Norges miljø- og biovitenskapelige universitet

Masteroppgave 2021 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Analyse av en lastaggregators forretningsmodell

Analysis of a load aggregator's business model

Elinor Brede Skårås
Industriell økonomi

Forord

Med denne masteroppgaven avslutter jeg mitt masterstudium innenfor studieprogrammet industriell økonomi med fordypning i datavitenskap ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Gradsoppgaven er på 30 studiepoeng og er skrevet ved Fakultet for realfag og teknologi.

Jeg ser tilbake på en fantastisk studietid fylt med mange fine, utfordrende og lærerike stunder, både på og utenfor skolebenken, og jeg gleder meg til å ta all lærdom og alle erfaringer med videre i arbeidslivet.

Jeg vil først og fremst takke veilederen min gjennom min masterperiode, Tor Kristian Stevik, som har kommet med gode tilbakemeldinger og innspill på arbeidet mitt. Jeg setter stor pris på våre faglige diskusjoner og hyggelige samtaler, samt all støtte og motivasjon underveis.

Jeg vil også takke familien min som alltid er der for meg og har troen på meg. Jeg vil spesielt takke mine foreldre og steforeldre for all støtte og hjelp i masterperioden. Videre ønsker jeg å takke dere på mastersalen på TF Fløy 5 for de sosiale pausene og deling av erfaringer, samt samholdet vi har hatt gjennom både opp- og nedturer.

Jeg vil også rette en takk til Studentsamfunnet i Ås og de frivillige som har gitt meg mange gode minner og opplevelser, i tillegg til kunnskap og erfaringer, utenom studiene. Studieopplevelsen hadde ikke vært den samme uten Thorvald og Tora og alle timene i kontorfløya og i Bodegaen. Til slutt ønsker jeg å takke mine nærmeste venner for all støtte gjennom min masterperiode, og takk for en helt strålende studietid!

Ås, 15. desember 2021

Elinor B Skårås

Elinor Brede Skårås

Sammendrag

Kraftsystemet gjennomgår store endringer som følger av blant annet utfasing av fossil kraft, elektrifisering og en økende andel ikke-regulerbar fornybar kraftproduksjon. Endringene forventes å føre til mindre tilgjengelig kraftproduksjon i perioder, høyere effekttopper og økt kraftetterspørsel. Det er derfor et økende behov for økt forbrukerfleksibilitet for å balansere produksjon og etterspørsel i systemet.

Denne oppgaven undersøker lønnsomheten til en lastaggregator som driver med fjernstyrt lastkontroll av elektriske varmtvannsberedere til husholdninger, gitt en rekke avgrensninger, med mål om økt utnyttelse av forbrukerfleksibilitet. I analysen undersøkes lønnsomheten til en lastaggregator med to ulike strategier; termisk lagring og rask respons. For å svare på forskningsspørsmålene utføres det en analyse, som inkluderer både en kvalitativ og kvantitativ del, samt en Monte Carlo-simulering. For simulerte verdier benyttes nettonåverdimetoden for å undersøke lønnsomheten over en lengre analyseperiode. Resultatet viser ikke et helhetlig bilde av lønnsomheten til forretningsmodellen på grunn av avgrensningene. Videre er det blitt gjort flere forutsetninger og antagelser som har påvirket resultatet.

For strategien rask respons viser resultatet at aggregator er avhengig av å ha tilstrekkelig lastvolum tilgjengelig for laststyring for å kunne delta i balansemarkedet. Videre er aggregator avhengig av å få tilslag på bud for å generere inntekt. For strategien termisk lagring viser resultatet at det er redusert kraftkostnad som utgjør størst andel av den totale besparelsen ved laststyring. Aggregator er avhengig av å koble ut forbruk ved høye kraftpriser i markedet, og besparelsen kan øke med høyere prisdifferanse mellom utkoblingstidspunkter og perioden payback-effekten oppstår. Besparelsen vil også kunne øke med høyere lastvolum tilgjengelig for laststyring.

Resultatet viser videre at det er stor usikkerhet knyttet til forretningsmodellens lønnsomhet, og at lønnsomheten kan styrkes av en rekke forhold. Dette inkluderer reduserte kostnader gjennom lavere kompensasjon til sluttbrukere og lavere teknologikostnader. Videre kan lønnsomheten styrkes med økte inntekter gjennom blant annet utvidelse av kundesegmentet og/eller økt tilgjengelig lastmengde, endret kompensasjonsmekanisme, utvikling i kraftpriser (for strategien termisk lagring) og regulatoriske endringer (for strategien rask respons).

Abstract

The power system is undergoing major changes as result of several drivers, including the phasing out of fossil power, electrification, and an increasing share of variable renewable power production. The changes are expected to lead to less available power production in periods, higher power peaks and increased power demand. Therefore, there is an increasing need for demand response to balance production and demand in the system.

This thesis examines the profitability of a load aggregator that operates with remote load control of electric storage water heaters for households, given several limitations, with the goal of increased utilisation of demand response. The analysis examines the profitability of a load aggregator with two different strategies; thermal storage and fast response. To answer the research questions, an analysis is performed, which includes both a qualitative and quantitative part as well as a Monte Carlo simulation. For simulated values, the net present value method is used to examine the profitability over a longer analysis period. The result does not show a comprehensive picture of the profitability of the business model due to the delimitations. Furthermore, several assumptions and preconditions have been made, which have affected the result.

For the fast response strategy, the result shows that the aggregator is dependent on having sufficient load volume for load control to be able to participate in the balancing market. Furthermore, the aggregator is dependent on getting accepted bids to generate income. For the thermal storage strategy, the result shows that reduced power costs represent the largest proportion of the total savings by load control. The aggregator is dependent on disconnecting consumption at high power prices in the market, and the savings increase with a higher price difference between switch-off times and the period in which the payback effect occurs. The savings will also increase with higher load volumes available for load control.

The results further show that there is great uncertainty associated with the business model's profitability, and that the profitability can be strengthened by several factors. This includes reduced costs through lower compensation to end-users and lower technology costs. The profitability can also be strengthened with increased revenues through for instance, expansion of the customer segment and/or increased available load volume, changed compensation mechanism, development in power prices (for the thermal storage strategy) and regulatory changes (for the fast response strategy).

Innholdsfortegnelse

Forord ..... **I**

Sammendrag ..... **II**

Abstract ..... **III**

Tabelliste ..... **VI**

Figurliste ..... **VIII**

Forkortelser ..... **IX**

1. Innledning **1**

1.1 Bakgrunn 1

1.2 Motivasjon 2

1.3 Forskningsspørsmål og avgrensninger 3

1.4 Disposisjon over resten av oppgaven 4

2. Teori **5**

2.1 Det norske kraftsystemet 5

2.2 Aktører i kraftsystemet 6

2.3 Kraftmarkedet 10

2.4 Norge som en del av et nordisk og europeisk kraftsystem og EU-krav 14

2.5 Forbrukerfleksibilitet 16

2.6 Kommende endringer i nettleie og balansemarkedene 19

2.7 Forretningsmodell 20

3. Avgrensninger **24**

3.1 Tidsmessig og geografisk avgrensning 24

3.2 EU-krav samt fremtidige markedsmekanismer, reguleringer og lover 24

3.3 Insentivbasert forbrukerfleksibilitet med lastaggregator for ESWH til husholdninger 25

3.4 Integrert aggregator med balanseansvar 25

3.5 Aggregator opererer i eksisterende markeder 26

3.6 Forretningsmodellen og strategier som skal analyseres 27

3.7 Andre avgrensninger 27

4. Beskrivelse av forretningsmodell til analyse **29**

4.1 Kundesegmenter 30

4.2 Verdiforslag 31

4.3 Kanaler 31

4.4 Kunderelasjoner 31

4.5 Nøkkelressurser 32

4.6 Nøkkelaktiviteter 32

4.7 Nøkkelpartnere 32
5. Metode 33
5.1 Valg og beskrivelse av metode 33
5.2 Fremgangsmåte for analyse 35
6. Resultat 39
6.1 Elementer 39
6.2 Kvantifisering av elementer 43
6.3 Resultater av simulering og NNV 58
7. Diskusjon 67
7.1 Diskusjon rundt resultat 67
7.2 Diskusjon rundt avgrensninger 76
7.3 Diskusjon rundt metode 77
7.4 Videre forskning 79
8. Konklusjon 81
9. Litteraturliste 82
Vedlegg 90
Vedlegg 1: Oversikt over egenskapene til kraftbørsene DA og ID 90
Vedlegg 2: Oversikt over egenskaper til kapasitetsmarkedene (FCR, aFRR og mFRR) 91
Vedlegg 3: Oversikt over egenskaper ved aktivering av FCR og aFRR, og aktiveringsmarkedet for mFRR (RKM) 92
Vedlegg 4: Filer med kvantifiseringer og beregninger av elementer samt simulering 93
Vedlegg 5: Diagrammer med timesvise kraftpriser. Data fra Nord Pool (u.å. a) 94
Vedlegg 6: PDF av Excel-fil med simulering og beregning av NNV 104

Tabelliste

Tabell 1: Byggeklosser i Business Model Canvas med forklaring. Informasjon fra Osterwalder & Pigneur (2010). 21
Tabell 2: Oppsummert beskrivelse av aggregators forretningsmodell som skal analyseres i oppgaven, ekskludert inntektsstrøm og kostnader. 30
Tabell 3: Oversikt over kostnader til aggregators forretningsmodell og elementer som påvirker kostnadene. 41
Tabell 4: Oversikt over inntekter for strategiene termisk lagring og rask respons, med faktorer som påvirker inntekten med tilhørende elementer som er avgjørende for påvirkningsfaktorene. 42
Tabell 5: Investeringskostnader per sluttbruker funnet i litteratur omgjort til norske kroner. . 43
Tabell 6: Kvantifiserte investeringskostnad per sluttbruker til simulering. 44
Tabell 7: Resultater fra spørreundersøkelse om WTA for fjernstyrt lastkontroll ved ulike årlige besparelser (Sæle, 2020). Tall avlest fra graf og årlig besparelse er omgjort fra euro til norske kroner. 44
Tabell 8: Kvantifisering av årlig kompensasjon per sluttbruker til simulering. 45
Tabell 9: Redusert forbruk ved utkobling av ESWH og payback-effekt (kWh/h) fra Ericson (2009). 46
Tabell 10: Kvantifisering av redusert forbruk ved utkobling og payback-effekt (kWh/h) til simulering. 47
Tabell 11: Fordeling av kraftpriskontrakter for husholdninger i perioden 2017 – 2021 3. kvartal, samt gjennomsnitt for hele perioden. Data fra Statistisk sentralbyrå (2021). 47
Tabell 12: Antagelser for perioder utkobling finner sted for ulike måneder, tid på døgnet og dager. 51
Tabell 13: Kvantifisering av DA-priser (kr/MWh) ved utkoblingstimer for ulike måneder, tid på døgnet og dager til simulering. 52
Tabell 14: Kvantifisering av reduksjon i DA-pris i påfølgende payback-time etter utkobling for ulike måneder, tid på døgnet og dager til simulering. 52
Tabell 15: Laveste, høyeste og gjennomsnittlig påslag spotpris for ulike årlig forbruk. Tall fra Itera & THEMA (2021). 53
Tabell 16: Kvantifisert påslag ekskl. mva til simulering. 53
Tabell 17: Kvartalsvis gjennomsnittlig nettleie ekskl. mva (øre/kWh) per år i perioden 2017-2021 3. kvartal. Data fra Statistisk sentralbyrå (2021). 54

Tabell 18: Kvantifisert av kvartalsvis nettleie ekskl. mva (øre/kWh) til simulering. 54
Tabell 19: Avgift på elektrisk kraft 2017-2021 samt økning i prosent fra forrige år. Historiske tall fra Skatteetaten (u.å.). 54
Tabell 20: Kvantifisert avgift på elektrisk kraft ekskl. mva (øre/kWh) til simulering. 55
Tabell 21: Minimum- gjennomsnittlig- og maksimumspris for FCR D-1 og D-2 (kr/MW). Data fra Statnett (u.å.) 57
Tabell 22: Kvantifisert pris for kapasitet i FCR D-2 (kr/MW) til simulering. 57
Tabell 23: Kvantifisert pris for aktivering ved utkobling før og etter kl. 15 til simulering. 58
Tabell 24: Gjennomsnitt, median, minimums- og maksimumsverdier for simulert årlig redusert forbruk i utkoblingstimer, payback-effekt og besparelse per sluttbruker for strategien termisk lagring. 60
Tabell 25: Gjennomsnitt, median, beste og verste fall for simulerte verdier av investeringskostnader samt årlige inntekter og kostnader (kr) for strategien termisk lagring. Driftskostnader er ikke inkludert. 61
Tabell 26: Diskonterte inntekter og kostnader (kr) samt NNV for simulerte verdier (gjennomsnitt, median, beste fall og verste fall) for strategien termisk lagring. 62
Tabell 27: Gjennomsnitt, median, minimums- og maksimumsverdier for simulert årlig inntekt fra kapasitet og aktivering, samt per sluttbruker for strategien rask respons med deltagelse i FCR. 64
Tabell 28: Gjennomsnitt, median, beste og verste fall for simulerte verdier av investeringskostnader samt årlige inntekter og kostnader (kr) for strategien rask respons med deltagelse i FCR. Driftskostnader er ikke inkludert. 65
Tabell 29: Diskonterte inntekter og kostnader (kr) samt NNV for simulerte verdier (gjennomsnittlige, verste fall og beste fall) for strategien rask respons med deltagelse i FCR. 65

Figurliste

Figur 1: Gjennomsnittlig timesvise kraftpriser (kr/MWh) for hverdager for utvalgte uker i månedene september - februar. Data fra Nord Pool (u.å. a). 48
Figur 2: Gjennomsnittlig timesvise kraftpriser (kr/MWh) for hverdager for utvalgte uker i månedene mars - august. Data fra Nord Pool (u.å. a). 49
Figur 3: Gjennomsnittlig timesvise kraftpriser (kr/MWh) for helgedager for utvalgte uker i månedene september - februar. Data fra Nord Pool (u.å. a). 49
Figur 4: Gjennomsnittlig timesvise kraftpriser (kr/MWh) for helgedager for utvalgte uker i månedene mars - august. Data fra Nord Pool (u.å. a). 50
Figur 5: Frekvens av simulerte verdier for årlig besparelse per sluttbruker, med gjennomsnittsverdi, median, P10- og P90-persentiler, for strategien termisk lagring. 59
Figur 6: Variansbidraget til elementer for årlig besparelse per sluttbruker for strategien termisk lagring. 61
Figur 7: Frekvens av simulerte verdier for årlig inntekt per sluttbruker, med gjennomsnittsverdi, median, samt P10- og P90-persentiler, for strategien rask respons med deltagelse i FCR. 63
Figur 8: Variansbidraget til elementer for årlig inntekt per sluttbruker for strategien rask respons med deltagelse i FCR. 64

Forkortelser

aFRR	automatic Frequency Restoration Reserves = Sekundærreserver
BRP	Balance Responsibility Party = Balanseansvarlig
BSP	Balancing Service Provider = Tilbyder av balansetjenester
CEP	Clean Energy Package
DA	Day-ahead marked (Elspot)
DSO	Distribution System Operator = Nettselskap
ESWH	Electric Storage Water Heater = Elektrisk varmtvannsbereder
FCR	Frequency Containment Reserves = Primærreserver
GLEB	Guideline for Electricity Balancing
ID	Intraday marked (Elbas)
mFRR	manual Frequency Restoration Reserves = Tertiærreserver
mva	Merverdiavgift
NNV	Nettonåverdi
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
RK	Regulerkraft
RKM	Regulerkraftmarkedet
RKOM	Regulerkraftopsjonsmarkedet
TSO	Transmission System Operator = Systemoperatør

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

Det nordiske og europeiske kraftsystemet gjennomgår store endringer som følge av målet om nullutslipp. Endringene kommer som et resultat av blant annet utfasing av fossil kraft, økt hydrogenproduksjon, elektrifisering, teknologiutvikling og klimapolitikk. Den forventede fremtidige utviklingen i kraftsystemet involverer høyere kraftforbruk, endrede forbruksmønstre og en økende andel fornybar kraftproduksjon, hovedsakelig fra vind- og solressurser (Statnett, 2020). Både et økt kraftforbruk og en forhøyende andel av ikke-regulerbar fornybar kraftproduksjon fører til utfordringer for kraftsystemet. Økt kraftetterspørsel, som følge av blant annet elektrifisering, forventes å resultere til høyere effekttopper og dermed utfordre nettkapasiteten (DNV GL Energy, 2019). Det å erstatte fossil kraft med sol- og vindkraft krever et høyt arealbruk og reduserer reguleringsmulighetene da dette ikke er regulerbare kraftressurser (Statnett, 2020).

Det må til enhver tid være balanse mellom forbruk og produksjon av kraft i kraftsystemet, og det er derfor et behov for en tilstrekkelig andel av fleksibilitet i produksjon og forbruk for å kunne oppnå denne balansen og god forsyningssikkerhet. Høyere etterspørsel og mindre tilgjengelig produksjon av kraft i perioder, som følge av en høyere andel ikke-regulerbar kraftproduksjon, påvirker kraftprisen og fører til større prisvariasjoner. I tillegg medfører det økende kraftforbruket og høyere effekttopper til et økt behov for fleksibilitet, spesielt i perioder med høyt forbruk. Derimot reduseres fleksibiliteten på produksjonssiden med en økende andel av ikke-regulerbar kraftproduksjon. Dette resulterer i et voksende behov for økt fleksibilitet på forbrukersiden, også kjent som forbrukerfleksibilitet (Statnett, 2018a).

Det er en rekke fordeler ved økt utnyttelse av forbrukerfleksibilitet, både for samfunnet og for aktører i kraftsystemet. Redusert fleksibilitet fører til høyere kostnader for å kunne balansere tilbudet og etterspørselen. Økt utnyttelse av forbrukerfleksibilitet vil kunne resultere i mer stabile og forutsigbare kraftpriser. I tillegg vil det også ha positiv effekt på forsyningssikkerheten, samt bidra til enklere systemdrift og føre til færre ubalanser i kraftsystemet (Statnett, 2018a). En bedre utnyttelse av eksisterende fleksibilitetsressurser vil også kunne redusere behovet for økt nettkapasitet og dermed kunne utsette investeringer (DNV GL Energy, 2019).

1.2 Motivasjon

Det er et stort potensial for forbrukerfleksibilitet i Norge på grunn av en høy andel kraftforbruk tilknyttet termisk energi som elektriske varmtvannsberedere (Electric Storage Water Heater (ESWH)) og varmeovner (Sæle, Grande & Morch, 2013). Ifølge Söder et al. (2018) er det teoretisk mulig med en effektreduksjon på mellom 2 028 og 5 974 MW i topplasttime i Norge. Dette utgjør mellom 8 og 24 % av topplastrekorden på 25 146 MWh (Statnett, 2021a). Utfordringen blir hvordan det norske kraftsystemet faktisk kan få utnyttet dette potensialet for forbrukerfleksibilitet.

Det er mange ulike former for forbrukerfleksibilitet, og en form er at forbrukere, heretter kalt sluttbrukere, stiller med sin fleksibilitet i kraftmarkedet for å bidra i balanseringen mellom tilbud og etterspørsel. Derimot har ikke sluttbrukergruppen husholdninger samt næringsbygg forutsetningene som skal til for å delta direkte i kraftmarkedet alene (Statnett, 2018a). Det er derfor et behov for en aggregator som kan samle, eller aggregere, flere sluttbrukeres fleksibilitet og dermed tilby og selge den totale fleksibiliteten i kraftmarkeder (Olje- og energidepartementet, 2019a).

Det eksisterer litteratur og tidligere forskning som omhandler forbrukerfleksibilitet og metoder for å kunne utnytte fleksibilitetsressurser, og dette inkluderer blant annet forretningsmodeller og ulike strategier til en aggregator med mål om økt utnyttelse av forbrukerfleksibilitet. Det kommer frem i den gjennomgåtte litteraturen at det er en rekke barrierer og utfordringer ved aggregatorrollen. Dette inkluderer blant annet for lave priser i balansemarkedene, høye krav til minstebudstørrelse og at det er lite erfaring med aggregerte bud av fleksibilitet i markedet (Statnett, 2018d). Mulige forretningsmodeller for en aggregator eksisterer, og det er utført kvalitative analyser av dem, men det er også et behov for å analysere dem kvantitativt.

Formålet med oppgaven er å utvide kunnskapen om hva som påvirker den økonomiske lønnsomheten til en lastaggregator, og forhåpentlig bidra i utviklingen av at aggregatorer etablerer seg i kraftsystemet for økt utnyttelse av forbrukerfleksibilitet. Denne oppgaven skal derfor se på en forretningsmodell til en lastaggregator, gitt en rekke avgrensninger, og undersøke hvilke elementer som påvirker lønnsomheten. Det er nødvendig å kvantifisere de økonomiske elementene til forretningsmodellen for å kunne utføre en kvantitativ analyse, som et supplement til de kvalitative analysene. Gjennom en kvantitativ analyse vil det være mulig å undersøke forretningsmodellen kvantitativt med mål om å kunne undersøke hvilke elementer

som er mest avgjørende for lønnsomheten samt undersøke hva som skal til for å styrke forretningsmodellens lønnsomhet. Forretningsmodellens lønnsomhet påvirkes av lastaggregators strategi, og det er nødvendig å undersøke hva som påvirker lønnsomheten for ulike strategier.

1.3 Forskningsspørsmål og avgrensninger

Hovedmålet med denne oppgaven er å undersøke hva som påvirker lønnsomheten til forretningsmodellen til en lastaggregator med ulike strategier. Videre er det mål om å undersøke hvilke elementer som er mest avgjørende for forretningsmodellens lønnsomhet og hvordan forretningsmodellens lønnsomhet kan styrkes. Forskningsspørsmålene, både det overordnede og de underordnede, samt vitenskapelig og samfunnsmessig begrunnelser er beskrevet i de to påfølgende underkapitlene. For å begrense omfanget og kompleksiteten til oppgaven er det blitt gjort en rekke avgrensninger som blir kort redegjort for i underkapittel 1.3.3. En utdypende forklaring av avgrensningene samt begrunnelse for dem, gis i kapittel 3.

1.3.1 Forskningsspørsmål

Overordnet forskningsspørsmål

- Hva påvirker lønnsomheten til forretningsmodellen til en lastaggregator som driver med fjernstyrt lastkontroll av husholdningers elektriske varmtvannsberedere?

Underordnede forskningsspørsmål

- Hvilke elementer er mest avgjørende for forretningsmodellens lønnsomhet?
- Hvordan kan forretningsmodellens lønnsomhet styrkes?

1.3.2 Vitenskapelig og samfunnsmessig begrunnelse

Den vitenskapelige begrunnelse for forskningsspørsmålene er at deres svar vil kunne utvide kunnskapen om, og forståelsen rundt, de økonomiske perspektivene og lønnsomheten til en lastaggregators forretningsmodell.

Forskningsspørsmålene stilles med utgangspunkt i den pågående utviklingen i det norske og europeiske kraftsystemet, som fører til et større behov for økt utnyttelse av forbrukerfleksibilitet. Resultatet av oppgaven vil kunne ha praktisk betydning for samfunnet

gjennom at det vil forbedre innsikten rundt en lastaggregators forretningsmodell sin lønnsomhet, hva som er mest avgjørende for lønnsomheten, og hvordan forretningsmodellens lønnsomhet kan styrkes. Denne innsikten kan forhåpentligvis bidra i utviklingen av økt utnyttelse av forbrukerfleksibilitet.

1.3.3 Avgrensninger

For å svare på forskningsspørsmålene er det satt en rekke avgrensninger for å begrense omfanget og kompleksiteten av oppgaven. Avgrensingene inkluderer tidsperspektiv, geografisk avgrensning, type aggregator, hvilke laster som styres, forretningsmodell som analyseres, hvem som tar på seg aggregatorrollen og hvilke marked(er) aggregatoren opererer i. Fokuset i oppgaven er en aggregators forretningsmodell sin lønnsomhet, så de teknologiske aspektene vil ikke være en del av oppgaven. Kort beskrevet vil forskningsspørsmålene bli besvart for en integrert aggregator som opererer i eksisterende markeder i Norge, gitt dagens situasjon og lover, med en forretningsmodell som går ut på laststyring av husholdningers elektriske varmtvannsberedere, altså insentivbasert forbrukerfleksibilitet. Avgrensningene blir utdypende beskrevet og begrunnet i kapittel 3.

1.4 Disposisjon over resten av oppgaven

Innledningen (kapittel 1) omhandlet bakgrunnen for og formålet med oppgaven, forskningsspørsmålene oppgaven skal besvare, med vitenskapelig og samfunnsmessig begrunnelse, og kort oversikt over avgrensninger. Kapittel 2 gir nødvendig teori for temaet for oppgaven. Utdypende beskrivelse for oppgavens avgrensninger, samt bakgrunnen og begrunnelse for dem, er gitt i kapittel 3. Lastaggregators forretningsmodell som analyseres i oppgaven er beskrevet i kapittel 4. I kapittel 5 blir metode og begrunnelse for valg av metode, samt fremgangsmåte for analyse presentert. Videre blir resultater og funn fra analysen gjennomgått i kapittel 6. I kapittel 7 blir resultater, avgrensninger og metode diskutert, i tillegg blir forslag til videre forskning lagt frem. Avslutningsvis vil konklusjonen for oppgaven bli gitt i kapittel 8.

2. Teori

2.1 Det norske kraftsystemet

Med begrepet kraftsystem menes alle komponenter som til sammen sikrer både produksjon og overføring av kraft. Systemet omfatter alle elementer som inngår i alle steg fra produksjon av kraft, transport gjennom overføringsnettet og til slutt elektrisitet hos sluttbruker. Kraftmarkedet er en viktig del av kraftsystemet, og de ulike aktørene og markedene er forklart nærmere i 2.2 og 2.3 (Statnett, 2018e).

Kraftsystemet består av hovedkomponentene kraftstasjoner/-verk og overføringsnettet. Kraftstasjoner eller kraftverk omformer primærenergi til elektrisk kraft (Rosvold, 2017). Overføringsnettet er nettet som overfører kraft fra kraftstasjonene til sluttbrukere, og er derfor en grunnleggende del av kraftsystemet. Overføringsnettet er delt i tre nivåer. Transmisjonsnettet eller sentralnettet knytter sammen de ulike delene av landet, i tillegg til kabelforbindelser med andre land. Regionalnettet forbinder transmisjonsnettet med distribusjonsnettene. Distribusjonsnettet er de lokale delene av overføringsnettet som transporterer kraften til sluttbrukere (Mæhlum & Rosvold, 2020).

Det norske kraftsystemet består hovedsakelig av vannkraft med høy magasinkapasitet, noe som er et viktig karaktertrekk ved systemet. Vannkraftverk står for 88 % av produksjonskapasiteten i Norge, mens vind står for 10 %. I Norge er det 1 000 magasiner, og disse utgjør halvparten av den totale magasinkapasiteten i Europa. Magasinkapasitet gjør det mulig å lagre energi, og fører til høy fleksibilitet i kraftproduksjonen. Produksjonen i vannkraftverk med magasin kan reguleres opp og ned på kort tid, og anses derfor som regulerbar kraftproduksjon. I Norge er 75 % av produksjonskapasiteten regulerbar (Olje- og energidepartementet, 2021c). Derimot er det norske kraftsystemet avhengig av nok tilsig av vann (nedbør) for å opprettholde den høye reguleringsevnen i kraftproduksjonen. Forsyningssikkerheten er knyttet til værforhold, og systemet står overfor store utfordringer ved fremtidige perioder med uforutsigbart og lavt tilsig (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2021a).

I Norge foregår det mye fornybar kraftutbygging primært fra vann- og vindressurser, i tillegg til noe solkraft. Sol- og vindkraft kan ikke reguleres opp, og anses derfor som ikke-regulerbar kraftproduksjon, i motsetning til vannkraftverk med magasin. En økende andel av ikke-regulerbar kraftproduksjon fører til et større behov for andre reguleringsmuligheter eller

muligheter for økt fleksibilitet i andre deler av kraftsystemet. I tillegg er produksjonskapasiteten ujevnt fordelt geografisk, noe som setter krav til overføringsnettet og dets kapasitet for å kunne transportere kraft til sluttbrukere i hele Norge (Olje- og energidepartementet, 2021c).

2.2 Aktører i kraftsystemet

2.2.1 Kraftprodusent

Kraftprodusenter eller kraftselskap er aktører som eier kraftverk og produserer kraft (Rosvold, 2020).

2.2.2 Kraftleverandør

Kraftleverandører eller strømleverandører er de aktørene sluttbrukere kjøper kraft fra. Disse aktørene kan produsere kraften selv og dermed operere som både kraftprodusenter og -leverandører. Kraftleverandører som ikke produserer kraft selv, kjøper strøm i kraftmarkedet eller direkte fra kraftprodusenter, på vegne av sine kunder (Rosvold, 2019). Siden kraftleverandører er markedsaktører i kraftmarkedet, så overvåkes aktiviteten deres av tilsynsorganer som Konkurransetilsynet, Finanstilsynet o.l. (Sæle et al., 2013).

2.2.3 Nettselskap (Distribution system operator (DSO))

Nettselskaper eller DSOer er aktører som eier og driver deler av regionalnettet og/eller distribusjonsnettet. Overføringsnettet er et naturlig monopol i og med at det kun er én kraftledning for hver strekning i nettet. Nettselskapene er monopolaktører siden det kun er ett nettselskap for hvert område i overføringsnettet. Myndighetene, gjennom Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), regulerer nettselskapenes virksomhet på grunn av monopol og mangel på konkurranse (Hofstad, 2019; Statnett, 2018e). Nettselskap og kraftleverandør må operere som to ulike aktører fordi nettselskapene er monopolaktører og kraftleverandører er markedsaktører i kraftmarkedet (Sæle et al., 2013).

Nettleien skal gjenspeile kostnadene nettselskapene har i forbindelse med å drifte og vedlikeholde nettet. Både de som produserer og de som forbruker kraft betaler nettleie til nettselskapene (Statnett, 2018e). Nettleien er delt opp i to ledd; et fastledd og et variabelt ledd, med bakgrunn i at nettleien skal reflektere den faktiske kostnaden sluttbrukerens strømforbruk medfører. Det faste leddet skal gjenspeile de faste kostnadene til nettselskapet, mens de variable

kostnadene går blant annet ut på tap av strøm i nettet som nettselskapene må betale for. Nettleien varierer mellom sluttbrukere, da nettselskapene har ulike kostnader knyttet til nettet samt ulik utforming av nettleien (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2015a).

2.2.4 Sluttbruker

Sluttbrukere eller sluttkunder er i denne sammenhengen forbrukere av kraft, og kan være husholdninger, næring og industri. Sluttbrukerne betaler både for selve kraftforbruket til sin kraftleverandør og for nettleie til nettselskapet sitt. I tillegg betaler sluttbrukere avgifter som inkluderer avgift på elektrisk kraft, Enova-avgift og merverdiavgift (mva) (Statistisk sentralbyrå, 2021). Aktørene kan selv velge kraftleverandør, men ikke nettselskap (Sæle et al., 2013). Husholdninger og næringsbygg har ikke forutsetningene til å kunne delta direkte i kraftmarkedet alene, og er derfor avhengige av en aggregator for å delta (Statnett, 2018a). Større sluttbrukere, som industribedrifter, har mulighet til å kjøpe kraft direkte på kraftbørsen eller direkte fra kraftprodusenter (Olje- og energidepartementet, 2021a).

2.2.5 Systemoperatør (Transmission system operator (TSO))

Systemoperatør eller TSO er aktøren som eier og driver transmisjonsnettet, og i Norge er det Statnett som har dette ansvaret. TSO har en rekke oppgaver, og det overordnede er å koordinere driften av kraftsystemet, og dette inkluderer blant annet å opprettholde balansen mellom forbruk og produksjon i kraftsystemet (Olje- og energidepartementet, 2019b). TSO er i likhet med DSO underlagt reguleringer på grunn av monopolvirksomhet, men TSO er også en markedsaktør ved å være ansvarlig for balansemarkedene (Sæle et al., 2013). Statnetts landssentral har oppgaver som blant annet omfatter å sjekke at det er kommet tilstrekkelig med reservebud i henhold til kravene i balansemarkedene, og er den aktøren som er ansvarlig for handel i balansemarkedene i Norge. I tillegg aktiverer Landssentralen reserver og håndterer produksjonsplaner (Statnett, 2018d).

2.2.6 Markedsoperatør (Nord Pool)

Nord Pool er lisensiert til å være markedsoperatøren for å drifte og organisere en markedsplass for kjøp og salg av kraft. Nord Pool driver kraftbørsene Elspot (day-ahead (DA)) og Elbas (intraday (ID)) (Nord Pool, u.å. b).

2.2.7 Balanseansvarlig (Balance responsible party (BRP))

Balanseansvarlig eller BRP er en markedsaktør, eller en representant for en markedsaktør, som er ansvarlig for markedsaktørens ubalanser (Statnett, 2018d). BRP har omsetningskonsesjon av NVE for deltakelse i engrosmarkedene og av Statnett (TSO) for deltagelse i balansemarkedene (Enfo Consulting, 2016). Det er ulike krav om balanseansvar i de forskjellige balansemarkedene som går ut på om leverandørene må være BRP selv eller ha en avtale med en BRP-aktør. Kravene blir beskrevet i underkapittelet 2.3 som omhandler kraftmarkedet. Det er BRP som har mesteparten av kommunikasjon med TSO i balansemarkedene på grunn av aktørens oppgaver. Oppgavene innebærer ifølge Statnett (2018d) følgende: «De gir bud i markedene, leverer produksjonsplaner, sikrer aktivering og mottar betaling for kapasitet og avregning og faktura for ubalanser fra Statnett.» (s. 16).

2.2.8 Tilbyder av balansetjenester (Balance Service Provider (BSP))

BSP er en markedsaktør som kan tilby reserver som kan anses som balansetjenester eller -ressurser til TSO (Enfo Consulting, 2016; Statnett, 2018d). Ifølge EU-krav skal BSP ta over flere av de oppgavene som BRP har i dag, og dette blir videre beskrevet i 2.4.2.

2.2.9 RKOM-aktør

RKOM-aktør er en aktør som deltar i mFRR-kapasitetsmarked, også kjent som regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Aktører som deltar i dette markedet, må registreres som RKOM-aktør (Statnett, 2018d).

2.2.10 Aggregator

Aggregator er en aktør som kan fungere som et mellomledd mellom sluttbrukere og kraftmarkeder. Dette gjør aktøren gjennom å representere flere sluttbrukere og/eller virksomheter og samle deres fleksibilitet for å kunne tilby og selge den totale fleksibiliteten i markeder (Olje- og energidepartementet, 2019a). På denne måten vil en aggregator kunne bidra til å utnytte forbrukerfleksibiliteten til sluttbrukere som enkeltvis ikke har mulighet til å delta direkte i kraftmarkedet alene. Rollen til en aggregator er derfor sentral for å kunne unytte forbrukerfleksibiliteten. En aggregator kan også selge den kombinerte fleksibiliteten gjennom kontrakter eller avtaler (Enfo Consulting, 2016).

Det finnes flere ulike typer aggregatorer som kan skilles ut ifra hvilke ressurser de styrer. Aggregatorer kan blant annet samle lastfleksibilitet fra sine kunder eller samle flere generatorer, kalt henholdsvis lastaggregator og produksjonsaggregator (Lu et al., 2020). I denne oppgaven er det forretningsmodellen til en lastaggregator som skal undersøkes, og derfor blir denne typen aggregator nærmere beskrevet.

En lastaggregator kan benytte forbrukerfleksibilitet gjennom ulike strategier. Ifølge Hledik, Chang & Lueken (2016) er det tre hovedstrategier for en lastaggregator; reduksjon av effekttopper, termisk lagring og rask respons. Reduksjon av effekttopper går ut på å redusere forbruk i perioder når det sannsynlig vil være effekttopper i kraftsystemet. Forbruksreduksjonen vil være begrenset til noen dager i året, og kun noen timer for de aktuelle dagene. Utkobling av laster vil ikke forekomme utenom de aktuelle dagene. I strategien termisk lagring er enhetene aggregator har mulighet til å kontrollere som regel påkoblet om natten, og kobles ut de timene på dagen det er høyest kraftpris og forbruk. Den siste strategien, rask respons, går ut på at lasten stilles tilgjengelig for frekvensregulering i balansemarkedene. Dette kan både være økt og redusert forbruk, og er mulig dersom enhetene kan kobles ut på kort tid og automatisk etter signal.

Det er flere aktører som kan ta på seg aggregatorrollen, og dette inkluderer TSO, DSO, kraftleverandør eller en tredjepart. Det er derimot ikke tydelig avklart hvem som skal ta på seg denne rollen (Enfo Consulting, 2016). Det er tre hovedmodeller for mulige aggregatorroller. Den første er integrert aggregator som går ut på at kraftleverandør/BRP tar rollen som aggregator eller at en aggregator etablerer seg som kraftleverandør/BRP. I denne modellen kan balanseansvarlig til kraftleverandøren også operere som en aggregator eller at kraftleverandøren/aggregatoren selv fungerer som BRP, og det er i begge tilfellene kun én BRP. Denne modellen er kompatibel med dagens markedsdesign i Norge og Norden (NordREG, 2016).

Den andre modellen heter tredjeparts eller uavhengig aggregator, og denne aggregatoren deler enten balanseansvaret sammen med kraftleverandør(er) eller har ingen balanseansvar. I det førstnevnte tilfellet vil det være to BRPer (eller potensielt flere dersom den uavhengige aggregatoren har sluttbrukere som benytter ulike kraftleverandører), og det må være et økonomisk oppgjør mellom aggregator og kraftleverandør for å fordele gevinsten. Dersom den uavhengige aggregatoren ikke har balanseansvar, så er det kraftleverandøren som har det

ansvaret, og det må også i dette tilfellet være et økonomisk oppgjør mellom aktørene (NordREG, 2016). Den siste modellen heter regulert aggregator, og da er det DSO eller TSO som tar på seg aggregatorrollen (Enfo Consulting, 2016).

