa.



**FIGUR 16: NETTO NOVERDI VED ULIKE AVKASTNINGSKRAV FOR KVAR KRAFTSTASJON.**

Figur 17 viser netto noverdi ved ulike scenario for kraftprisendring, for alle kraftverk samla. Scenarioa som er vald er NVE sin forventa basis prisstigning på 2,07 %, samt øvre og nedre utfallsområde på høvesvis 2,99 % og -0,76 %, adressert i kapittel 7.2.4. Den grå linja representerer eit avkastningskrav på 2 %, den blå linja representerer eit avkastningskrav på 5 %, medan den oransje linja representerer eit avkastningskrav på 10 %. Ein ser tydeleg at netto noverdi er positiv uansett korleis kraftprisen endrar seg fram mot 2030 og uavhengig av avkastningskrav.



**FIGUR 17: NETTO NOVERDI VED ULIKE SCENARIO FOR KRAFTPRISENDRING OG AVKASTNINGSKRAV.**



#### 7.3.4. REDUSERT LEVETID PÅ PROSJEKTA

Utbetalingane inkludert i differansekantantstraumen tar ikkje for seg redusert levetid på løpehjulet. Som nemnt i kapittel 7.2.3 kan optimalisert produksjonsstrategi redusere levetida frå 30 år til 25 år, som utgjer ein reduksjon på fem år. Totalrehabilitering av løpehjulet kostar mellom 7 og 10 millionar. Sjølv om løpehjulet har redusert levetid, vil ikkje prosjektet ha redusert levetid i same forstand, sidan produksjonen er like gjeldande etter at løpehjulet er totalrehabilitert.

Sending (2014) skriv at noverdien ikkje kan samanliknast ved gjensidig utelukkande prosjekt som har ulik levetid. Det vert vidare nemnt ein metode som kan nyttast for å samanlikne slike prosjekt, der prosjekta vert gjentatt slik at levetidene vert samanliknbare. Dersom ein har eit prosjekt med levetid på to år, og eit ana prosjekt med levetid på fire år, gjentakast det fyrste prosjektet for å få samanfallande levetid. Dette er svært tungvindt i denne analysen, der strategi A har ein levetid på 25 år, medan strategi B har ein levetid på 30 år. For å oppnå samanfallande levetid for desse strategiane, hadde ein måtta gjentatt strategi A seks gonger, og strategi B fem gonger, som resulterer i ein planhorisont på 150 år.

Eit alternativ til dette er å rekne noverdien av sjølve utbetalinga til løpehjulet etter både 25 år og 30 år, og vidare rekne differansen mellom desse. Med eit avkastningskrav på 5 % og prisstigning på 2,4 % vil noverdien til utbetalinga på 10 millionar kroner vere 4,85 millionar kroner for ein planhorisont på 25 år, og 4,19 millionar kroner for ein planhorisont på 30 år. Differansen mellom desse noverdiane vert då 0,66 millionar kroner, som multiplisert med 9 aggregat resulterer i ein noverdi 5,94 millionar kroner. Noverdien til differansekantantstraumen med ein planhorisont på 30 år er 41,16 millionar kroner (basert på kontantstraumane i Vedlegg 6 og Vedlegg 7). Dette vil sei at prosjektets noverdi vert redusert med 14,4 % til 35,22 millionar kroner.

Ein kunne ha gjennomført den same metoden som over, men over ein planhorisont på 150 år for å få samanfallande syklusar. Dette vurderast som lite naudsynt, då fokuset er å forstå i kor stor grad redusert levetid på løpehjulet vil påverke det totale resultatet. Redusert noverdi på 14,4 % over ein planhorisont på 30 år er merkbart, men ikkje vesentleg. Som eit tilleggspunkt til dette vart det nemnt i kapittel 7.2.3 at dersom køyringa regulerer innanfor øvre grense eller bestpunktet til aggregatet, vil slitasjen vere avgrensa og løpehjulet vil tole det greitt. Dette vil vidare sei at ein reduksjon på 5 år er ein konsekvens i det øvre sikte.

## 8. KONKLUSJON OG AVSLUTTANDE REFLEKSJON

Temaet for denne oppgåva har vore potensialet for at vasskraftprodusentar kan optimalisere eksisterande kraftverk til å kunne produsere meir kraft i periodar med høg etterspurnad av elektrisitet, og redusere produksjon i timar med låg etterspurnad. Gjennom denne utredninga har effekten av å døgnregulere Eidselva blitt adressert. Føremålet med oppgåva er å gje Statkraft eit tilstrekkeleg underlag til kunne avgjere om dei ynskjer å innføre døgnregulering i Eidselva. Problemstillinga som er utarbeida i samarbeid med Statkraft er som fylgjande:

*«I kva for grad vil døgnregulering av Eidselva lønne seg for Statkraft, og er dette mogleg å gjennomføre?»*

Lønnsemda av prosjektet er svart på gjennom prosjektets nominelle kontantstraum før skatt og noverdi. Differanseinnbetalingane er utelukkande ekstra inntening frå optimalisert kraftproduksjon som fylgjer svingingane i kraftprisen gjennom døgnet. Differanseutbetalingane er hovudsakleg ekstra kostnader som oppstår på grunn av auka slitasje på aggregat. Resultatet viser tydeleg eit potensial for at Eidselva som ein heilskap vil tene på å innføre døgnregulering. Den nominelle kontantstraumen før skatt viser at Eidselva totalt har ein høg positiv netto verdi kvart år fram mot 2030, som varierer mellom 1,95 millionar og 2,92 millionar. Vidare er noverdien av prosjektet utelukkande positiv, uavhengig av avkastningskrav og framtidig utfall i kraftprisen. Med eit avkastningskrav på 5 % og NVE sin forventa kraftprisauke på 2,07 %, er noverdien av denne kontantstraumen rekna til 20,8 millionar kroner for alle kraftstasjonar samla. Redusert levetid på løpehjulet har påverknad på fortienesta, men i mindre grad.

Hovudfokuset i oppgåva har vore lønnsemda av å innføre døgnregulering i Eidselva. Undervegs har det likevel vore naudsynt å kontinuerleg vurdere andre element som vil påverke gjennomføringsevna til prosjektet. Den største faktoren som påverkar gjennomføringsevna er tida Vrangfoss, Eidsfoss og Ulefoss nyttar på å nå ynskja last. Det kjem tydeleg fram gjennom oppgåva at Hogga kraftverk står for hovudfortienesta ved overgang til døgnregulering. Vrangfoss og Eidsfoss har eit meir beskjeden bidrag til fortienesta, medan Ulefoss har eit negativt bidrag. Likevel er den totale innteninga frå døgnregulering så vesentleg, at døgnregulering kan være lønnsamt for heile vassdraget. Dersom Statkraft ynskjer å innføre døgnregulering i Eidselva, samt oppretthalde eit godt samarbeid, kan dei vurdere å fordele totale

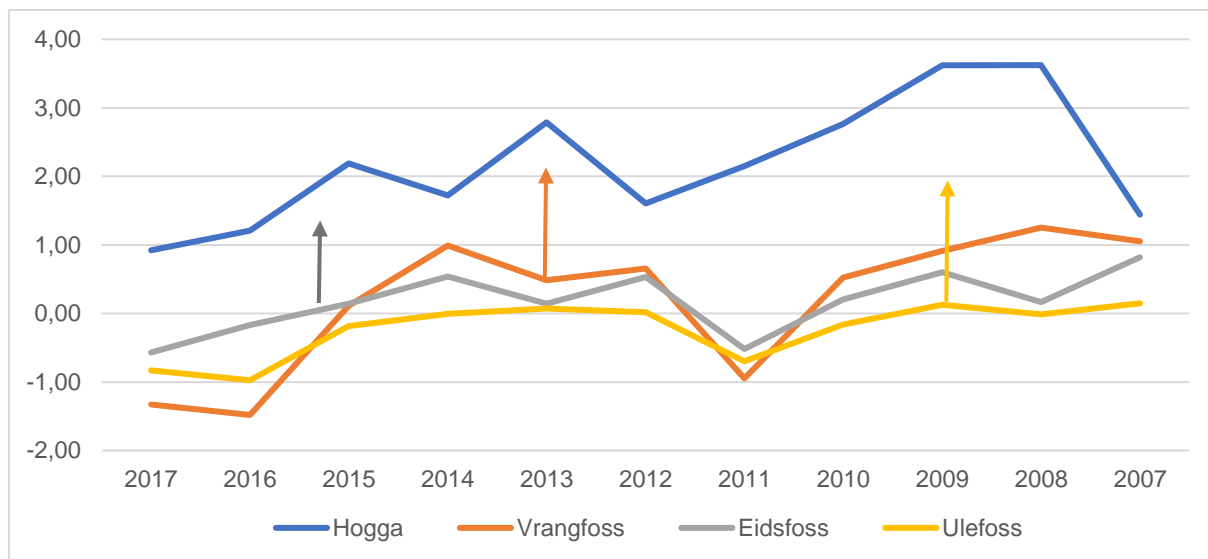
innbetalinger på alle aggregat og aktører, altså nytte ein slags fordelingsnøkkel. På denne måten vil alle aktørane i vassdraget tene på overgang til døgnregulering.

Variasjon i kraftprisen gjennom døgnet er Eidselvas utelukkande potensial for å auke inntektene frå kraftproduksjon. Kontantstraumen og netto noverdi for differanse inn- og utbetalinger viser tydeleg at døgnregulering totalt i Eidselva vil lønne seg fram mot 2030. Vidare vert det adressert i litteraturstudiet at det forventast større variasjon i kraftprisen gjennom døgnet på grunn av auka mengd fornybar energi i Europa, auka mengd med uregulerbar vindkraft og fleire overføringskablar mellom Norden og Europa. Dette betyr at resultatet frå analysen av lønnsenda er gjeldande også i framtida. Innbetalingane vil truleg halde seg på same nivå eller auke fram mot år 2030. Ny teknologi, fleksibilitet frå forbruk og lagring av straum kan vidare vere eit viktig element å ta omsyn til etter år 2030.