2.3 Kraftmarkedet

Kraftsystemet er markedsbasert og består av markedsordninger for kjøp og salg av kraft, som er en viktig del av å oppnå balanse i kraftsystemet (Olje- og energidepartementet, 2021a). Selv om det eksisterer ulike metoder for å lagre kraft, så er det vanskelig å lagre kraft over lengre tid med dagens teknologi (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2021b). Kraft anses som en ferskvare siden den må forbrukes ved produksjon, og derfor må det være balanse mellom tilbud og etterspørsel til enhver tid (Statnett, 2018e).

Kraftmarkedet deles inn i to hovedmarkeder; sluttbrukermarkedet og engrosmarkedet. Videre deles engrosmarkedet inn i kraftbørser og balansemarkeder (Olje- og energidepartementet, 2021a). Kraftmarkedet er også delt inn ulikt geografisk, og inndelingen varierer for de ulike markedene med tanke på blant annet prissetting, budgivning og aktivering av bud. De ulike geografiske inndelingene blir gjennomgått i neste underkapittel, 2.3.1, og deretter vil de ulike markedene bli beskrevet. Kraftmarkedet er komplekst med mange forskjellige markeder med ulike produkter og forskjellige egenskaper, og det er gitt en oppsummering av kraftbørsene og balansemarkedene sine egenskaper i tabellform i Vedlegg 1-3.

2.3.1 Geografiske inndelinger

Hovedkraftbørsene i Norge (DA og ID) er nordiske kraftbørser. Nord Pool beregner en systempris som gjelder for hele det nordiske markedet, men dette er kun en referansepris. Nord Pool beregner videre områdepriser som gjelder for de ulike budområdene i Norden som tar flaskehalser i betraktning (Olje- og energidepartementet, 2021a).

Det er et felles aktiveringsmarked i Norden for tertiærreserver (mFRR). Den geografiske inndelingen, Norden, har betydning for dagens balansemarkeder og aktørene som deltar i markedene (Statnett, 2018d). Det er flere planlagte endringer for nye nordiske og europeiske balansemarkeder, og disse vil bli gjennomgått i 2.6.2.

Norge er delt inn i fem budområder (Olje- og energidepartementet, 2021a), og disse områdene benyttes både i budgivning og fastsettelse av pris for en del av markedene. Norge er også delt inn i 8 fastområder, men disse områdene benyttes kun av Statnett, og benyttes i forbindelse med forbruksprognoser (Statnett, 2018d).

Norge er også inndelt i rundt 400 stasjonsgrupper, og disse områdene skal reflektere flaskehalser. Stasjonsgrupper kan gå på tvers av budområder, men kan kun inngå i ett fastområde. Aktivering av reserver skjer hovedsakelig på stasjonsgruppenivå, og denne inndelingen benyttes til å lokalisere bud i balansemarkedene, noe som er viktig for systemdriften. Forbruksdeltakelse i balansemarkeder utgjør separate stasjonsgrupper. Statnett kan endre på hvordan stasjonsgruppene er inndelt (Statnett, 2018d).

2.3.2 Sluttbrukermarkedet

Sluttbrukermarkedet er markedet der sluttbrukere kjøper kraft fra sine selvvalgte kraftleverandører. Det er konkurranse mellom kraftleverandører i dette markedet og sluttbrukerne kan velge mellom ulike leverandører og strømavtaler (Olje- og energidepartementet, 2021a).

2.3.3 Kraftbørser (DA og ID)

I engrosmarkedet er det to hovedkraftbørser for krafthandel i Norden, DA og ID, som begge er organisert av markedsoperatøren Nord Pool. Krav til minimum budstørrelse er 0.10 MWh for både DA og ID. DA-markedet er hovedmarkedet og håndterer mesteparten av markedsvolumet i Norden og Norge. Markedsvolumet i Norge er 125 TWh i DA-markedet og 0.2 TWh i ID-markedet (Enfo Consulting, 2016).

I DA-markedet leverer kraftprodusenter inn salgsbud for egen produksjon, og kraftleverandører leverer inn kjøpsbud på vegne av sine sluttbrukere. Bud gjelder for hver time i det påfølgende døgnet for de ulike budområdene. Aktørene i markedene leverer inn sine timesbud til kraftbørsen, og TSO oppgir transmisjonskapasiteten for hvert budområde, før det gjeldende døgnet. Timesprisene for det påfølgende døgnet beregnes ut ifra de innkomne budene, i tillegg til den tilgjengelige transmisjonskapasiteten. DA-markedet står for en stor del av balansering mellom tilbud og etterspørsel i kraftsystemet, men mange faktorer kan føre til at faktisk forbruk og/eller produksjon avviker fra de opprinnelige budmengdene. Aktørene kan handle i ID-

markedet for å kunne korrigere avviket. Dette markedet er en kraftbørs der handel skjer mellom klarering av DA-markedet og inntil én time før den aktuelle driftstimen. Videre er det balansemarkedene som benyttes for å korrigere avvik dersom det oppstår hendelser som fører til ubalanse i selve driftstimen (Olje- og energidepartementet, 2021a).

2.3.4 Balansemarkeder

Balansemarkedene drives av Statnett, og benyttes for å håndtere ubalanser i selve driftstimen. Statnett har ansvaret for å sikre tilstrekkelige volum av reserver i balansemarkedene. I Norden deles balansemarkedene i tre kapasitetsmarkeder; primærreserver (Frequency Containment Reserves (FCR)), sekundærreserver (automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)) og tertiærreserver (manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)) (Olje- og energidepartementet, 2021a). I tillegg er det et aktiveringsmarked for mFRR, kalt regulerkraftmarkedet (RKM). I kapasitetsmarkedene får BRP betalt for å stille med kapasitet, uavhengig av om reserven blir aktivert, i tillegg får BRP betalt dersom reserven blir aktivert. BRP får kun betalt for faktisk aktivering i aktiveringsmarkedet (RKM). Det finnes straffemekanismer dersom aktører ikke leverer avtalte reserver ved aktivering (Statnett, 2018d).

Ved ubalanser (frekvensendring) vil først reserven FCR aktiveres automatisk. Videre benyttes aFRR for å håndtere ubalansen dersom den fortsetter over flere minutter. Denne reserven aktiveres også automatisk. Ved tilfeller der det er fortsatt er behov for å regulere ubalanse, vil mFRR aktiveres manuelt (Olje- og energidepartementet, 2021a).

FCR (primærreserver)

FCR kjøpes i et nasjonalt kapasitetsmarked. For å delta i markedet må aktør enten være BRP eller ha en avtale med BRP-aktør. Reserven består av to leveranser, en grunnleveranse og en markedsbasert leveranse. Videre deles den sistnevnte leveransen inn i normaldrift (FCR-N) og driftsforstyrrelser (FCR-D). Grunnleveranse gjelder bare produksjonssiden og sikres gjennom et vedtak som gjelder større produksjonsanlegg (over 10 MVA). Det er ingen prekvalifisering for den markedsbaserte leveransen, men det er tilknytningskrav som må oppfylles ved nettilknytning for større produksjonsanlegg. Når det gjelder forbrukersiden, så er det krav til responstiden for leveranse av FCR (Statnett, 2018d). Aktiveringstid er 30 sekunder, og 50 % av leveransen må være aktivert innen 5 sekunder (Enfo Consulting, 2016).

Kravet om reservevolum av FCR er i Norge 212 MW for FCR-N og 350 MW for FCR-D (Statnett, 2018d). Den markedsbaserte FCR sikres gjennom to døgnmarkeder; D-1 og D-2. I begge markedene gis bud på timesoppløsning, og bud gis per budområde. D-1-markedet klareres dagen før det gjeldende driftsdøgnet, mens D-2 klareres to dager før det gjeldende driftsdøgnet (Statnett, 2021e). Pris for FCR-reserver fastsettes på landsbasis, og det er krav om budstørrelse på minst 1 MW. For FCR-D gjelder budene bare oppregulering, som betyr økt produksjon eller redusert forbruk. For FCR-N er det krav om symmetrisk bud, som går ut på mulighet for både opp- og nedregulering. Nedregulering betyr redusert produksjon eller økt forbruk, altså motsatt av oppregulering. I dag kjøpes det ikke FCR-D da grunnleveransen gir Statnett tilstrekkelig med kapasitet (Statnett, 2018d).

Aktivering av FCR skjer automatisk på landsbasis. Aktørene får betalt for kapasitet, i tillegg til kompensasjon for aktivering til regulerkraftpris (RK-pris) opp eller ned. For kapasitet settes prisen for kapasitet per budområde (Statnett, 2018d).

aFRR (sekundærreserver)

aFRR kjøpes også gjennom et nasjonalt kapasitetsmarked. For å delta i markedet må aktør selv være BRP. aFRR er det eneste markedet med full prekvalifisering, som går ut på krav til tekniske egenskaper og plassering i nettet. Kravet til aktiveringstid er to minutter (Statnett, 2018d).

Kravet om sikring av reserver av aFRR er 105 MW i Norge. aFRR-kapasitet sikres gjennom en ukentlig auksjon, og inkluderer både opp- og nedreguleringsbud. Ukemarkedet er delt inn i timesblokker med et gitt antall timer per uke. Bud i markedet gjelder for hele den gjeldende uken, og hvert bud må enten være opp- eller nedregulering. Minstebudkravet er på 5 MW, og ressurser i hvert bud må inngå i samme stasjonsgruppe. Kapasitetspris settes på landsbasis. Aktivering av aFRR skjer automatisk på stasjonsnivå, og ved aktivering blir aktør betalt til RK-pris opp eller ned, og denne prisen settes per budområde (Statnett, 2018d).

Tertiærreserver (mFRR) – kapasitetsmarked: regulerkraftopsjonsmarked (RKOM)

mFRR-reserver sikres gjennom et nasjonalt marked, regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM), og aktiveres gjennom et nordisk aktiveringsmarked, regulerkraftmarkedet (RKM). I RKOM kan aktører selv levere bud, men må ha avtale med BRP-aktør. I tillegg må aktøren være registrert

som RKOM-aktør samt oppfylle vilkårene for å delta i RKM. Den forpliktede budmengden i RKOM må også tilbys i RKM. Det er ikke lov å stille med reserver som inngår i avtale om utkoblbar tariff (UKT). UKT er en mulig nettleie for sluttbrukere, som går ut på at ressursene kan kobles ut ved behov, mot å få redusert nettleie (Statnett, 2018d).

Reservevolumet for mFRR som skal sikres i Norge er 1 700 MW. RKOM deles inn i et sesong- og ukemarked. Førstnevnte varer som regel fra uke 36 til uke 16, og bud gjelder for hele perioden, som er hver mandag til søndag mellom kl. 05 til kl. 24 for hele sesongen. Ukemarkedet er delt inn i dag (kl. 05-kl. 24) og natt (kl. 00-kl. 05), som igjen er delt inn i hverdag og helg. Bud kan gis med begrensninger i varighet på utkobling og hviletid mellom utkoblinger. Minstebudkravet er 10 MW i RKM, og det er derfor det samme kravet i RKOM. For budområdet NO1 har det vært prøveordninger med krav til budstørrelse på 5 MW per stasjonsgruppe (Statnett, 2018b). Bud med lavere volum kan gis dersom minstebudkravet allerede er oppfylt. Da er minimum budstørrelse på 1 MW, og dette kalles tilleggsbud. Bud gjelder per stasjonsgruppe, og pris settes per budområde (Statnett, 2018d).

Tertiærreserver (mFRR) – aktiveringsmarked (RKM)

For mFRR gis bud på stasjonsnivå og aktivering skjer også på stasjonsnivå. Det er ikke et krav til å delta i RKOM dersom en aktør deltar i RKM. Minstebud i RKM er som nevnte tidligere 10 MW, i tillegg må reserver kunne aktiveres innen 15 minutter. I dag skjer aktivering hovedsakelig manuelt over telefon. Betaling for RKM skjer ved aktivering, og RK-prisen for opp- og nedregulering er lik for hvert budområde (Statnett, 2018d).

2.4 Norge som en del av et nordisk og europeisk kraftsystem og EU-krav

2.4.1 Norge som en del av et nordisk og europeisk kraftsystem

Det norske kraftsystemet er en del av et større nordisk og europeisk kraftsystem, både markedsmessig og fysisk (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2021a; Olje- og energidepartementet, 2021c). Det norske kraftsystemet og -markedet blir derfor påvirket av kraftsystemet i Norden og Europa. Det er behov for økt kraftproduksjon på grunn av blant annet elektrifisering. Det foregår mye utbygging av vind- og solkraft, som følge an utfasing av fossil- og kjernekraft, men dette er ikke-regulerbar kraft. Dette fører til, som nevnt i innledningen, et økende behov for fleksibilitet på forbrukersiden. De andre nordiske landene har en ulik

produksjonsmiks og lavere andel regulerbar kraftproduksjon med en generelt høyere andel vind-, kjerne-, fossil- og annen termisk kraft, sammenlignet med Norges vanndominerende system (Veie et al., 2019).

Norge er forventet å fortsette og ha en høy produksjonsandel av vannkraft, og en høy andel regulerbar kraftproduksjon. Derimot vil Norge bli påvirket av utviklingen i de andre nordiske og europeiske landene på grunn av et integrert nordisk marked som igjen er en del av det europeiske markedet. En økende andel av ikke-regulerbar kraft i det nordiske og europeiske systemet vil derfor føre til et økende behov for fleksibilitet, også i Norge (Olje- og energidepartementet, 2021c; Veie et al., 2019).

2.4.2 EU-krav

Norge må forholde seg til regelverk fra EU, og nye EU-reguleringer medfører endringer i reguleringer i det norske kraftmarkedet. Statnett (2018d) viser viktige endringer på kort og lang sikt, og belyser de viktigste gapene til EU-krav. Mye fra EU-regelverket er fortsatt ikke avklart, og dette innebærer blant annet usikkerhet rundt tolkning av kravene samt hvordan de skal iverksettes i de norske reguleringene (Statnett, 2018d).

Det er en rekke EU-krav som er relevante for aggregatorrollen, balanseansvar og deltakelse i balansemarkedene, og dette inkluderer krav fra Guideline for Electricity Balancing (GLEB) og Clean Energy Package (CEP). Det er et krav gjennom GLEB om at BSP skal delta i balansemarkedene, og ikke BRP som i dag. BRP skal dermed kun ha ansvaret for ubalanser. Statnett må definere vilkår og betingelser for at en aktør skal bli BSP. I tillegg skal aggregatorer og forbruk, i likhet med produksjon og energilagring, ha mulighet for å bli tilbydere av balanse. Videre er det krav gjennom CEP om at sluttbrukere skal ha samme tilgang til kraftmarkedet som kraftprodusenter, og denne tilgangen kan gå gjennom en aggregator/BSP. Et annet krav gjennom CEP er at alle markedsaktører skal ha balanseansvar, og må dermed selv være BRP eller overføre ansvaret til en BRP. Derimot er det usikkert for Statnett hvordan dette kravet skal tolkes. I dag er det allerede krav om at alle deltakere i balansemarkedene er BRP eller har avtale med BRP (Statnett, 2018d).

For å oppfylle kravene må Statnett endre på dagens oppgaver og roller til aktørene. Rollene til BSP og BRP må omdefineres og rollene må skilles. Avregningssystemer og -rutiner kan endres for at det BSP kan levere bud og få oppgjøret for deltagelse i balansemarkeder, og ikke via BRP

som i dag. BSP- og aggregatorrollene må gis tilgang til kraftmarkedene på samme måte som produksjon har i dag. Det er barrierer for at forbruk og aggregerte laster kan delta i kraftmarkeder sidestilt med produksjon, samt at aggregerte bud kan føre til utfordringer. Dette blir belyst i 2.5.4. En mulig løsning for at BSP og aggregator skal ha tilgang til kraftmarkedet er å endre hvem som deltar i markedene. Det er mulig med aggregerte bud i dag, ved at flere laster kan utgjøre et bud så lenge det inngår i samme stasjonsgruppe og/eller budområde (Statnett, 2018d).

2.5 Forbrukerfleksibilitet

Forbrukerfleksibilitet går ut på at sluttbrukere har muligheten og er villige til å endre sitt forbruk eller laster som en respons på situasjonen i kraftsystemet. SINTEF benytter følgende definisjon på forbrukerfleksibilitet i sine prosjekter: «Kundens evne til å endre forbruket sitt eller bytte energibærer i tidsbegrensede perioder, som respons på endringer i priser på elektrisitet (både nettariff og markedspriser på kraft)» (Sæle et al., 2013, s. 7).

2.5.1 Fordeler med forbrukerfleksibilitet

Det er en rekke fordeler ved økt utnyttelse av forbrukerfleksibilitet, både samfunnsøkonomisk og for aktørene i kraftsystemet. Det vil være økonomiske fordeler for sluttbrukere som stiller med sin fleksibilitet ved tilstrekkelig med insentiver eller reduserte kostnader. Det vil i tillegg være markedsomfattende økonomiske fordeler fordi økt forbrukerfleksibilitet fører til lavere kostander for å balansere kraftsystemet sammenlignet med kostbare oppreguleringer (U.S. Department of Energy, 2006). Fleksibilitet i kraftsystemet fører også til lavere og mer stabile kraftpriser og vil være fordelaktig for forsyningssikkerheten i kraftsystemet ved å bidra til enklere systemdrift og færre ubalanser (Statnett, 2018a). Dette fører igjen til reduserte kostnader og ulemper for samfunnet ved å redusere sannsynligheten for strømbrudd (U.S. Department of Energy, 2006). Behovet for økt nettkapasitet og utbygging vil utsettes ved lavere effekttopper og bedre utnyttelse av eksisterende ressurser, og økt utnyttelse av forbrukerfleksibilitet kan på denne måten bidra til å utsette investeringer (DNV GL Energy, 2019).

2.5.2 Klassifiseringer av forbrukerfleksibilitet

Det er to hovedklassifiseringer av forbrukerfleksibilitet, prisbasert- og insentivbasert, som skilles på bakgrunn av årsaken til forbrukers lastendring. Prisbasert eller implisitt forbrukerfleksibilitet går ut på endring i forbruksmønster som følge av prisendringer og/eller -variasjoner. Sluttbrukers endring i forbruk som en respons på prisen er helt frivillig i prisbasert forbrukerfleksibilitet. Insentivbasert eller eksplisitt forbrukerfleksibilitet går ut på at sluttbrukere er med i fleksibilitetsprogrammer som gir økonomiske insentiver for lastreduksjoner eller endring i forbruk. Sluttbrukeren deltar her i et program der en aggregator styrer deltakerens fleksibilitet eller laster mot en økonomisk kompensasjon (U.S. Department of Energy, 2006). Ved laststyring må aggregator må koble på lasten igjen etter utkobling, og dette kan føre til en payback- eller rebound-effekt. Denne effekten definerer Enfo Consulting (2016) som en «ny toppeffekt ved gjeninnkobling av utkoblet fleksibelt forbruk» (s. 8). Det er derfor nødvendig at aggregator styrer innkoblingen av porteføljen etter utkobling for å minimere en ny toppeffekt. Laststyring kan føre til payback-effekt ved at utkoblet forbruk flyttes til senere perioder som gir et høyere forbruk enn hvis utkoblingen ikke hadde funnet sted (Ericson, 2009).

2.5.3 Potensialet for forbrukerfleksibilitet

Ifølge Söder et al. (2018) er det teoretisk mulig med en effektreduksjon på mellom 2 028 og 5 974 MW i topplasttime i Norge. Dette utgjør mellom 8 og 24 % av forbruksrekorden som ble satt mellom kl. 8 og 9 i januar 2021 (Statnett, 2021a). Husholdninger utgjør mellom 1 000 og 2 744 MW av det teoretiske potensialet, mens industri og annet (kontorer, næringsbygg, sykehus og skoler) utgjør henholdsvis 253-1500 MW og 775-1730 MW (Söder et al., 2018). Husholdninger står for en relativt stor andel av det teoretiske potensialet. Det er to forbrukslaster som inkluderes i dette potensialet, og det er oppvarming og vannlagring. Norge er i særstilling med en stor andel elektrisitetsforbruk til oppvarming og varmtvann, som står for henholdsvis 64% og 15% av forbruket for en typisk husholdning (SINTEF, u.å.).

Varmtvannsberedere og varmeovner er termisk trege belastninger, og forbruk tilknyttet slik termisk energi er eksempler på lavprioritert forbruk. I et av SINTEF sine prosjekter er begrepet lavprioritert forbruk definert som: «forbruk som kan kobles ut for en begrenset periode, og som medfører liten eller ingen komfortreduksjon for sluttbruker» (Sæle et al., 2013, s. 11). Varmtvannsberedere kan kobles ut uten at sluttbruker mister vesentlig komfort, mens utkobling av oppvarming vil føre til noe mer tap av komfort. Elektrisk oppvarming kan derimot erstattes

med andre varmekilder som for eksempel vedfyring (Statnett, 2018a). Husholdninger i Norge har på grunn av et stort elektrisitetsforbruk knyttet til oppvarming og varmtvann, et stort potensial for å redusere forbruk uten betydelig tap av komfort (Sæle et al., 2013).

Ifølge Tennbak et al. (2021) kan elektriske varmvannsberedere (ESWH) spille en nøkkelrolle i balanseringen av kraftsystemet i fremtiden. Bakgrunnen for dette er at denne lasten har rask responstid og stor samlet kapasitet i Europa i dag, i tillegg til at utkobling fører til lite tap av komfort hos sluttbrukere. I Norge er det 1.1 millioner enheter av elektriske varmtvannsberedere (Kemna, van Elburg, Aarts & Corso, 2019). Selv om utkobling av laster tilknyttet oppvarming og ESWH ikke fører til store tap av komfort, så er det viktig at sluttbrukerne får tilstrekkelig med kompensasjon eller økonomisk besparelse for å stille med sin fleksibilitet. Det vil ikke være et (økonomisk) insentiv for sluttbrukere dersom de ikke får kompensasjon eller besparelse for å stille med sine laster.

Elektriske biler har også et stort potensial for økt forbrukerfleksibilitet i Norge. Det har vært en stor økning i antall el-biler i Norge de siste årene. El-biler kan bidra med fleksibilitet gjennom å endre ladetidspunktet til perioder med lavere strømforbruk og et mindre belastet nett, samt benyttes til å lagre energi i batteriene (Sæle, 2019).

Industri og næring har også et relativt stort potensial for forbrukerfleksibilitet. Derimot har kraftkrevende industri en høy betalingsvillighet for reduksjoner i forbruk, da det fører til høye kostnader gjennom tapte inntekter. Ved ekstra høye kraftpriser kan deler av industrien redusere sitt forbruk og på denne måten bidra positivt i perioder med effektknapphet. Kraftintensiv industri kan også delta med sine ressurser i balansemarkeder, og dermed bidra i balanseringen av kraftsystemet ved behov for regulering (Statnett, 2018a).

Potensialet for forbrukerfleksibilitet er forventet å øke i årene fremover som følge av elektrifisering. Ifølge Norges vassdrags- og energidirektorat (2017) vil det teoretiske potensialet for forbrukerfleksibilitet i husholdninger være på 6 300 GW i 2030, sammenlignet med 2 500 MW i 2016.

2.5.4 Barrierer og utfordringer ved forbrukerfleksibilitet gjennom aggregerte bud

Selv med et stort potensial for forbrukerfleksibilitet i Norge, så finnes det en rekke barrierer og utfordringer. Denne oppgaven ser på forbrukerfleksibilitet gjennom en aggregator, og denne

delen av teorien vil derfor ha fokus på barrierer og utfordringer for denne typen forbrukefleksibilitet.

En generell barriere for økt deltakelse med aggregerte bud i balansemarkedene er at det er lite attraktivt å delta på grunn av for lave priser. Videre kan budstørrelse være en utfordring, da det er krav til minimum budstørrelse i alle markeder, og det kan være utfordrende å oppnå dette kravet for en aggregator. I tillegg kan utfordringen knyttet til budstørrelse bli forsterket av at ressurser som inngår i bud i balansemarkedet for aFRR må inngå i samme stasjonsgruppe. Dette gjør det spesielt utforende å oppnå tilstrekkelig med lastmengde innenfor samme stasjonsgruppe for å imøtekomme minstebudstørrelse (Statnett, 2018d; Enfo Consulting, 2016). Det er også krav om at aggregator er BRP for alle laster som inngår i et bud, noe som også kan gjøre det problematisk å oppnå minstebudkravet. Ifølge Statnett vil en reduksjon i krav til minimum budstørrelse føre til at det blir økt deltakelse i balansemarkedene. På den andre siden vil det bli en utfordring med mange små bud i mFRR da aktivering skjer manuelt i dag (Statnett, 2018d).

2.6 Kommende endringer i nettleie og balansemarkedene

2.6.1 Innføring av effektbaserte nettariffer

Fra 1. januar 2022 vil det tre i kraft en forskriftsendring i Norge som går ut på et differensiert fastledd i nettleien basert på effekt. Endringen vil gjelde for sluttbrukere med årlig forbruk under 100 MWh. Det er kun strukturen på nettleien som blir endret, og det blir derfor opp til nettselskapene hvordan de ønsker å differensiere fastleddet. Bakgrunnen for endringen er å redusere behovet for økt nettkapasitet og dermed redusere behovet for nettutbygging. Målet er å bidra til et jevnere kraftforbruket gjennom å øke kostnadene ved kraftforbruk i perioder der nettet er høyt belastet, og på denne måten kunne ha en mer rettferdig fordeling av nettkostnadene. Ifølge Olje- og energidepartementet (2021b) vil ikke endringen påvirke sluttbrukere betydelig, derimot vil sluttbrukere med høy effekt muligens få noe høyere nettleie. Endringen i nettariff vil øke insentivet for at forbrukere med høy effekt må tilpasse forbruket sitt.

I dag utgjør nettleien rundt 1/3 av strømregningen, og avgifter og strømforbruk står for den resterende andelen med en 1/3 hver (Eriksen et al., 2020). En reduksjon i sluttbruker sitt forbruk

vil dermed ikke bare påvirke sluttbruker sin kostnad tilknyttet selve strømforbruket, men også redusere nettleien. Dette kommer som følge av det variable leddet i nettariffen, i tillegg kan en effektreduksjon potensielt også redusere effektleddet.

2.6.2 Planlagte endringer i balansemarkedene

Innen 2022 er det planlagt å automatisere RKM samt gå over til kvarterbasis (15 minutter) tidsoppløsning for budgivning (Statnett, 2021f). Gjennom denne endringen, fra 60 til 15 minutter, vil det bli enklere å håndtere flere mindre bud for automatisk sikring og aktivering av reserver for mFRR (Statnett, 2018d). Samtidig vil endringen føre til strengere teknologiske krav og høyere krav til budegenskaper, og dette inkluderer at budene skal være mulig å lese for en maskin. Statnett (2021f) oppfordrer aktører som stiller med reserver til å ha automatisk aktivering, men det er ikke et krav.

Planlagte endringer i balansemarkedene inkluderer også innføring av både nordisk og europeisk kapasitets- og reservemarked for aFRR, i tillegg til nordisk kapasitetsmarked samt europeisk kapasitetsmarked og aktiveringsmarkedet for mFRR. Idriftsettelse av et nordisk kapasitetsmarked for aFRR er forventet våren 2022 (Statnett, 2021d). Ifølge Statnett (2018c) vil et nordisk aktiveringsmarked for aFRR være klart i løpet av 2024. Budstørrelsen vil reduseres til 1 MW, og innføring av lavere budstørrelse kan føre til økt deltakelse i markedet. Den geografiske inndelingen, Norden, vil få større betydning med de planlagte endringene (Statnett, 2018d) .

2.7 Forretningsmodell

Det er flere definisjoner av begrepet forretningsmodell, men en velkjent definisjon er fra Osterwalder & Pigneur (2010), og er som følger: «En forretningsmodell beskriver begrunnelsen for hvordan en organisasjon skaper, leverer og fanger verdi.» (s. 14, overs. av forf.).

Osterwalder & Pigneur (2010) benytter ni byggeklosser for å beskrive en forretningsmodell, og dette rammeverket kalles Business Model Canvas. Tabell 1 oppsummerer de ni byggeklossene med kort forklaring.

Tabell 1: Byggeklosser i Business Model Canvas med forklaring. Informasjon fra Osterwalder & Pigneur (2010).

Byggekloss	Kort forklaring
Kundesegmenter	Hvem bedriften skal ha som kunder (mennesker og/eller organisasjoner/bedrifter)
Verdiforslag	Hvilke produkter og/eller tjenester som skaper verdi for hvert kundesegment
Kanaler	Hvordan bedriften får kontakt og kommuniserer med hvert kundesegment for å dele sitt/sine verdiforslag
Kunderelasjoner	Hvilke relasjoner bedriften har med hvert kundesegment
Inntektsstrømmer	Hvilke inntekter bedriften genererer fra hvert kundesegment
Nøkkelressurser	Hvilke ressurser er viktigst for bedriften for å få oppnå en suksessfull forretningsmodell
Nøkkelaktiviteter	Hvilke aktiviteter er viktigst for bedriften for å oppnå en suksessfull forretningsmodell
Nøkkelpartnere	Hvilke partnere og leverandører må bedriften ha for å oppnå en suksessfull forretningsmodell
Kostnadsstruktur	Hvilke kostnader bedriften har i forretningsmodellen

I de kommende underkapitlene blir byggeklossene beskrevet mer utdypende.

2.7.1 Kundesegmenter

Kundesegmenter definerer hvem bedriften skal ha som kunder, og dette kan være mennesker og/eller organisasjoner/bedrifter. Kundene utgjør en nøkkelrolle i en forretningsmodell, siden en bedrifts forretningsmodell må ha lønnsomme kunder for å være levedyktig. Bedrifter må ta stilling til hvilke kundesegmenter som skal inkluderes i forretningsmodellen for å utforme modellen ut ifra spesifikke kundebehov (Osterwalder & Pigneur, 2010).

2.7.2 Verdiforslag

Verdiforslaget beskriver hvilke produkter og/eller tjenester som skaper verdi for hvert kundesegment. Verdiforslaget må løse et problem eller tilfredsstille et behov hos kunder, og er grunnen til at kunder velger en bedrift fremfor et annet. Verdier for kunder kan være både kvantitative (f.eks. pris og kostnadsreduksjoner) og kvalitative (f.eks. kundeopplevelse og brukervennlighet) (Osterwalder & Pigneur, 2010).

2.7.3 Kanaler

Kanaler beskriver hvordan bedriften får kontakt og kommuniserer med hvert kundesegment for å dele sitt/sine verdiforslag. Kanaler er en sentral del i kundeopplevelsen (Osterwalder & Pigneur, 2010).

2.7.4 Kunderelasjoner

Kunderelasjoner beskriver hvilke relasjoner bedriften har med hvert kundesegment. Kunderelasjonene til en forretningsmodell har stor innvirkning på kundeopplevelsen (Osterwalder & Pigneur, 2010).

2.7.5 Inntektsstrøm

Inntektsstrøm beskriver hvilke inntekter bedriften genererer fra hvert kundesegment. Inntektsstrømmen utgjør en sentral del av forretningsmodellen. Ulike inntektsstrømmer kan være faste eller variable som inkluderer blant annet markedsavhengige eller volumavhengige inntektsstrømmer (Osterwalder & Pigneur, 2010).

2.7.6 Nøkkelressurser

Nøkkelressurser beskriver hvilke ressurser som er viktigst for bedriften for å få oppnå en suksessfull forretningsmodell. Ressursene skaper eller tilbyr verdien ved forretningsmodellen, gjør det mulig å nå markeder, opprettholde gode kunderelasjoner og generere inntekt. Nøkkelressursene kan blant annet være økonomiske, fysiske eller menneskelige (Osterwalder & Pigneur, 2010).

2.7.7 Nøkkelaktiviteter

Nøkkelaktiviteter beskriver hvilke aktiviteter som er viktigst for bedriften for å oppnå en suksessfull forretningsmodell. Aktivitetene, i likhet med ressursene, skaper eller tilbyr verdien ved forretningsmodellen, gjør det mulig å nå markeder, opprettholde gode kunderelasjoner og generere inntekt (Osterwalder & Pigneur, 2010).

2.7.8 Nøkkelpartnere

Nøkkelpartnere beskriver hvilke partnere og leverandører som bedriften må ha for å oppnå en suksessfull forretningsmodell. Bedriften sine nøkkelpartnere er en forutsetning for å blant annet optimalisere sin forretningsmodell og skaffe nøkkelressurser. Nøkkelpartnere kan inkludere

samarbeidspartnere, både med konkurrenter og ikke-konkurrenter, samt leverandører (Osterwalder & Pigneur, 2010).

2.7.9 Kostnadsstruktur

Kostnadsstruktur beskriver hvilke kostnader bedriften har i forretningsmodellen. Dette kan være kostnader tilknyttet å skape verdi ved forretningsmodellen, opprettholde gode kunderelasjoner og generere inntekt. Kostnader kan både være faste og variable (Osterwalder & Pigneur, 2010).

3. Avgrensninger

For å begrense omfanget og kompleksiteten for oppgaven, er det satt en rekke avgrensinger for å svare på forskningsspørsmålene, og disse avgrensningene blir beskrevet og begrunnet i dette kapittelet.

3.1 Tidsmessig og geografisk avgrensning

Det er mange faktorer som påvirker den fremtidige utviklingen i kraftsystemet og -markedet, og dette inkluderer elektrifisering, teknologiutvikling og politiske føringer (Statnett, 2020). Kraftsystemet er komplekst og omfatter mange usikre fremtidige forhold og forutsetninger som også kan påvirke aggregators lønnsomhet. For å begrense omfanget og kompleksiteten av oppgaven, så vil dette arbeidet ta for seg en aggregator i dagens situasjon.

Videre er oppgaven begrenset til å se på en aggregator i det norske kraftsystemet. Selv om det norske kraftsystemet blir påvirket av det nordiske og europeiske, så vil det være hensiktsmessig å avgrense til å se på en aggregator som opererer i det norske systemet for å begrense omfanget. Det vil ved en utvidelse av oppgaven være viktig å ta i betraktning hvordan utviklingen i de andre landene, i tillegg til i Norge, samt nye EU-krav vil påvirke en fremtidig aggregator og dens forretningsmodell i Norge. Derimot vil denne oppgaven se bort ifra mulige fremtidige endringer, og dette blir beskrevet i det kommende underkapittelet.

3.2 EU-krav samt fremtidige markedsmekanismer, reguleringer og lover

Oppgaven er begrenset til å ikke inkludere eventuelle, mulige og usikre endringer i regulatoriske rammeverk, markedsmekanismer, EU-krav og andre politiske føringer som kan påvirke aggregators forretningsmodell og dens lønnsomhet.

I dag er det BRP som deltar i balansemarkedene, og dagens BRP er også BSP. Oppgaven ser på dagens situasjon, så utgangspunktet for oppgaven er at BRP er samme aktør som BSP. Når det skjer endringer av rollene BSP og BRP etter krav fra EU som beskrevet i 2.4.2, så vil det også påvirke aggregators rolle som BRP. I fremtiden vil aggregator være BSP, da det er denne rollen som skal delta i balansemarkedene, og dette vil kreve nye avregningsrutiner slik at BSP og BRP avregnes separat. Dette er utenfor oppgavens avgrensninger. Selv om fremtidige

endringer i roller og markedsmekanismer ikke inkluderes i oppgaven, så er det viktig å poengtere at det er krav om å legge til rette for aggregerte bud i kraftmarkedet, i tillegg til at sluttbrukere skal ha samme tilgang som kraftprodusenter (noe som kan gjøres gjennom en aggregator), da dette støtter oppgavens betydning (Statnett, 2018d).

Det vil skje en endring i nettleiestruktur gjennom forskriftsendringen som trer i kraft 1. januar 2022 som beskrevet i 2.6.1. Endringen vil kunne påvirke sluttbrukeres strømregning, og gi økt insentiv for å tilpasse forbruket gjennom å redusere dette i perioder med høy effekt. Derimot er det kun strukturen på nettleien som blir endret, men det blir opp til nettselskapene hvordan de ønsker å differensiere fastleddet. Det er med andre ord usikkert hvordan sluttbrukere vil bli påvirket av dette, og vil derfor ikke bli inkludert i oppgaven, selv om det vil kunne påvirke sluttbrukernes besparelse ved endring av forbruk.

3.3 Insentivbasert forbrukerfleksibilitet med lastaggregator for ESWH til husholdninger

En aggregator kan ha ulike og flere fleksibilitetsprogrammer med styring av forskjellige ressurser, men for å redusere omfanget og kompleksiteten er det kun en lastaggregator som vil bli analysert i oppgaven. Videre vil forretningsmodellen avgrenses til å ha sluttbrukergruppen husholdninger som kunder. Årsaken til dette er at husholdninger har et relativt høyt potensial for forbrukerfleksibilitet og de har ikke forutsetningene for å delta direkte i kraftmarkedet uten en aggregator. Som tidligere beskrevet, så er varmtvannsberedere lavprioritert forbruk som kan kobles ut uten at sluttbruker mister vesentlig komfort. Videre viser forskning at ESWH kan spille en nøkkelrolle i fremtidens kraftsystem, i tillegg har det et stort potensial. Med bakgrunn i dette, så vil forretningsmodellen til aggregator avgrenses til å kun inkludere laststyring av ESWH i denne oppgaven.