## 8.1. FORSLAG TIL VIDARE FORSKING

Det er heilt tydeleg at utforminga på Nomevatn er årsaka til at Vrangfoss, Eidsfoss og Ulefoss ikkje produserer under dei mest optimale kraftprisane. Innsnevringa før Vrangfoss kraftverk er dermed elvas flaskehals, og problemstillingas anker. Det anbefalast difor vidare at Statkraft og dei andre aktørane i Eidselva samarbeider om å vurdere dette magasinets potensial. Det kan lønne seg å adressere i kva for grad Nomevatn kan nyttast som reguleringsmagasin for Vrangfoss. I dag haldast Nomevatn på ein stabil fast vasstand ved hjelp av vasstandsregulator. Dersom det er mogleg å regulere vasstanden tilstrekkeleg, vil Vrangfoss kraftverk sjølv kunne utnytte døgnvariasjonen i kraftprisen.

Til forfattarens kunnskap er det ikkje kjend om det er tillat å regulere Nomevatn eller kva for eventuelle magasinrestriksjonar som er gjeldande. Dersom det er mogleg å regulere magasinet i ein tilstrekkeleg grad, vil produksjonen i Vrangfoss betre korrespondere med kraftprisen, og fortienesta vil auke betrakteleg. Vidare vil dette også auke fortienesta hjå Eidsfoss og Ulefoss, sidan det ikkje er nokon vesentlege flaskehalsar i nedre del av vassdraget. Ein kan difor tenke seg at kurvene for differanseinnbetalinger i Vrangfoss, Eidsfoss og Ulefoss vil nærme seg, eller oppnå same nivå som for Hogga. Dette er enkelt illustrert i Figur 18.



**FIGUR 18: POTENSIAL FOR DIFFERANSEINNBETALINGAR.**

## REFERANSAR

- Amundsen, J. S., Bartnes, G., Endresen, H., Ericson, T., Fidje, A., Weir, D., & Øyslebø, E. V. (2017). *Kraftmarkedsanalyse 2017 - 2030*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat. Henta frå [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017\\_79.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_79.pdf)
- Bøhren, Ø., & Gjørnum, P. (1999). *Prosjekt analyse*. Bergen: Fagbokforlaget AS.
- Davidsen, J. R. (2008, Juni 20). *Start / Stopp Problematikk; Kjøremønsterrelaterte kostnader for vannkraftverk*. Henta frå <http://dok.ebl-kompetanse.no/Foredrag/2008/Liverpool/Davidsen.pdf>
- EnergiNorge. (2017, august). *Fra arvesølv til fremtidsgull - Handlingsplan for norsk vannkraft mot 2050*. Henta frå EnergiNorge: <http://www.digiblad.no/energinorge/fremtidsgull/files/assets/basic-html/page-25.html#>
- Gjølberg, O., & Johnsen, T. (2007, desember 12). *Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn?* Henta frå Enova: [https://www.enova.no/download/?objectPath=upload\\_images/F5155683FB574E9A871FEFA61B3D8F57.pdf](https://www.enova.no/download/?objectPath=upload_images/F5155683FB574E9A871FEFA61B3D8F57.pdf)
- Gullesen, E. (2016, November). *En samfunnsøkonomisk analyse av*. (Mastergradsavhandling). Universitetet i Bergen, Bergen. Henta frå Bergen Open Research Archive - UiB: <http://bora.uib.no/bitstream/handle/1956/15753/Eirik-Gullesen---Masteroppgave.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Hansen, E. S. (2012). *Kraftsystem og kraftpris i Nord-Europa i 2030 - effekter av offshore vindkraft*. (Mastergradsavhandling). Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Ås. Henta frå <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/187071>
- Harby, A., & Bogen, J. (2014). *Miljøkonsekvenser av raske vannstandsendringer*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat. Henta frå [http://publikasjoner.nve.no/rapport\\_miljoebasert\\_vannfoering/2012/miljoebasert2012\\_01.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport_miljoebasert_vannfoering/2012/miljoebasert2012_01.pdf)