3.4 Integrert aggregator med balanseansvar

Det er som nevnt i 2.2.10, flere aktører som kan ta på seg rollen som en aggregator, og det er ikke avklart hvem som skal ta på seg rollen. Det er derimot kun én modell, en integrert aggregator, som er kompatibel med dagens norske markedsdesign. Oppgaven er derfor avgrenset til å kun se på en integrert aggregator hvor aktøren også er balanseansvarlig. Dette

går ut på at en kraftleverandør/BRP tar rollen som aggregator eller at en aggregator etablerer seg som kraftleverandør/BRP. Denne avgrensningen henger sammen med avgrensningen om å se på dagens situasjon med nåværende marked. Valget for hvilken aktør som tar på seg aggregatorrollen blir styrket av at Nordic Energy Regulators (NordREG) mener at en integrert aggregator er den mest effektive modellen for en aggregator i Norge og de andre nordiske landene. Årsaken til dette er at den kan realiseres med dagens markedsløsninger og det er utfordringer ved de to andre modellene. En tredjeparts aggregator medfører at flere forhold, som blant annet et økonomisk oppgjør, må tas i betraktning. Denne modellen vil i tillegg ikke være nødvendig siden det allerede eksisterer et velfungerende og konkurransedrevet sluttbrukermarked (NordREG, 2016). Siden monopolvirksomheter/-aktører ikke burde ha markedsmakt, så vil en regulatorisk aggregator være uheldig (Enfo Consulting, 2016).

Avgrensningen vedrørende hvilken aktør som skal ta på seg aggregatorrollen styrkes også av Universal Smart Energy Framework (USEF) sin anbefaling om praksiser for eksplisitt forbrukerfleksibilitet. Her kommer det frem at en integrert aggregator alltid vil være et anvendelig alternativ for aggregatormodell, som et tillegg til eventuelle andre modeller. Videre kommer det frem at den integrerte modellen kan benyttes som en benchmark, og da med tanke på at en vinkling fra ståstedet til sluttbrukere og bruk av deres fleksibilitetsressurser, er uavhengig av hvilken modell som blir benyttet (de Heer & van del Laan, 2017).

3.5 Aggregator opererer i eksisterende markeder

Denne oppgaven er avgrenset til at aggregatoren opererer i eksisterende markeder. Dette er i samsvar med avgrensningen om å se på en aggregator i dagens kraftsystem. Det er krav til balanseansvar i dagens balansemarkeder, noe aggregatoren er i denne oppgaven, som følge av avgrensningen beskrevet i forrige underkapittel om integrert aggregator med balanseansvar. Å analysere en aggregator som deltar i eksisterende markeder er i tråd med EU-kravet som går ut på at aggregatorer skal kunne delta i kraftmarkedene. Videre er det kun kortsiktig handel i eksisterende markeder som blir inkludert, og ikke bilaterale avtaler (langsiktig handel).

Det pågår en diskusjon om det skal etableres lokale fleksibilitetsmarkeder, og hvordan disse markedene eventuelt skal utformes (Oslo Economics, 2019). Med dette til grunn, i tillegg til å være i samsvar om den tidsmessige avgrensningen om å se på dagens situasjon, så vil ikke

denne oppgaven se på muligheten for at aggregator deltar i nye lokale fleksibilitetsmarkeder. Det blir i tillegg utfordrende å se på markeder som det er usikkerhet rundt utforming og som ikke eksisterer i dag.

Denne oppgaven fokuserer på aggregators forretningsmodell sin lønnsomhet og ikke på markedene. Derimot vil aggregators lønnsomhet bli påvirket av priser i markeder samt betaling for reserver og aktivering i balansemarkedene. Lønnsomheten påvirkes av hvilke av de eksisterende markedene aggregator deltar i, og en gjennomgang av hvilke balansemarkeder aggregator kan delta i er derfor inkludert i oppgaven.

3.6 Forretningsmodellen og strategier som skal analyseres

Som beskrevet i 3.4, så tar oppgaven for seg at en kraftleverandør opererer som en aggregator (integrert aggregator), og forretningsmodellen til aktøren vil da både inkludere kraftleverandør-virksomhet og aggregator-virksomhet. Derimot vil oppgaven avgrenses til å kun se på aggregator-delen av aktørens virksomhet, siden det er dette som er ønskelig å analysere. Deler av forretningsmodellen til aggregatoren som allerede er en del av kraftleverandørens forretningsmodell vil derfor utelukkes i analysen. Dette inkluderer blant annet inntekter og kostnader som kommer som følge av leveranse av kraft til sluttbrukere uavhengig av laststyring.

En lastaggregator kan ha ulike strategier som beskrevet i 2.2.10, men i analysen blir kun strategiene termisk lagring og rask respons inkludert, og strategiene blir analysert separat. Strategiene reduksjon av effekttopper og termisk lagring går begge ut på å redusere forbruket når kraftprisen er høy, men for strategien reduksjon av effekttopper vil laststyring være begrenset til et fåtall antall timer i løpet av året. Dette fører til et lavere inntektspotensial for aggregator med strategien reduksjon av effekttopper sammenlignet med strategien termisk lagring. Med dette til grunn, er strategien reduksjon av effekttopper ikke inkludert i analysen.

3.7 Andre avgrensninger

Denne oppgaven skal undersøke hva som påvirker lønnsomheten til aggregators forretningsmodell, derfor omfatter ikke oppgaven de teknologiske aspektene ved laststyring. Budstrategi og strategi for utkoblingstidspunkter for optimalisert inntekt eller besparelse er viktig for å maksimere aggregators lønnsomhet. Dette med tanke på budgivning i DA, priser

ved tidspunkter for utkobling av last og hvilke balansemarkeder aggregator burde stille med kapasitet for økt inntekt. Budstrategi er et omfattende og komplekst felt, og er derfor utelukket i oppgaven. Strategi for når aggregator kobler ut laster er også utelukket fra oppgaven for å begrense omfanget. Som beskrevet i 2.5.2 så må en lastaggregator ta hensyn til payback-effekt ved innkobling av laster etter utkobling for å unngå en ny toppeffekt. Hvordan aggregator løser innkobling av porteføljen med laster etter utkobling er avgrenset bort i oppgaven, derimot vil payback-effekt inkluderes i analysen med tanke på hvordan dette påvirker besparelsen til sluttbruker.

4. Beskrivelse av forretningsmodell til analyse

Dette kapittelet beskriver forretningsmodellen som skal analyseres i oppgaven gitt avgrensningene beskrevet i forrige kapittel. For å beskrive forretningsmodellen benyttes de ni byggeklossene (Business Model Canvas). Utgangspunktet for forretningsmodellen er gjennomgått teori og avgrensninger. I tillegg er informasjon fra Ma, Billanes & Jørgensen (2017) blitt benyttet. Denne rapporten beskriver flere forretningsmodeller der forbrukere kan delta i kraftmarkedet, herunder bygninger med lavt forbruk (inkluderer husholdninger) som deltar med sin fleksibilitet via aggregator. Identifisering av forretningsmodellens inntektsstrømmer og kostnader, og elementer som påvirker disse, er en del av analysen. Derfor vil ikke disse byggeklossene bli beskrevet i dette kapittelet. Tabell 2 oppsummerer forretningsmodellen som skal analyseres i oppgaven, ekskludert inntektsstrøm og kostnader.

Tabell 2: Oppsummert beskrivelse av aggregators forretningsmodell som skal analyseres i oppgaven, ekskludert inntektsstrøm og kostnader.

Byggekloss	Beskrivelse
Kundesegmenter	Husholdninger
Verdiforslag	Kompensasjon eller redusert kostnader for sluttbrukere
Kanaler	Tilby laststyring som en del av sine mulige kraftkontrakter for både nåværende og nye kunder Markedsføring mot sluttbrukere
Kunderelasjoner	Effektivt og kundevennlig oppgjørssystem Vedlikeholdstjenester Kontrakt mellom aggregator og sluttbruker - Varighet på kontrakt - Lastvolum - Begrensninger i utkoblingstidspunkt - Kompensasjon til sluttbruker - Kompensasjon til aggregator dersom sluttbruker ikke leverer avtalt lastmengde
Nøkkelressurser	Laststyringssystem og tekniske installasjoner hos sine kunder Forbruksdata Informasjon om og forståelse av kraftmarkedene
Nøkkelaktiviteter	Skaffe sluttbrukere til fleksibilitetsprogram Deltagelse i markeder Laststyring Utbetaling av kompensasjon til kunder og/eller fakturering til kunder for deltakelse
Nøkkelpartnere	Teknologileverandører

4.1 Kundesegmenter

Kunder til aggregatoren er i denne oppgaven sluttbrukergruppen husholdninger.

4.2 Verdiforslag

Aggregatoren tilbyr kompensasjon eller reduserte kostnader til sluttbrukere for at de stiller med sin fleksibilitet (Ma et al., 2017). Å tilby sluttbrukeres fleksibilitet gjennom laststyring i kraftmarkedet vil også skape verdi for andre aktører i kraftsystemet. Dersom aggregator tilbyr fleksibilitet i balansemarkedene vil det føre til økte bud i balansemarkedene, og dette er en verdi for TSO for balansering ved ubalanser i systemet. Økt utnyttelse av forbrukerfleksibilitet kan være fordelaktig for nettselskapene ved redusert forbruk i topplasttimer og mindre behov for nettutbygging.

4.3 Kanaler

Aggregatoren er også kraftleverandør gitt avgrensningene, og aktøren kan dermed tilby laststyring som del av sine mulige strømkontakter med både sine nåværende og nye potensielle kunder (Ma et al., 2017). Aggregatoren må markedsføre seg for potensielle kunder og gjøre seg tilgjengelig for sluttbrukere for å skape en god kundeopplevelse (Enfo Consulting, 2016).

4.4 Kunderelasjoner

Aggregatoren kan ha gode kunderelasjoner gjennom effektivt og kundevennlig oppgjørssystem. For at aggregatoren skal kunne styre sluttbrukeres laster så må sluttkunder ha installert teknologisk laststyringssystem, og aggregator burde derfor stille med vedlikeholdstjenester for sine kunder for å opprette gode relasjoner (Ma et al., 2017).

4.4.1 Kontrakt mellom aggregator og dens kunder

Kontrakt mellom aggregator og dens kunder er nødvendig. Ifølge THEMA (2017) så burde en kontrakt mellom aggregator og kundene blant annet inneholde varighet på kontrakt, lastvolum og eventuelle begrensinger for når utkobling av last kan forekomme. Videre må kompensasjon til sluttbruker for deltakelse og kompensasjon til aggregator dersom sluttbruker ikke leverer avtalt lastmengde, kontraktsfestes.

4.5 Nøkkelressurser

Aggregator er avhengig av laststyringssystem og installasjon hos sine kunder for å kunne styre lastene. I tillegg må aggregator ha tilgang til sine kunders forbruksdata. Videre er det viktig med informasjon om og forståelse av kraftmarkedene (Ma et al., 2017).

4.6 Nøkkelaktiviteter

Aggregator må få sluttbrukere, enten sluttbrukere som allerede har aggregator som sin kraftleverandør eller nye sluttbrukere, til å delta i sitt fleksibilitetsprogram. Videre må aggregator delta i kraftmarkedet (kraftbørser og/eller balansemarkeder). Laststyring er også en av nøkkelaktivitetene til aggregator, samt utbetaling av kompensasjon til sine kunder eller fakturering for å delta i fleksibilitetsprogrammet (Ma et al., 2017).

4.7 Nøkkelpartnere

Potensielle partnere inkluderer teknologileverandører for laststyring (Ma et al., 2017).

5. Metode

I dette kapittelet blir valg og beskrivelse av metode for å svare på forskningsspørsmålene beskrevet i 5.1. Videre blir fremgangsmåten for analysen beskrevet i 5.2.

5.1 Valg og beskrivelse av metode

5.1.1 Valg av metode

Denne oppgaven skal svare på det overordnede forskningsspørsmålet «Hva påvirker lønnsomheten til forretningsmodellen til en lastaggregator som driver med fjernstyrt lastkontroll av husholdningers elektriske varmtvannsberedere?», gitt avgrensningene beskrevet i kapittel 3. For å svare på forskningsspørsmålet blir analysen utført fra aggregators ståsted, da det er lønnsomheten til aggregators forretningsmodell som skal undersøkes, og ikke den samfunnsøkonomiske fordelen med forretningsmodellen. Det er nødvendig å identifisere inntekter og kostnader til forretningsmodellen for å kunne analysere hva som påvirker lønnsomheten. Videre må elementer som påvirker inntektene og kostnadene til forretningsmodellen kartlegges. Det første underordnede forskningsspørsmålet er «Hvilke elementer er mest avgjørende for forretningsmodellens lønnsomhet?». De identifiserte elementene som påvirker lønnsomheten, må kvantifiseres for å kunne undersøke hvor avgjørende de ulike elementene er for lønnsomheten. Ut ifra resultatet av de to foregående forskningsspørsmålet, så kan det være mulig å undersøke det andre underordnede forskningsspørsmålet, som lyder som følger: «Hvordan kan forretningsmodellens lønnsomhet styrkes?».

Valgt metode for å besvare forskningsspørsmålene inkluderer en usikkerhetsanalyse, som ofte deles inn i en kvalitativ og en kvantitativ del. Analysen går først ut på å kartlegge elementer som påvirker resultatet av det som skal analyseres, for deretter å kvantifisere de identifiserte elementene. Til slutt utføres beregninger ut ifra de kvantifiserte elementene. Utførelse av en usikkerhetsanalyse gjør det også mulig å undersøke hvordan variasjoner i elementene påvirker resultatet (Austeng, Torp, Midtbø, Helland, & Jordanger, 2005). Ved å benytte usikkerhetsanalyse som metode vil det være mulig å analysere forretningsmodellens lønnsomhet kvantitativt og dermed kunne svare på forskningsspørsmålene.

Det er videre valgt å analysere lønnsomheten til aggregators forretningsmodell over en lengre analyseperiode på flere år. Bakgrunnen for dette er at det kan være hensiktsmessig å undersøke lønnsomheten over et lengre tidsperspektiv, framfor å kun se på f.eks. ett år. Dersom en antar at alle investeringskostnader skjer ved analyseperiodens start, og videre antar at investeringen har en levetid på mer enn ett år, så vil det være fordelaktig å se på kontantstrømmer over en lengre periode.

For å kunne analysere lønnsomheten over en periode på flere år er det valgt å benytte nåverdimetoden. Årsaken for dette er at aggregators investeringer, inntekter og kostnader påløper i ulike perioder i analyseperioden. Det er vanlig å benytte nåverdimetoden der nytte (inntekter i denne sammenhengen) og kostnader oppstår ved ulike tidspunkter. Nåverdiprinsippet handler om at en krone i dag ikke er lik verdien av en krone i fremtiden. Å beregne nettonåverdi (NNV) går ut på å omregne alle inntekter og kostnader til nåverdi. Et prosjekt, eller i denne sammenhengen en forretningsmodell, er lønnsom dersom NNV for hele analyseperioden er positiv. Dermed kan nåverdimetoden kunne besvare om forretningsmodellen er lønnsom eller ikke (Finansdepartementet, 2000; Diktoratet for økonomistyring, 2018).

5.1.2 Beskrivelse av usikkerhetsanalyse

Ifølge Klakegg (2003) er en usikkerhetsanalyse: «Systematisk fremgangsmåte for å identifisere, beskrive og beregne usikkerhet» (s. 4). Austeng et al. (2005) beskriver metoder for usikkerhetsanalyse, og dette blir benyttet som et utgangspunkt for oppbygging og utførelse av analysen i oppgaven. Usikkerhetsanalyse kan deles i to, en kvalitativ og en kvantitativ del. I den kvalitative delen blir elementer som påvirker de økonomiske aspektene kartlagt og fremstilt, samt at sammenhengene mellom elementene blir identifisert. Videre kommer den kvantitative delen, hvor de identifiserte elementene først kvantifiseres, og deretter benyttes kvantifiseringene i en beregning av det en ønsker å analysere i usikkerhetsanalysen.

5.1.3 Beskrivelse av simulering

Beregningen i en usikkerhetsanalyse kan gjøres gjennom simuleringer eller matematisk-statistiske regneregler (Austeng et al., 2005). I denne oppgaven benyttes Monte Carlo-simulering, som er en metode for å simulere numeriske matematiske problemer (Grøn, 2017). For å utføre simuleringen anvendes Excel-tilleggsprogrammet Oracle Crystal Ball, som er et

verktøy for å utføre Monte Carlo-simuleringer i Excel. Crystal Ball gjør det mulig å analysere usikkerhet knyttet til ulike variabler, opprette prognoser, samt analysere simuleringsresultater (Oracle, 2008).

5.1.4 Beskrivelse av nåverdimetoden

Nettonåverdi (NNV) beregnes ut ifra årlige inntekter og kostnader for hele analyseperioden, samt investeringskostnad. NNV er gitt ved følgende formel:

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=0}^{n} \frac{I_t - K_t}{(1 + r_d)^t}$$

der I_0 er investeringskostnad som påløper ved år 0, n er analyseperiode (antall år), I_t og K_t er henholdsvis summerte inntekter og kostnader ved år t, og r_d er diskonteringsrente (konstant over analyseperioden) (Finansdepartementet, 2000; Diktoratet for økonomistyring, 2018). Diskonteringsrenten brukes til å diskontere inntekter og kostnader, som gjør at verdien av fremtidige kontantstrømmer teller mindre jo lenger frem det er i tid (Diktoratet for økonomistyring, 2018).

5.2 Fremgangsmåte for analyse

5.2.1 Kvalitativ del: Identifisering av elementer

For å svare på forskningsspørsmålene, gitt avgrensningene beskrevet i kapittel 3, så er det først blitt utført litteratursøk for å identifisere inntekter og kostnader til forretningsmodellen for begge strategiene. Videre er elementer som påvirker inntektene og kostnadene funnet gjennom litteratursøk. Dette arbeidet er blitt gjort for å identifisere elementer som senere skal kvantifiseres og benyttes i beregningene gjennom simulering.

Litteratursøk er gjort gjennom databasene Web of Science og Oria, i tillegg er søk utført i Google Scholar. Ulike kombinasjoner av følgende søkeord er benyttet i litteratursøk:

- Business model, Aggregator OR Load aggregator
- Load control OR LC, Remote load control OR RLC, Direct load control OR DLC, Load management OR LM, Demand-side management OR DSM, Load shifting, Peak shaving

- Demand response OR DR, Consumer flexibility, Demand-side flexibility, Flexible demand, Explicit demand response, Flexibility
- Payback effect OR Rebound effect
- Day-ahead OR day ahead OR DA OR DAM, Balancing market OR balance market, Regulating power market, Regulating power
- Household, End-user OR end user, Consumer, Residential
- ESWH OR electrical storage water heater OR Water heater
- Economics, Finance OR financial, Revenue OR income, Costs OR costs, Operating cost OR operating costs OR operational costs, Installation OR installation cost OR investment OR investment cost, Compensation OR incentive
- Norway, Nordic

5.2.2 Kvantitativ del: Kvantifisering av elementer

I den kvantitative delen er de kartlagte elementene først kvantifisert. Dette arbeidet er blitt gjort med utgangspunkt litteratur funnet gjennom litteratursøket beskrevet over. I tillegg er historiske tdata fra Statistisk sentralbyrå (SSB), Nord Pool, Skatteetaten og Statnett blitt brukt. Selv om oppgaven er begrenset til å se på dagens situasjon, så er historiske data benyttet som et utgangspunkt for å kunne kvantifisere elementer som blant annet kraftpriser.

Det benyttes stort sett trepunktsestimater i kvantifiseringen av elementene. Trepunktsestimatene er minimums-, forventet- og maksimumsverdi, som senere benyttes i simuleringen. For elementer der det ikke er noen forutsetninger for å antyde en forventet eller gjennomsnittlig verdi, benyttes kun minimum- og maksimumsverdi.

Aggregators mulighet til å delta i ulike balansemarkeder for strategien rask respons blir vurdert ut ifra de kvantifiserte identifiserte elementene og teori.

5.2.3 Simulering

Etter identifisering og kvantifisering av elementene som påvirker forretningsmodellens lønnsomhet så benyttes kvantifiseringene i simuleringen. For begge strategiene blir de kvantifiserte elementene og sammenhengen mellom dem og inntektene og kostnadene overført til Excel. Elementene defineres som antagelser (assumptions) i modellen. Distribusjonen BetaPERT benyttes for elementer med trepunktsestimatet beskrevet tidligere. For denne

fordelingen har verdier nær den forventede verdien mye større sannsynlighet for å inntreffe enn de verdiene som ligger nærmere minimums- og maksimumsverdiene. For elementer som kun er kvantifisert med minimums- og maksimumsverdi, da det ikke er en grunn til å anta at en verdi er mer sannsynlig enn andre, benyttes en uniform fordeling. Denne fordelingen benyttes siden alle verdier i intervallet mellom minimums- og maksimumsverdi har like stor sannsynlighet for å inntreffe.

Inntekter og kostnader som beregnes ut ifra antagelsene (kvantifiserte elementer) defineres som prognoser (forecasts) i modellen. Deretter kjøres simuleringen 30 000 ganger. Simuleringen er valgt å kjøre mange ganger for å få flere simulerte verdier. Crystal Balls egen funksjon, *GetForeStat*, benyttes for å finne gjennomsnittlig, median, minimums- og maksimumsverdi av simulerte verdier.

5.2.4 Nettonåverdimetoden

Nåverdimetoden benyttes for de simulerte verdiene for begge strategiene til aggregator. I analysen av NNV er det satt noen forutsetninger. I analysen benyttes en analyseperiode på fem år. Videre antas det at alle investeringskostnader skjer ved analyseperiodens start (år 0). I tillegg antas det at aggregator har konstante inntekter og kostnader for årene i hele analyseperioden. Dette innebærer at de simulerte verdiene for hver kjøring av simuleringen er konstant. For samfunnsøkonomiske analyser for statlige tiltak benyttes det en kalkulasjonsrente på 4 % for analyseperioder på under 40 år. Med bakgrunn i dette er det valgt en diskonteringsrente på 4 % for denne analysen (Finansdepartementet, 2021).

NNV blir beregnet for gjennomsnittet og median til simulerte verdier, i tillegg til beste fall (minimum for kostnader og maksimum for inntekter) og verste fall (maksimum for kostnader og minimum for inntekter).

5.2.5 Fremstilling av resultater fra simulering og beregning av NNV

Resultater fra simuleringen samt beregning av NNV blir til slutt fremstilt. Prognose- og sensitivitetsdiagram blir lagt frem for inntektene for begge strategier. Prognosediagrammer viser utfallet, eller frekvensen av simulerte verdier, med gjennomsnitt, median og P10- og P90-verdier. Sensitivitetsdiagrammer viser hvor stort variansbidrag ulike elementer (antagelser i modellen) påvirker resultatet. Variansbidraget viser hvilke elementer som bidrar til den største

usikkerheten i resultatet. Både prognose- og sensitivitetsdiagram er innebygd i Crystal Ball. Gjennomsnitt, median, minimums- og maksimumsverdier for ulike simulerte verdier, inkludert investeringskostnader, årlige inntekter og kostnader, samt årlig resultat, blir også lagt frem i resultatet. Resultatet av NNV for gjennomsnittlig, median, beste- og verste fall blir til slutt lagt frem.

6. Resultat

Dette kapittelet omfatter resultater fra analysen. Først vil de identifiserte elementene som påvirker inntekter og kostnader til forretningsmodellen bli beskrevet i 6.1, og deretter vil kvantifiseringene av de identifiserte elementene bli lagt frem i 6.2. Resultatet av simuleringen og beregning av NNV kommer frem i 6.3.

6.1 Elementer

Antall sluttbrukere

Antall sluttbrukere er et element som kan både påvirke aggregators inntekter og kostnader. Den totale lastmengden i aggregators portefølje vil øke med antall sluttbrukere dersom en antar at hver sluttbruker har én ESWH, og antall sluttbrukere kan derfor også påvirke aggregators inntektspotensial Antall sluttbrukere påvirker aggregators årlige kostnader, så lenge kostnadene ikke er faste (uavhengig av antall sluttbrukere).

6.1.1 Kostnader

Aggregators kostnader kan deles opp i investeringskostnader, driftskostnader og kompensasjon til sluttbrukere. Investeringskostnader inkluderer installasjonskostnader og innkjøp av teknologisk utstyr for laststyring hos sluttbrukere (NordREG, 2016). Driftskostnader er kostnader knyttet til vedlikehold, personell, markedsføring og kjøp av kraft på kraftbørser. Kraftleverandøren vil trolig ikke ha tilstrekkelig med kompetanse om laststyring fra før, og dette fører til at aktøren må ansette personale for aggregator-virksomheten (Ma et al., 2017). Aktører som deltar i Nord Pools kraftbørser både faste og variable kostnader. Deltakere betaler både årlig fast beløp og påslag per MWh i auksjonen (Nord Pool, u.å. c; Nord Pool, 2013). Dersom en antar at kraftleverandøren allerede kjøper kraft i DA-markedet, så er det faste årlige beløpet for deltakelse utenfor oppgavens avgrensning gitt i 3.6. Aggregator må kunne imøtekomme sluttbrukeres krav til kompensasjon for å få sluttbrukere villige til å delta i fleksibilitetsprogrammet (Ma et al., 2017).

6.1.2 Inntektsstrøm

Aggregators tilgjengelig lastmengde for reduksjon og/eller økning i forbruk påvirker inntekten, og mengden er avgjørende for hvilke balansemarkeder aggregator kan delta i. Aggregators mulighet for å koble ut laster er avhengig av varighet på utkobling og nødvendig hviletid

mellom utkoblinger, uten at det fører til varmtvannsmangel hos sluttbrukere. Inntektsstrømmen er også avhengig av hvilken strategi aggregator har, og inntekter for de to ulike strategiene vil nå bli gjennomgått.

Termisk lagring: Inntekt som en del av besparelsen til sluttbrukere

I strategien termisk lagring får ikke aggregator en direkte inntekt av å redusere forbruket til sluttbrukere i perioder med høye kraftpriser. Aggregator må derfor ta betalt av sluttbrukere for å delta i fleksibilitetsprogrammet sitt for å generere inntekt. Betaling fra sluttbrukere anses som deres totale besparelse i analysen, da denne tilnærmingen fører til at sluttbrukeren får en økonomisk fortjeneste lik kompensasjonen som er beskrevet i 6.1.1 for å delta i fleksibilitetsprogrammet. Med økonomisk fortjeneste for sluttbruker menes summen av reduserte kostnader og kompensasjon minus betaling til aggregator. Det må være økonomisk gunstig for sluttbrukere å delta, og dersom aggregator tar betalt mer enn den totale besparelsen til sluttbruker, så vil dette redusere den økonomiske fortjenesten sluttbruker får.

Sluttbrukere betaler både for nettleie, kraftforbruk og avgifter. Hva nettleie innebærer er beskrevet i 2.2.3. Avgiften inkluderer avgift på elektrisk kraft, mva og Enova-avgift (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2015b; Statistisk sentralbyrå, 2021). I tillegg har kraftleverandører et påslag på markedsprisen de kjøper kraft for i kraftbørsen, som sluttbruker betaler (Itera & THEMA, 2021). I analysen er det antatt at aggregator kjøper kraft i DA-markedet på vegne av sine kunder.

Besparelsen til sluttbrukere blir også påvirket av varighet på utkobling samt prisen på kraft i DA ved utkobling. I tillegg vil payback-effekten føre til økt forbruk etter utkobling, og økte kostnader påvirkes av pris i DA når payback-effekten oppstår og mengden økt forbruk som følge av payback-effekt.

Rask respons: Inntekt for kapasitet og aktivering i balansemarkedene

Inntekten i strategien rask respons kommer som følge av å stille med kapasitet i balansemarkeder og eventuelle aktiveringer. For at en aggregator med balanseansvar skal kunne delta i balansemarkedene, må prekvalifisering, minstebudstørrelse og eventuelle andre krav være oppfylt. Aggregator må imøtekomme krav til varighet på eventuelle aktiveringer og ta

hensyn til nødvendig hviletid mellom utkoblinger for deltagelse i balansemarkedene. Videre i analysen antas det at aggregator imøtekommer krav til prekvalifisering og responstid.

Den totale årlige inntekten til aggregator for å delta i balansemarkedene vil være summen av all inntekt for kapasitetsbud som får tilslag og betaling for faktisk aktivering i løpet av et år. Betaling for kapasitet er avhengig av om aggregator får tilslag på bud, varighet på bud, budstørrelse og pris for kapasitet. Betaling for aktivering er først og fremst avhengig av om aggregator får tilslag på kapasitetsbudet i kapasitetsmarkedet, og videre om aggregator må aktivere ressurser. Betaling vil da påvirkes av varigheten aggregator må aktivere budet, mengde last aktivert og pris for aktivering.

6.1.3 Oppsummering av kostnader og inntekter samt identifiserte elementer

Tabell 3 oppsummerer elementene som er avgjørende for kostnadene til forretningsmodellen. Kostnadene inkluderer investeringskostnad, driftskostnader og kompensasjon til sluttbrukere.

Tabell 3: Oversikt over kostnader til aggregators forretningsmodell og elementer som påvirker kostnadene.

Kostnad	Elementer
Investeringskostnad	• Antall sluttbrukere • Investeringskostnad per sluttbruker (teknisk utstyr og installasjon)
Driftskostnader	• Antall sluttbrukere • Driftskostnader per sluttbruker (vedlikehold, personell, markedsføring og kjøp av kraft på kraftbørser)
Kompensasjon til sluttbrukere	• Antall sluttbrukere • Krav til kompensasjon per sluttbruker

Tabell 4 oppsummerer elementene som er avgjørende for faktorene som påvirker forretningsmodellens inntekter. Aggregators inntekt blir påvirket av tilgjengelig mengde last for redusert og/eller økt forbruk og hvilken strategi aggregator har. For strategien termisk lagring blir inntekter påvirket av besparelse til sluttbrukere. For strategien rask respons blir inntekter påvirket av om aggregator oppnår krav om å delta i de ulike balansemarkedene, betaling for kapasitet og betaling for aktivering.

Tabell 4: Oversikt over inntekter for strategiene termisk lagring og rask respons, med faktorer som påvirker inntekten med tilhørende elementer som er avgjørende for påvirkningsfaktorene.

Inntektsstrøm	Påvirkningsfaktorer	Elementer
	Tilgjengelig last for redusert og/eller økt forbruk	• Antall sluttbrukere • Mulig lastreduksjon per sluttbruker/ESWH ved utkobling • Mulig varighet på utkobling av ESWH • Nødvendig hviletid mellom utkoblinger
Termisk lagring: Inntekt som en del av besparelsen til sluttbrukere	Reduksjon i kraftkostnad	• Lastmengde redusert ved utkobling • Antall timer utkobling • Priser i DA ved utkoblingstidspunkter • Payback-effekt • Priser i DA etter utkobling (med tanke på payback-effekt) • Aggregators påslag • Sluttbrukers nettleie og avgifter
Rask respons: Inntekt fra å stille med lasten i balansemarkeder	Oppnåelse av krav for å delta i de ulike balansemarkedene	• Tilgjengelig last for redusert og/eller økt forbruk (med tanke på minstebudkrav) • Prekvalifisering • Mulig varighet på utkobling av ESWH • Nødvendig hviletid mellom utkoblinger
	Betaling for kapasitet	• Oppnåelse av krav for å delta i de ulike balansemarkedene • Budstørrelse • Varighet på bud • Tilslag på kapasitetsbud • Pris for kapasitet • Begrensning på varighet og hviletid
	Betaling for aktivering	• Tilslag på kapasitetsbud • Tilslag på aktivering • Pris for aktivering • Aktivert lastmengde • Varighet på aktivering

6.2 Kvantifisering av elementer

I dette underkapittelet blir de identifiserte elementene som påvirker inntekter og kostnader til aggregatorens forretningsmodell kvantifisert. Alle kvantifiseringer og beregninger av elementer som benyttes i simuleringen er inkludert i vedlagt Excel-fil[1] i Vedlegg 4.

Antall sluttbrukere

Det er gjort en antagelse på 2 000 sluttbrukere i simuleringen av strategien termisk energi. Aggregator må oppfylle minstebudkrav for deltakelse i de ulike balansemarkedene, så kvantifiseringen av antall sluttbrukere til simuleringen av strategien rask respons vil bli gjennomgått i delen som omhandler inntekter for denne strategien.

6.2.1 Kostnader

Investeringskostnader

Tabell 5 oppsummerer investeringskostnader identifisert i litteratursøket, omgjort til norske kroner. Investeringskostnadene varierer fra kr 795 til kr 4 895. Investeringskostnadene fra Sæle & Grande (2011) og Hledik et al. (2016) gjelder per sluttbruker/ESWH. I Roos, Ericson, Kirkerud & Bolkesjø (2021) er teknologisk utstyr for automatisk lastkontroll anslått til 2 447.70 kr/kWh for varmtvannsberedere, omgjort fra €/kWh. Ved å benytte en installert effekt per ESWH på 2 kWh fra Ericson (2009), så blir investeringskostnaden 4 895 kr per ESWH.

Tabell 5: Investeringskostnader per sluttbruker funnet i litteratur omgjort til norske kroner.

Minimums-verdi (kr)	Maksimums-verdi (kr)	Kilde
2 630	4 385	(Hledik et al., 2016)
795	3 730	(Sæle & Grande, 2011)
4 895		(Roos et al., 2021)

I simuleringen benyttes den laveste identifiserte investeringskostnaden som minimumsverdi, og den høyeste som maksimumsverdi. Videre blir gjennomsnittet benyttet som forventet verdi. Kvantifiseringen av investeringskostnad er oppsummert i Tabell 6. Det kvantifiserte

[1] Kvantifiseringer.xlsx

trepunktsestimatet for investeringskostnad er kr 795, kr 3 555 og kr 4 895 for henholdsvis minimums- forventet- og maksimumsverdi.

Tabell 6: Kvantifiserte investeringskostnad per sluttbruker til simulering.

	Minimum	Forventet	Maksimum	Fordeling
Investeringskostnad (kr)	795	3 555	4 895	BetaPERT

Driftskostnader

Driftskostnader er utelatt videre i analysen på grunn av mangel på kostnadsestimater for alle driftskostnadene til forretningsmodellen fra sikre kilder.

Kompensasjon til sluttbrukere

I Sæle (2020) ble det undersøkt aksepteringsvilligheten (Willingness To Accept (WTA)) for fjernstyrt lastkontroll til husholdninger for utkobling på mellom to og fire timer uten at husholdningen fikk noe tap av komfort. Spørreundersøkelsen ble utført både i 2017 og i 2020, og resultatet er vist i Tabell 7.

Tabell 7: Resultater fra spørreundersøkelse om WTA for fjernstyrt lastkontroll ved ulike årlige besparelser (Sæle, 2020). Tall avlest fra graf og årlig besparelse er omgjort fra euro til norske kroner.

Besparelse (kr/år) \ **År**	**2017**	**2020**
498	≈ 45 %	≈ 42 %
995	≈ 55 %	≈ 46 %
1 493	≈ 59 %	≈ 50 %
1 990	63 %	56 %

Resultatet fra undersøkelsen viser at 56 % (63 % i 2017) av deltakerne er villig til å delta i fjernstyrt lastkontroll-program dersom de kan spare kr 1 900 per år. Videre vil rundt 42 % (45 % i 2017) delta dersom årlig besparelse er på kr 498. Dette resultatet viser at det er interesse for å delta i fleksibilitetsprogram blant sluttbrukere dersom de får kompensasjon i intervallet kr 498 til kr 1 990, og at det er en økende andel som er villige å delta med økende kompensasjon.

Kvantifisering av årlig kompensasjon til sluttbrukere som benyttes i simuleringen er vist i Tabell 8. For dette elementet benyttes en uniform fordeling i simuleringen, da det ikke er noe grunnlag for å anta at en kompensasjonsverdi er mer sannsynlig enn andre.

Tabell 8: Kvantifisering av årlig kompensasjon per sluttbruker til simulering.

	Minimum	Maksimum	Fordeling
Årlig kompensasjon (kr)	250	3 000	Uniform

6.2.2 Inntektsstrøm

Mulig varighet på utkobling av ESWH og nødvendig hviletid mellom utkoblinger

Ifølge Hledik et al. (2016) kan en tank på 190 liter kobles ut i opptil fire timer per dag uten stor risiko for varmtvannsmangel. Gjennomsnittlig størrelse på varmtvannsbereder som er over 30 liter i Norge, er 181 liter (Tennbak et al., 2021). Med dette til grunn antas det at aggregator har mulighet til å koble ut ESWH i to timer om morgenen/dagen og to timer om ettermiddagen/kvelden hver dag. Videre antas det at disse utkoblingene imøtekommer nødvendig hviletid mellom utkoblinger uten å føre til betydelig tap av komfort hos sluttbruker.

Mulig lastreduksjon per sluttbruker og payback-effekt

Resultatet fra undersøkelsen utført i Ericson (2009) viser at lastreduksjon ved utkobling av ESWH varierer ut ifra tidspunkt for utkoblingen. Gjennomsnittlig lastreduksjon for husstander er 0.5 kWh/h ved utkobling, og payback-effekten kan være opp til 0.28 kWh/h etter utkoblingen. Tabell 9 viser resultatet for utkobling og payback-effekt fra undersøkelsen. Resultatet viser at reduksjon i forbruk ved utkobling varierer fra 0.18 kWh/h til 0.59 kWh/h, mens payback-effekten den påfølgende timen varierer mellom en økning i forbruk på 0.28 kWh/h og en reduksjon på 0.02 kWh/h.

Tabell 9: Redusert forbruk ved utkobling av ESWH og payback-effekt (kWh/h) fra Ericson (2009).