- Hofstad, K. (2013, Desember 5). *Regulerbarhet – energiproduksjon*. Henta frå Store Norske Leksikon: [https://snl.no/regulerbarhet\\_-\\_energiproduksjon](https://snl.no/regulerbarhet_-_energiproduksjon)
- Johannessen, A., Kristoffersen, L., & Tufte, P. (2004). *Forskningsmetode for økonomisk-administrative fag*. Oslo: Abstrakt forlag as.
- Larsen, A. (2007). *En enklere metode - Veiledning i samfunnsvitenskapelig forskningsmetode*. Bergen: Fagbokforlaget Vigmostad og Bjørke AS.
- Liseter, M. I. (2018, februar 20). *Kunstig intelligens*. Henta frå Store Norske Leksikon: [https://snl.no/kunstig\\_intelligens](https://snl.no/kunstig_intelligens)
- Nome, S. (2010). *Prisprognoser og produksjonsplanlegging for et vannkraftverk*. Henta frå (Mastergradsavhandling). Norges Handelshøyskole, Bergen. Henta frå <https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/168727/Nome%202010.pdf?sequence=1>
- Nord Pool AS. (2018a). *Day-ahead overview*. Henta frå Nord Pool: <https://www.nordpoolgroup.com/maps/#/nordic>
- Nord Pool AS. (2018b, Januar 11). *Historical Market Data*. Henta frå Nord Pool: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>
- Nord Pool AS. (2018c). *Preliminary prices and exchange rates*. Henta frå Nord Pool: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Preliminary-prices-and-exchange-rates/>
- Nord Pool AS. (2018d). *Price formation*. Henta frå Nord Pool: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/Price-formation/>
- Nord Pool AS. (2018e). *The Power Market*. Henta frå Nord Pool: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/>
- Norges Bank. (2018a). *VALUTAKURS FOR EURO (EUR)*. Henta frå Norges Bank: <https://www.norges-bank.no/Statistikk/Valutakurser/valuta/EUR>

- Norges Bank. (2018b). *STATSOBLIGASJONER ÅRSGJENNOMSNIITT*. Henta frå Norges Bank: <https://www.norges-bank.no/Statistikk/Rentestatistikk/Statsobligasjoner-Rente-Arsgjennomsnitt-av-daglige-noteringer/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2018). *NEVINA Nedbørfelt-Vannføring-INdeks-Analyse*. Henta frå NVE: <http://nevina.nve.no/>
- Olje- og energidepartementet. (2015, Januar). *FAKTA Energi og vannressurser i Norge*. Henta frå Regjeringen.no: [https://www.regjeringen.no/contentassets/fd89d9e2c39a4ac2b9c9a95bf156089a/1108774830\\_897155\\_fakta\\_energi-vannressurser\\_2015\\_net.pdf](https://www.regjeringen.no/contentassets/fd89d9e2c39a4ac2b9c9a95bf156089a/1108774830_897155_fakta_energi-vannressurser_2015_net.pdf)
- Olje- og energidepartementet. (2016). *Kraft til endring — Energipolitikken mot 2030*. (Meld. St. 25 (2015–2016)). Henta frå <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-25-20152016/id2482952/>
- Olje- og energidepartementet. (2017, mai 10). *Kraftmarkedet*. Henta frå Energifakta Norge: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>
- Onstad, O. (2011). *Reaksjoner på effektkjøring blant laksefiskere i Nidelva i Trondheim- resultater fra fokusgruppeintervjuer og spørreundersøkelse*. . (Mastergradsavhandling). Norges miljø- og biovitenskapelige universitet, Ås. Henta frå <https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/186764/endelig%20oppgave%2002.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Rammen, K. (2018). *Kapitalverdimodellen*. Henta frå Finanssans: <https://finanssans.no/kapitalverdimodellen>
- Sending, A. (2014). *Innføring i bedriftsøkonomi*. Bergen: Fagbokforlaget Vigmostad & Bjerke AS.
- SINTEF 2. (2018a). *SHOP*. Henta frå SINTEF: <https://www.sintef.no/en/software/shop/>
- SINTEF. (2018b). *Vansimtap*. Henta frå SINTEF: <https://www.sintef.no/programvare/vansimtap/>
- Statkraft. (2018a). *Vannkraft kort forklart*. Henta frå Statkraft: <https://www.statkraft.no/Energikilder/Vannkraft/vannkraft-kort-forklart/>

- Statkraft AS. (2017a). *Corporate Responsibility Report*. Henta frå Statkraft:  
<https://www.statkraft.no/globalassets/1-statkraft-public/1-about-statkraft/cr/statkraft-as-corporate-responsibility-report-2017.pdf>
- Statkraft AS. (2017b). *Fakta om Statkraft*. Henta frå Statkraft: <https://www.statkraft.no/om-statkraft/fakta-om-statkraft/>
- Statkraft AS. (2018b). *Våre kraftverk og kontorer*. Henta frå Statkraft:  
<https://www.statkraft.no/Energikilder/vaare-kraftverk/>
- Statkraft Energi AS. (2011, Desember). *Tokke*. Henta frå Statkraft:  
<https://www.statkraft.no/globalassets/1-statkraft-public/04-energy-sources/power-plants/brochures/11308-tokke-kraftstasjonsbrosjyre-8s-no-single.pdf>
- Statnett SF. (2017b). *Kraftsystemet - last ned grunndata*. Henta frå Statnett:  
<http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Nedlastingssenter/Last-ned-grunndata/>
- Statnett SF. (2017a). *Kraftsystemet - import og eksport*. Henta frå Statnett:  
<http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Data-fra-kraftsystemet/Import-og-eksport/>
- Statnett SF. (2017c, april 26). *Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2017 - 2021*. Henta frå Statnett:  
<http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/SMUP%202017-2021.pdf>
- Strøm, Ø. (2017). *Foretaksfinans*. Oslo: Universitetsforlaget AS.
- SWECO Norge AS. (2010). *Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg*. Henta frå Norges vassdrags- og energidirektorat:  
[http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2010/haandbok2010\\_02.pdf](http://publikasjoner.nve.no/haandbok/2010/haandbok2010_02.pdf)
- Sæle, H. (2018). *AMS smarte målere*. Henta frå SINTEF: <https://www.sintef.no/avanserte-male-og-styringssystemer-ams/>
- Tabak, P. (2009). *Energy and the environment: Wind and Water*. New York: Facts On File, Inc.