Time	Reduksjon ved utkobling (kWh/h)	Payback-effekt neste time (kWh/h)
07-08	-0.47	0.28
08-09	-0.58	0.16
09-10	-0.48	0.26
10-11	-0.35	0.14
16-17	-0.41	0.24
17-18	-0.49	0.20
18-19	-0.59	0.14
19-20	-0.18	-0.02

Ifølge Reed, Broadwater, Chandrasekaran & Thompson (1988) tar det en time og 15 minutter før normal last er gjenopprettet som følge av payback-effekt etter en utkobling på fire timer. For en utkobling på to timer er tiden for gjennopprettelse av normal last kortere. Ut ifra denne informasjonen antas det at payback-effekten bare gjelder den påfølgende timen etter to timer utkobling.

Tall fra Ericson (2009) er benyttet for å kvantifisere redusert forbruk ved utkobling og payback-effekt etter utkobling. For både morgen-/dag- og ettermiddags-/kveldstimene er forventet reduksjon satt til gjennomsnittlig verdi. Minimum- og maksimumsverdi er satt til henholdsvis lavest og høyest verdi. Payback-effekten er beregnet på samme måte for morgen-/dagtimene og ettermiddags/kveldstimene multiplisert med to. Payback-effekten undersøkt i Ericson (2009) er kun effekten etter én time utkobling. I litteraturgjennomgangen ble ikke kvantifisert payback-effekt etter to timer utkobling funnet, og derfor benyttes det dobbelte av payback-effekten fra Ericson (2009) som en antagelse.

Kvantifiseringen som blir brukt i simuleringen er vist i Tabell 10. For reduksjon ved utkobling benyttes et trepunktsestimat med reduksjoner på 0.35, 0.47 og 0.58 kWh/h om morgenen-/dagtimene, og 0.18, 0.4175 og 0.59 kWh/h for ettermiddags-/kveldstimene. For payback-effekt benyttes et trepunktsestimat med økning i forbruk på 0.28, 0.42 og 0.56 kWh/h om morgenen-/dagtimene og -0.04 (reduksjon), 0.28 og 0.48 kWh/h for ettermiddags-/kveldstimene.

Tabell 10: Kvantifisering av redusert forbruk ved utkobling og payback-effekt (kWh/h) til simulering.

		Morgen-/ dagtimene	Ettermiddags- /kveldstimene
Minimums-verdi	Reduksjon ved utkobling (kWh/h)	-0.35	-0.18
	Payback-effekt neste time (kWh/h)	0.28	-0.04
Gjennomsnitt	Reduksjon ved utkobling (kWh/h)	-0.47	-0.4175
	Payback-effekt neste time (kWh/h)	0.42	0.28
Maksimums-verdi	Reduksjon ved utkobling (kWh/h)	-0.58	-0.59
	Payback-effekt neste time (kWh/h)	0.56	0.48

Termisk lagring: Besparelse for sluttbrukere

Besparelse for sluttbrukere blir mest påvirket av utkoblinger i perioder med høy pris i kraftbørsen dersom sluttbrukere har kontrakter tilknyttet timevis elspotkontrakt (Meland, Wahl & Tjeldflåt, 2006). Data fra Statistisk sentralbyrå (2021)[2] viser fordelingen av kraftpriskontrakter for husholdninger. Tallene i perioden 2017-2021 3. kvartal er vist i Tabell 11. Tallene viser at under 1 % av husstandene i årene 2017-2021 har kontrakter med fastpris, og de resterende har kontrakter tilknyttet elspotprisen eller kontrakt med variabelpris, på henholdsvis gjennomsnittlig 74 % og 23.7 %.

Tabell 11: Fordeling av kraftpriskontrakter for husholdninger i perioden 2017 – 2021 3. kvartal, samt gjennomsnitt for hele perioden. Data fra Statistisk sentralbyrå (2021).

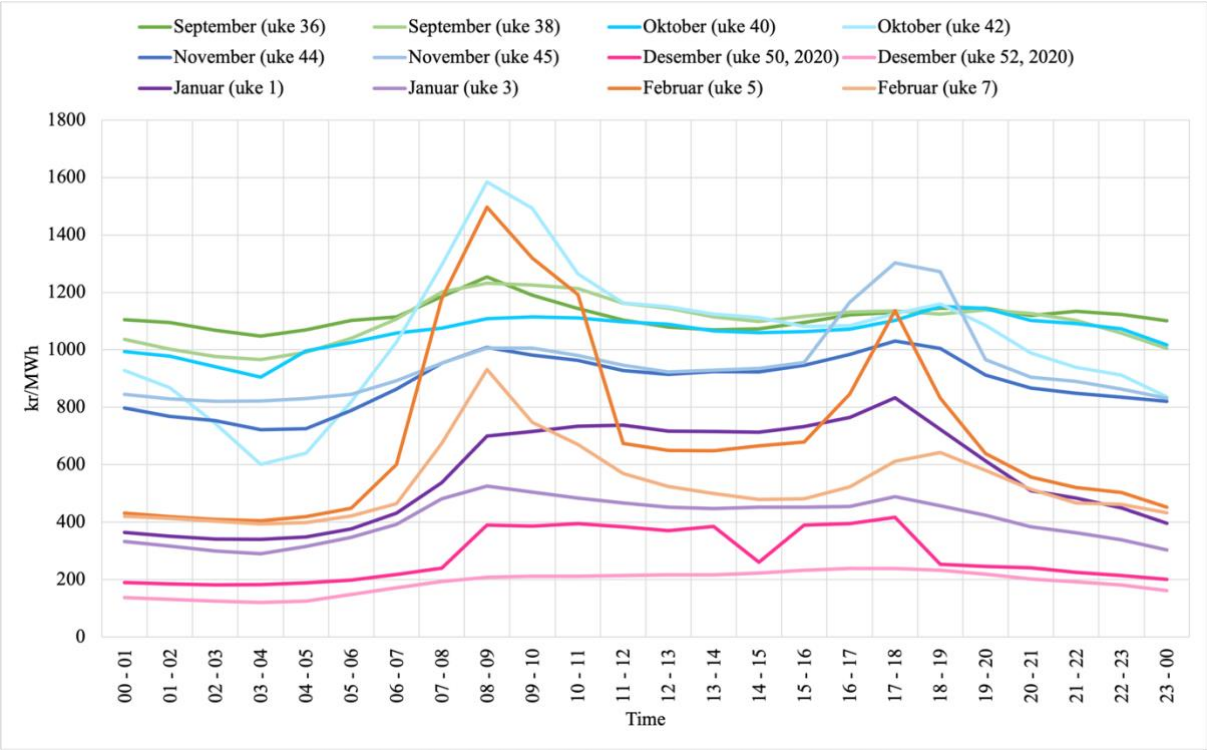
År	2017	2018	2019	2020	2021	Gjennomsnitt
Andel kontrakter tilknyttet elspotprisen (%)	69.7	72.3	74.8	78.1	75.3	74.0
Andel kontrakter med variabel pris (%)	28.1	25.6	23.0	19.7	21.8	23.7
Andel kontrakter med fastpris	0.8	0.7	0.7	0.7	0.9	0.8

Med bakgrunn i disse tallene, så antas det som realistisk at sluttbrukere er villige til å ha kraftkontrakt tilknyttet timespot. En forutsetning for analysen er at sluttbrukere som deltar i

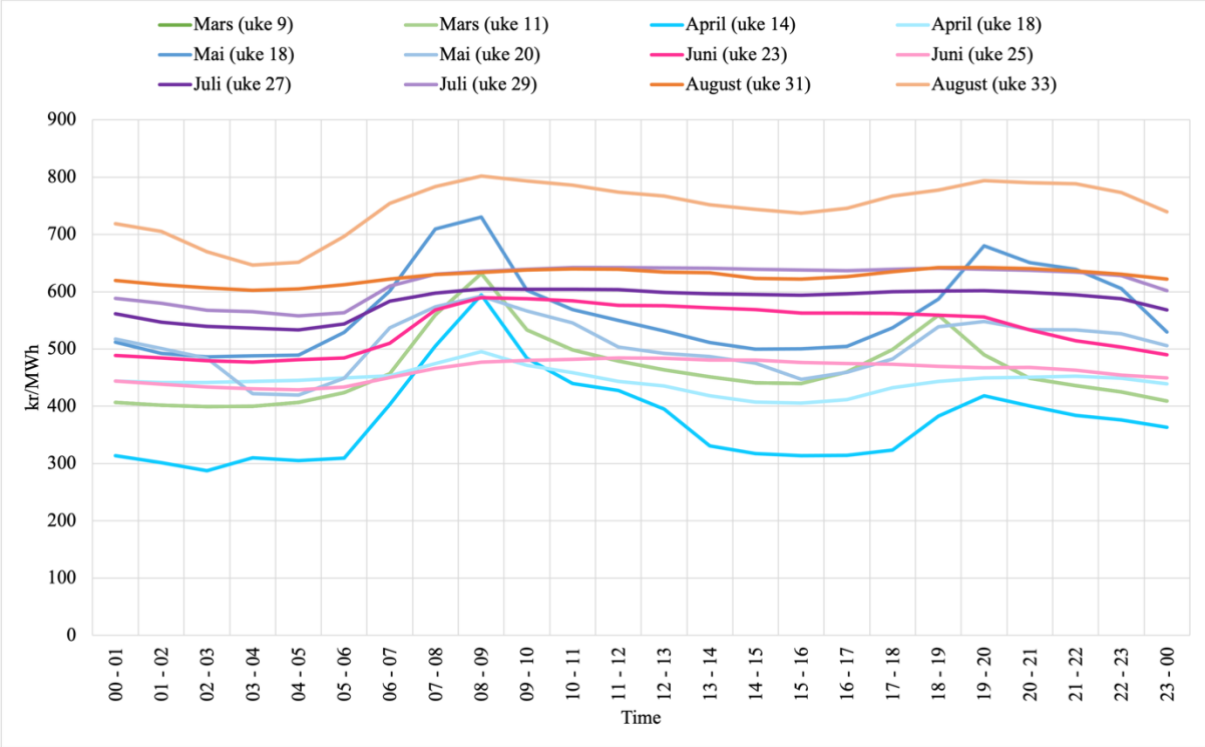
[2] Kildetabell 09364: Kraftpriser i sluttbrukermarkedet, etter kontraktstype 2017K1 – 2021K3

fleksibilitetsprogrammet har kontrakt med aggregator tilknyttet spotprisen (timespot), for at laststyring skal påvirke sluttbrukernes kraftpris mest.

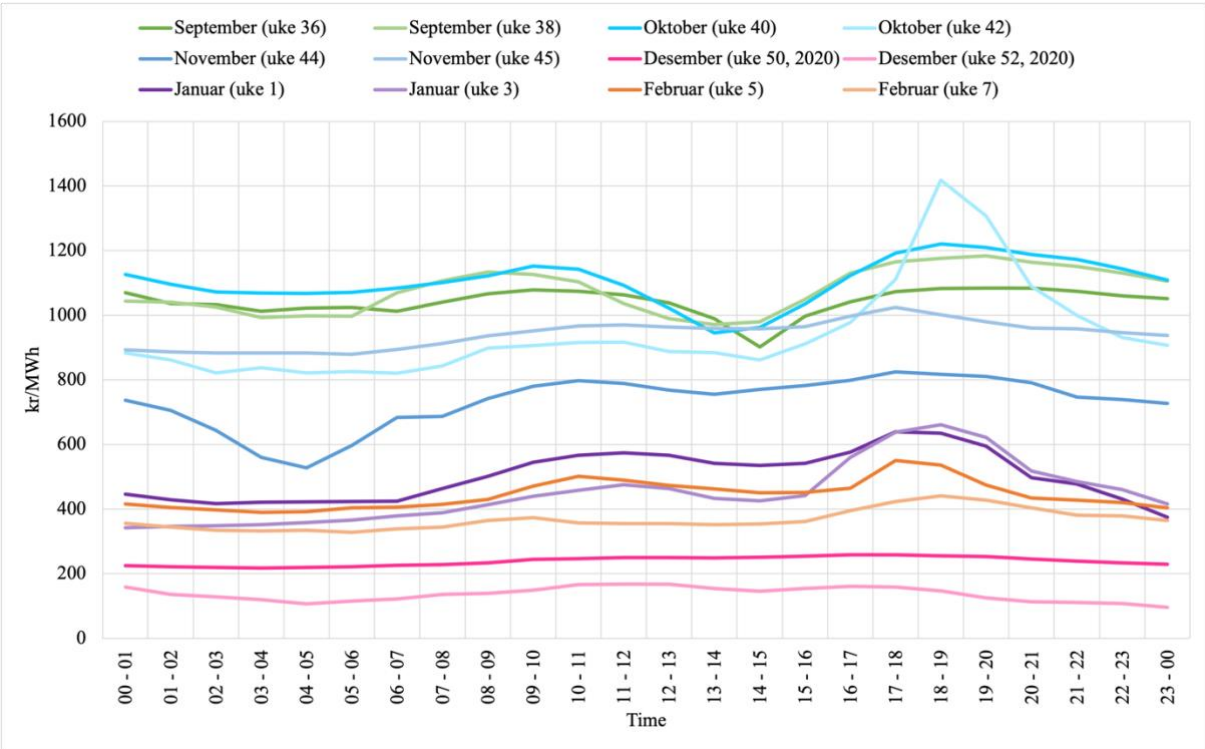
Data fra Nord Pool er benyttet for å kvantifisere priser i DA (Nord Pool, u.å. a). For å undersøke timesvise variasjoner i DA-markedet for hverdager og helger i ulike måneder er timesvise kraftpriser i DA for Oslo blitt brukt som utgangspunkt. Data er hentet for to uker per måned i perioden desember 2020 til november 2021, og kraftprisene gjelder for Oslo. Figur 1 og Figur 2 viser gjennomsnittlige timespriser for hverdager for ukene. Figur 3 og Figur 4 viser gjennomsnittlige timespriser for helgedager for ukene. Som det kommer frem i figurene så er det ulik variasjon i kraftpriser og forskjellige tidspunkt for når pristopper oppstår for de ulike ukene, og dette varierer også mellom hverdager og helgedager. Vedlegg 5 viser diagrammer med timesvise kraftpriser for alle hverdager og ukedager fra nedlastet kraftprisdata.



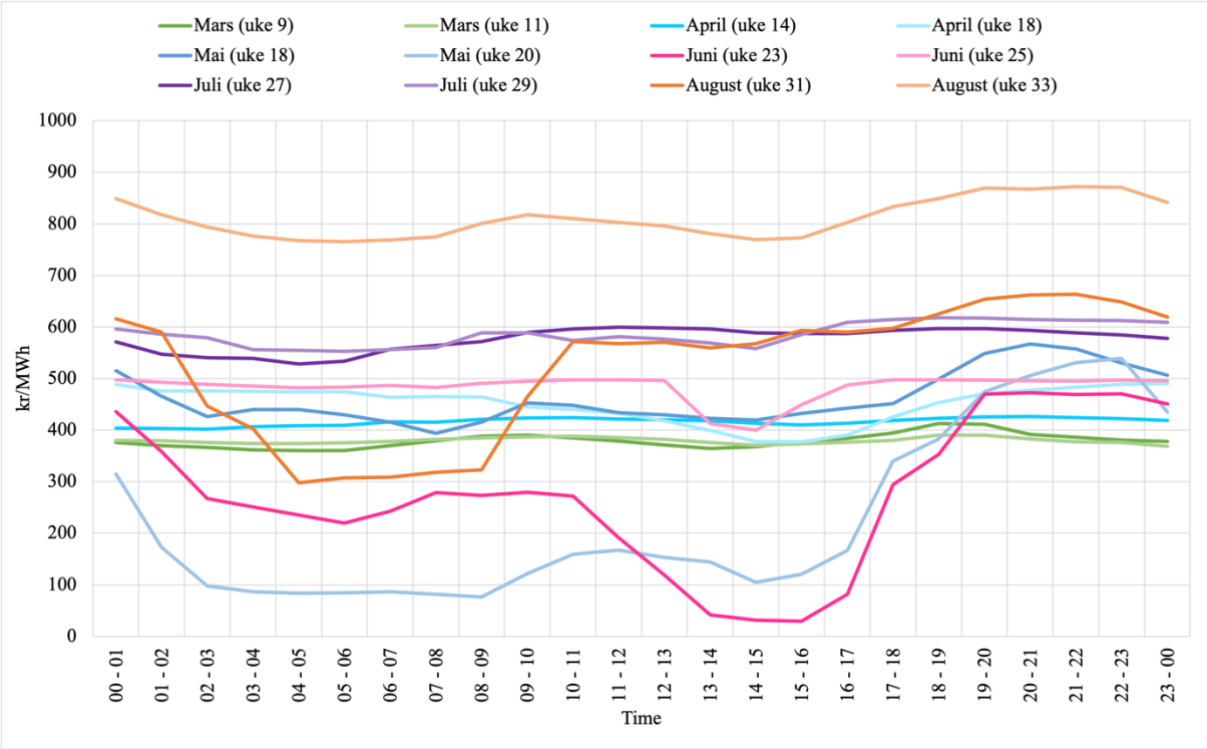
Figur 1: Gjennomsnittlig timesvise kraftpriser (kr/MWh) for hverdager for utvalgte uker i månedene september - februar. Data fra Nord Pool (u.å. a).



Figur 2: Gjennomsnittlig timesvise kraftpriser (kr/MWh) for hverdager for utvalgte uker i månedene mars - august. Data fra Nord Pool (u.å. a).



Figur 3: Gjennomsnittlig timesvise kraftpriser (kr/MWh) for helgedager for utvalgte uker i månedene september - februar. Data fra Nord Pool (u.å. a).



Figur 4: Gjennomsnittlig timesvise kraftpriser (kr/MWh) for helgedager for utvalgte uker i månedene mars - august. Data fra Nord Pool (u.å. a).

Siden denne oppgaven ikke tar for seg strategi for når aggregator kobler ut laster, så er det blitt satt noen forutsetninger for når aggregator kobler ut ESWH ut ifra kraftprisdata fra Nord Pool (u.å. a). Med utgangspunkt i nedlastet data, er det mulig å se hvilke timer aggregatoren burde koble ut ESWH for å redusere forbruket i timene med høyest kraftpris for hverdager og helgedager for de ulike månedene. I nedlastet kraftprisdata er det størst variasjon i priser og tidspunkt for høyest kraftpris mellom månedene september til mars og april til august. Det er derfor blitt skilt mellom disse to gruppene av måneder. For hver utkobling (morgen/dag og ettermiddag/kveld) antas det to timer utkobling og at payback-effekt oppstår den påfølgende timen, som beskrevet tidligere. Antagelser for utkobling er vist i Tabell 12. For hverdager varierer periodene for når utkoblingen skjer mellom kl. 08 og 13 om morgenen/dag og mellom kl. 17 og 23 om ettermiddag/kveld. For helgedager varierer perioden for når utkobling skjer mellom kl. 10 og 14 om morgenen/dag og mellom kl. 17 og 23 om ettermiddag/kveld.

Tabell 12: Antagelser for perioder utkobling finner sted for ulike måneder, tid på døgnet og dager.

Måneder	Tid på døgnet	Dag	Periode for når utkobling finner sted	Periode for når payback-time oppstår
September – mars	Morgen/dag	Hverdag	08-12	10-13
		Helg	10-14	12-15
	Ettermiddag /kveld	Hverdag	17-22	19-23
		Helg	17-23	19-00
April - august	Morgen/dag	Hverdag	08-13	10-14
		Helg	10-14	12-15
	Ettermiddag /kveld	Hverdag	19-23	21-00
		Helg	18-23	22-00

Kvantifisert minimums-, forventet- og maksimumsverdier for kraftpris i utkoblingstimene er satt til laveste, gjennomsnittlige og høyeste kraftpris i nedlastet data for periodene det er antatt at utkobling finner sted. Kvantifisert prisendring i payback-time er satt til laveste, gjennomsnittlige og høyeste prosentvise reduksjon i timene etter utkoblingene er antatt finner sted. Kvantifiseringen av DA-priser og redusert DA-pris i payback-time er vist i henholdsvis Tabell 13 og Tabell 14. DA-prisene ved utkobling varierer fra 7.90 kr/MWh til 2 723.47 kr/MWh. De prosentvise reduksjonene i DA-pris i påfølgende time etter utkobling varierer fra en økning på 2.82 % til en reduksjon på 29.48 %.

Tabell 13: Kvantifisering av DA-priser (kr/MWh) ved utkoblingstimer for ulike måneder, tid på døgnet og dager til simulering.

Måneder	Tid på døgnet	Dag	Minimum	Forventet	Maksimum	Fordeling
September – mars	Morgen/dag	Hverdag	49.95	834.74	2 464.52	BetaPERT
		Helg	77.52	632.56	1 180.31	
	Ettermiddag /kveld	Hverdag	103.18	740.92	2 723.47	
		Helg	103.18	680.26	1 780.84	
April – august	Morgen/dag	Hverdag	7.90	554.46	831.39	
		Helg	14.46	549.58	886.52	
	Ettermiddag /kveld	Hverdag	336.92	568.19	827.43	
		Helg	396.24	561.82	893.48	

Tabell 14: Kvantifisering av reduksjon i DA-pris i påfølgende payback-time etter utkobling for ulike måneder, tid på døgnet og dager til simulering.

Måneder	Tid på døgnet	Dag	Minimum	Forventet	Maksimum	Fordeling
September – mars	Morgen/dag	Hverdag	-2.82 %	6.22 %	29.48 %	BetaPERT
		Helg	-0.79 %	2.88 %	6.37 %	
	Ettermiddag /kveld	Hverdag	-1.36 %	7.89 %	18.89 %	
		Helg	-1.52 %	5.26 %	18.80 %	
April – august	Morgen/dag	Hverdag	-0.34 %	2.85 %	9.49 %	
		Helg	0.00 %	7.65 %	28.29 %	
	Ettermiddag /kveld	Hverdag	0.18 %	2.57 %	8.66 %	
		Helg	-0.55 %	2.28 %	13.46 %	

I Itera & THEMA (2021) er påslaget for ulike strømavtaler sammenlignet for ulike årlige forbruk, og resultatene er vist i Tabell 15. Påslag per kWh varierer mellom 2.9 øre/kWh og 14.1 øre/kWh.

Tabell 15: Laveste, høyeste og gjennomsnittlig påslag spotpris for ulike årlig forbruk. Tall fra Itera & THEMA (2021).

Årlig forbruk	10 000 kWh	20 000 kWh
Laveste (øre/kWh)	5.1	2.9
Gjennomsnitt (øre/kWh)	9.3	6.8
Høyeste (øre/kWh)	14.1	10.5

Det antas at aggregator har et påslag per kWh. Strømforbruket per husholdning har vært mellom 15 500 og 17 500 kWh i perioden 2003-2016 (Fredriksen, 2018). Et gjennomsnittlig årlig forbruk på 16 500 kWh per sluttbruker er brukt som utgangspunkt i kvantifiseringen av påslag. Minimum, maksimum og gjennomsnittlig påslag er beregnet for et forbruk på 16 500 kWh ut ifra tallene i Tabell 15.

Tabell 16 viser kvantifiseringen som benyttes i simuleringen. Det kvantifiserte trepunktsestimatet for påslag er 4.33, 8.43 og 12.84 øre/kWh for henholdsvis minimums- forventet- og maksimumsverdi.

Tabell 16: Kvantifisert påslag ekskl. mva til simulering.

	Minimum	Forventet	Maksimum	Fordeling
Påslag ekskl. mva (øre/kWh)	4.33	8.43	12.84	BetaPERT

Tabell 17 viser kvartalsvis gjennomsnittlig nettleie ekskl. avgifter for husholdninger i perioden 2017 til 2021 3. kvartal. Data er hentet fra Statistisk sentralbyrå (2021)[3]. Den gjennomsnittlige nettleien har siden 2017 hatt lite variasjon mellom år og kvartal, fra laveste på 26.9 øre/kWh til høyeste på 30.4 øre/kWh.

[3] Kildetabell 09387: Kraftpris, nettleie og avgifter for husholdninger, etter statistikkvariabel og kvartal 2017K1 – 2021K3

Tabell 17: Kvartalsvis gjennomsnittlig nettleie ekskl. mva (øre/kWh) per år i perioden 2017-2021 3. kvartal. Data fra Statistisk sentralbyrå (2021).

Kvartal \ År	2017	2018	2019	2020	2021
K1	27.9	27.9	30.4	28.9	27.6
K2	27.9	28.9	30.4	28.1	26.9
K3	27.9	28.9	30.4	28.6	26.9
K4	27.9	29.4	28.9	28.6	n/a

Kvantifiserte verdier for nettleien er satt til laveste og høyeste verdi fra nedlastet data for henholdsvis minimums- og maksimumsverdi. Forventet verdi settes lik gjennomsnittverdien. Kvantifiseringen er vist i Tabell 18. Det kvantifiserte trepunktsestimatet for nettleie er 26.90, 28.55 og 30.40 øre/kWh for henholdsvis minimums-, forventet- og maksimumsverdi.

Tabell 18: Kvantifisert av kvartalsvis nettleie ekskl. mva (øre/kWh) til simulering.

	Minimum	Forventet	Maksimum	Fordeling
Nettleie ekskl. mva (øre/kWh)	26.90	28.55	30.40	BetaPERT

El-avgiften betales av alle som forbruker elektrisk kraft, og avgiften blir årlig prisjustert (Energi Norge, u.å.). Avgiften er lik for alle sluttbrukere i landet, unntatt sluttbrukere i deler av Troms og Finnmark som har fritak for el-avgift. Tabell 19 viser årlig el-avgift for årene 2017-2021 hentet fra Skatteetaten (u.å.). Avgiften har vært mellom 15.83 øre/kWh og 16.69 øre/kWh i denne perioden.

Tabell 19: Avgift på elektrisk kraft 2017-2021 samt økning i prosent fra forrige år. Historiske tall fra Skatteetaten (u.å.).

År	2017	2018	2019	2020	2021	Gjennomsnitt
El-avgift ekskl. mva (øre/kWh)	16.32	16.58	15.83	16.13	16.69	16,31
Økning fra forrige år (%)		1,59	-4.52	1.90	3.47	0.61

På grunn av høye strømregninger, foreslo Regjeringen i november 2021 å redusere avgiften på elektrisk kraft med 8 øre/kWh i månedene januar-mars, og en reduksjon på 1.5 øre/kWh for de resterende månedene, april-desember. Begge reduksjonene er i forhold til prisjustert el-avgift i 2021 på 16.69 øre/kWh (Finansdepartementet, 2021).

El-avgiften kan øke i løpet av analyseperioden på grunn av årlige prisjusteringer, men da denne oppgaven er begrenset til å se på dagens situasjon, så er ikke dette inkludert i simulering. Den prisjusterte el-avgiften for 2022 er ikke publisert i skrivende stund, og det er usikkert hvordan el-avgiften vil utvikle seg over tid. Dette gjelder både fremtidige prisjusteringer og om reduksjon i avgift som Regjeringen har foreslått, vil gjelde i årene fremover. Selv om sluttbrukere i deler av Troms og hele Finnmark ikke betaler el-avgift, så inkluderes el-avgift i simuleringen.

Den forventede verdien for el-avgiften er satt til el-avgiften for 2021 og +/- 5 % som maksimums- og minimumsverdi. For minimumsverdiene er den foreslåtte reduksjonen i el-avgift inkludert. Kvantifisering for avgift for elektrisk kraft er presentert i Tabell 20. Det kvantifiserte trepunktsestimatet for el-avgift er 7.86, 16.69 og 17.52 øre/kWh for henholdsvis minimums- forventet- og maksimumsverdi for månedene januar – mars. Trepunktsestimatet for månedene april – desember er 14.36, 16.69 og 17.52 øre/kWh.

Tabell 20: Kvantifisert avgift på elektrisk kraft ekskl. mva (øre/kWh) til simulering.

El-avgift ekskl. mva (øre/kWh)	Minimum	Forventet	Maksimum	Fordeling
Januar - mars	7.86	16.69	17.52	BetaPERT
April - desember	14.36	16.69	17.52	BetaPERT

Enova-avgiften var på 1 øre/kWh (ekskl. mva) i 2018, og denne verdien inkluderes i simuleringen. Mva er på 25 % av den totale kraftprisen forbruker betaler (DA-pris + påslag), nettleie, el-avgift og Enova-avgift (Statistisk sentralbyrå, 2021).

Rask respons: Inntekt for kapasitet og aktivering i balansemarkedene

For strategien rask respons har aggregator i teorien mulighet til å delta i de tre balansemarkedene, men det er behov for å undersøke om aggregator kan delta i de ulike balansemarkedene i praksis gitt de identifiserte og kvantifiserte elementene. Det er avgjørende om aggregator kan imøtekomme minstebudkravet for deltakelse i de ulike balansemarkedene, samt imøtekomme varighet på bud med tanke på aktivering. Det er derfor den tilgjengelige lastmengden for redusert og/eller økt forbruk samt mulig varighet på utkobling og nødvendig hviletid mellom utkoblinger som påvirker aggregators mulighet til å delta i de ulike balansemarkedene. Avgjørende elementer for å imøtekomme minstebudkravet er lastreduksjon per sluttbruker og antall sluttbrukere.

For både sesong- og ukemarkedet for RKOM gjelder bud for hele perioden, men bud kan gis med begrensinger i varighet og hviletid. Ved å anta en gjennomsnittlig lastreduksjon på 0.5 kWh/h per sluttbruker som resultatet fra Ericson (2009), så tilsvarer minstebudstørrelsen på 10 MW for å delta i RKOM/RKM, 20 000 sluttbrukere. Selv med et minstebudkrav på 5 MW for budområde 1 (NO1), så krever det at aggregator har 10 000 sluttbrukere for å oppnå kravet. Med dette til grunn, så anses det som utfordrende for aggregator å oppfylle budstørrelsen, og deltakelse i RKOM og RKM vil ikke bli analysert videre.

I aFRR gis bud per periode som er timesblokker, og dette kan derfor være utfordrende for aggregator med tanke på varighet på utkobling og hviletid. Krav til minstebudstørrelse er på 5 MW. Dette tilsvarer som nevnt over 10 000 sluttbrukere for å oppnå minstebudkravet, gitt en gjennomsnittlig lastreduksjon på 0.5 kWh/h. I dette markedet må i tillegg alle ressurser i ett bud inngå i samme stasjonsgruppe, så dette øker utfordringen for aggregator å oppnå budkravet. Med dette til grunn, så vil ikke deltagelse i dette markedet bli analysert videre.

I FCR kapasitetsmarked gis bud med timesoppløsning, noe som er gunstig med tanke på utkoblingstid og hviletid. Minstebudkravet er 1 MW, og bud må være symmetriske som betyr at aggregator må ha mulighet til å både øke og redusere forbruket med 1 MW ved aktivering. Aggregator må derfor ha et tilgjengelig lastvolum på det dobbelte av minstebudkravet. Halvparten av lastene i aggregators portefølje må være utkoblet i perioder der aggregator har fått tilslag på bud for å kunne regulere både opp og ned forbruk. Gitt en forventet lastreduksjon på 0.5 kWh/h per sluttbruker kreves det derfor 4 000 sluttbrukere for å ha tilstrekkelig tilgjengelig lastmengde på det dobbelt av minstebudstørrelsen.

Det er gjort en antagelse på 4 000 sluttbrukere i simuleringen av strategien rask respons med deltagelse i FCR for å kunne imøtekomme minstebudkravet og symmetrisk bud. Med bakgrunn i at ESWH kan kobles ut fire timer per dag uten stor sannsynlighet for at sluttbruker får mangel på varmtvann, så antas det at aggregator byr totalt fire timer i døgnmarkedet for FCR-N, som fordeles på to timer om morgenen/dagen før kl. 15 og to timer om ettermiddagen/kvelden mellom etter kl. 15. Videre antas det at aggregator klarer å levere avtalt reserve ved aktivering.

Historiske priser fra 01.01.2019 til 18.11.2021 for er brukt for å kvantifisere prisene for kapasitet for FCR-N døgnmarked D-1. D-2 er et nytt marked, så her eksisterer det bare data fra 11.01.2021. Priser for perioden 11.01.2021 til 24.11.2021 er benyttet for å kvantifisere prisene

for kapasitet for FCR-N døgnmarked D-2. Data er lastet ned fra Statnett (Statnett, u.å.)[4]. Minimum-, gjennomsnittlig- og maksimumspris for de historiske prisene vises i Tabell 21. Prisene har variert fra 12.50 til 7 744 kr/MW i perioden for D-1, og for D-2 har prisene variert fra 48.76 til 3 066 kr/MW.

Tabell 21: Minimum- gjennomsnittlig- og maksimumspris for FCR D-1 og D-2 (kr/MW). Data fra Statnett (u.å.)

	Minimum	Gjennomsnitt	Maksimum
Pris, reserver FCR D-1 (kr/MW)	12.50	70.81	7 744.09
Pris, reserver FCR D-2 (kr/MW)	48.76	141.81	3 065.69

Maksimumsprisen er betydelig høyere enn gjennomsnittprisen for både D-1 og D-2, og de høye prisene oppstår et fåtall timer. Den maksimale prisen er høyest i D-1, men den gjennomsnittlige prisen er høyest i D-2. Med dette til grunn antas det at aggregator byr i D-2 videre i analysen, da dette markedet antas å ha høyest inntektspotensial på grunn av høyest gjennomsnittspris. Det kvantifiserte trepunktsestimatet for kapasitetspris i FCR D-2 er 48.76, 141.81 og 3 065.69 kr/MW for henholdsvis minimums-, forventet- og maksimumsverdi, som vist i Tabell 22.

Tabell 22: Kvantifisert pris for kapasitet i FCR D-2 (kr/MW) til simulering.

	Minimum	Gjennom-snitt	Maksimum	Fordeling
Pris, reserver FCR D-2 (kr/MW)	48.76	141.81	3 065.69	BetaPERT

Betaling for aktivert volum i FCR-N prissettes til RK-pris (opp og ned). Data fra Nord Pool (u.å. d) for budområde 1 (NO1) er brukt som utgangspunkt i kvantifiseringen av pris for aktivering. For seks uker i 2021 er minste, gjennomsnittlige og høyeste pris for opp og ned for både før og etter kl. 15 blitt beregnet. Kvantifisering av RK-pris er vist i Tabell 23. Det kvantifiserte trepunktsestimatet for RK-pris er 0, 643.81 og 1 596.14 kr/MWh (minimums-, forventet- og maksimumsverdi) for utkobling før kl. 15, og 201.12, 694.41 og 2 068.70 kr/MWh (minimums-, forventet- og maksimumsverdi) for utkobling etter kl. 15.

[4] Primærreserver D-1 marked 2019-2021, Primærreserver D-2 marked 2021

Tabell 23: Kvantifisert pris for aktivering ved utkobling før og etter kl. 15 til simulering.

Regulerkraftpris (kr/MWh)	Minimum	Forventet	Maksimum	Fordeling
Før kl. 15	0.00	652.43	1 596.14	BetaPERT
Etter kl. 15	201.12	696.90	2 068.70	BetaPERT

Aggregator er avhengig av å få tilslag på bud for å få betaling for reserver, og får betalt ved aktivering av bud. I simuleringen benyttes prosentandeler av bud som får tilslag og prosentandel av varighet på budene som må aktiveres. For andel av bud som får tilslag er minimumsverdi satt til 20 % og maksimumsverdi satt til 100 %. Av total varighet på bud som får tilslag og som må aktives benyttes minimumsverdi 0 % og maksimumsverdi 30 %. Dette er kun antagelser, og det benyttes en uniform fordeling da det ikke er noe grunnlag for å anta at noen verdier er mer sannsynlig enn andre.

Ved tilslag på bud vil aggregator måtte koble ut halvparten av porteføljen for de gjeldende periodene, for å kunne både opp- og nedregulere ved aktivering. Sluttbrukere kan dermed også få besparelser i kraftkostnader som følge av redusert forbruk. Videre kan sluttbrukere både få redusert og økt forbruk ved aktiveringstidspunkter som følge av både opp- og nedregulering, i tillegg er FCR reserver som har kort aktivering. Besparelse hos sluttbrukere for denne strategien er ikke inkludert videre i simuleringen for å begrense omfanget og kompleksiteten.

6.3 Resultater av simulering og NNV

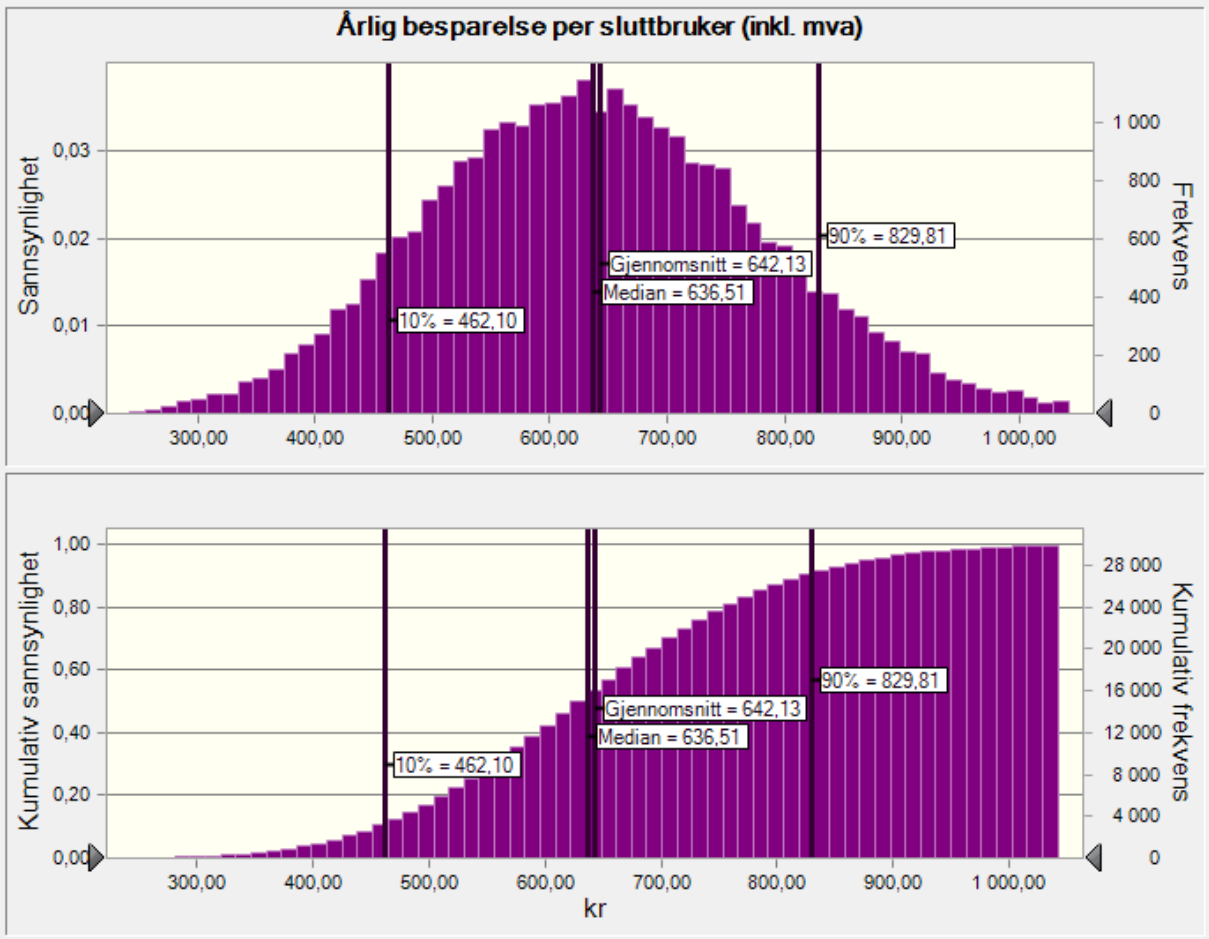
I dette underkapittelet blir resultatene av simuleringen med de kvantifiserte elementene, inkludert beregnet NNV, lagt frem. Simuleringen og beregning av NNV er funnet i vedlagt Excel-fil[5] i Vedlegg 4, og PDF av Excel-filen er i Vedlegg 6.

[5] Simulering.xlsx

6.3.1 Termisk lagring

Årlig besparelse per sluttbruker

Figur 5 viser utfallet, eller frekvensen, av simulerte verdier for årlig besparelse per sluttbruker for simulering av strategien termisk lagring. Den gjennomsnittlige simulerte verdien er kr 642.13 og median er kr 636.51. P10-persentilen er kr 462.10, som betyr at 10 % av de simulerte verdiene er under denne verdien. P90-persentilen er kr 829.81, som innebærer at 90 % av de simulerte verdien er lavere enn denne verdien.



Figur 5: Frekvens av simulerte verdier for årlig besparelse per sluttbruker, med gjennomsnittsverdi, median, P10- og P90-persentiler, for strategien termisk lagring.

Gjennomsnitt, median, minimums- og maksimumsverdier for simulert årlig reduksjon i forbruk, payback-effekt og besparelsen per sluttbruker er vist i Tabell 24. Årlig redusert forbruk i utkoblingstider varierer fra 421.68 til 828.39 kWh, og årlig payback-effekt varierer mellom 108.52 og 361.20 kWh. Årlig total besparelse per sluttbruker varierer fra kr 174.80 til kr 1 316.03 kr. Det er besparelse for kraftkostnad og nettleie som utgjør de største andelene av

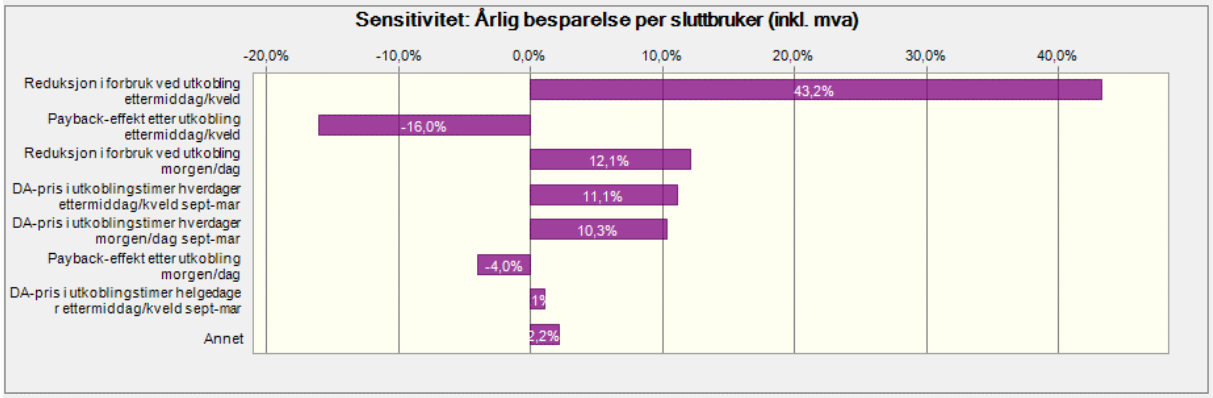
den gjennomsnittlige totale besparelsen, med henholdsvis kr 302.69 og kr 111.23 (ekskl. mva). Disse to elementene utgjør henholdsvis 58.9 % og 21.7 % av total besparelse for gjennomsnittsverdiene. El-avgiften utgjør en andel på 12.2 %, og de resterende elementene, påslag og Enova-avgift, utgjør til sammen 7.2 %.

Tabell 24: Gjennomsnitt, median, minimums- og maksimumsverdier for simulert årlig redusert forbruk i utkoblingstimer, payback-effekt og besparelse per sluttbruker for strategien termisk lagring.

	Gjennom-snitt	Median	Minimum	Maksi-mum
Redusert forbruk i utkoblingstimer (kWh)	636.78	637.42	421.68	828.39
Årlig payback-effekt (kWh)	247.68	248.90	108.52	361.20
Årlig redusert forbruk (inkl. payback) (kWh)	**389.10**	**389.51**	**120.09**	**648.22**
Besparelse kraftkostnad ekskl. mva (kr)	302.69	296.50	70.64	734.65
Besparelse påslag ekskl. mva (kr)	33.00	32.34	7.35	71.16
Besparelse nettleie ekskl. mva (kr)	111.23	111.29	36.02	188.95
Besparelse el-avgift ekskl. mva (kr)	62.90	62.93	18.96	108.81
Besparelse Enova-avgift ekskl. mva (kr)	3.89	3.90	1.20	6.48
Besparelse før mva (kr)	513.71	509.20	139.84	1 052.82
Årlig besparelse inkl. mva (kr)	**642.13**	**636.51**	**174.80**	**1 316.03**

Figur 6 viser hvordan elementene bidrar til varians for årlig besparelse per sluttbruker. Elementer som har et variansbidrag på under 1 % inngår i kategorien *Annet*. Variasjon i forbruksreduksjoner ved utkobling om ettermiddag/kveld utgjør det største variansbidraget med 43.2 %. Variasjoner i payback-effekt om ettermiddag/kveld bidrar med en negativ varians på 16.0 %, mens variasjoner i payback-effekt om morgen/dag utgjør en negativ varians på 4.0 %. Variasjon i elementet forbruksreduksjon ved utkobling om morgen/dag bidrar med en varians på 12.1 %. Pris i utkoblingstimer for henholdsvis ettermiddag/kveld hverdager (sept-mars), morgen/dag hverdager (sept-mars) og ettermiddag/kveld helgedager (sept-mars) bidrar med en

varians på henholdsvis 11.1 %, 10.3 % og 1.1%. De resterende elementene bidrar til sammen med en positiv varians på 2.2 %.



Figur 6: Variansbidraget til elementer for årlig besparelse per sluttbruker for strategien termisk lagring.

Totale investeringskostnader samt årlige inntekter og kostnader (ekskl. driftskostnader)

Tabell 25 viser de simulerte verdiene for totale investeringskostnader og årlige inntekter og kostnader (ekskludert driftskostnader) for 2 000 sluttbrukere. I tabellen tilsvarer *Beste fall* minimumsverdi for kostnader og maksimumsverdi for inntekter. *Verste fall* er maksimumsverdi for kostnader og minimumsverdi for inntekter. Investeringskostnadene varierer mellom 1.78 og 9.79 millioner kroner. Årlig besparelse for sluttbrukere varierer fra 0.35 til 2.63 millioner kroner, og årlig kompensasjon varierer fra 0.50 til 6.00 millioner kroner. Simuleringen viser et årlig resultat i beste fall på 2.13 millioner kroner, og i verste fall -5.65 millioner kroner, og et gjennomsnittlig resultat på -1.98 millioner kroner.

Tabell 25: Gjennomsnitt, median, beste og verste fall for simulerte verdier av investeringskostnader samt årlige inntekter og kostnader (kr) for strategien termisk lagring. Driftskostnader er ikke inkludert.

	Gjennom-snitt	Median	Beste fall	Verste fall
Investeringskostnader				
Investeringskostnader	**6 630 650**	**6 748 134**	**1 780 072**	**9 785 007**
Årlige inntekter og kostnader				
Besparelse for sluttbrukere	1 284 267	1 273 011	2 632 051	349 595
Kompensasjon til sluttbrukere	3 259 719	3 262 627	500 191	5 999 910
Årlig resultat	**-1 975 454**	**-1 989 616**	**2 131 860**	**-5 650 315**

Nettonåverdi (ekskl. driftskostnader)

Nettonåverdien for gjennomsnitt, median, beste fall og verste fall simulerte verdier, er oppsummert i Tabell 26. NNV varierer mellom -34.94 og 7.71 millioner kroner (ekskludert driftskostnader). Diskontert besparelse for sluttbrukere er i beste fall 11.72 millioner kroner og i verste fall 1.56 millioner kroner, og kompensasjon varierer fra 2.23 til 26.71 millioner kroner.

Tabell 26: Diskonterte inntekter og kostnader (kr) samt NNV for simulerte verdier (gjennomsnitt, median, beste fall og verste fall) for strategien termisk lagring.

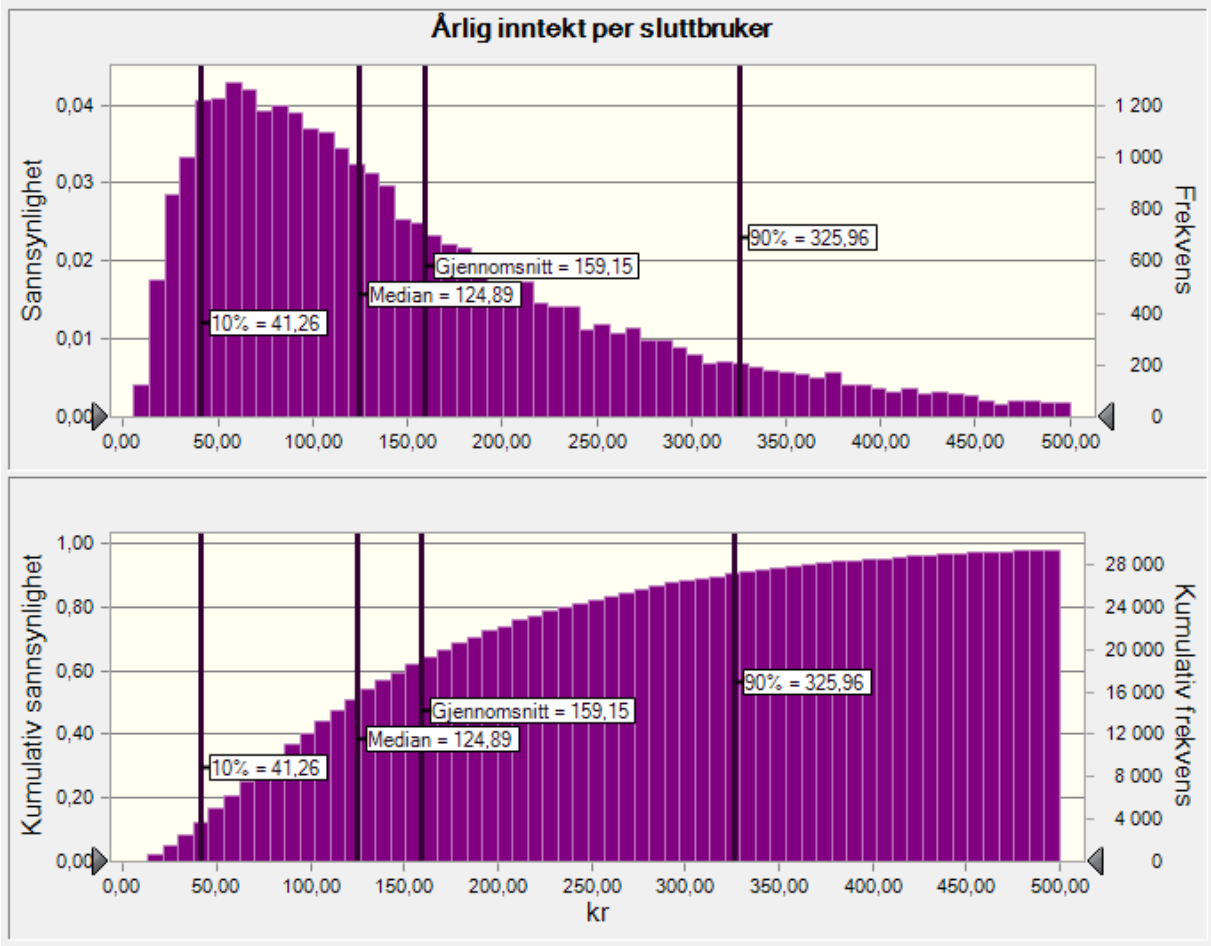
Diskonterte inntekter og kostnader	**Gjennom-snitt**	**Median**	**Beste fall**	**Verste fall**
Investeringskostnader				
Investeringskostnader	**6 630 650**	**6 748 134**	**1 780 072**	**9 785 007**
Årlige inntekter og kostnader				
Besparelse for sluttbrukere	5 717 327	5 667 219	11 717 423	1 556 333
Kompensasjon til sluttbrukere	14 511 692	14 524 634	2 226 762	26 710 532
Resultat (NNV)	**-15 425 014**	**-15 605 549**	**7 710 589**	**-34 939 207**

Driftskostnader er ekskludert fra simuleringen, men ut ifra resultatet av NNV for beste fall så er maksimal driftskostnad for å få et resultat på kr 0 for hele analyseperioden beregnet. Diskonterte driftskostnader for hele analyseperioden kan være opptil 7.71 millioner kroner for å få en NNV på kr 0. Dette tilsvarer en årlig total driftskostnad på 1.73 millioner kroner eller kr 866.00 per sluttbruker.

6.3.2 Rask respons (deltagelse i FCR)

Årlig inntekt for kapasitet og aktivering

Figur 7 viser utfallet, eller frekvensen, av simulerte verdier for årlig inntekt per sluttbruker for rask respons. Den gjennomsnittlige simulerte verdien er kr 159.15 og median er kr 124.89. P10-perentilen er kr 41.26 og P90-persentilen er kr 325.96.



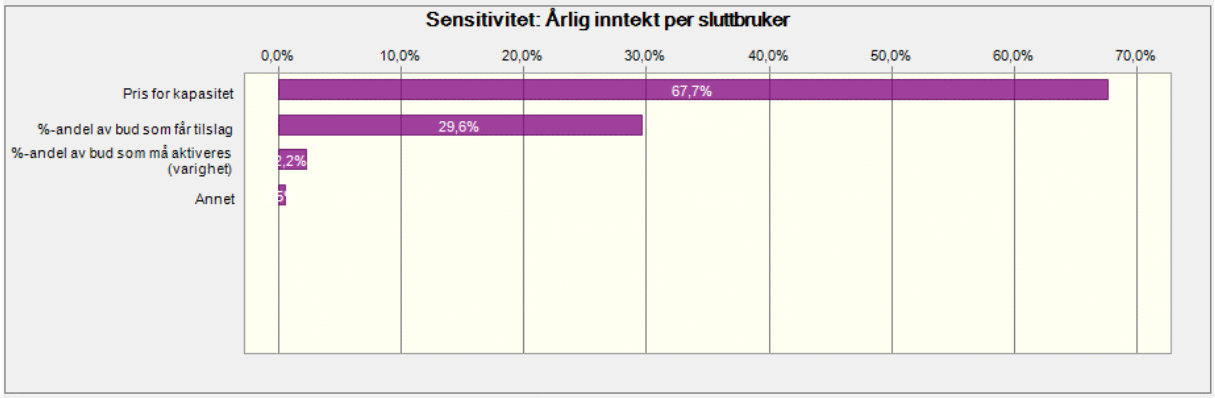
Figur 7: Frekvens av simulerte verdier for årlig inntekt per sluttbruker, med gjennomsnittsverdi, median, samt P10- og P90-persentiler, for strategien rask respons med deltagelse i FCR.

Gjennomsnitt, median, minimums- og maksimumsverdier for årlig inntekt for kapasitet og aktivering er vist i Tabell 27. Årlig inntekt for kapasitet varierer mellom kr 16 271 og kr 3 417 568, og årlig inntekt for aktivering varierer mellom kr 0.39 og kr 658 041. Total årlig inntekt har maksimum simulert verdi på kr 3 600 685 og minimum kr 21 770. For årlig inntekt per sluttbruker varierer resultatet mellom kr 5.44 og kr 900.17. For gjennomsnittlig simulert inntektsverdi står kapasitetsinntekt for 84.1 % og aktiveringsinntekt for 15.9 % av den totale inntekten.

Tabell 27: Gjennomsnitt, median, minimums- og maksimumsverdier for simulert årlig inntekt fra kapasitet og aktivering, samt per sluttbruker for strategien rask respons med deltagelse i FCR.

	Gjennom-snitt	Median	Minimum	Maksi-mum
Total årlig inntekt kapasitet (kr)	535 272.69	398 296.52	16 270.84	3 417 568.05
Total årlig inntekt aktivering (kr)	101 330.79	80 988.97	0.39	658 040.80
Årlig inntekt for kapasitet og aktivering (kr)	**636 603.47**	**499 579.47**	**21 769.92**	**3 600 685.43**
Årlig inntekt per sluttbruker (kr)	159.15	124.89	5.44	900.17

Figur 8 viser hvordan elementene bidrar til varians i årlig inntekt per sluttbruker. Elementer som har et variansbidrag på under 1 % inngår i kategorien *Annet*. Variasjon i pris for kapasitet utgjør det største variansbidraget med 67.7 %. Prosentandelen av bud som får tilslag og prosentandelen av bud som må aktiveres har variansbidrag på henholdsvis 29.6 % og 2.2 %. De resterende elementene har til sammen et variansbidrag på 0.5 %.



Figur 8: Variansbidraget til elementer for årlig inntekt per sluttbruker for strategien rask respons med deltagelse i FCR.

Totale investeringskostnader samt årlige inntekter og kostnader (ekskl. driftskostnader)

Tabell 28 viser de simulerte verdiene for totale investeringskostnader og årlige inntekter og kostnader (ekskludert driftskostnader) for 4 000 sluttbrukere. I tabellen tilsvarer *Beste fall* minimumsverdi for kostnader og maksimumsverdi for inntekter. *Verste fall* er maksimumsverdi for kostnader og minimumsverdi for inntekter. Investeringskostnadene varierer mellom 3.56 millioner kroner og 19.57 millioner kroner. Årlig inntekt for kapasitet og aktivering varierer fra kr 21 770 til 3.60 millioner kroner, og årlig kompensasjon varierer fra 1.00 millioner kroner til

12.00 millioner kroner. Dette gir et årlig resultat i beste fall på 2.5 millioner kroner, og i verste fall -11.98 millioner kroner, og et gjennomsnittlig resultat på -5.89 millioner kroner.

Tabell 28: Gjennomsnitt, median, beste og verste fall for simulerte verdier av investeringskostnader samt årlige inntekter og kostnader (kr) for strategien rask respons med deltagelse i FCR. Driftskostnader er ikke inkludert.

	Gjennom-snitt	Median	Beste fall	Verste fall
Investeringskostnader				
Investeringskostnader	**13 261 300**	**13 496 268**	**3 560 144**	**19 570 015**
Årlige inntekter og kostnader				
Inntekt for kapasitet og aktivering	636 603	499 579	3 600 685	21 770
Kompensasjon til sluttbrukere	6 519 439	6 525 253	1 000 382	11 999 820
Årlig resultat	**-5 882 835**	**-6 025 674**	**2 500 303**	**-11 978 049**

Nettonåverdi (ekskl. driftskostnader)

Nettonåverdien for gjennomsnitt, median, beste fall og verste fall simulerte verdier, er oppsummert i Tabell 29. NNV varierer mellom -72.89 og 8.02 millioner kroner (ekskludert driftskostnader). Diskontert inntekt for kapasitet og aktivering er i beste fall 16.03 millioner kroner og i verste fall kr 96 916, og kompensasjon varierer fra 4.45 til 53.42 millioner kroner.

Tabell 29: Diskonterte inntekter og kostnader (kr) samt NNV for simulerte verdier (gjennomsnittlige, verste fall og beste fall) for strategien rask respons med deltagelse i FCR.

Diskonterte inntekter og kostnader	Gjennom-snitt	Median	Beste fall	Verste fall
Investeringskostnader				
Investeringskostnader	**13 261 300**	**13 496 268**	**3 560 144**	**19 570 015**
Årlige inntekter og kostnader				
Inntekt for kapasitet og aktivering	2 834 046	2 224 039	16 029 612	96 916
Kompensasjon til sluttbrukere	29 023 384	29 049 269	4 453 524	53 421 065
Resultat (NNV)	**-39 450 638**	**-40 321 498**	**8 015 944**	**-72 894 163**

Driftskostnader er ekskludert fra simuleringen, men ut ifra resultatet av NNV for beste fall så er maksimal driftskostnad for å få et resultat på kr 0 for hele analyseperioden beregnet. Diskonterte driftskostnader for hele analyseperioden kan være opptil 8.02 millioner kroner for å få en NNV på kr 0. Dette tilsvarer en årlig total driftskostnad på 1.80 millioner kroner eller kr 450.15 per sluttbruker.

7. Diskusjon

I dette kapittelet blir resultater, avgrensninger og metode diskutert. Avslutningsvis vil forslag til videre forskning bli lagt frem.

7.1 Diskusjon rundt resultat

For strategien termisk lagring viser analysen at aggregator kan ha inntekt som følge av betaling fra sluttbrukere for å delta i fleksibilitetsprogrammet. I analysen er betalingen aggregator tar fra sine kunder lik sluttbrukernes besparelse, slik at den økonomiske fortjenesten sluttbrukere får er lik kompensasjonen i analysen. Det er derimot ikke gitt at aggregator tar betalt et beløp som er lik sluttbrukernes besparelse. Aggregator kan ta høyere betalt, og da øker inntekten til aggregator samtidig som verdien eller den økonomiske fortjenesten for sluttbrukerne reduseres. Aggregator kan også ta lavere betalt, og da øker den økonomiske fortjeneste for sluttbrukerne og aggregators inntekt reduseres.

For at aggregator skal kunne tiltrekke seg kunder for begge strategiene, er det viktig at verdiforslaget nås ut på en forståelig måte til sluttbrukere. Sluttbrukere må forstå verdien eller den økonomiske fortjenesten ved å delta i fleksibilitetsprogrammet. Dette gjelder spesielt for strategien termisk lagring, da sluttbrukere må betale for å delta, og det er nødvendig at sluttbrukere forstår at de får en økonomisk fortjeneste selv om de må betale for deltakelse. Videre må aggregator sørge for at sluttbrukerne som deltar faktisk får en økonomisk verdi, og ikke økonomiske ulemper. Dette henger sammen med hva aggregator tar betalt for deltakelse i strategien termisk lagring. Selv om aggregator øker betalingen for deltakelse og dermed øker inntekten, så må det fortsatt være en verdi for sluttbrukere å delta. Med bakgrunn i at sluttbrukere må ha en verdi av å delta i fleksibilitetsprogrammet, så vil aggregators lønnsomhet bli påvirket av besparelsen sluttbrukere har. Aggregator kan ta høyere betalt desto høyere besparelse sluttbrukere har.

Resultatet av simuleringen for strategien termisk lagring gir en årlig besparelse per sluttbruker som varierer mellom kr 174.80 og kr 1 316.03, med et gjennomsnitt på kr 642.13. Ifølge Crampes & Waddams (2017) har det vært svært lave markedspriser i Europa på grunn av overkapasitet i nettet, noe som fører til at verdien av reduksjon i forbruk er lave, og det gjennomsnittlige resultatet fra analysen samsvarer med dette. Resultatet viser videre at det er

stor variasjon i årlig besparelse per sluttbruker gitt kvantifiseringene. Variansbidraget til elementene for den årlige besparelsen per sluttbruker er lagt frem i resultatet, og det er disse elementene det er knyttet mest usikkerhet til. Usikkerhet kan bety både muligheter og risiko. Høye verdier av elementer som har et positivt variansbidrag, vil føre til økt besparelse, og dermed kunne styrke forretningsmodellens lønnsomhet. Høye verdier av elementer som har et negativt variansbidrag, vil føre til redusert besparelse. Resultatet av hvilke elementer som har høyest variansbidrag kan benyttes som en prioritering over hva det trengs mer kunnskap om for å redusere risiko og utnytte muligheter ved forretningsmodellen (Austeng et al., 2005).

Videre viser resultatet for strategien termisk lagring at besparelse i kraftkostnad og nettleie er de elementene som utgjør de største andelene av den totale årlige besparelsen per sluttbruker. Kraftprisen i DA-markedet er et element som ikke kan påvirkes, da priser settes ut ifra innkomne bud i markedet og tilgjengelig transmisjonskapasitet. Ifølge Statnett (2021c) vil ikke kraftprisene forbli på nivået med de historisk høye prisene høsten 2021, men kraftprisene forventes å bli høyere enn gjennomsnittet for de siste ti årene. Videre forventes det å bli større prisvariasjoner over døgnet og gjennom uka. Høyere kraftpriser og mer variasjon mellom kraftpriser over døgnet vil øke besparelsen til sluttbrukere og dermed styrke forretningsmodellens lønnsomhet. Dersom den forventede utviklingen for kraftpriser stemmer, vil forretningsmodellens lønnsomhet derfor styrkes.

Utforming av nettleie er opp til nettselskapene, så lenge det er innenfor rammene for nettleiestruktur gitt av myndighetene. I tillegg har myndighetene mulighet til å endre strukturen på nettleien. Forskriftsendringen som trer i kraft i 2022, som går ut på differensiert effektledd, kan påvirke besparelsen til sluttbrukere ved utkobling og dermed også påvirke forretningsmodellens lønnsomhet. Derimot vil ikke endringen påvirke sluttbrukere betydelig ifølge Olje- og energidepartementet (2021b). Økt utnyttelse av forbrukerfleksibilitet kan føre til lavere effekttopper og et mindre behov for nettutbygging, og er dermed fordelaktig for nettselskapene. Dersom nettselskapene velger å utforme nettleien med et stort differensiert effektledd, vil dette kunne styrke lønnsomheten til forretningsmodellen til aggregator med strategien termisk lagring, da dette øker besparelsen til sluttbrukerne.

I analysen for strategien termisk lagring er det antatt at aggregator kjøper kraft i DA-markedet på vegne av sine kunder. Videre er denne antagelsen brukt som utgangspunkt for å kvantifisere kraftpris ved utkobling og redusert pris i påfølgende payback-time. Dersom aggregator ikke

kjøper kraft i DA, så vil det påvirke resultatet for besparelse per sluttbruker. Videre avhenger besparelsen til sluttbrukere av at forbruket blir koblet ut i timer med høy kraftpris, og at påfølgende time, når payback-effekten oppstår, har lavere kraftpris. Høyere kraftprisforskjell mellom utkoblingstimer og påfølgende payback-time, vil føre til høyere besparelse. I tillegg vil besparelsen øke med volum ved utkobling i timer med høye kraftpriser, og redusert payback-effekt i timer med lave kraftpriser.

I analysen er det antatt at aggregator kobler ut forbruket to timer om morgenen og to timer om kvelden for strategien termisk lagring. Budstrategi og strategi for når aggregator kobler ut laster ut ifra kraftpriser i markedet er utenfor oppgavens avgrensninger. Dersom dette inkluderes, kan aggregator arbeide for å maksimere besparelse ut ifra når kraftprisen er høy, noe som kan styrke forretningsmodellens lønnsomhet. Besparelse for sluttbrukere påvirkes også av hvor ofte lastene kan kobles ut og varighet på utkobling. Dersom lastene kan bli utkoblet over en lengre periode og/eller oftere, kan dette føre til en høyere besparelse og styrke forretningsmodellens lønnsomhet.

I analysen er ikke el-avgiften årlige prisjusteringer inkludert, i tillegg er det er usikkerhet knyttet til om reduksjon i avgift som Regjeringen har foreslått vil gjelde i årene fremover. Kvantifiseringen av elementet er derfor gjort ut ifra antagelser. Økt el-avgift vil kunne øke besparelsen og styrke forretningsmodellens lønnsomhet. Videre er det antatt at sluttbrukerne har timevis spotpriskontrakt og at aggregator opererer med et påslag per kWh i analysen. Besparelse for sluttbrukere blir mest påvirket dersom sluttbrukere har kontrakter tilknyttet timevis elspotkontrakt. Dersom sluttbrukere ikke har timevis spotpriskontrakt, så vil besparelsen ved utkobling i timer med høy kraftpris i markedet reduseres. Dersom aggregator har fast påslag (ikke per kWh), så vil dette også kunne redusere besparelsen ved å koble ut forbruk.

I analysen for strategien termisk lagring er det gjort en antagelse på 2 000 sluttbrukere. I realiteten er det ikke gitt at en aggregator klarer å oppnå dette antallet kunder. De kvantifiserte elementene som påvirker inntekter og kostnader gjelder per sluttbruker i analysen for denne strategien. Resultatet av kvantifiseringene kan derfor gi en indikasjon på inntekter og kostnader uavhengig av antall sluttbrukere.

Resultatet for strategien rask respons viser at aggregator må imøtekomme krav for å delta i de ulike balansemarkedene. Det er gjort en antagelse om at aggregator imøtekommer krav til prekvalifisering og responstid i analysen. Dersom denne antagelsen ikke stemmer i realiteten, så vil forretningsmodellen ikke ha inntekter eller lønnsomme kunder, og vil derfor ikke være levedyktig. Videre er det undersøkt hvilke balansemarkeder aggregator kan delta i, gitt avgrensningene samt forutsetning om at hver sluttbruker har én ESWH og kvantifisert gjennomsnittlig lastreduksjon per ESWH. Resultatet viser at deltagelse i aFRR og RKOM/RKM (mFRR) vil kreve henholdsvis 20 000 sluttbrukere i samme budområde og 10 000 sluttbrukere i samme stasjonsgruppe. Dette er ansett som urealistisk for aggregatoren, og dette resultatet støtter barrieren beskrevet i Statnett (2018d) om at minstebudkravene i balansemarkedene kan være en barriere for markedsdeltagelse for en aggregator. Selv om denne oppgaven kun ser på dagens situasjon, så vil endring av minstebudkrav (regulatoriske endringer) i balansemarkedene utvide aggregators muligheter for strategien rask respons. Dette kan igjen føre til flere inntektsmuligheter for aggregator, noe som kan styrke forretningsmodellens lønnsomhet.

Det er kun deltagelse i FCR som er ansett som realistisk for aggregator i analysen for strategien rask respons. Resultatet viser at deltakelse i dette balansemarkedet krever 4 000 sluttbrukere for å imøtekomme budkravet, ut ifra den gjennomsnittlige lastreduksjon per ESWH. Det er derfor blitt gjort en antagelse på 4 000 sluttbrukere i analysen for strategien rask respons med deltagelse i FCR. Derimot er det ikke gitt at en aggregator faktisk klarer å oppnå dette antallet kunder. Forretningsmodellen med denne strategien med deltakelse i FCR mister hele sitt inntektsgrunnlag dersom minstebudkravet ikke imøtekommes. Dette viser hvor avgjørende tilgjengelig lastmengde i aggregators portefølje er for forretningsmodellens lønnsomhet for strategien rask respons, og dette kan anses som en svakhet ved forretningsmodellen. Videre er det antatt i analysen at aggregator klarer å levere avtalt reserve ved aktivering. Dersom aggregator ikke klarer å imøtekomme den avtalte leveransen ved aktivering, så vil det føre til reduserte inntekter og/eller kostnader på grunn av straffemekanismer, noe som ikke er inkludert i analysen.

I analysen er ikke kompensasjon fra sluttbruker til aggregator dersom sluttbruker ikke leverer avtalt lastmengde, inkludert. Dette burde, som nevnt i kapittel 4, inkluderes i kontrakt mellom aggregator og sine kunder. Dersom kompensasjonen settes lik den reduserte inntekten eller økte

kostnaden som det medfører for aggregator, så vil ikke det påvirke lønnsomheten. Derimot vil det påvirke lønnsomheten dersom kompensasjonen er høyere eller lavere.

Tilgjengelig lastmengde er helt avgjørende for inntekten for strategien rask respons da markedsdeltagelse bortfaller dersom aggregator ikke imøtekommer minstebudkravet. Forretningsmodellens lønnsomhet vil kunne styrkes med høyere tilgjengelig lastmengde. Selv om dette er utenfor oppgavens avgrensning, så kan aggregator, for begge strategiene, ta stilling til å utvide sitt kundesegment med for eksempel næringskunder med større volum tilgjengelig for laststyring for å øke sin portefølje. En annen måte å kunne øke tilgjengelig lastmengde er å styre flere laster hos kundesegmentet husholdninger, som f-ek.s el-biler og varmeapparater. Ifølge Crampes & Waddams (2017), så vil det økende antallet el-biler være gunstig for aggregators lønnsomhet. Årsaken til dette er at det er mulig å endre ladetidspunktet til andre perioder, i tillegg kan aggregator levere energi fra el-biler dersom de er koblet til nettet.

Kundesegmentet er viktig for forretningsmodellen, for begge strategier, da det er kundene som gjør at aggregator genererer inntekt. Dette gjelder spesielt for strategien rask respons, da aggregator må imøtekomme minstebudkrav. Crampes & Waddams (2017) belyser et viktig perspektiv når det gjelder kunder og mengde tilgjengelig last for utkobling. Det er ikke antall kunder eller antall enheter tilgjengelig for laststyring som påvirker inntekten. Det som derimot påvirker inntekten, er det totale volumet tilgjengelig for laststyring. Det kan dermed være mer lønnsomt å ha færre kunder med et større tilgjengelig volum for laststyring sammenlignet med mange små husholdninger. Som beskrevet i forrige avsnitt, så kan forretningsmodellens lønnsomhet styrkes med å utvide kundesegmentet med for eksempel næringskunder som har et større volum tilgjengelig for laststyring. Ifølge Lu et al. (2020) har de fleste aggregator-virksomheter fokus på større kunder, og få på husholdninger for tiden. Dette kan gjenspeile at det er mer lønnsomt for aggregator å ha kunder med større tilgjengelig lastvolum enn husholdninger. Derimot vil en forretningsmodell som kun inkluderer sluttbrukere med høyere volum for lastreduksjon, som næringer, ikke kunne utnytte potensialet for forbrukerfleksibilitet hos mindre sluttbrukere.

For strategien rask respons er ikke eventuelle besparelser i kraftkostnader for sluttbrukere som følge av utkobling og redusert forbruk inkludert i simuleringen. Sluttbrukere kan få reduserte kraftkostnader siden aggregator må koble ut halvparten av porteføljen for å kunne både opp- og nedregulere ved aktivering. Videre kan sluttbrukere få både redusert og økt forbruk ved

aktivering. Dersom strategien fører til besparelser hos sluttbrukerne, vil dette øke verdien for sluttbrukere med å delta i fleksibilitetsprogrammet. Dette kan styrke forretningsmodellens lønnsomhet ved at aggregator kan redusere kompensasjonen og dermed få reduserte kostnader, samtidig som sluttbrukerne får en like stor økonomisk fortjeneste.

Resultatet av simuleringen for strategien rask respons gir en årlig inntekt for kapasitet og aktivering per sluttbruker som varierer mellom kr 5.44 og kr 900.17, med et gjennomsnitt på kr 159.15. Den lave gjennomsnittlige simulerte verdien for årlig inntekt per sluttbruker fra resultatet samsvarer med barrieren om at det er for lave priser i balansemarkedene som beskrevet i Statnett (2018d). Det er inntekt for kapasitet som utgjør den største andelen av den totale inntekten i resultatet av simuleringen, men dette resultatet kommer som følge av antagelser for prosentandeler for bud som får tilslag og andel av bud som må aktiveres. Resultatet ville blitt påvirket dersom det hadde blitt brukt andre antagelser for andel bud som får tilslag og aktivering. Dersom aggregator får tilslag på flere bud og økt aktivering, så vil inntekten øke. På den andre siden vil ikke aggregator ha inntekt dersom aktøren ikke får tilslag på bud, noe som gjenspeiles i den laveste simulerte verdien for inntekt. Det at aggregator er avhengig av å få tilslag på bud for å generere inntekt kan anses som en svakhet ved forretningsmodellen. I tillegg er det, som tidligere nevnt, en forutsetning at aggregator klarer å imøtekomme minstebudkravet og andre krav for å kunne delta i FCR.

Resultatet viser også at det er stor variasjon i årlig inntekt per sluttbruker gitt kvantifiseringene. Variansbidraget til elementene for den årlige inntekten per sluttbruker er lagt frem i resultatet, og det er disse elementene som det er knyttet mest usikkerhet til. Som nevnt tidligere, så kan usikkerhet bety både muligheter og risiko. Høye verdier av elementer som har et positivt variansbidrag, vil føre til økt inntekt, og dermed kunne styrke forretningsmodellens lønnsomhet. Høye verdier av elementer som har et negativt variansbidrag, vil føre til redusert inntekt. I likhet med strategien, termisk lagring, så kan resultatet av hvilke elementer som har høyest variansbidrag, benyttes som en prioritering over hva det trengs mer kunnskap om for å redusere risiko og utnytte muligheter (Austeng et al., 2005).