Wehus, W. N. (2017, Januar 30). *Snart kan kunstig intelligens styre vannkraftverk*. Henta frå Universitetet i Agder: <https://www.uia.no/nyheter/snart-kan-kunstig-intelligens-styre-vannkraftverk>

Welte, T., & Eliasson, T. (2011). *Start/stopp-kostnader for vannkraftverk: Beregningsverktøy og brukerveiledning*. SINTEF Energi AS. Henta frå EnergiNorge: <http://energinorge.nsp01cp.nhosp.no/produksjon/start-stopp-kostnader-for-vannkraftverk-beregningsverktoey-og-brukerveiledning-article8512-147.html>

## VEDLEGG

### VEDLEGG 1: KOSTNADSAKTORAR I START/STOPP-KOSTNADEN

Tabellen deler start/stopp-kostnadene opp i tre kategoriar; kostnadar som forfell i nær tid (årleg), kostnadar som forfell ved framtidig rehabilitering (diskontert) og andre kostnadsbidrag. Ved å summere alle desse kostnadane får ein marginale start/stopp-kostnader. Marginale start/stopp-kostnader definerast som ein kostnad for éin ekstra start/stopp-syklus. Dette i motsetning til gjennomsnittskostnad, som er totalkostnad dividert med talet på start/stopp (Welte & Eliasson, 2011).

| <b>Kostnadar som forfell i nær tid (årleg)</b>                         |   |
|--|---|
| Arbeidskostnad for ein normal start/stopp                              | Reingjering av bremsestøv   |
|  | Reinsing av filter  |
|  | Kontroll av oljenivå  |
|  | Manuelle operasjonar (lukking/opning av luker)  |
|  | Auka frekvens på tilstandskontroll  |
|  | Auka frekvens på førebyggjande vedlikehald  |
| Kostnad for tapt vatn  | Tapt vatn under sjølve starten eller stoppen. Kostnaden er låg dersom aggregatstyring fungerer godt |
| Kostnad som følgje av feil i forbindelse med start/stopp               | Finne og utbetre feil   |
|  | Utilgjengelighet  |
| Kostnad for vedlikehald  | Turbin  |
|  | Hovudstengeventil   |
|  | Generator med hjelpeutstyr (mindre komponentar)   |
| <b>Kostnadar som forfell ved framtidig rehabilitering (diskontert)</b> |   |
| Hovudrehabilitering og overhaling                                      | Turbin  |
|  | Generator   |
| Kostnad for levetidsreduksjonar  | Statorvikling   |
|  | Stator blikkpakke   |
|  | Polvikling  |
|  | Hovudstengeventil   |

| Andre kostnadsbidrag |                               |
|----------------------|-------------------------------|
| Kostnad for bryterar | -                             |
| Andre kostnader      | I forbindelse med start/stopp |

## VEDLEGG 2: UTDRAK AV TIDSFORSKUVINGAR OG TIDSBROK I TESTPERIODEN

| Kva                  | Dato   | Hogga | Forskuving | Vrangfoss | Forskuving | Eidsfoss | Forskuving | Ulefoss |
|----------------------|--------|-------|------------|-----------|------------|----------|------------|---------|
| Nedregulering        | 02.feb | 23:00 | 00:36      | 23:36     | 01:00      | 00:00    | 01:00      | 00:00   |
| Nedregulering ferdig | 03.feb |       |            | 02:41     |            | 02:43    |            | 03:40   |
| <b>Tidsbruk</b>      |        |       |            | 03:05     |            | 02:43    |            | 03:40   |
| Oppregulering        | 03.feb | 05:50 | 00:44      | 06:34     | 00:56      | 06:46    | 01:10      | 07:00   |
| Oppregulering ferdig | 03.feb |       |            | 11:16     |            | 11:00    |            | 11:05   |
| <b>Tidsbruk</b>      |        |       |            | 04:42     |            | 04:14    |            | 04:05   |
| Nedregulering        | 03.feb | 22:49 | 00:36      | 23:25     | 00:41      | 23:30    | 01:11      | 00:00   |
| Nedregulering ferdig | 04.feb |       |            | 02:08     |            | 02:00    |            | 02:07   |
| <b>Tidsbruk</b>      |        |       |            | 02:43     |            | 02:30    |            | 02:07   |
| Oppregulering        | 04.feb | 06:00 | 00:25      | 06:25     | 00:37      | 06:37    | 01:15      | 07:15   |
| Oppregulering ferdig | 04.feb |       |            | 10:13     |            | 09:53    |            | 09:30   |
| <b>Tidsbruk</b>      |        |       |            | 03:48     |            | 03:16    |            | 02:15   |