I analysen for strategien rask respons er det også gjort en antagelse om at aggregator deltar i FCR D-2, på grunn av høyest gjennomsnittlig historiske priser sammenlignet med D-1. Resultatet kan derfor endres ved deltagelse i D-1 istedenfor D-2. Videre er det gjort en antagelse om at aggregator byr to timer før kl. 15 og to timer etter kl. 15. I likhet med den andre strategien

så kan forretningsmodellens lønnsomhet styrkes dersom lastene kan bli utkoblet over en lengre periode og/eller oftere. Dette med tanke på at aggregator kan gi flere bud i balansemarkedet, og ved tilslag på flere bud vil inntekten øke.

Analysen av strategiene er utført separat, men en lastaggregator kan ha en forretningsmodell som kombinere strategiene. Dette kan spesielt styrke lønnsomheten til forretningsmodellen med strategien rask respons, da denne strategien er avhengig av å få tilslag på bud for å generere inntekt. Dersom aggregator ikke får tilslag på et kapasitetsbud i FCR, kan aggregator gå over til strategien rask respons for den gjeldende perioden. Aggregator vil da ikke få en direkte inntekt av å redusere forbruket til sluttbrukere i perioder med høye kraftpriser, men kan ta betalt av sluttbrukere som i strategien termisk lagring, for å generere inntekt.

Lønnsomheten til forretningsmodellen til aggregator, for begge strategier, kan styrkes med økte inntekter gjennom subsidier eller annen støtte. Ifølge Crampes & Waddams (2017) har aggregatorer i EU og USA forsøkt å få subsidier, og et eksempel der subsidier er blitt innført er i Frankrike. Regjeringen i Frankrike utstedte et vedtak i 2015 som innebærer at det gis subsidier per MWh redusert forbruk, kr 159 (€16) i topplasttimer og kr 20 (2€) ellers. Dette viser at det kan være en mulighet med subsidier.

Det er i analysen for begge strategiene antatt at årlig kompensasjon til sluttbrukere er innenfor et intervall på mellom kr 250 og kr 3 000. Dette betyr at aggregator betaler et fast årlig beløp til sluttbrukere uavhengig av aggregators inntekt, og all risiko ligger derfor hos aggregator. Dette er en svakhet med forretningsmodellen. Forretningsmodellens lønnsomhet kan styrkes og risikoen kan reduseres ved å benytte annen kompensasjonsmekanisme der risikoen blir fordelt mellom aggregator og sluttbrukere. I analysen er årlig kompensasjon lik for alle sluttbrukere, og heterogenitet blant husholdninger er dermed ikke blitt tatt i betraktning. Ifølge Curtius, Künzel, & Loock (2012) tar en forretningsmodell som har en universell utforming, ikke hensyn til at kunder er heterogene og har ulik oppfatning av verdi. Denne typen forretningsmodell fører trolig ikke til de beste resultatene, da den ikke tar hensyn til heterogene kunder. Lønnsomheten til aggregators forretningsmodell kan styrkes ved å ta hensyn til ulikheter blant sine kunder. Dette gjelder spesielt dersom aggregator skal utvide sitt kundesegment til å f.eks. inkludere næringskunder, i tillegg til husholdninger.

Forretningsmodellens lønnsomhet, for begge strategier, kan styrkes ved at aggregator gir lavere kompensasjon til sine kunder. I analysen er verdiforslaget kun kvantitativt gjennom kompensasjon og/eller besparelse for sluttbruker. Derimot kan verdiforslag både være økonomiske og kvalitative, der eksempler på sistnevnte er gode kundeopplevelser og brukervennlighet (Osterwalder & Pigneur, 2010). Homburg, Koschate & Hoyer (2005) har utført to eksperimenter som viser at tilfredse kunder har en høyere betalingsvillighet (Willingness To Pay (WTP)). Dette resultatet kan indikere at aggregator kan gi lavere kompensasjon til sine kunder, dersom de er mer tilfredse. I denne sammenheng kan kundetilfredshet inkludere god kundeservice, brukervennlighet og ingen tap av komfort hos sluttbrukere. På den andre siden kan det koste mer for en bedrift å ha høye nivåer av kundetilfredshet, som fører til at det må gjøres en økonomisk avveining (Homburg et al., 2005).

Forretningsmodellens lønnsomhet, for begge strategier, kan styrkes med reduserte investeringskostnader. I Hledik et al. (2016) antas det at investeringskostnaden per ESWH vil reduseres til kr 1 755 ($200) i 2028, med bakgrunn i observert nedgående trend i teknologikostnader for laststyringsteknologi og en forventning om at denne trenden fortsetter i fremtiden. Dersom denne antagelsen stemmer, vil fremtidige investeringskostnader for aggregator reduseres og forretningsmodellens lønnsomhet vil styrkes. På den andre siden vil høyere investeringskostnader påvirke lønnsomheten negativt. Det er mange eksempler på teknologier der det har vært nedgang i kostnader over tid, og dette inkluderer vindkraft- og solkraftteknologi. Ifølge Elia, Taylor, Gallachóir & Rogan (2020) har totale kostnader for landbasert vindkraft blitt redusert med 31 % i perioden 2005-2017. Kostnader knyttet til materialer og arbeidskraft, samt juridiske og økonomiske kostnader står for over 30 % av kostnadsreduksjonene. De to sistnevnte kategoriene er reduserte kostnader som følge av forbedringer i bedrifter. Ifølge Kabir, Kumar, Kumar Adelodun & Kim (2018), så har de totale kostnadene for solkraft per Watt blitt redusert med ca. 60 % mellom 2011 og 2014 som følge av økt teknologieffektivitet.

Det er blitt gjort en del forutsetninger i beregning av NNV. Dette inkluderer analyseperiode, diskonteringsrente, konstante årlige inntekter og kostnader over analyseperioden, samt at investeringskostnadene oppstår ved analyseperiodens start. Endrede forutsetninger for beregningen av NNV vil påvirke resultatet. I beregning av NNV antas det blant annet at det er et konstant antall sluttbrukere over hele analyseperioden, og at investeringskostnadene oppstår ved år 0. Dette gir ikke et helt realistisk bilde, da aggregator antageligvis vil ha variasjoner i

antall sluttbrukere og dette fører til at investeringskostnader kan forekomme gjennom hele analyseperioden. Videre kan årlige inntekter og kostnader variere over analyseperioden, noe beregningen ikke tar høyde for.

Simulering av årlig resultat samt investeringskostnader, gitt antagelsen om 2 000 sluttbrukere for strategien termisk lagring, gir et årlig resultat som varierer mellom -5.65 og 2.13 millioner kroner, med et gjennomsnitt på -1.98 millioner kroner (alle tall ekskludert driftskostnader). Videre viser beregnet NNV for hele analyseperioden et resultat som varierer fra -34.94 til 7.71 millioner kroner, med et gjennomsnitt på -15.43 millioner kroner (alle tall ekskludert driftskostnader). Resultatet viser at forretningsmodellen kan være lønnsom over hele analyseperioden dersom aggregator har lav kompensasjon til sluttbrukere, høy besparelse for sluttbrukere som følge av utkobling og årlig driftskostnader på under kr 866.00 per sluttbruker.

Simulering av årlig resultat samt investeringskostnader, gitt antagelsen om 4 000 sluttbrukere for strategien rask respons, gir et årlig resultat som varierer mellom -11.98 og 2.50 millioner kroner, med et gjennomsnitt på -5.88 millioner kroner (alle tall ekskludert driftskostnader). Videre viser beregnet NNV for hele analyseperioden et resultat som varierer fra -72.89 til 8.02 millioner kroner, med et gjennomsnitt på -39.45 millioner kroner (alle tall ekskludert driftskostnader). Resultatet viser at forretningsmodellen kan være lønnsom over hele analyseperioden dersom aggregator har lav kompensasjon til sluttbrukere, høy inntekt for kapasitet og aktivering ved deltagelse i FCR, og årlig driftskostnader på under kr 450.15 per sluttbruker. Dette forutsetter at aggregator imøtekommer krav om deltagelse i FCR.

Resultatet av simuleringen for begge strategiene viser at det er stor variasjon mellom laveste og høyeste verdi for årlig resultat samt for NNV for hele analyseperioden. Det betyr at det er stor usikkerhet knyttet til resultatene, og dermed stor usikkerhet knyttet til forretningsmodellens lønnsomhet. Lavere differanse mellom minimums- og maksimumsverdi i kvantifiseringene av elementene, kan føre til mindre variasjoner i resultatet. Usikkerheten kan reduserer med økt kunnskap.

Ifølge Crampes & Waddams (2017) har aggregatorer storskalafordelen på grunn av høye faste kostnader i tillegg til variable kostnader som er proporsjonale med antall kunder. Dette samsvarer ikke med resultatet fra analysen, da både investeringskostnader og kostnader gjelder per sluttbruker i analysen. Derimot kommer det også frem i Crampes & Waddams (2017) at

aggregatorer som driver med laststyring av sluttbrukere med lavt forbruk og lavt tilgjengelig volum for laststyring ikke har lønnsomme forretningsmodeller, noe som samsvarer med de gjennomsnittlige simulerte verdiene av lønnsomheten for begge strategier.

I analysen er aggregator og kraftleverandør samme aktør, gitt avgrensningen om hvem som tar på seg aggregatorrollen. Crampes & Waddams (2017) belyser et dilemma aktøren, med strategien termisk lagring, kan stå overfor når det gjelder aktørens inntekter. Skal aktøren fokusere på at kundene forbruker mest mulig kraft for økte inntekter for aktøren, eller alternativt, skal aktøren forsøke å redusere forbruket til kundene gjennom fleksibilitetsprogrammet? Videre er det ikke gitt at kraftleverandører ønsker å inkludere aggregator-virksomhet i sin forretningsmodell.

7.2 Diskusjon rundt avgrensninger

Denne oppgaven ser kun på dagens situasjon, men kraftsystemet og -markeder er stadig i endring. Fremtidige endringer og utviklinger, som beskrevet i kapittel 2, inkluderer endringer som følge av EU-krav, endrede roller, endringer i balansemarkedene og ny nettleiestruktur. Statnett (2021b) beskriver planlagte utviklinger av kraftsystemdriften og nye markedsløsninger, og dette inkluderer blant annet utvikling av handelsløsninger og automatisering. Bakgrunnen for disse endringene er å kunne imøtekomme utfordringene utviklingen i kraftsystemet det kommende tiåret medfører for systemdriften. Statnett (2021b) belyser også at behovet for fleksibilitet vil øke, og dette er i tråd med bakgrunnen for oppgaven. Fremtidige endringer i kraftsystemet og -markedet påvirker aggregators muligheter og lønnsomhet, og det er viktig å ta hensyn til endringer ved en utvidelse av det tidsmessige perspektivet. Eksempler på forhold som endrer lønnsomheten er endret inntekt på grunn av kraftprisendringer, økt besparelse for sluttbrukere med ny nettleiestruktur og mulighet for deltakelse i flere balansemarkeder på grunn av reduserte minstebudkrav.

Videre er oppgaven begrenset til å kun se på Norge, og ved en utvidelse av oppgaven vil det også være viktig å ta i betraktning hvordan endringene i andre land påvirker en fremtidig aggregators forretningsmodell og dens lønnsomhet i Norge. I analysen opererer aggregator i eksisterende kraftmarkeder, da det ikke finnes lokale fleksibilitetsmarkeder i dag. Opprettelse av lokale fleksibilitetsmarkeder kan føre til andre muligheter for aggregator samt innebære

andre elementer som påvirker lønnsomheten, noe som fører til et annet utgangspunkt for analysen.

Lastaggregatoren som er blitt analysert i oppgaven styrer kun laster til husholdningers ESWH. Lastaggregatorens forretningsmodell kan utvides med å styre flere laster hos husholdninger samt styre laster til flere kundesegmenter, noe som medfører et annet utgangspunkt for analysen. I tillegg kan denne utvidelsen påvirke hvilke muligheter aggregator har til å delta i de ulike balansemarkedene med tanke på å oppnå minstebudkrav, noe som igjen kan føre til andre resultater. Videre er det kun to strategier som er inkludert i oppgaven, og disse er analysert separat. En utvidelse av hvilke strategier som analyseres og/eller kombinasjoner av ulike strategier, kan føre til et annet utgangspunkt for analysen og påvirke resultatet.

Oppgaven er avgrenset til å kun se på en integrert aggregator, og det er kun aggregator-virksomheten til en kraftleverandør som er blitt analysert i oppgaven. Det er dermed kun deler av forretningsmodellen til aktøren som er inkludert, noe som ikke gir et helhetlig bilde av hva som påvirker den totale lønnsomheten til aktøren. Ved en utvidelse av oppgaven så vil det også være andre elementer som påvirker aktørens inntekter og kostnader. Dersom det i fremtiden vil være andre aktører som kan ta på seg rollen på grunn av endring i markedsdesign, så kan dette også føre til et annet utgangspunkt for analysen.

Aggregator må ta hensyn til budstrategi, strategi for utkoblingstidspunkter og teknologiske aspekter ved laststyring, men dette er ikke inkludert i oppgaven. Budstrategi og strategi for utkoblingstidspunkter kan påvirke inntekten, og dermed også lønnsomheten. Videre må aggregator ta hensyn til teknologiske aspekter, samt hvordan aggregator skal løse innkobling av porteføljen etter utkobling.

7.3 Diskusjon rundt metode

Valgt metode har vist seg å være egnet for å kunne svare på forskningsspørsmålene. Gjennom den kvalitative delen er det blitt identifisert elementer som påvirker lønnsomheten gjennom litteratursøk, og resultatet har dannet utgangspunktet for analysen videre. De identifiserte elementene er deretter kvantifisert gjennom litteratursøk og bruk av historisk data. Kvantifiseringene har gjort det mulig å utføre en kvantitativ analyse av forretningsmodellens

lønnsomhet, og er videre benyttet i simulering av lønnsomheten. Ut ifra dette resultatet har det vært mulig å undersøke hvordan ulike elementer påvirker lønnsomheten, gitt avgrensningene og antagelsene. Videre har det vært mulig å undersøke hvordan forretningsmodellens lønnsomhet kan styrkes, og hvilke svakheter forretningsmodellen har. Selv om metoden har vært egnet, så er det også flere svakheter ved metoden som blir beskrevet i de neste avsnittene.

Identifisering av elementer i den kvalitative delen, og kvantifisering av flere av elementene i den kvantitative delen av analysen, er basert på informasjon funnet gjennom litteratursøk. Elementene som er identifisert i den kvalitative delen er brukt som utgangspunkt i kvantifiseringen, og videre er kvantifiserte elementer brukt i simuleringen. Analysen er med andre ord basert på litteratursøk, og dette er en svakhet ved analysen. Det er alltid en risiko for at informasjon er oversett eller ikke funnet i litteratursøk. Bruk av andre søkeord kunne endret funnene både i den kvalitative delen, som kunne ført til et annet utgangspunkt for resten av analysen. Det samme gjelder for endrede funn i den kvantitative delen, som igjen kunne ført til andre forutsetninger for simuleringen og et annet resultat.

I analysen er ikke driftskostnader blitt kvantifisert da kostnadsestimater ikke er funnet i litteratursøk. I tillegg er ikke payback-effekt etter to timer utkobling av ESWH blitt identifisert i tidligere forskning. Kvantifisering av payback-effekten er derfor basert på en antagelse av det dobbelte av en utkobling etter én time utkobling. Analysen av lønnsomheten til aggregator er derfor ikke helhetlig på grunn av mangel på elementer som påvirker lønnsomheten, og dette er en svakhet ved analysen.

Kvantifisering av flere elementer er basert på historisk data, inkludert data som ikke er representative for hele Norge. Dette gjelder elementene DA-priser, pris for reserver i D-2, RK-pris, nettleie og el-avgift. Historisk data er ikke nødvendigvis representative for dagens situasjon eller for hele analyseperioden. Det at historisk data er benyttet som utgangspunkt i kvantifiseringen av flere elementer er derfor en svakhet ved analysen. Videre er variasjoner for ulike geografiske plasseringer ikke blitt tatt hensyn til i kvantifiseringer av elementene. Dette er en svakhet da kvantifiseringene ikke er representative for hele Norge. Historiske DA-priser for Oslo er benyttet i kvantifiseringen av DA-priser, og RK-priser for budområde 1 (NO1) er brukt som utgangspunkt i kvantifiseringen av RK-priser. Historisk gjennomsnittlig nettleie for husstander er benyttet i kvantifisering av nettleie, men nettleien varierer mellom sluttbrukere i Norge. El-avgift er inkludert i analysen, men sluttbrukere i deler av Troms og hele Finnmark

betaler ikke el-avgift. Selv om det er flere svakheter ved å benytte historisk data og data som ikke er representative for hele Norge, så kan kvantifiseringen likevel gi et forhold til størrelsene på elementene som påvirker aggregators lønnsomhet.

7.4 Videre forskning

Basert på resultatene fra analysen og avgrensningene for denne oppgaven, ønsker jeg å komme med forslag til videre forskning.

Det er flere svakheter ved analysen i denne oppgaven, og dette inkluderer blant annet at driftskostnader ikke er inkludert i analysen. I tillegg er payback-effekt etter to timer utkobling av ESWH ikke blitt identifisert, og er derfor basert på en antagelse i analysen. Det kan være aktuelt å analysere lønnsomheten til aggregators forretningsmodell som inkluderer kvantifiserte driftskostnader og payback-effekt som ikke er basert på antagelser.

I analysen er en fast årlig kompensasjon benyttet, noe som fører til, som tidligere nevnt, at all risiko ligger hos aggregator. Et forslag til videre forskning er å undersøke lønnsomheten til aggregator som inkluderer ulike kompensasjonsmekanismer for å redusere risiko hos aggregator. Videre er det i denne oppgaven kun antatt et intervall for årlig kompensasjon til sluttbrukere som deltar i fleksibilitetsprogrammet i analysen. Det kan være aktuelt å undersøke hva sluttbrukere faktisk krever i kompensasjon, og inkludere dette i vurderingen av lønnsomheten til aggregators forretningsmodell.

Avgrensningene for denne oppgaven er avgjørende for analysen og resultatet, og det vil være av betydning å utvide avgrensningene for å få et mer helhetlig og realistisk bilde av forretningsmodellens lønnsomhet. For det første vil det være aktuelt å inkludere fremtidige endringer i undersøkelsen av lønnsomheten for å ha et fremtidig perspektiv. Dette inkluderer endringer som følge av EU-krav, endrede roller og endringer i balansemarkedene, samt ny nettleiestruktur. Videre kan en utvidelse av analysen være å inkludere budstrategi og strategi for utkoblingstidspunkter for optimalisering av inntekten for deltagelse i balansemarkedene eller maksimalisering av besparelse hos sluttbrukere. Denne oppgaven er avgrenset til å se på en integrert aggregator, men det er ikke gitt at kraftleverandører faktisk er villige til å utvide sin forretningsmodell med aggregator-virksomhet. Det kan derfor være relevant å utføre en

kvalitativ studie der kraftleverandører blir intervjuet for å undersøke deres synspunkter. I forretningsmodellen er det mulig å inkludere flere kundesegmenter og flere laster for laststyring, samt kombinere de to strategiene som er analysert i oppgaven. Det kan være aktuelt å analysere forretningsmodellens lønnsomhet med en utvidelse av kundesegmentet og/eller kombinasjon av ulike strategier.

8. Konklusjon

Det overordnede forskningsspørsmålet for denne oppgaven er «Hva påvirker lønnsomheten til forretningsmodellen til en lastaggregator som driver med fjernstyrt lastkontroll av husholdningers elektriske varmtvannsberedere?». Valgt metode har vist seg å være egnet for å kunne besvare forskningsspørsmålene. Elementer som påvirker forretningsmodellens lønnsomhet er identifisert, men resultatet av oppgaven gir ikke et helhetlig bilde av lønnsomheten på grunn av avgrensninger og antagelser som er blitt gjort. Resultatet vil bli påvirket ved en utvidelse av avgrensningene og endrede antagelser. Forretningsmodellens lønnsomhet påvirkes av en rekke elementer og dette inkluderer blant annet tilgjengelig lastvolum for laststyring, kompensasjon til sluttbrukere, kraftpriser og priser for kapasitet og aktivering.

Det første underordnede forskningsspørsmålet er «Hvilke elementer er mest avgjørende for forretningsmodellens lønnsomhet?». Resultatet reflekterer ikke et helhetlig bilde av forretningsmodellens lønnsomhet, i tillegg er det stor usikkerhet i resultatet, og det kan derfor ikke trekkes en konklusjon på hva som påvirker lønnsomheten mest. Det andre underordnede forskningsspørsmålet er «Hvordan kan forretningsmodellens lønnsomhet styrkes?». Forhold som kan styrke forretningsmodellens lønnsomhet er diskutert, men ut ifra resultatet og avgrensningene som er satt, er det ikke noe grunnlag for å konkludere med at noen av disse faktisk vil styrke forretningsmodellens lønnsomhet.

9. Litteraturliste

Austeng, K., Torp, O., Midtbø, J. T., Helland, V., & Jordanger, I. (2005, desember 1). *Usikkerhetsanalyse - Metoder. Concept rapport Nr 12.* 7491 Trondheim: Concept-programmet. Institutt for bygg, anlegg og transport. Norges teknisk-naturvitenskapelige universite. Hentet fra NTNU: https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/228073

Crampes, C., & Waddams, C. (2017, mars 9). *Empowering electricity consumers in retail and wholesale markets.* Hentet desember 9, 2021 fra Sentre on Regulation in Europe: https://www.cerre.eu/sites/cerre/files/170309_CERRE_EnergyConsumers_Final.pdf

Curtius, H. C., Künzel, K., & Loock, M. (2012, august). Generic customer segments and business models for smart grids. *der markt*(52), ss. 63-74.

de Heer, H., & van del Laan, M. (2017, september). *Workstream on Aggregator Implementation Models: Recommended practices and key considerations for a regulatory framework and market design on explicit Demand Response.* Hentet september 28, 2021 fra USEF: https://www.usef.energy/app/uploads/2017/09/Recommended-practices-for-DR-market-design-2.pdf

Diktoratet for økonomistyring. (2018, august 15). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser.* Hentet november 17, 2021 fra Diktoratet for økonomistyring (DFØ): https://dfo.no/fagomrader/utredning/samfunnsokonomiske-analyser/veileder-i-samfunnsokonomisk-analyser

DNV GL Energy. (2019, oktober 31). *Strømnettet i et fullelektrisk Norge.* Hentet september 20, 2021 fra Energi Norge: https://www.energinorge.no/contentassets/74f33e5598d64578bda89c1fa864e83a/rapport---stromnettet-i-et-fullelektrisk-norge.pdf

Elia, A., Taylor, M., Gallachóir, B. Ó., & Rogan, F. (2020). Wind turbine cost reduction: A detailed bottom-up analysis of innovation drivers. *Energy Policy, 147*.

Energi Norge. (u.å.). *Elavgiften*. Hentet november 12, 2021 fra Energi Norge: https://www.energinorge.no/elavgiften/

Enfo Consulting. (2016, mai 24). *Fleksibilitet – Fremtidig organisering av monopol og marked.* Hentet september 28, 2021 fra Energi Norge:

https://www.energinorge.no/contentassets/e393a68f81e74426a3c510b93d942e3d/fleksibilitet--fremtidig-organisering-av-monopol-og-marked.pdf

Ericson, T. (2009, september). Direct load control of residential water heaters. *Energy Policy, 37*(9), ss. 3502-3512.

Eriksen, A. B., Hansen, H., Hole, J., Jonassen, T., Mook, V., Steinnes, S., & Varden, L. (2020, februar). *RME høringsdokument - Endringer i nettleiestrukturen.* Hentet oktober 27, 2021 fra NVE: https://publikasjoner.nve.no/rme_hoeringsdokument/2020/rme_hoeringsdokument2020_01.pdf

Finansdepartementet. (2000). *Veiledning i samfunnsøkonomiske analyser R-0579 B.* Oslo: Finansdepartementet.

Finansdepartementet. (2021, juni 25). *Rundskriv R-109/2021 - Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser.* Hentet november 11, 2021 fra Regjeringen: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2021.pdf

Finansdepartementet. (2021, november 8). *Tilleggsnummer til Statsbudjsettet 2022: Lavere avgift på strøm*. Hentet november 12, 2021 fra Regjeringen: https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/lavere-avgift-pa-strom/id2884953/

Fredriksen, K. (2018, mai 8). *Vi bruker mindre strøm hjemme*. Hentet november 14, 2021 fra SSB: https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/vi-bruker-mindre-strom-hjemme

Grande, O. S., Sæle, H., & Graabak, I. (2008, desember 31). *Market Based Demand Response Research Project summary.* Hentet november 10, 2021 fra ResearchGate: https://www.researchgate.net/publication/344364199_Market_Based_Demand_Response_Research_Project_summary

Grøn, Ø. (2017, januar 18). *Monte Carlo-metode*. Hentet november 18, 2021 fra Store norske leksikon: https://snl.no/Monte_Carlo-metode

Hledik, R., Chang, J., & Lueken, R. (2016, januar). *The Hidden Battery - Opportunities in Electric Water Heating.* Hentet november 3, 2021 fra NRECA - America´s Electric Cooperatives: https://www.electric.coop/wp-content/uploads/2016/07/The-Hidden-Battery-01-25-2016.pdf

Hofstad, K. (2019, september 23). *Nettselskap*. Hentet september 21, 2021 fra Store norske leksikon: https://snl.no/nettselskap

Homburg, C., Koschate, N., & Hoyer, W. D. (2005). Do Satisfied Customers Really Pay More? A Study of the Relationship between Customer Satisfaction and Willingness to Pay. *Journal of Marketing, 69*(2), ss. 84-96.

Itera & THEMA. (2021). *Strøm - Dette skjer i den norske strømbransjen.* Hentet november 15, 2021 fra Norges energi: https://norgesenergi.no/media/3116/markedsrapport-strom-host-2021-thema-itera.pdf

Kabir, E., Kumar, P., Kumar, S., Adelodun, A. A., & Kim, K.-H. (2018). Solar energy: Potential and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82*(1), ss. 894-900.

Kemna, R., van Elburg, M., Aarts, S., & Corso, A. (2019, juli). *Water Heaters and Storage Tanks.* Hentet november 12, 2021 fra European Council for an Energy Efficient Economy: https://www.eceee.org/static/media/uploads/site-2/ecodesign/products/Water%20heaters%20ENER%20Lot%202/water_heaters_task_2_final_report_july_2019.pdf

Klakegg, O. J. (2003, april 8). *Finansdepartementet. Kvalitetssikring av kostnadsoverslag, herunder risikoanalyse for store statlige investeringer. Felles begrepsapparat.* Hentet november 1, 2021 fra NTNU: https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262021752/054_rapport_03_felles_begrepsapparat%20_v1.pdf

Lu, X., Li, K., Xu, H., Wang, F., Zhou, Z., & Zhang, Y. (2020, august 1). Fundamentals and business model for resource aggregator of demand response in electricity markets. *Energy, 204*.

Ma, Z., Billanes, J. D., & Jørgensen, B. N. (2017, oktober). *Aggregation potential related to business models.* Hentet november 5, 2021 fra IAE EBC Annex 67 Energy Flexible Buildings: https://www.annex67.org/media/1568/aggregation-potential-related-to-business-models.pdf

Mæhlum, L., & Rosvold, K. A. (2020, mars 30). *Overføringsnett*. Hentet september 22, 2021 fra Store norske leksikon: https://snl.no/overf%C3%B8ringsnett

Meland, P., Wahl, T. S., & Tjeldflåt, A. (2006, november). *Forbrukerfleksibilitet i det norske kraftmarkedet.* Hentet november 14, 2021 fra NVE: https://publikasjoner.nve.no/oppdragsrapportA/2006/oppdragsrapportA2006_07.pdf

Nord Pool. (2013, mars 18). *No. 13/2013 - Adjustment of Nord Pool Spot fee structure effective 1 July 2013*. Hentet november 20, 2021 fra Nord Pool: https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/exchange-

message-list/2013/Q1/No-132013---Adjustment-of-Nord-Pool-Spot-fee-structure-effective-1-July-20131/

Nord Pool. (u.å. a). *Day-ahead prices*. Hentet november 20, 2021 fra Nord Pool: https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Hourly/?view=table

Nord Pool. (u.å. b). *About us*. Hentet september 22, 2021 fra Nord Pool: https://www.nordpoolgroup.com/About-us/

Nord Pool. (u.å. c). *Draft fee overview – Nord Pool Intraday Auctions 22:00 and 10:00 CET Nordics, Baltics and Germany 2018.* Hentet november 20, 2021 fra Nord Pool: https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/intraday/fee-overview-intraday-auctions.pdf

Nord Pool. (u.å. d). *Regulating prices*. Hentet november 20, 2021 fra Nord Pool: https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Regulating-Power1/Regulating-Prices1/ALL/Hourly/?view=table

NordREG. (2016, februar). *Discussion of different arrangements for aggregation of demand response in the Nordic market.* Hentet september 28, 2021 fra NordREG: http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2016/02/NordREG-Discussion-of-different-arrangements-for-aggregation-of-demand-response-in-the-Nordic-market.pdf

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2015a, februar 27). *Nettleie*. Hentet november 11, 2021 fra NVE: https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/nettleie/

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2015b, desember 10). *Strømavtaler, strømpriser og faktura*. Hentet november 14, 2021 fra NVE: https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/strom/stromavtaler-strompriser-og-faktura/

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2017). *Fremtidens elkunder - Potensial for fleksibilitet på forbrukssiden.* Hentet oktober 20, 2021 fra NVE: https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201708023/2203974

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2021a, juni 21). *Om kraftmarkedet og det norske kraftsystemet*. Hentet september 22, 2021 fra NVE: https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/om-kraftmarkedet-og-det-norske-kraftsystemet/

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2021b, juni 29). *Energilagring*. Hentet september 23, 2021 fra NVE: https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk-effektivisering-og-teknologier/energilagring/

Olje- og energidepartementet. (2019a, april 8). *Et moderne og digitalt kraftsystem*. Hentet oktober 13, 2021 fra Energifakta Norge: https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/ny-teknologi-i-kraftsystemet/

Olje- og energidepartementet. (2019b, april 10). *Strømnettet*. Hentet september 22, 2021 fra Energifakta Norge: https://energifaktanorge.no/norsk-%20energiforsyning/kraftnett/

Olje- og energidepartementet. (2021a, april 30). *Kraftmarkedet*. Hentet september 23, 2021 fra Energifakta Norge: https://energifaktanorge.no/norsk-%20energiforsyning/kraftmarkedet/

Olje- og energidepartementet. (2021b, juni 11). *Effektbaserte tariffer legger til rette for bedre utnyttelse av strømnettet – nå skal smart strømbruk belønnes*. Hentet oktober 14, 2021 fra Regjeringen: https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/nettariffer/id2860406/

Olje- og energidepartementet. (2021c, juli 20). *Kraftproduksjon*. Hentet september 29, 2021 fra Energifakta Norge: https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/

Oracle. (2008). *One-Minute Spotlight: Oracle's Crystal Ball.* Hentet november 11, 2021 fra Oracle: https://www.oracle.com/technetwork/middleware/crystalball/overview/crystal-ball-131398.pdf

Oslo Economics. (2019, april). *Innovative aktører i en ny modell for sluttbrukermarkedet for strøm.* Hentet november 2, 2021 fra NVE: https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_42.pdf

Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2010). *Business Model Generation.* New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. Hoboken.

Reed, J. H., Broadwater, R. P., Chandrasekaran, A., & Thompson, J. (1988). *Patterns of electric water heater use and the effects of water heater load control on customers.* Hentet november 2021, 2021 fra American Council for an Energy-Efficient Economy: https://www.aceee.org/files/proceedings/1988/data/papers/1988_V11_011.pdf

Roos, A., Ericson, T., Kirkerud, J. G., & Bolkesjø, T. F. (2021). Analysis of residential demand response potential in Norway using energy system modelling. I A. Roos, *Demand flexibility in electricity markets* (s. paper IV). Ås: Norges miljø- og biovitenskapelige universitet.

Rosvold, K. A. (2017, november 1). *Kraftstasjon*. Hentet september 22, 2021 fra Store norske leksikon: https://snl.no/kraftstasjon

Rosvold, K. A. (2019, september 12). *Kraftleverandør*. Hentet september 21, 2021 fra Store norske leksikon: https://snl.no/kraftleverand%C3%B8r

Rosvold, K. A. (2020, januar 13). *Kraftselskap*. Hentet september 21, 2021 fra Store norske leksikon: https://snl.no/kraftselskap

Söder, L., Lund, P. D., Koduvere, H., Bolkesjø, T. F., Rossebø, G. H., Rosenlund-Soysal, E., . . . Blumberga, D. (2018). A review of demand side flexibility potential in Northern Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 91*, ss. 654-664.

Sæle, H. (2019, april 1). *Elektriske biler i Norge og potensialet for forbrukerfleksibilitet*. Hentet november 19, 2021 fra SINTEF: https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/elektriske-biler-i-norge-og-potensialet-for-forbrukerfleksibilitet/

Sæle, H. (2020, oktober 17). *Flexibility potential at Norwegian households – customer evaluations and system benefits.* Hentet november 12, 2021 fra ResearchGate: https://www.researchgate.net/publication/344690135_Flexibility_potential_at_Norwegian_households_-_customer_evaluations_and_system_benefits

Sæle, H., & Grande, O. S. (2011). Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway. *IEEE Transactions on Smart Grid, 2*, ss. 102-109.

Sæle, H., Grande, O. S., & Morch, A. Z. (2013, april 9). *Forbrukerfleksibilitet.* Hentet september 20, 2021 fra SINTEF: https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2598673

SINTEF. (u.å.). *Ny kunnskap om fordeling av strømforbruket.* Hentet oktober 20, 2021 fra SINTEF: https://www.sintef.no/globalassets/upload/energi/nyhetsbrev/ny-kunnskap-om-fordeling-av-stromforbruket.pdf

Skatteetaten. (u.å.). *Sats for: Elektrisk kraft*. Hentet november 11, 2021 fra Skatteetaten: https://www.skatteetaten.no/satser/elektrisk-kraft/

Statistisk sentralbyrå. (2021, november 15). *Elektrisitetspriser*. Hentet november 17, 2021 fra SSB: https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitetspriser

Statnett. (2018a, januar 11). *Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018–2040.* Hentet september 20, 2021 fra Statnett: https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040

Statnett. (2018b, 10 23). *Endring av vilkår for balansemarkedene med virkning fra 05.03.2019.* Hentet desember 4, 2021 fra Statnett: https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/marked/reservemarkeder/oppsummering-av-horingsinnspill-og-endring-av-vilkar-for-balansemarkeden....pdf

Statnett. (2018c, desember 10). *aFRR - sekundærreserve*. Hentet november 9, 2021 fra Statnett: https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundarreserver/

Statnett. (2018d, august 27). *Roller i balansemarkedene og vilkår for aggregerte bud.* Hentet september 21, 2021 fra Statnett: https://www.statnett.no/contentassets/d27d9d5efd7a4371abe2b17c97ef4a64/27-august-2018-roller-i-balansemarkedene-og-aggregering.pdf

Statnett. (2018e, oktober 19). *Slik fungerer kraftsystemet*. Hentet september 22, 2021 fra Statnett: https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/slik-fungerer-kraftsystemet/

Statnett. (2020, oktober 26). *Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2020–2050.* Hentet september 21, 2021 fra Statnett: https://www.statnett.no/contentassets/723377473d80488a9c9abb4f5178c265/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50---final.pdf

Statnett. (2021a, februar 4). *Ny rekord i strømforbruket i dag*. Hentet oktober 15, 2021 fra Statnett: https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2021/ny-rekord-i-stromforbruket-i-dag/

Statnett. (2021b, desember 9). *Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2022-2030.* Hentet desember 11, 2021 fra Statnett: https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2021/systemdrifts--og-markedsutviklingsplanen-store-endringer-krever-okt-samarbeid/

Statnett. (2021c, desember 10). *Kortsiktig Markedsanalyse 2021-26.* Hentet desember 11, 2021 fra Statnett: https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/kortsiktig-markedsanalyse/

Statnett. (2021d, august 17). *Utvikling av aFRR-kapasitetsmarked*. Hentet november 7, 2021 fra Statnett: https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/utvikling-av-afrr-kapasitetsmarked/

Statnett. (2021e, juli 8). *Vilkår - tilbud, aksept, aktivering, rapportering og avregning i marked for FCR til Statnett.* Hentet november 10, 2021 fra Statnett:

https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer-fos/systemansvaret---vedlegg-til-retningslinjer-for-fos--9---vilkar-for-markedet-for-primarreserve-fcr.pdf

Statnett. (2021f, juni 6). *Nytt automatisert mFRR-marked*. Hentet november 5, 2021 fra Statnett: https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/tertiarreserver/nytt-automatisert-mfrr-marked/

Statnett. (u.å.). *Last ned grunndata*. Hentet november 4, 2021 fra Statnett: https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/last-ned-grunndata/

Tennbak, B., Ryssdal, M. B., Fiksen, K., Ådnanes, O.-K., Christiansen, C. H., & Rode, W. (2021, februar 17). *Value of flexibility from electrical storage water heaters.* Hentet november 3, 2021 fra NVE: https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2021/eksternrapport2021_05.pdf

THEMA. (2017). *Aggregatorrollen, fleksibilitetsmarkeder og forretningsmodeller i energisystemet.* Oslo.

U.S. Department of Energy. (2006, februar). *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them.* Hentet oktober 19, 2021 fra U.S. Department of Energy: https://www.energy.gov/sites/default/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf

Veie, C. A., Sidelnikova, M., Skau, S., Koestler, V. J., Aksnes, N. Y., Hole, J., . . . Birkeland, C. (2019, oktober 16). *Kraftproduksjon i Norden til 2040.* (A. M. Østenby, Red.) Hentet oktober 13, 2021 fra NVE: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_43.pdf

Vedlegg

Vedlegg 1: Oversikt over egenskapene til kraftbørsene DA og ID

Kraftbørs Egenskap	DA	ID
Minimum varighet	1 time	1 time
Minimum budstørrelse	0.1 MWh	0.1 MWh
Markedsvolum (Norge)	125 TWh	0.2 TWh
Geografisk inndeling (bud og pris)	Budområder Budområder	Budområder Budområder

Vedlegg 2: Oversikt over egenskaper til kapasitetsmarkedene (FCR, aFRR og mFRR)

Kapasitetsmarked Egenskap	FCR – reserver	aFRR – reserver	mFRR – reserver (RKOM)
Krav til prekvalifisering	Tilknytningskrav Responstid	Full prekvalifisering: Tekniske krav og plassering i nettet	Aktør må være registrert RKOM-aktør, samt oppfylle vilkår for RKM
Minimum budstørrelse	1 MW	5 MW	10 MW, 1 MW for tilleggsbud
Markedsvolum	FCR-N: 212 MW FCR-D: 350 MW	105 MW	1700 MW
Markeder	Døgnmarked (D-1 og D-2)	Ukemarked	Sesong- og ukemarked
Krav til balanseansvar	BRP-aktør selv eller avtale med BRP-aktør	BRP-aktør selv	BRP-aktør selv eller avtale med BRP-aktør. Aktør kan gi bud uten å gå via BRP
Geografisk inndeling (bud og pris)	Budområde Landsbasis	Stasjonsgruppe Landsbasis	Budområde med geografisk informasjon Budområde
Budtype	FCR-N: Symmetrisk bud FCR-D: Oppregulering	Bud må enten være opp- eller nedregulering	Opp- og nedregulering
Annet			Bud kan ikke inngå i UKT Bud både med og uten begrensning

Vedlegg 3: Oversikt over egenskaper ved aktivering av FCR og aFRR, og aktiveringsmarkedet for mFRR (RKM)

Produkt/ aktiveringsmarked Egenskap	FCR – aktivering	aFRR – aktivering	mFRR – aktivering (RKM)
Aktiveringstid	30 sekunder (50 % før 5 sekunder)	2 minutter	15 minutter
Aktiveringsform	Automatisk	Automatisk	Manuell
Geografisk inndeling (aktivering og pris)	Nasjonalt Budområde	Stasjonsnivå Budområde	Stasjonsnivå Budområde (Bud på stasjonsnivå)

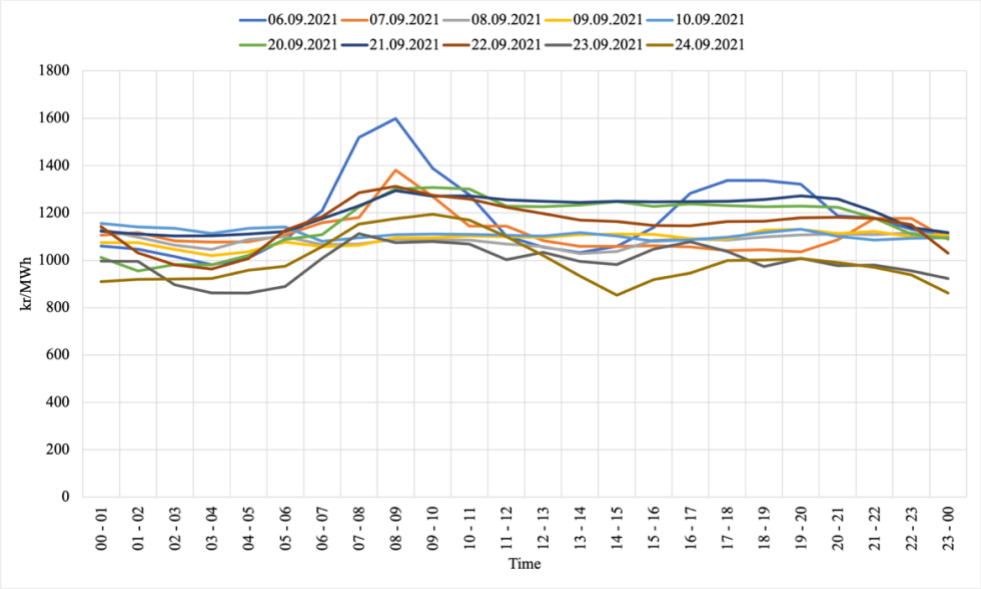
Vedlegg 4: Filer med kvantifiseringer og beregninger av elementer samt simulering

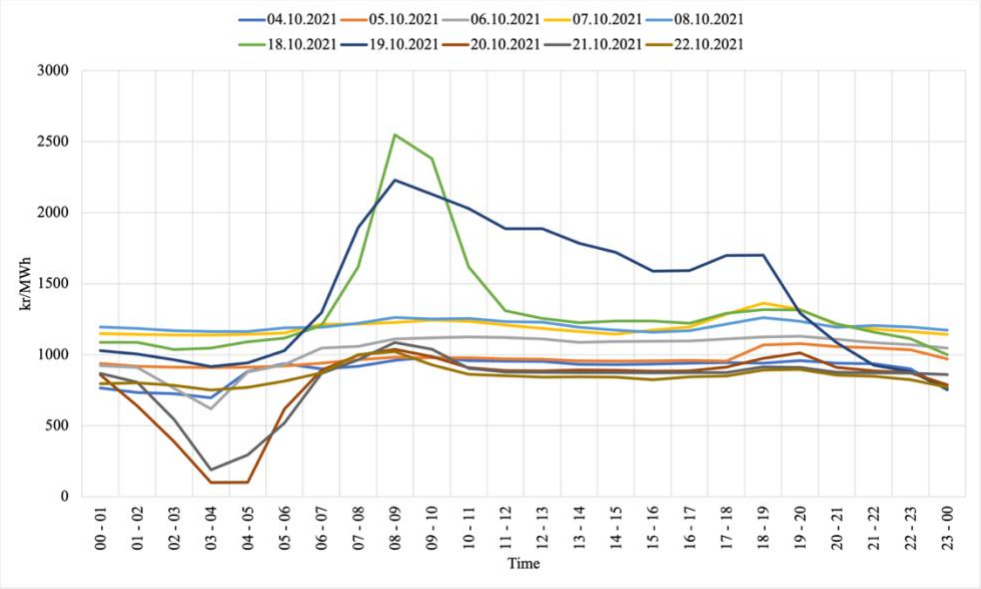
Følgende filer er vedlagt:

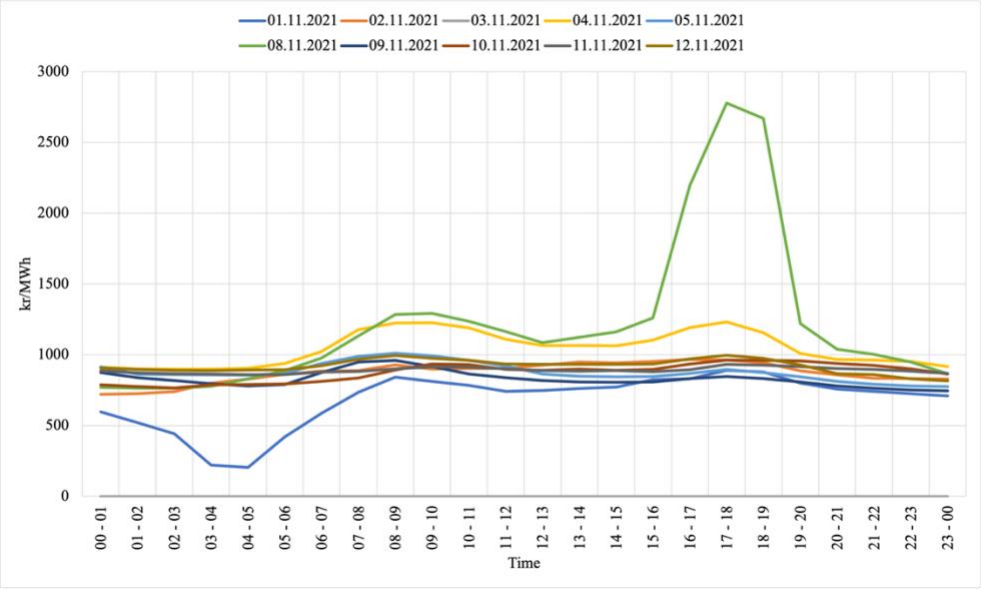
- Kvantifiseringer.xlsx
- Simulering.xlsx

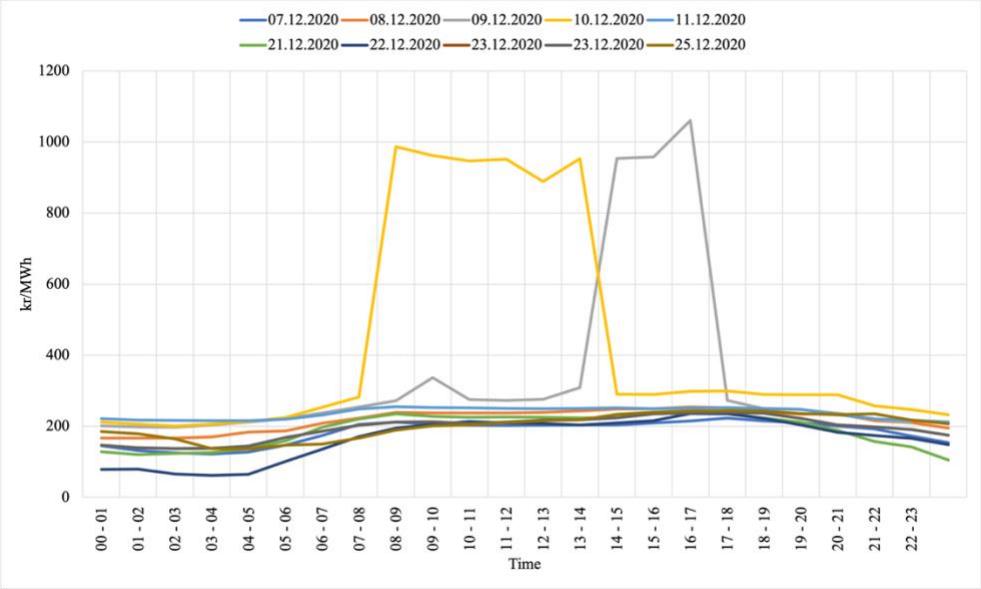
Vedlegg 5: Diagrammer med timesvise kraftpriser. Data fra Nord Pool (u.å. a)

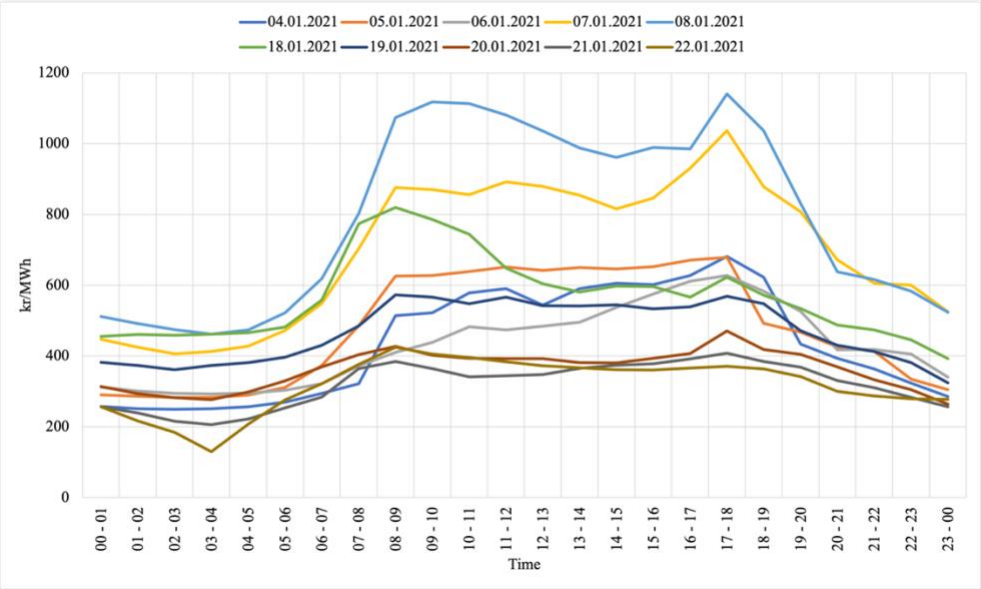
Hverdager september – mars

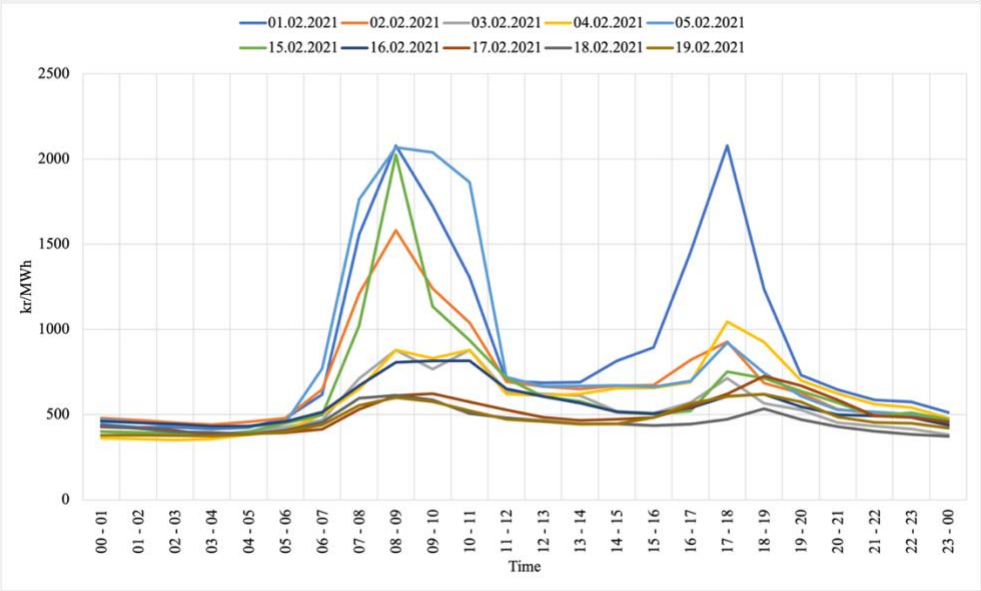


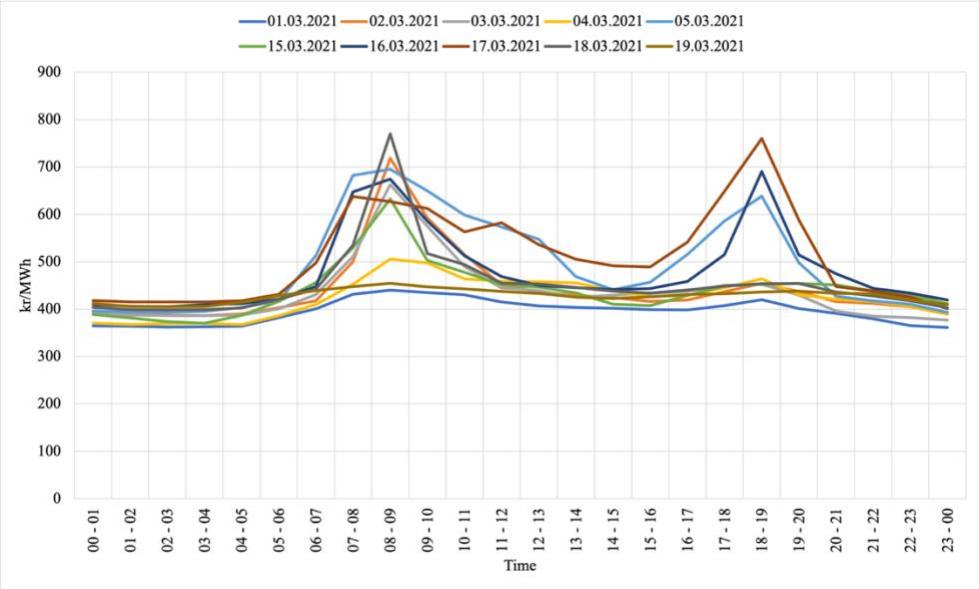




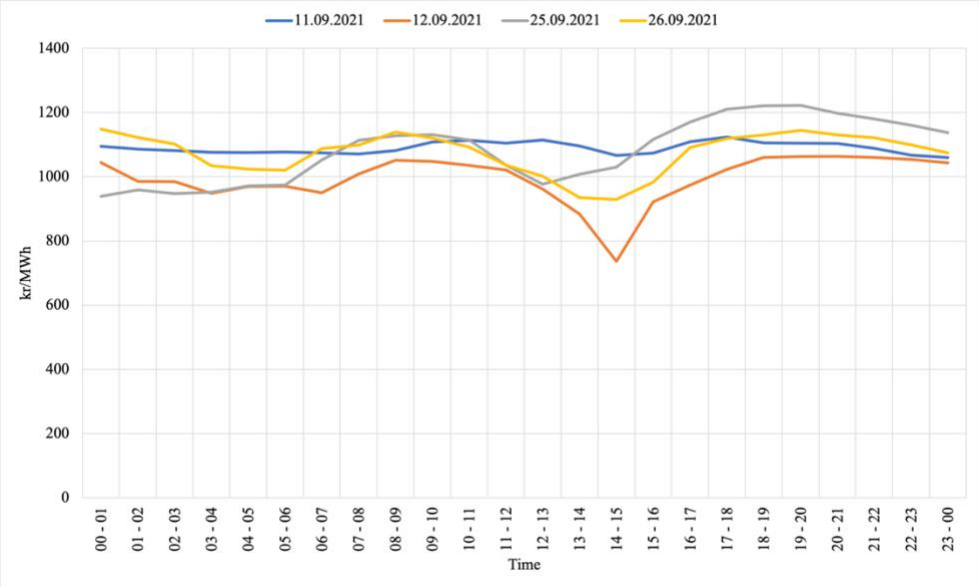

07.12.2020
08.12.2020
09.12.2020
10.12.2020
11.12.2020
21.12.2020
22.12.2020
23.12.2020
23.12.2020
25.12.2020
kr/MWh
Time

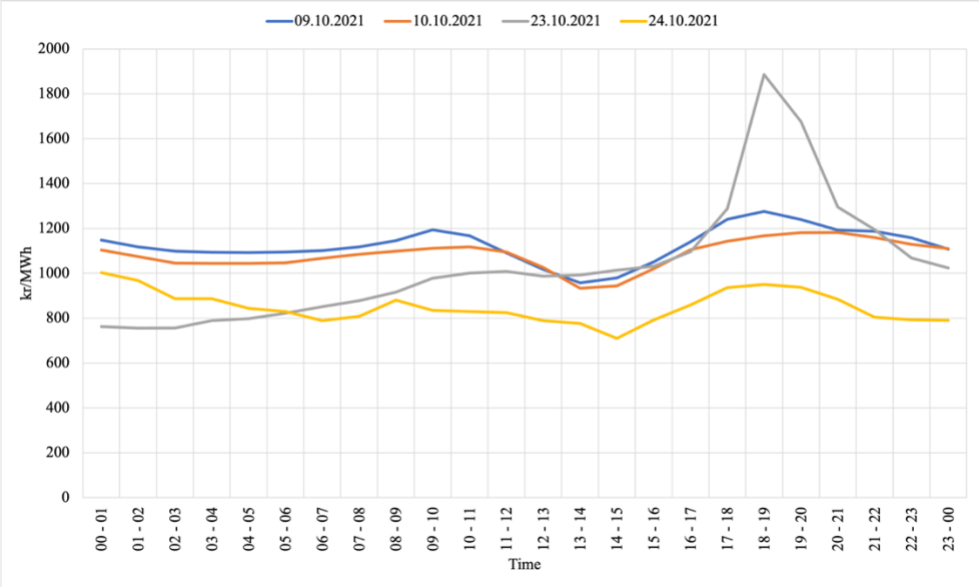

04.01.2021
05.01.2021
06.01.2021
07.01.2021
08.01.2021
18.01.2021
19.01.2021
20.01.2021
21.01.2021
22.01.2021
kr/MWh
Time

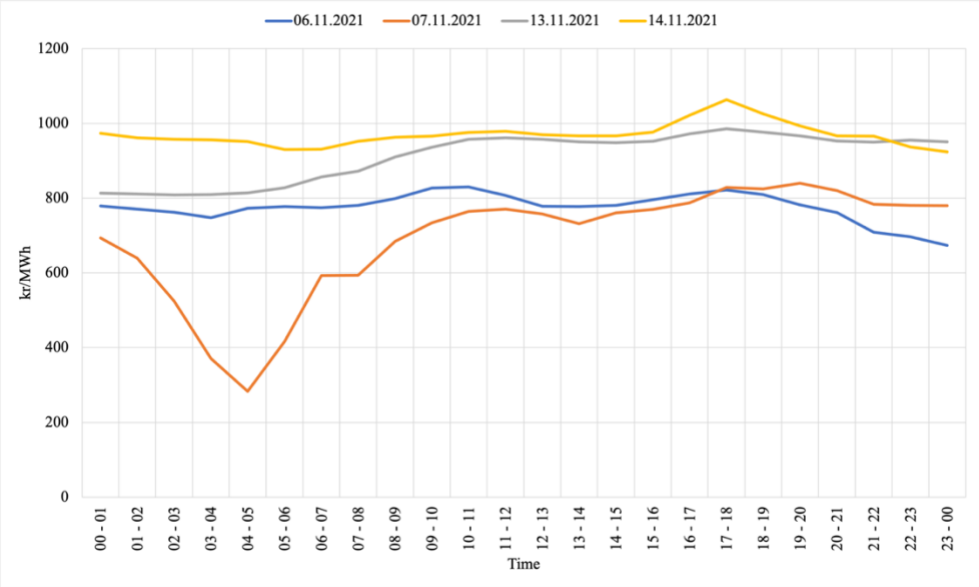

01.02.2021
02.02.2021
03.02.2021
04.02.2021
05.02.2021
15.02.2021
16.02.2021
17.02.2021
18.02.2021
19.02.2021
kr/MWh
Time

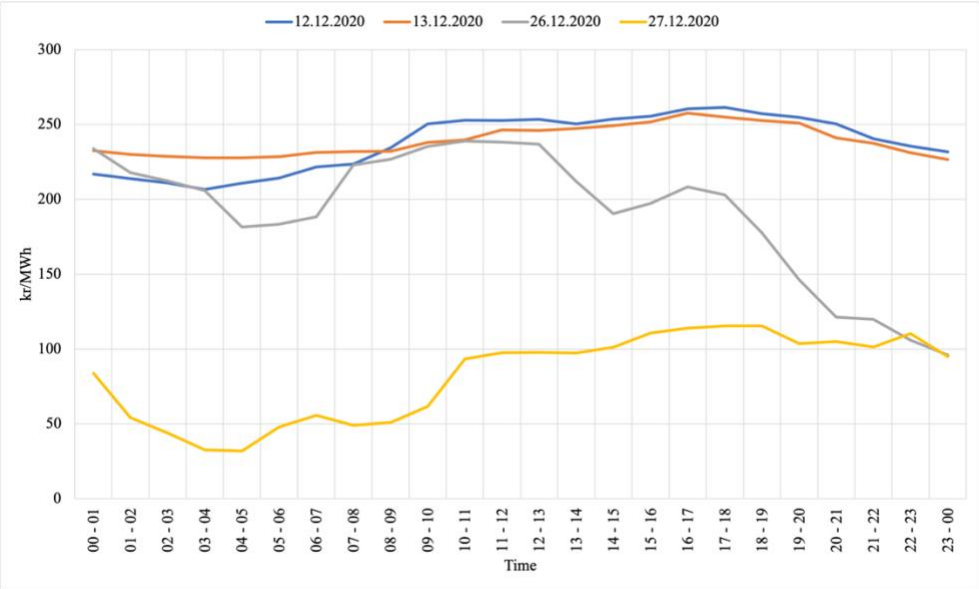

01.03.2021
02.03.2021
03.03.2021
04.03.2021
05.03.2021
15.03.2021
16.03.2021
17.03.2021
18.03.2021
19.03.2021
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
kr/MWh
00 - 01
01 - 02
02 - 03
03 - 04
04 - 05
05 - 06
06 - 07
07 - 08
08 - 09
09 - 10
10 - 11
11 - 12
12 - 13
13 - 14
14 - 15
15 - 16
16 - 17
17 - 18
18 - 19
19 - 20
20 - 21
21 - 22
22 - 23
23 - 00
Time

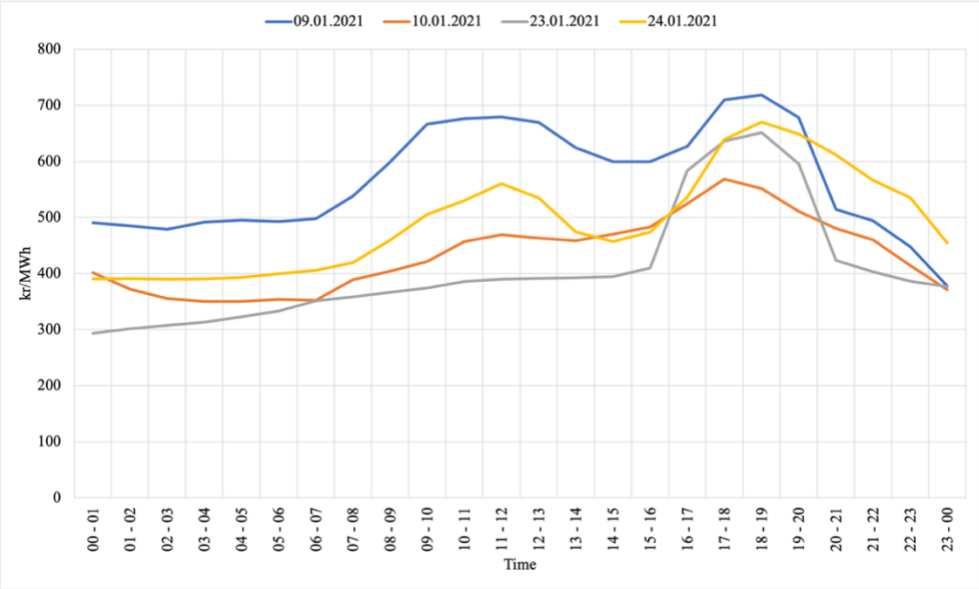
Helgedager september – mars

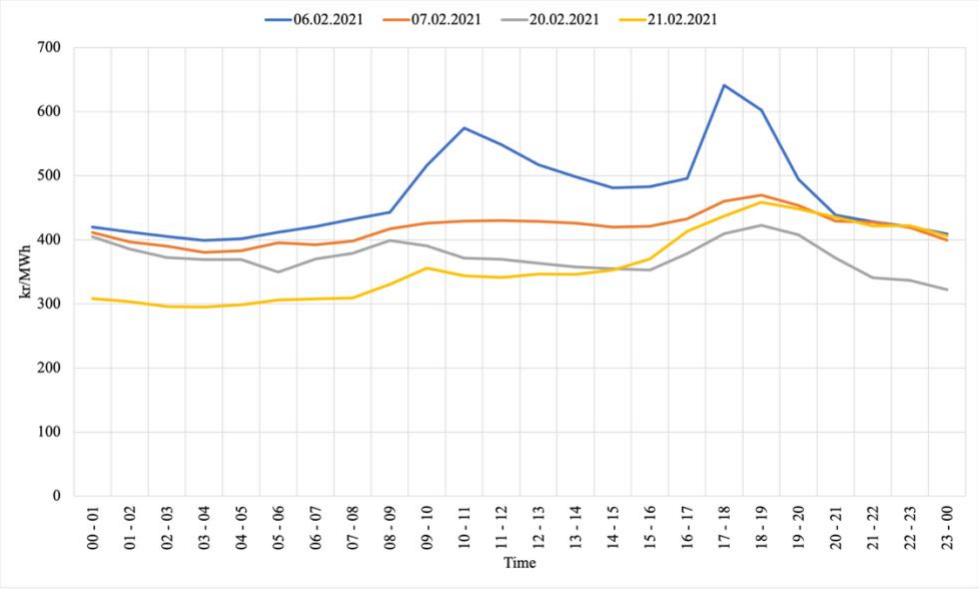


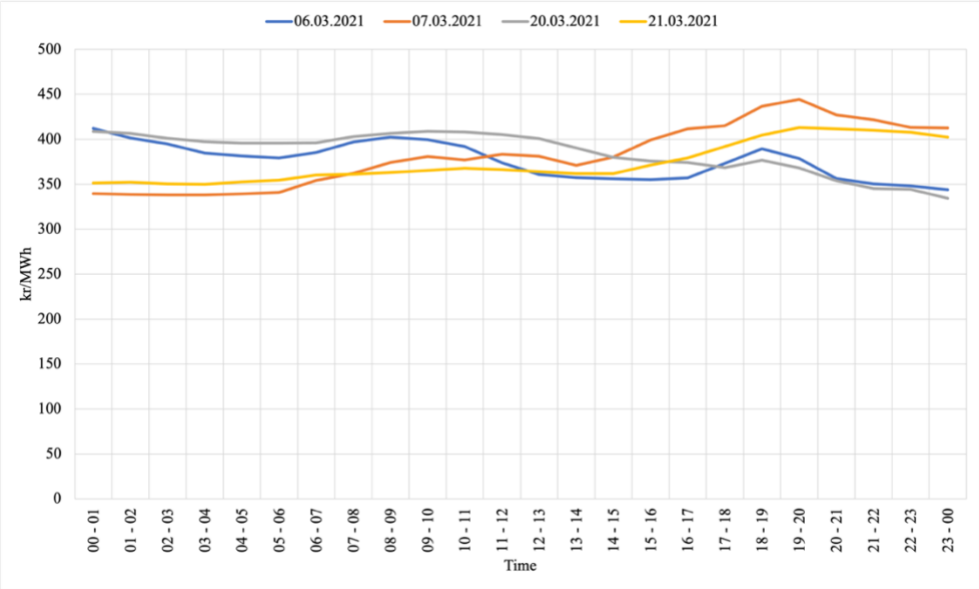




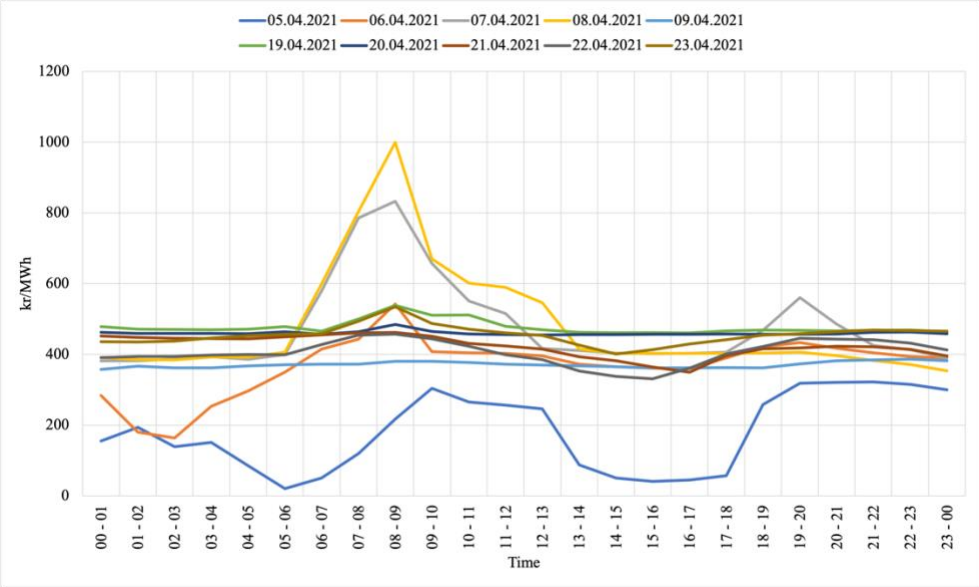

12.12.2020
13.12.2020
26.12.2020
27.12.2020
kr/MWh
Time

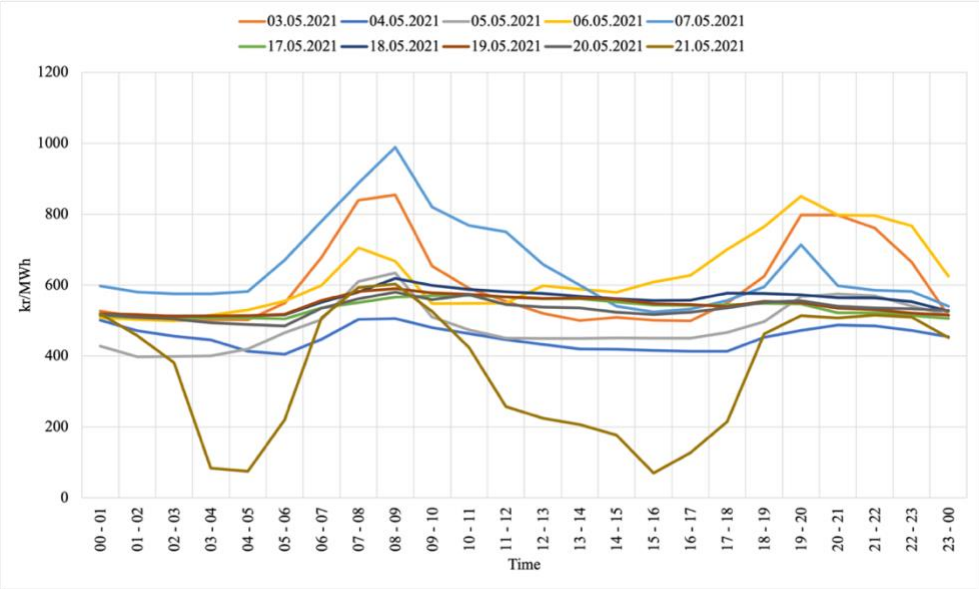

09.01.2021
10.01.2021
23.01.2021
24.01.2021
kr/MWh
Time

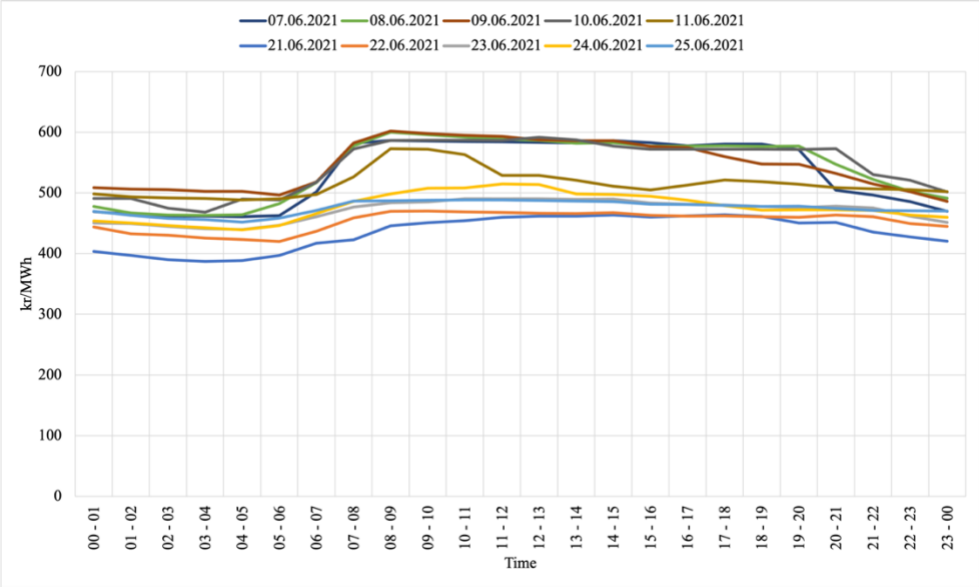

06.02.2021
07.02.2021
20.02.2021
21.02.2021
kr/MWh
Time

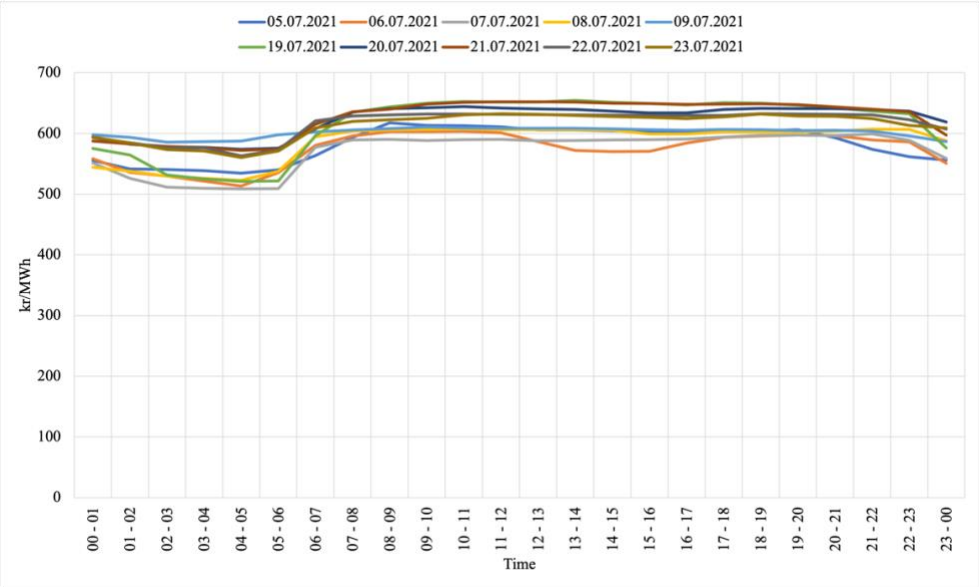

06.03.2021
07.03.2021
20.03.2021
21.03.2021
500
450
400
350
300
250
200
150
100
50
0
kr/MWh
00 - 01
01 - 02
02 - 03
03 - 04
04 - 05
05 - 06
06 - 07
07 - 08
08 - 09
09 - 10
10 - 11
11 - 12
12 - 13
13 - 14
14 - 15
15 - 16
16 - 17
17 - 18
18 - 19
19 - 20
20 - 21
21 - 22
22 - 23
23 - 00
Time