## VEDLEGG 3: GJENNOMSNITTELEG VALUTAKURS FOR ÅR 2007 TIL ÅR 2017

| År   | Kurs   |
|------|--------|
| 2017 | 9,3271 |
| 2016 | 9,2899 |
| 2015 | 8,953  |
| 2014 | 8,3534 |
| 2013 | 7,8087 |
| 2012 | 7,4744 |
| 2011 | 7,7926 |
| 2010 | 8,0068 |
| 2009 | 8,7285 |
| 2008 | 8,2194 |
| 2007 | 8,0153 |

(Norges Bank, 2018a)

**VEDLEGG 4: INNTENING PER STRATEGI, PER KRAFTVERK OG PER ÅR**

|                   | Hogga | Vrangfoss | Eidsfoss | Ulefoss | Totalt        |
|-------------------|-------|-----------|----------|---------|---------------|
| <b>2017</b>       |       |           |          |         |               |
| <b>A</b>          | 23,15 | 49,11     | 21,09    | 19,73   | <b>113,09</b> |
| <b>B</b>          | 22,23 | 50,44     | 21,66    | 20,56   | <b>114,90</b> |
| <b>Differanse</b> | 0,92  | -1,33     | -0,57    | -0,83   | <b>-1,81</b>  |
| <b>2016</b>       |       |           |          |         |               |
| <b>A</b>          | 23,26 | 49,44     | 20,96    | 19,21   | <b>112,86</b> |
| <b>B</b>          | 22,05 | 50,92     | 21,12    | 20,18   | <b>114,27</b> |
| <b>Differanse</b> | 1,21  | -1,48     | -0,17    | -0,97   | <b>-1,41</b>  |
| <b>2015</b>       |       |           |          |         |               |
| <b>A</b>          | 18,96 | 40,43     | 17,13    | 15,39   | <b>91,92</b>  |
| <b>B</b>          | 16,77 | 40,33     | 16,98    | 15,58   | <b>89,66</b>  |
| <b>Differanse</b> | 2,19  | 0,11      | 0,14     | -0,19   | <b>2,25</b>   |
| <b>2014</b>       |       |           |          |         |               |
| <b>A</b>          | 20,76 | 45,39     | 19,04    | 17,15   | <b>102,35</b> |
| <b>B</b>          | 19,04 | 44,40     | 18,51    | 17,16   | <b>99,11</b>  |
| <b>Differanse</b> | 1,72  | 0,99      | 0,54     | -0,01   | <b>3,24</b>   |
| <b>2013</b>       |       |           |          |         |               |
| <b>A</b>          | 23,83 | 50,50     | 21,47    | 20,00   | <b>115,80</b> |
| <b>B</b>          | 21,04 | 50,01     | 21,33    | 19,93   | <b>112,31</b> |
| <b>Differanse</b> | 2,79  | 0,49      | 0,15     | 0,07    | <b>3,49</b>   |
| <b>2012</b>       |       |           |          |         |               |
| <b>A</b>          | 18,13 | 38,29     | 16,31    | 15,00   | <b>87,73</b>  |
| <b>B</b>          | 16,52 | 37,64     | 15,78    | 14,98   | <b>84,92</b>  |
| <b>Differanse</b> | 1,61  | 0,66      | 0,53     | 0,02    | <b>2,81</b>   |
| <b>2011</b>       |       |           |          |         |               |
| <b>A</b>          | 27,11 | 58,31     | 24,89    | 22,83   | <b>133,14</b> |
| <b>B</b>          | 24,96 | 59,25     | 25,41    | 23,52   | <b>133,14</b> |
| <b>Differanse</b> | 2,15  | -0,94     | -0,52    | -0,69   | <b>0,00</b>   |
| <b>2010</b>       |       |           |          |         |               |
| <b>A</b>          | 30,90 | 65,49     | 27,88    | 25,98   | <b>150,25</b> |
| <b>B</b>          | 28,14 | 64,97     | 27,68    | 26,14   | <b>146,93</b> |
| <b>Differanse</b> | 2,76  | 0,52      | 0,20     | -0,16   | <b>3,33</b>   |
| <b>2009</b>       |       |           |          |         |               |
| <b>A</b>          | 26,61 | 57,51     | 24,36    | 22,40   | <b>130,88</b> |
| <b>B</b>          | 22,99 | 56,60     | 23,75    | 22,27   | <b>125,61</b> |
| <b>Differanse</b> | 3,62  | 0,91      | 0,60     | 0,13    | <b>5,27</b>   |
| <b>2008</b>       |       |           |          |         |               |
| <b>A</b>          | 35,22 | 75,51     | 32,19    | 29,43   | <b>172,36</b> |
| <b>B</b>          | 31,60 | 74,26     | 32,03    | 29,44   | <b>167,33</b> |
| <b>Differanse</b> | 3,62  | 1,25      | 0,16     | -0,01   | <b>5,03</b>   |
| <b>2007</b>       |       |           |          |         |               |
| <b>A</b>          | 18,63 | 39,00     | 16,68    | 15,67   | <b>89,98</b>  |
| <b>B</b>          | 17,19 | 37,94     | 15,86    | 15,52   | <b>86,51</b>  |
| <b>Differanse</b> | 1,44  | 1,05      | 0,82     | 0,15    | <b>3,46</b>   |

## VEDLEGG 5: NOMINELL KONTANTSTRAUM FØR SKATT FOR KVAR KRAFTSTASJON

Alle verdier er i 1 000 kroner.

### Hogga

| Periode       | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| År            | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  |
| Innbetalingar | 2 230 | 2 276 | 2 324 | 2 372 | 2 421 | 2 471 | 2 522 | 2 574 | 2 627 | 2 682 | 2 737 | 2 794 |
| Utbetalingar  |       | 52    | 75    |       |       | 58    |       | 60    | 25    | 63    |       | 67    |
| NKSTKFS       | 2 230 | 2 224 | 2 249 | 2 372 | 2 421 | 2 413 | 2 522 | 2 514 | 2 602 | 2 619 | 2 737 | 2 727 |

### Vrangfoss

| Periode       | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| År            | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Innbetalingar | 207  | 215  | 216  | 220  | 225  | 230  | 234  | 239  | 244  | 249  | 254  | 260  |
| Utbetalingar  |      | 105  | 150  |      |      | 115  |      | 121  | 50   | 127  |      | 133  |
| NKSTKFS       | 207  | 110  | 66   | 220  | 225  | 115  | 234  | 118  | 194  | 122  | 254  | 127  |

### Eidsfoss

| Periode       | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| År            | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Innbetalingar | 175  | 179  | 183  | 186  | 190  | 194  | 198  | 202  | 207  | 211  | 215  | 220  |
| Utbetalingar  |      | 52   | 75   |      |      | 58   |      | 60   | 25   | 63   |      | 66   |
| NKSTKFS       | 175  | 127  | 108  | 187  | 190  | 136  | 198  | 142  | 182  | 148  | 215  | 154  |

### Ulefoss

| Periode       | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| År            | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Innbetalingar | -232 | -236 | -241 | -246 | -251 | -257 | -262 | -267 | -273 | -279 | -284 | -290 |
| Utbetalingar  |      | 262  | 376  |      |      | 288  |      | 302  | 124  | 317  |      | 332  |
| NKSTKFS       | -232 | -498 | -617 | -246 | -251 | -545 | -262 | -569 | -397 | -596 | -284 | -622 |

**VEDLEGG 6: KONTANTSTRAUM STRATEGI A, 30 ÅR**

| År            | 2019           | 2020           | 2021           | 2022           | 2023           |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Periode       | 1              | 2              | 3              | 4              | 5              |
| Innbetalinger | 120 656 947 kr | 123 154 546 kr | 125 703 845 kr | 128 305 914 kr | 130 961 847 kr |
| Utbetalinger  |                | 471 859 kr     | 676 457 kr     | 494 780 kr     |                |
| NKSTKFS       | 120 656 947 kr | 122 682 687 kr | 125 027 388 kr | 127 811 134 kr | 130 961 847 kr |

| År            | 2024           | 2025           | 2026           | 2027           | 2028           |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Periode       | 6              | 7              | 8              | 9              | 10             |
| Innbetalinger | 133 672 757 kr | 136 439 783 kr | 139 264 087 kr | 142 146 853 kr | 145 089 293 kr |
| Utbetalinger  | 1 245 155 kr   |                | 544 017 kr     | 779 902 kr     | 570 443 kr     |
| NKSTKFS       | 132 427 602 kr | 136 439 783 kr | 138 720 070 kr | 141 366 951 kr | 144 518 850 kr |

| År            | 2029           | 2030           | 2031           | 2032           | 2033           |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Periode       | 11             | 12             | 13             | 14             | 15             |
| Innbetalinger | 148 092 642 kr | 151 158 159 kr | 154 287 133 kr | 157 480 877 kr | 160 740 731 kr |
| Utbetalinger  |                | 1 435 566 kr   |                | 627 208 kr     | 899 166 kr     |
| NKSTKFS       | 148 092 642 kr | 149 722 593 kr | 154 287 133 kr | 156 853 668 kr | 159 841 565 kr |

| År            | 2034           | 2035           | 2036           | 2037           | 2038           |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Periode       | 16             | 17             | 18             | 19             | 20             |
| Innbetalinger | 164 068 064 kr | 167 464 273 kr | 170 930 783 kr | 174 469 051 kr | 178 080 560 kr |
| Utbetalinger  | 657 676 kr     |                | 1 655 095 kr   |                | 723 122 kr     |
| NKSTKFS       | 163 410 388 kr | 167 464 273 kr | 169 275 688 kr | 174 469 051 kr | 177 357 438 kr |

| År            | 2039           | 2040           | 2041           | 2042           | 2043           |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Periode       | 21             | 22             | 23             | 24             | 25             |
| Innbetalinger | 181 766 828 kr | 185 529 401 kr | 189 369 860 kr | 193 289 816 kr | 197 290 915 kr |
| Utbetalinger  | 1 036 668 kr   | 758 249 kr     |                | 1 908 195 kr   |                |
| NKSTKFS       | 180 730 160 kr | 184 771 152 kr | 189 369 860 kr | 191 381 621 kr | 197 290 915 kr |

| År            | 2044           | 2045           | 2046           | 2047           | 2048           |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Periode       | 26             | 27             | 28             | 29             | 30             |
| Innbetalinger | 201 374 837 kr | 205 543 296 kr | 209 798 042 kr | 214 140 862 kr | 218 573 577 kr |
| Utbetalinger  | 833 703 kr     | 1 195 197 kr   | 874 201 kr     |                | 2 199 999 kr   |
| NKSTKFS       | 200 541 134 kr | 204 348 099 kr | 208 923 841 kr | 214 140 862 kr | 216 373 579 kr |

**VEDLEGG 7: KONTANTSTRAUM STRATEGI B, 30 ÅR**

| År            | 2019           | 2020           | 2021           | 2022           | 2023           |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Periode       | 1              | 2              | 3              | 4              | 5              |
| Innbetalinger | 118 278 716 kr | 120 727 085 kr | 123 226 136 kr | 125 776 917 kr | 128 380 499 kr |
| Utbetalinger  |                |                |                | 494 780 kr     |                |
| NKSTKFS       | 118 278 716 kr | 120 727 085 kr | 123 226 136 kr | 125 282 137 kr | 128 380 499 kr |

| År            | 2024           | 2025           | 2026           | 2027           | 2028           |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Periode       | 6              | 7              | 8              | 9              | 10             |
| Innbetalinger | 131 037 976 kr | 133 750 462 kr | 136 519 096 kr | 139 345 042 kr | 142 229 484 kr |
| Utbetalinger  | 726 341 kr     |                |                | 557 073 kr     |                |
| NKSTKFS       | 130 311 635 kr | 133 750 462 kr | 136 519 096 kr | 138 787 969 kr | 142 229 484 kr |

| År            | 2029           | 2030           | 2031           | 2032           | 2033           |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Periode       | 11             | 12             | 13             | 14             | 15             |
| Innbetalinger | 145 173 634 kr | 148 178 728 kr | 151 246 028 kr | 154 376 821 kr | 157 572 421 kr |
| Utbetalinger  |                | 837 414 kr     |                |                |                |
| NKSTKFS       | 145 173 634 kr | 147 341 315 kr | 151 246 028 kr | 154 376 821 kr | 157 572 421 kr |

| År            | 2034           | 2035           | 2036           | 2037           | 2038           |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Periode       | 16             | 17             | 18             | 19             | 20             |
| Innbetalinger | 160 834 170 kr | 164 163 438 kr | 167 561 621 kr | 171 030 146 kr | 174 570 470 kr |
| Utbetalinger  | 657 676 kr     |                | 965 472 kr     |                |                |
| NKSTKFS       | 160 176 495 kr | 164 163 438 kr | 166 596 149 kr | 171 030 146 kr | 174 570 470 kr |

| År            | 2039           | 2040           | 2041           | 2042           | 2043           |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Periode       | 21             | 22             | 23             | 24             | 25             |
| Innbetalinger | 178 184 079 kr | 181 872 489 kr | 185 637 250 kr | 189 479 941 kr | 193 402 176 kr |
| Utbetalinger  | 740 477 kr     |                |                | 1 113 114 kr   |                |
| NKSTKFS       | 177 443 602 kr | 181 872 489 kr | 185 637 250 kr | 188 366 827 kr | 193 402 176 kr |

| År            | 2044           | 2045           | 2046           | 2047           | 2048           |
|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Periode       | 26             | 27             | 28             | 29             | 30             |
| Innbetalinger | 197 405 601 kr | 201 491 897 kr | 205 662 779 kr | 209 919 999 kr | 214 265 343 kr |
| Utbetalinger  |                |                | 874 201 kr     |                | 1 283 333 kr   |
| NKSTKFS       | 197 405 601 kr | 201 491 897 kr | 204 788 578 kr | 209 919 999 kr | 212 982 010 kr |