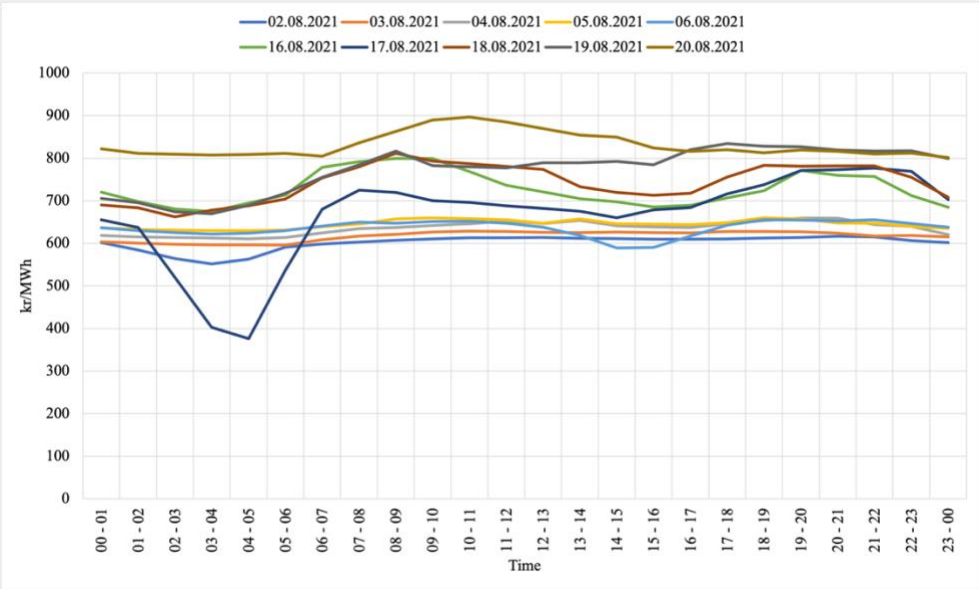
Hverdager april – august



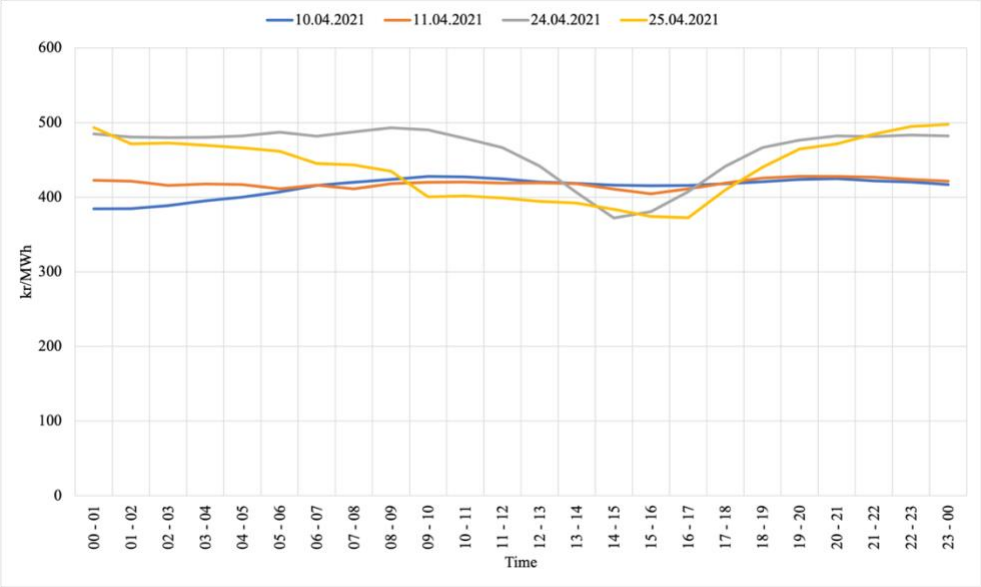


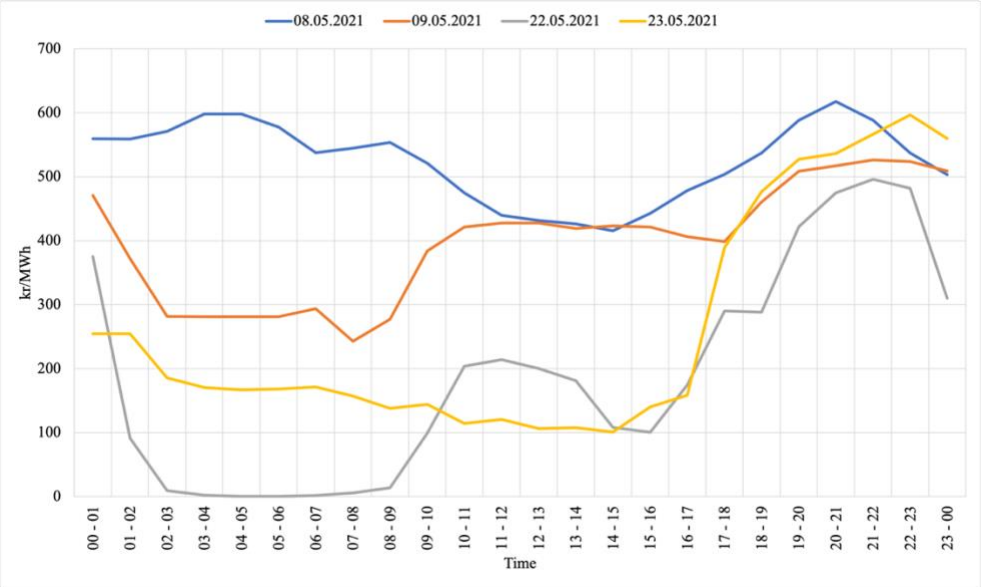


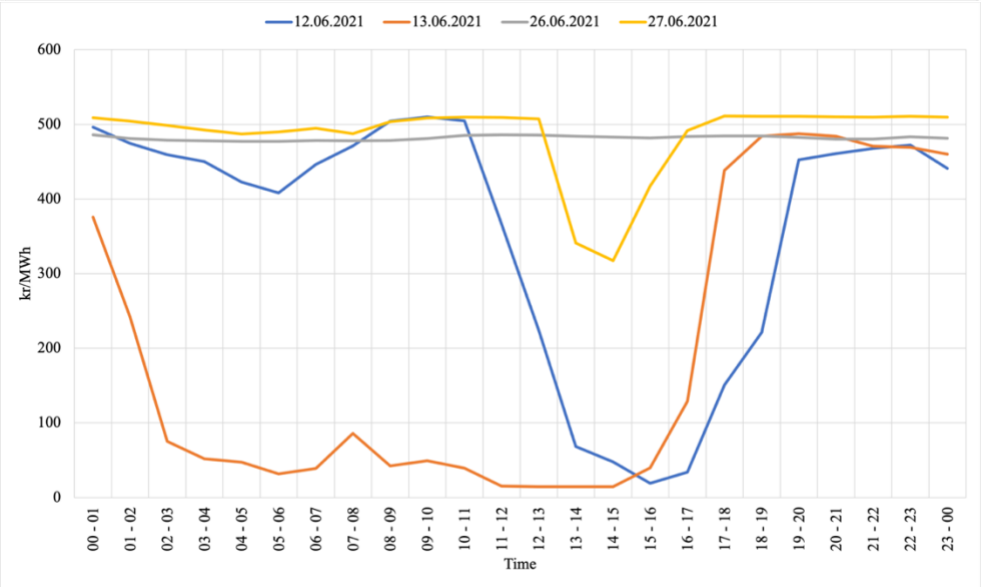

05.07.2021
06.07.2021
07.07.2021
08.07.2021
09.07.2021
19.07.2021
20.07.2021
21.07.2021
22.07.2021
23.07.2021
kr/MWh
Time

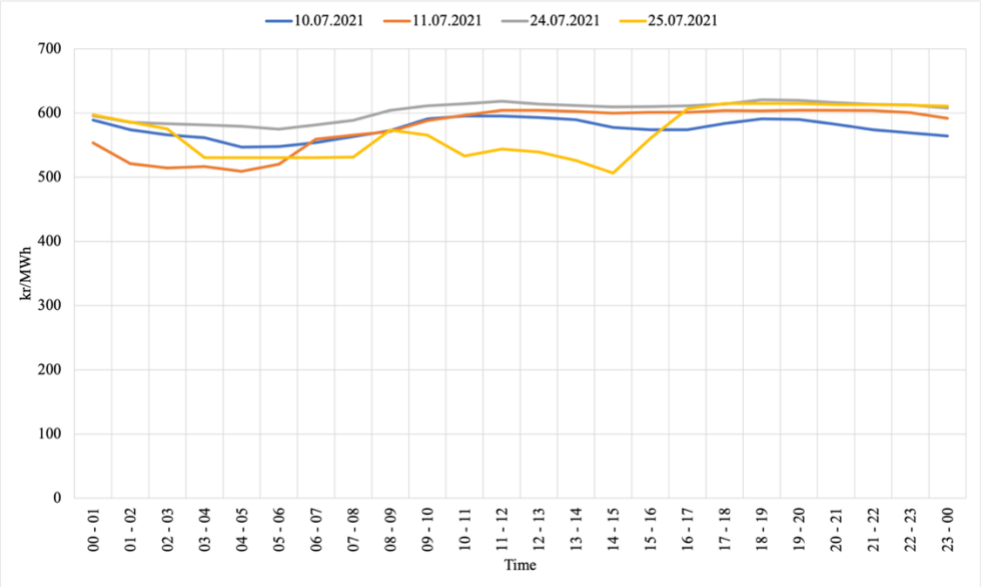

02.08.2021
03.08.2021
04.08.2021
05.08.2021
06.08.2021
16.08.2021
17.08.2021
18.08.2021
19.08.2021
20.08.2021
kr/MWh
Time

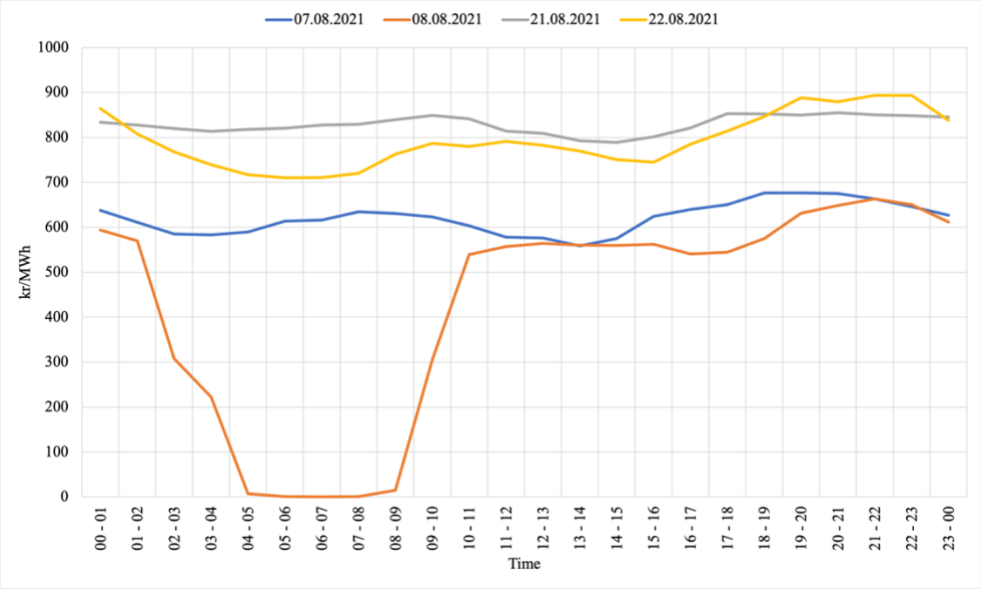
Helgedager april – august








10.07.2021
11.07.2021
24.07.2021
25.07.2021
kr/MWh
Time


07.08.2021
08.08.2021
21.08.2021
22.08.2021
kr/MWh
Time

Vedlegg 6: PDF av Excel-fil med simulering og beregning av NNV

Ark 1, del 1: Elementer

Elementer

Antall sluttbrukere				**Antagelse**	
Antar 2000 sluttbrukere i analysen for termisk lagring				2000	
Antar 4000 sluttbrukere i analysen for rask respons				4000	

Kostnader per sluttbruker

Investeringskostnader	**Minimum**	**Forventet**	**Maksimum**	**Sim.**	**Enhet**	**Fordeling**
Installasjon og innkjøp av teknisk utstyr per sluttbruker	795,00	3 555,00	4 895,00	3318,33	kr	BetaPERT
Driftskostnader						
Ekskludert fra simuleringen						
Kompensasjon til sluttbrukere	**Minimum**		**Maksimum**	**Sim.**	**Enhet**	**Fordeling**
Årlig kompensasjon per sluttbruker	250,00		3 000,00	1625,0000	kr	Uniform

Besparelse for sluttbrukere, Strategi termisk lagring

Påslag	**Minimum**	**Forventet**	**Maksimum**	**Sim.**	**Enhet**	**Fordeling**
Påslag per kWh (ekskl. mva)	0,04330	0,08430	0,12840	0,08482	kr/kWh	BetaPERT
Nettleie	**Minimum**	**Forventet**	**Maksimum**	**Sim.**	**Enhet**	**Fordeling**
Nettleie per kWh (ekskl. mva)	0,26900	0,28550	0,30400	0,28583	kr/kWh	BetaPERT
Elavgift	**Minimum**	**Forventet**	**Maksimum**	**Sim.**	**Enhet**	**Fordeling**
Elavgift per kWh jan-mar (ekskl. mva)	0,07860	0,16690	0,17520	0,15357	kr/kWh	BetaPERT
Elavgift per kWh apr-des (ekskl. mva)	0,14360	0,16690	0,17520	0,16440	kr/kWh	BetaPERT

DA-priser ved utkobling	**Minimum**	**Forventet**	**Maksimum**	**Sim.**	**Enhet**	**Fordeling**
DA-pris i utkoblingstimer hverdager morgen/dag sept-mar	0,04995	0,83474	2,46452	0,97557	kr/kWh	BetaPERT
DA-pris i utkoblingstimer hverdager ettermiddag/kveld sept-mar	0,10318	0,74092	2,72347	0,96506	kr/kWh	BetaPERT
DA-pris i utkoblingstimer hverdager morgen/dag apr-aug	0,00790	0,55446	0,83139	0,50952	kr/kWh	BetaPERT
DA-pris i utkoblingstimer hverdager ettermiddag/kveld apr-aug	0,33692	0,56819	0,82743	0,57285	kr/kWh	BetaPERT
DA-pris i utkoblingstimer helgedager morgen/dag sept-mar	0,07752	0,63256	1,18031	0,63135	kr/kWh	BetaPERT
DA-pris i utkoblingstimer helgedager ettermiddag/kveld sept-mar	0,10318	0,68026	1,78084	0,76751	kr/kWh	BetaPERT
DA-pris i utkoblingstimer helgedager morgen/dag apr-aug	0,01446	0,54958	0,88652	0,51655	kr/kWh	BetaPERT
DA-pris i utkoblingstimer helgedager ettermiddag/kveld apr-aug	0,39624	0,56182	0,89348	0,58950	kr/kWh	BetaPERT

Redusert DA-priser i paybacktime	Minimum	Forventet	Maksimum	Sim.	Enhet	Fordeling
Redusert DA-pris i paybacktime hverdager morgen/dag sept-mar	-2,82 %	6,22 %	29,48 %	8,59 %	%	BetaPERT
Redusert DA-pris i paybacktime hverdager ettermiddag/kveld sept-mar	-1,36 %	7,89 %	18,89 %	8,18 %	%	BetaPERT
Redusert DA-pris i paybacktime hverdager morgen/dag apr-aug	-0,34 %	2,85 %	9,49 %	3,43 %	%	BetaPERT
Redusert DA-pris i paybacktime hverdager ettermiddag/kveld apr-aug	0,18 %	2,57 %	8,66 %	3,19 %	%	BetaPERT
Redusert DA-pris i paybacktime helgedager morgen/dag apr-aug	-0,79 %	2,88 %	6,37 %	2,85 %	%	BetaPERT
Redusert DA-pris i paybacktime helgedager ettermiddag/kveld apr-aug	-1,52 %	5,26 %	18,80 %	6,39 %	%	BetaPERT
Redusert DA-pris i paybacktime helgedager morgen/dag sept-mar	0,00 %	7,65 %	28,29 %	9,82 %	%	BetaPERT
Redusert DA-pris i paybacktime helgedager ettermiddag/kveld sept-mar	-0,55 %	2,28 %	13,46 %	3,67 %	%	BetaPERT

Reduksjon i forbruk og payback-effekt	Minimum	Forventet	Maksimum	Sim.	Enhet	Fordeling
Reduksjon i forbruk ved utkobling morgen/dag	0,35000	0,47000	0,58000	0,46833	kWh/h	BetaPERT
Reduksjon i forbruk ved utkobling ettermiddag/kveld	0,18000	0,41750	0,59000	0,40667	kWh/h	BetaPERT
Payback-effekt etter utkobling morgen/dag	0,28000	0,42000	0,56000	0,42000	kWh/h	BetaPERT
Payback-effekt etter utkobling ettermiddag/kveld	-0,04000	0,28000	0,48000	0,26000	kWh/h	BetaPERT

Inntekt for reserve og aktivering, Strategi rask respons

	Minimum		Maksimum	Sim.	Enhet	Fordeling
%-andel av bud som får tilslag	20 %		100 %	60 %	%	Uniform
%-andel av bud som må aktiveres (varighet)	0 %		30 %	15 %	%	Uniform
Pris for kapasitet	48,76	141,81	3 065,69	613,62	kr/MW	BetaPERT
Pris for aktivering før 12	0,00	652,43	1 596,14	700,98	kr/MW	BetaPERT
Pris for aktivering etter 12	201,12	696,90	2 068,70	842,90	kr/MW	BetaPERT

Ark 2, del 1: Besparelse per sluttbruker

Årlig besparelse per sluttbruker, Strategi termisk lagring

Perioder	Januar-mars	April-august	September-desember	Enhet
Antall måneder	3	5	4	
Antall uker	13	22	17	

Simuleringer	Januar-mars	April-august	September-desember	Enhet
Sim. Redusert forbruk utkobling morgen/dag	0,47	0,47	0,47	kWh/h
Sim. Redusert forbruk utkobling ettermiddag/kveld	0,41	0,41	0,41	kWh/h
Sim. Payback-effekt morgen/dag	0,42	0,42	0,42	kWh/h
Sim. Payback-effekt ettermiddag/kveld	0,26	0,26	0,26	kWh/h
Sim. Påslag per kWh (ekskl. mva)	0,08	0,08	0,08	kr/kWh
Sim. Nettleie per kWh (ekskl. mva)	0,29	0,29	0,29	kr/kWh
Sim. Elavgift per kWh (ekskl. mva)	0,15	0,16	0,16	kr/kWh

Ark 2, del 2: Besparelse per sluttbruker

Hverdager	Januar-mars	April-august	September-desember	Enhet
Antall hverdager	65	110	85	
Antall timer utkoblet hverdag morgen/dag	2	2	2	h
Antall timer utkoblet hverdag ettermidag/kveld	2	2	2	h
Antall timer paybak hverdag morgen/dag	1	1	1	h
Antall timer paybak hverdag ettermiddag/kveld	1	1	1	h
Sim. DA-pris i utkoblingstimer hverdag morgen/dag	0,98	0,51	0,98	kr/kWh
Sim. DA-pris i utkoblingstimer hverdag ettermiddag/kveld	0,97	0,57	0,97	kr/kWh
Sim. Redusert DA-pris i paybacktime hverdag morgen/dag	8,59 %	8,18 %	8,59 %	%
Sim. Redusert DA-pris i paybacktime hverdag ettermiddag/kveld	3,43 %	3,19 %	3,43 %	%
DA-pris i paybacktime hverdag morgen/dag	0,89	0,47	0,89	kr/kWh
DA-pris i paybacktime hverdag ettermiddag/kveld	0,93	0,55	0,93	kr/kWh
Totalt redusert forbruk i utkoblingstimer hverdag morgen/dag	60,88	103,03	79,62	kWh
Totalt redusert forbruk i utkoblingstimer hverdag ettermiddag/kveld	52,87	89,47	69,13	kWh
Total payback hverdag morgen/dag	27,30	46,20	35,70	kWh
Total payback hverdag ettermiddag/kveld	16,90	28,60	22,10	kWh
Totalt redusert forbruk (inkl. payback) hverdag	**69,55**	**117,70**	**90,95**	**kWh**
Redusert kraftkostnad i utkoblingstimer hverdag morgen/dag	kr 59,40	kr 52,50	kr 77,67	kr
Redusert kraftkostnad i utkoblingstimer hverdag ettermiddag/kveld	kr 51,02	kr 51,25	kr 66,72	kr
Økt kraftkostnad i payback-time hverdag morgen/dag	kr 24,35	kr 21,61	kr 31,84	kr
Økt kraftkostnad i payback-time hverdag ettermiddag/kveld	kr 15,75	kr 15,86	kr 20,60	kr
Besparelse kraftkostnad ekskl. mva hverdag	**kr 70,32**	**kr 66,27**	**kr 91,96**	**kr**

Ark 2, del 3: Besparelse per sluttbruker

Helgedager	Januar-mars	April-august	September-desember	Enhet
Antall helgedager	26	44	34	
Antall timer utkoblet helgedag morgen	2	2	2	h
Antall timer utkoblet helgedag ettermidag	2	2	2	h
Antall timer paybak helgedag morgen	1	1	1	h
Antall timer paybak helgedag ettermiddag	1	1	1	h
Sim. DA-pris i utkoblingstimer helgedag morgen	0,63	0,52	0,63	kr/kWh
Sim. DA-pris i utkoblingstimer helgedag ettermiddag	0,77	0,59	0,77	kr/kWh
Sim. Redusert DA-pris i paybacktime helgedag morgen	9,82 %	2,85 %	9,82 %	%
Sim. Redusert DA-pris i paybacktime helgedag ettermiddag	3,67 %	6,39 %	3,67 %	%
DA-pris i paybacktime helgedag morgen	0,57	0,50	0,57	kr/kWh
DA-pris i paybacktime helgedag ettermiddag	0,74	0,55	0,74	kr/kWh
Totalt redusert forbruk i utkoblingstimer helgedag morgen	24,35	41,21	31,85	kWh
Totalt redusert forbruk i utkoblingstimer helgedag ettermiddag	21,15	35,79	27,65	kWh
Total payback helgedag morgen	10,92	18,48	14,28	kWh
Total payback helgedag ettermiddag	6,76	11,44	8,84	kWh
Totalt redusert forbruk (inkl. payback) helgedag	**27,82**	**47,08**	**36,38**	**kWh**
Redusert kraftkostnad i utkoblingstimer helgedag morgen	15,38	21,29	20,11	kr
Redusert kraftkostnad i utkoblingstimer helgedag ettermiddag	16,23	21,10	21,22	kr
Økt kraftkostnad i payback-time helgedag morgen	6,22	9,27	8,13	kr
Økt kraftkostnad i payback-time helgedag ettermiddag	5,00	6,31	6,54	kr
Besparelse kraftkostnad ekskl. mva helgedag	**20,39**	**26,80**	**26,66**	**kr**

Ark 2, del 4: Besparelse per sluttbruker

Hverdag + helgedag	Januar-mars	April-august	September-desember	Enhet
Besparelse kraftkostnad ekskl. mva	90,71	93,07	118,62	kr
Besparelse påslag ekskl. mva	8,26	13,98	10,80	kr
Besparelse nettleie ekskl. mva	27,83	47,10	36,40	kr
Besparelse el-avgift ekskl. mva	14,95	27,09	20,93	kr
Besparelse enova-avgift ekskl. mva	0,97	1,65	1,27	kr
Besparelse før mva	142,73	182,88	188,02	kr
Besparelse inkl. mva	**178,41**	**228,61**	**235,03**	**kr**

Total årlig besparelse per sluttbruker	Sim.	Gjennomsnitt	Median	Minimum	Maksimum	Enhet
Totalt årlig redusert forbruk i utkoblingstimer	637,00	636,78	637,42	421,68	828,39	kWh
Total årlig payback-effekt	247,52	247,68	248,90	108,52	361,20	kWh
Totalt årlig redusert forbruk (inkl. payback)	**389,48**	**389,10**	**389,51**	**120,09**	**648,22**	**kWh**
Besparelse kraftkostnad ekskl. mva	302,40	302,69	296,50	70,64	734,65	kr
Besparelse påslag ekskl. mva	33,03	33,00	32,34	7,35	71,16	kr
Besparelse nettleie ekskl. mva	111,33	111,23	111,29	36,02	188,95	kr
Besparelse el-avgift ekskl. mva	62,98	62,90	62,93	18,96	108,81	kr
Besparelse enova-avgift ekskl. mva	3,89	3,89	3,90	1,20	6,48	kr
Besparelse før mva	513,63	513,71	509,20	139,84	1 052,82	kr
Årlig besparelse per sluttbruker (inkl. mva)	**642,04**	**642,13**	**636,51**	**174,80**	**1 316,03**	**kr**

Ark 3: Inntekter og kostnader 1

Inntekter og kostnader, Strategi termisk lagring

				min for kostnader, max for inntkter	min for inntekter, max for kostnader	
Investeringskostnader	**Sim.**	**Gjennomsnitt**	**Median**	**Beste fall**	**Verste fall**	**Enhet**
Investeringskostnader	**6 636 666,67**	**6 630 649,86**	**6 748 133,98**	**1 780 071,94**	**9 785 007,32**	**kr**
Årlige inntekter	**Sim.**	**Gjennomsnitt**	**Median**	**Beste fall**	**Verste fall**	**Enhet**
Besparelse for sluttbrukere	1 284 079,58					kr
Totale årlige inntekter	**1 284 079,58**	**1 284 266,74**	**1 273 011,08**	**2 632 050,94**	**349 594,55**	**kr**
Årlige kostnader	**Sim.**	**Gjennomsnitt**	**Median**	**Beste fall**	**Verste fall**	**Enhet**
Kompensasjon til sluttbrukere	3 250 000,00					kr
Driftskostnader (ekskludert)						
Totale årlige kostnader (ekskl. driftskostnader)	**3 250 000,00**	**3 259 719,47**	**3 262 626,71**	**500 191,14**	**5 999 909,77**	**kr**
Årlig resultat (ekskludert investeringskostnad og driftskostnder)	**Sim.**	**Gjennomsnitt**	**Median**	**Beste fall**	**Verste fall**	**Enhet**
Årlig resultat, Termisk lagring	**-1 965 920,42**	**-1 975 452,73**	**-1 989 615,63**	**2 131 859,80**	**-5 650 315,22**	**kr**

Nåverdimetoden, Strategi termisk lagring

Kalkulasjonsrente 4 %

Gjennomsnitt

År	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**Enhet**	**Sum**	**Enhet**
Investeringskostnad	6 630 649,86						kr	6 630 649,86	kr
Årlige inntekter (diskontert)									
Besparelse for sluttbrukere		1 234 871,87	1 187 376,80	1 141 708,46	1 097 796,59	1 055 573,65	kr	5 717 327,37	kr
Driftskostnader (ekskludert)									
Årlige kostnader (diskontert)									
Kompensasjon til sluttbrukere		3 134 345,65	3 013 793,89	2 897 878,74	2 786 421,87	2 679 251,80	kr	14 511 691,94	kr
Resultat	-6 630 649,86	-1 899 473,78	-1 826 417,09	-1 756 170,28	-1 688 625,27	-1 623 678,15	kr	-15 425 014,44	kr

	Sim.	**Enhet**
NNV, Termisk lagring	-15 425 014,44	kr

Median

År	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**Enhet**	**Sum**	**Enhet**
Investeringskostnad	6 748 133,98						kr	6 748 133,98	kr
Årlige inntekter (diskontert)									
Besparelse for sluttbrukere		1 224 049,12	1 176 970,30	1 131 702,22	1 088 175,21	1 046 322,31	kr	5 667 219,16	kr
Driftskostnader (ekskludert)									
Årlige kostnader (diskontert)									
Kompensasjon til sluttbrukere		3 137 141,07	3 016 481,79	2 900 463,26	2 788 906,98	2 681 641,33	kr	14 524 634,44	kr
Resultat	-6 748 133,98	-1 913 091,95	-1 839 511,49	-1 768 761,05	-1 700 731,78	-1 635 319,02	kr	-15 605 549,26	kr

	Sim.	**Enhet**
NNV, Termisk lagring	-15 605 549,26	kr

Beste fall

År	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**Enhet**	**Sum**	**Enhet**
Investeringskostnad	1 780 071,94						kr	1 780 071,94	kr
Årlige inntekter (diskontert)									
Besparelse for sluttbrukere		2 530 818,21	2 433 479,05	2 339 883,70	2 249 888,17	2 163 354,01	kr	11 717 423,14	kr
Driftskostnader (ekskludert)									
Årlige kostnader (diskontert)									
Kompensasjon til sluttbrukere		480 953,01	462 454,82	444 668,10	427 565,48	411 120,65	kr	2 226 762,07	kr
Resultat	-1 780 071,94	2 049 865,19	1 971 024,23	1 895 215,60	1 822 322,69	1 752 233,36	kr	7 710 589,13	kr

	Sim.	**Enhet**
NNV, Termisk lagring	7 710 589,13	kr

Maksimal driftkostnad for beste fall		Enhet	Resultat	Enhet
Totale driftskostnader (diskontert)	7 710 589,13	kr	0,00	kr
Årlig driftskostnad	1 732 007,38	kr		kr
Årlig driftskostnad per sluttbruker	866,00	kr		kr

Verste fall

År	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**Enhet**	**Sum**	**Enhet**
Investeringskostnad	9 785 007,32						kr	9 785 007,32	kr
Årlige inntekter (diskontert)									
Besparelse for sluttbrukere		336 148,61	323 219,81	310 788,28	298 834,89	287 341,24	kr	1 556 332,83	kr
Driftskostnader (ekskludert)									
Årlige kostnader (diskontert)									
Kompensasjon til sluttbrukere		5 769 144,01	5 547 253,86	5 333 897,94	5 128 748,02	4 931 488,48	kr	26 710 532,30	kr
Resultat	-9 785 007,32	-5 432 995,40	-5 224 034,04	-5 023 109,66	-4 829 913,13	-4 644 147,24	kr	-34 939 206,79	kr

	Sim.	**Enhet**
NNV, Termisk lagring	-34 939 206,79	kr

Årlig inntekter for kapasitet og aktivering, Strategi rask respons

Forutsetninger

Last per sluttbruker	0,5	kWh

Bud (reserver)	**Morgen**	**Ettermiddag**	**Enhet**
Budstørrelse	1	1	MW
Antall dager per år	365	365	dager/år
Antall bud (timer) per dag	2	2	h/dag
Totalt antall bud (timer)	730	730	h/år

Simuleringer	**Morgen**	**Ettermiddag**	**Enhet**
Sim. Andel bud som får tilslag	60 %	60 %	%
Sim. Pris for kapasitet	613,62	613,62	kr/MW
Sim. Pris for aktivering	700,98	842,90	kr/MWh
Sim. Andel bud som aktiveres	15 %	15 %	%

Ark 5, del 2: Inntekt for kap og akt

Inntekter	Morgen	Ettermiddag	Enhet
Antall bud som får tilslag (timer)	438	438	h
Antall bud som aktiveres (timer)	65,70	65,70	h
Inntekt for kapasitet	268 763,37	268 763,37	kr
Inntekt for aktivering	46 054,17	55 378,75	kr

Totale inntekter		Gjennomsnitt	Median	Minimum	Maksimum	Enhet
Total inntekt kapasitet	537 526,74	535 272,69	398 296,52	16 270,84	3 417 568,05	kr
Total inntekt aktivering	101 432,92	101 330,79	80 988,97	0,39	658 040,80	kr
Total årlig inntekt for kapasitet og aktivering	**638 959,66**	636 603,47	499 579,47	21 769,92	3 600 685,43	kr
Årlig inntekt per sluttbruker	**159,739914**	159,15	124,89	5,44	900,17	kr

Ark 6: Inntekter og kostnader 2

Inntekter og kostnader, Strategi rask respons

				min for kostnader, max for inntkter	min for inntekter, max for kostnader	
Investeringskostnader	**Sim.**	**Gjennomsnitt**	**Median**	**Beste fall**	**Verste fall**	**Enhet**
Investeringskostnader	**13 273 333,33**	**13 261 299,73**	**13 496 267,97**	**3 560 143,88**	**19 570 014,64**	**kr**
Årlige inntekter	**Sim.**	**Gjennomsnitt**	**Median**	**Beste fall**	**Verste fall**	**Enhet**
Inntekt for kapasitet og aktivering	638 959,66					kr
Totale årlige inntekter	**638 959,66**	**636 603,47**	**499 579,47**	**3 600 685,43**	**21 769,92**	**kr**
Årlige kostnader	**Sim.**	**Gjennomsnitt**	**Median**	**Beste fall**	**Verste fall**	**Enhet**
Kompensasjon til sluttbrukere	6 500 000,00					kr
Driftskostnader (ekskludert)						
Totale årlige kostnader (ekskl. driftskostnader)	**6 500 000,00**	**6 519 438,95**	**6 525 253,42**	**1 000 382,27**	**11 999 819,54**	**kr**
Årlig resultat (ekskludert investeringskostnad og driftskostnder)	**Sim.**	**Gjennomsnitt**	**Median**	**Beste fall**	**Verste fall**	**Enhet**
Årlig resultat, Rask respons	**-5 861 040,34**	**-5 882 835,48**	**-6 025 673,95**	**2 600 303,16**	**-11 978 049,62**	**kr**

Nåverdimetoden, Strategi rask respons

Kalkulasjonsrente 4 %

Gjennomsnitt

År	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**Enhet**	**Sum**	**Enhet**
Investeringskostnad	13 261 299,73						kr	13 261 299,73	kr
Årlige inntekter (diskontert)									
Inntekt for kapasitet og aktivering		612 118,72	588 575,69	565 938,17	544 171,32	523 241,65	kr	2 834 045,55	kr
Driftskostnader (ekskludert)									
Årlige kostnader (diskontert)									
Kompensasjon til sluttbrukere		6 268 691,30	6 027 587,78	5 795 757,48	5 572 843,74	5 358 503,59	kr	29 023 383,89	kr
Resultat	-13 261 299,73	-5 656 572,57	-5 439 012,09	-5 229 819,32	-5 028 672,42	-4 835 261,94	kr	-39 450 638,06	kr

	Sim.	**Enhet**
NNV, Rask respons	-39 450 638,06	kr

Median

År	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**Enhet**	**Sum**	**Enhet**
Investeringskostnad	13 496 267,97						kr	13 496 267,97	kr
Årlige inntekter (diskontert)									
Inntekt for kapasitet og aktivering		480 364,87	461 889,30	444 124,33	427 042,62	410 617,91	kr	2 224 039,03	kr
Driftskostnader (ekskludert)									
Årlige kostnader (diskontert)									
Kompensasjon til sluttbrukere		6 274 282,13	6 032 963,59	5 800 926,53	5 577 813,97	5 363 282,66	kr	29 049 268,87	kr
Resultat	-13 496 267,97	-5 793 917,26	-5 571 074,29	-5 356 802,20	-5 150 771,34	-4 952 664,75	kr	-40 321 497,81	kr

	Sim.	**Enhet**
NNV, Rask respons	-40 321 497,81	kr

Beste fall

År	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**Enhet**	**Sum**	**Enhet**
Investeringskostnad	3 560 143,88						kr	3 560 143,88	kr
Årlige inntekter (diskontert)									
Inntekt for kapasitet og aktivering		3 462 197,52	3 329 036,08	3 200 996,23	3 077 880,99	2 959 500,95	kr	16 029 611,79	kr
Driftskostnader (ekskludert)									
Årlige kostnader (diskontert)									
Kompensasjon til sluttbrukere		961 906,03	924 909,64	889 336,20	855 130,96	822 241,30	kr	4 453 524,13	kr
Resultat	-3 560 143,88	2 500 291,50	2 404 126,44	2 311 660,04	2 222 750,04	2 137 259,65	kr	8 015 943,78	kr

	Sim.	**Enhet**
NNV, Rask respons	8 015 943,78	kr

Maksimal driftkostnad for beste fall		Enhet	Resultat	Enhet
Totale driftskostnader (diskontert)	8 015 943,78	kr	0,00	kr
Årlig driftskostnad	1 800 598,31	kr		kr
Årlig driftskostnad per sluttbruker	450,15	kr		kr

Verste fall

År	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**Enhet**	**Sum**	**Enhet**
Investeringskostnad	19 570 014,64						kr	19 570 014,64	kr
Årlige inntekter (diskontert)									
Inntekt for kapasitet og aktivering		20 932,62	20 127,52	19 353,38	18 609,02	17 893,29	kr	96 915,82	kr
Driftskostnader (ekskludert)									
Årlige kostnader (diskontert)									
Kompensasjon til sluttbrukere		11 538 288,02	11 094 507,71	10 667 795,88	10 257 496,04	9 862 976,96	kr	53 421 064,61	kr
Resultat	-19 570 014,64	-11 517 355,41	-11 074 380,20	-10 648 442,50	-10 238 887,02	-9 845 083,67	kr	-72 894 163,43	kr

	Sim.	**Enhet**
NNV, Rask respons	-72 894 163,43	kr

Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitskapelege universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway