



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2019 30 stp
Miljøvitenskap og naturforvaltning

Forbrukerfleksibilitet i fleksibilitetsbørsen i 2022

Viktor Kruge Nossen
Fornybar energi

Sammendrag

Produksjon og forbruk av strøm må til enhver tid være like. Dette gjør at kraftnettet må dimensjoneres etter topplastene. Flexibilitet i kraftmarkedet gjør at kraftsystemet kan bli mer robust for driftsforstyrrelser, forenkle driften av kraftnettet og utsette investeringer i nettkapasitet. Målet med dette litteraturstudiet er å utrede strategier for aggregering av forbrukerflexibilitet fra husholdninger og deltakelse i aktiverings- og intraday-markedet. Hovedvekten i oppgaven er hentet fra utredninger fra Statnett, konsulentrappporter fra NVE og EU-direktiv. Nåværende teorigrunnlag, bedriftsmodell, strategier og budmønstre i aktiverings- og intradaymarkedet samt regulatoriske hensyn analyseres og drøftes. Det er enda stor usikkerhet knyttet til hvordan kraftmarkedene kommer til å utvikle seg frem til 2022. I aktiveringsmarkedene er prosjekter som MARI og PICASSO avgjørende for utformingen av adferd i markedet. I intraday er det spesielt prisvolatilitet knyttet mot day-ahead-markedet som kan bli lønnsomt. Spørsmål rundt eierskap, finansielt ansvar for ubalanser, baseline-regler og fastsetting av forbrukerkompensasjon er relevant for den regulatoriske myndighet som vil sikre effektiv drift av disse markedene.

Abstract

The production and consumption of electricity must always be equal. This means that the power grid must be dimensioned according to the top loads. Flexibility in the power market means that the power system can become more robust for operational disturbances, simplify the operation of the power grid and expose investments in network capacity. The aim of this literature study is to study strategies for the aggregation of consumer flexibility from households and participation in the activation and intraday market. The main findings of the thesis are from reports from Statnett, consultant reports from NVE and EU directives. Current theory, company model, strategies and bid patterns in the activation and intraday market as well as regulatory considerations are analyzed and discussed. There is still great uncertainty about how the power markets will develop until 2022. In the activation markets, projects such as MARI and PICASSO are crucial for the design of market behavior. In intraday, there is especially price volatility associated with the day-ahead market that can be profitable. Ownership issues, financial liability for imbalances, baseline rules and consumer compensation determination are relevant to the regulatory authority that will ensure the efficient operation of these markets.

Takk til min hovedveileder Bjørn Sønju-Moltzau for hjelp og tilbakemeldinger på teksten.

15/05 2019 Ås

Viktor Kruge Nossen

Figurliste

<i>Figur 1: Utjevning av en ubalanse. Kilde: Statnett (2018a).</i>	3
<i>Figur 2: Oversikt over verdikjeden til elektrisitet. Kilde: Tennbakk et al. 2018b.</i>	4
<i>Figur 3: Konsument- og produsentoverskudd illustrert. Kilde: SNL (2014).</i>	9
<i>Figur 4: Viser tap i KO markert i rødt. Tilpasset fra Jenssen et al. (2019).</i>	10
<i>Figur 5: Flaskehals forårsaker et samfunnsøkonomisk tap ved at rimelig produksjon stenges inne. Kilde: (Jenssen et al. 2019).</i>	11
<i>Figur 6: Ved å flytte kraftforbruket i tid eller reduksjon, reduseres toppforbruket i nettet. Kilde:(Kringstad et al. 2018).</i>	13
<i>Figur 7: Eksempel på ulike måter å beregne baseline etter aktivering. Kilde: IEA (2016).</i> ...	14
<i>Figur 8: Systemprisen 21. januar 2016 klokken 17-18. Prisen er 200 €/MWh, men en etterspørselsreduksjon på 1 GW ville halvert prisen. Kilde: (Kringstad et al. 2018).</i>	15
<i>Figur 9:Oversikt over endringer og tiltredelsesår. Kilde:(Statnett 2018c).</i>	17
<i>Figur 10: Viser tidslinjen for bud i aFRR (MARI) og mFRR (PICASSO). Kilde: (Bøe 2018).</i>	18
<i>Figur 11: Kvartsoopløsning er nærmere det faktiske forbruket. Kilde: Moe et al. (2018).</i>	18
<i>Figur 12: Dagens ordning (1) og den regulatoriske enkleste måten å organisere en aggregator med flere fleksibilitetsressurser (2). Figuren til høyre viser fremtidig organisering. Kilde: (Statnett 2018c).</i>	20
<i>Figur 13: Økt elastisitet gjør etterspørselen mer følsom. For samme prisendring oppnås en større lastreduksjon.</i>	27
<i>Figur 14: Både produsentene 1 og 2 øker prisen på budene sine. Kilde:(Jensen 2018).</i>	30
<i>Figur 15:Usikkerhet i årlig produksjon fører til at intervallet for produksjonsestimat reduseres kraftig. Kilde: Gravdahl (2017).</i>	32

Forkortelser

DA – Day-ahead

ID – Intraday

BM – Balansemarkeder

mFFR – manual Frequency Restoration Reserve

aFFR - automatic Frequency Restoration Reserve

FFR – Fast Frequency Reserve

FCR – Frequency containment Reserve

FCR-N – FCR for normaldrift

FCR-D – FCR for driftsavvik

BSP – Balansetilbyder

BSR – Finansiell ansvarlig for egen eller andres ubalanse

BRO – Balanse Resource Owner. Eier av balanserreserve

DSO – Distribution system operator. Nettselskap.

TSO – Transmission system operator. Ansvarlig for sentral- og regionalnett. Statnett i Norge

Bud – Budgivning her gjelder alle former for tilbud for kjøp og salg. Skillet er i hvem som fremmer budet i teksten.

Innhold

Sammendrag	i
Abstract	iii
Figurliste.....	vi
Forkortelser	vii
1 Introduksjon	1
2 Teori.....	2
2.1 Om kraftnett.....	2
2.2 Kraftmarkeder.....	3
2.3 Regulerkraftmarkedet	5
2.4 Flytbasert markedskobling	7
3 Metode	8
4 Analyse av nåværende teorigrunnlag for forbrukerfleksibilitet.....	9
4.1 Økonomisk teori	9
4.2 Relevante EU-direktiver	16
4.3 Endringer i reservemarkedet som påvirker forbrukerfleksibilitet	16
4.4 Erfaringer fra norske piloter	20
4.5 Erfaringer fra utlandet	20
4.6 Drivere av forbrukerfleksibilitet.....	21
4.7 Barrierer ved forbrukerfleksibilitet.....	21
4.8 PICASSO, MARI og NODES	22
5 Analyse av bedriftsmodell	24
5.1 Bedriftsmodell ved lastaggregering.....	24
5.2 Bedriftsmodell ved intraday-handel	26
5.3 Kostnader ved lastaggregering	26
5.4 Salgsinntekter	28
5.5 Konkurransen mellom aggregatorer	28

6	Strategier og budmønstre i aktiverings- og intradagmarkedet	29
6.1	Aggregering av forbrukerfleksibilitet	29
6.2	Intraday	31
6.3	Ekstern laststyrer	32
6.4	Forbrukerkompensasjon	33
6.5	Problematisering av DSO-TSO-forholdet	33
7	Regulatoriske tiltak	34
7.1	Årsak til regulering	34
7.2	Markedsmanipulasjon og energisystem	34
7.3	Strukturelle problemer	34
7.4	Kompensasjonsmodeller og muligheter for manipulasjon	35
8	Diskusjon	37
8.1	Bedriftsmodellen	37
8.2	Strategier	38
8.3	Aggregering satt opp mot dagens løsninger	38
8.4	Forbrukerfleksibilitet i Norge	39
8.5	Problemer med baseline-metodikk	39
8.6	Strategisk adferd	40
8.7	Usikkerhet og begrensninger	41
8.8	Videre arbeid	41
9	Konklusjon	42
10	Bibliografi	43

1 Introduksjon

Produksjon og forbruk av strøm må til enhver tid være like. Dette gjør at kraftnettet må dimensjoneres etter topplastene. Flexibilitet i kraftmarkedet gjør at kraftsystemet kan bli mer robust for driftsforstyrrelser, forenkle driften av kraftnettet og utsette investeringer i nettkapasitet. Tradisjonell flexibilitet kommer fra generatorer, men flexibilitet i forbruksmønstre blir stadig mer aktuell å vurdere. Forbrukerflexibilitet har tidligere vært en skjult flexibilitetsressurs på grunn av lave kraftpriser og strømvavtaler som ikke tillater prisrespons fra forbrukeren (Statnett 2018c; Tennbakk et al. 2016). Ved at flere individuelle forbrukere lar lasten sin styres av en aggregator, kan flexibiliteten omsettes som en reguleringsressurs på lik linje med kraftproduksjon. Flexibilitetsbørsen NODES gir aggregatoren mulighet til å selge flexibilitet over flere fysiske kraftmarkeder slik at flere flexibilitetskilder kan komme til markedet.

Det eksisterer mye relevant litteratur på forbrukerflexibilitet, men sektoren er i hurtig endring. EU-direktiver, moderne teknologi og nye kraftmarkeder gjør at den praktiske delen beveger seg raskt. Målet med dette litteraturstudiet er å utrede strategier for aggregering av forbrukerflexibilitet hos husholdninger og deltakelse i aktiverings- og intradagmarkedet. Case-året er satt til 2022, da nye rammer for kraftmarkeder skal være harmonisert i Norden.

Oppgaven går først inn på samfunnsøkonomisk håndtering av lokale flaskehalser og forbrukerflexibilitetens til lastregulering. Videre gis en introduksjon nye i regelverk for regulerkraftmarked. Hoveddelen analyserer hvordan aggregatorens bedriftsmodell er bygget opp og ser på hvilke budmønstre som kan benyttes. Til slutt vurderes kort regulatorisk hensyn av noen handlingsmønstre. Det hentes ikke inn tallbaserte data og algoritme-basert budgivning er ekskludert.

2 Teori

Følgende kapittel tar for seg grunnleggende informasjon som må forstås før oppgavens problemstilling kan utredes. Herunder drift av kraftnettet og kraftmarkeder.

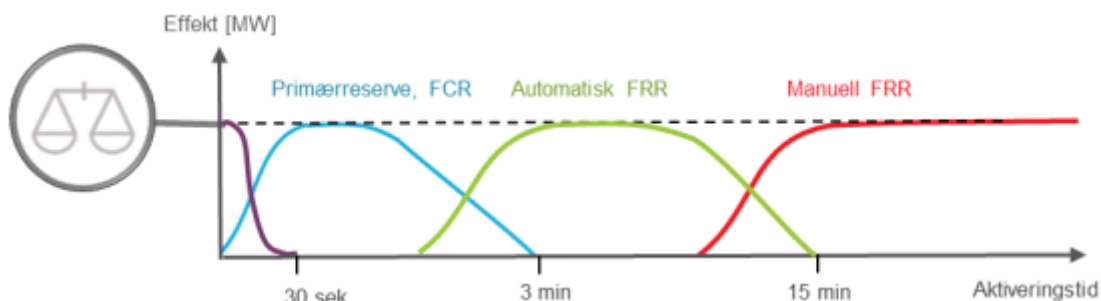
2.1 Om kraftnett

Kraftnettet må til enhver tid sørge for at elektrisiteten kommer fram. Om ikke produksjon og forbruk av elektrisitet er ca. lik, faller strømmen ut. Kraftnettet består av tre hovedtyper nett; Sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett (Faanes 2014). Sentralnettet er den største delen og frakter store mengder elektrisitet over lange avstander. Regionalnett fordeler elektrisiteten til mindre geografiske områder fra sentralnettet. Distribusjonsnettet leverer elektrisitet til forbrukerne fra regionalnettet, eksempelvis nabolag, næringsbygg m.m. Sentralnett er mellom 420 kV og 132 kV, regionalnett er 132 kV til 32 kV og distribusjonsnett er 22 kV til 0,23 kV (EnergiNorge u.å.-c). Nettlinjer som forgrener seg ut til et endepunkt kalles radialnett. Radialnett kan knytte en forbruker eller produsent på kraftnettet. Masket nett betegner et anlegg med flere koblingspunkter, eksempelvis en radiallinje. Statnett er systemansvarlig for transmisjonssystemet (TSO) og eier, drifter og forvalter all nettrelatert infrastruktur. Distribusjonsnett (lokalnett) forvaltes av et nettselskap (DSO) (Forskrift om kraftomsetning og netttjenester 1999).

2.1.1 Driftssikkerhet av kraftnettet

Fordi strømmen til ethvert tidspunkt må nå sluttbrukeren, er det viktig å sørge for konstant driftssikre forhold i nettet. Ubalanse kan uttrykkes i form av frekvensen i kraftnettet. Denne skal være 50 Hz, og aldri utenfor normalbåndet $50 \pm 0,1$ Hz (Rue 2018; Statnett 2017). Spenningen kan variere ved store forstyrrelser som ved driftsstans hos kraftverk eller installasjoner, vedlikeholdsarbeid eller utilsiktet overskudd av kraft i kraftmarkedene. Kabler, trafo-stasjoner, og annet utstyr har en spesifisert teknisk levetid gitt normale driftsforhold. Sikkerhetskravet til driftsforhold kan overskrides i korte tidsrom uten at det forårsaker feil. Kraftsystemets robusthet mot driftsforstyrrelser uten tap av spenning eller overføring kalles driftssikkerhet (Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet 2002). 15 minutter på 20% overbelastning fra dimensjonert effekt er uproblematisk, i anstrengte situasjoner (Baldursson et al. 2011). N-1-kriteriet sier at operatøren skal sikre full drift, selv om den største enheten detter ut (Bye et al. 2010). Overbelastning kan utløse kaskade-effekter ved at kraften tar andre veier enn tiltenkt, slik at større deler av nettet detter ut.

Om Statnett opplever for lav frekvens eller ustabiliteter i nettet, aktiveres ekstra energiproduksjon av driftssikkerhetshensyn kalt balansering. Regulerkraft er delt i tre avhengig av responstid og varighet (aktiveringstid): primær, sekundær og tertiærreserver. Primærreservene aktiveres automatisk med veldig kort responstid (under 15 ms) og varer opptil 30 sekunder. Deretter vil sekundærreserver ta over og vare maksimalt 15 minutter. Etter sekundærreservene kan tertiærreservene holde frekvensen i nettet oppe lenge til at ekstra ressurser settes inn manuelt via telefon. Etter som en ny reservetype trappes opp, vil den foregående reserven nedreguleres slik at spenningen holdes konstant på ønsket nivå (se Figur 1).



Figur 1: Utjevning av en ubalanse. Kilde: Statnett (2018a).

2.2 Kraftmarkeder

Dette delkapitlet gir en introduksjon av de tre fysiske markedene i Norge for elektrisitet. Disse markedene er day-ahead-markedet (DA), intraday-markedet (ID) og reservemarkedet. DA og ID er underlagt Nord Pool. Reservemarkedet er organisert av Statnett.

2.2.1 Nord pool day-ahead

Day-ahead-markedet (DA) auksjonerer strøm til neste dag i timesoppløsning, basert på aggregerte tilbud- og etterspørselskurver (EnergiNorge u.å.-b). Systemprisen betegner samfunnsøkonomisk optimal pris for hele markedet uten flaskehalser (Nord Pool u.å.-c). Ved knapphet av elektrisitet i et budområde vil kraften flyte fra overskudds- til underskuddsområde. Budområdene i Nord Pool er delt inn i fem områder, basert på forventede energiknapphet og varige flaskehalser i transmisjonsnettet. DA sikrer at kraftprisen alltid vil være den prisen som best representerer dagens markedssituasjon (Nord Pool u.å.-a).

Basert på klareringen i DA, er det tre utfall for kraftsystem og individuelle aktører: balanse (tilbud = etterspørsel), positiv ubalanse (tilbud > etterspørsel) eller negativ ubalanse (tilbud < etterspørsel) (Pinson 2018). Etter markedsklaring i day-ahead-markedet (DA) ved Nord Pool

Spot, sikrer Statnett driftssikkerhet av utfallet ved å melde om ledige overføringskapasiteter og beregning av balansepriser (Bye et al. 2010).

2.2.2 Intraday

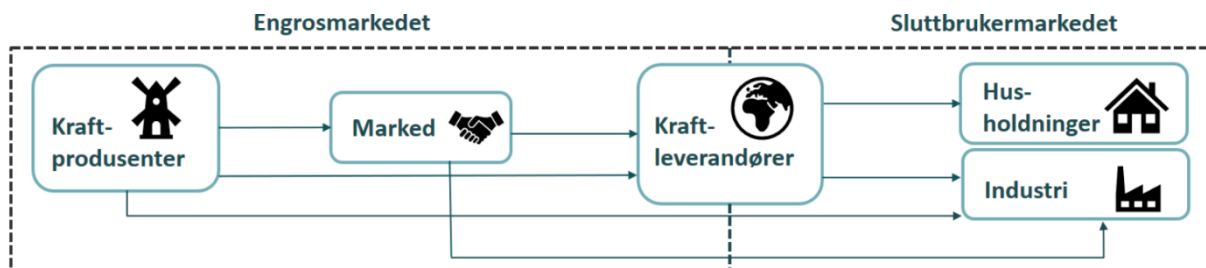
Etter at markedsklareringen er utført i DA, kan utfordringer oppstå i driftsforhold. Dette kan gjøre at budet kraftprodusentene oppga i DA ikke lenger representerer nåværende situasjon for aktøren. Intraday-markedet (ID) *continuous trading*, som betyr at tilbud og etterspørsel klareres fortløpende, frem til gate-closure en time før driftstimen (Nord Pool u.å.-b). ID gir aktører mulighet til å rebalansere porteføljen ved å kjøpe og selge elektrisitet nærmere driftstimen (Green 2005). Om prisen i ID er høyere enn i DA, kan en produsent tilby mer produksjon og øke fortjenesten (Nord Pool 2017). Om produksjonsplanen har endret seg kan han kjøpe seg i balanse med lavere ID-priser og dermed unngå å påføres balanseoppgjør. En forbruker som har kjøpt i DA, kan selge tilbake til ID-markedet om prisen i ID er høyere. Ubalanser som ikke gjøres opp før driftstimen fører til kostbare balanseoppgjør fra TSOen.

2.2.3 Finansielle markeder

Det finansielle markedet er styrt av NASDAQ OMX og omsetter kraft opptil 6 år frem i tid, av aktører som ønsker å sikre seg mot risiko for prisendringer (Bye et al. 2010; Sweco et al. 2015). Systemprisen i DA brukes som beregningsgrunnlag for kostnader av kontraktene og posisjonspremier.

2.2.4 Sluttbruker- og engrosmarkedet

Verdikjeden for elektrisitet er delt inn i engros- og sluttbrukermarked (se Figur 2). Engrosmarkedet er leddet mellom kraftprodusenter og kraftleverandører. Krafthandel foregår enten direkte mellom kraftprodusent (bilateralt) eller over børsen. Husholdninger kjøper kraft fra en kraftleverandør (NVE 2015a; Tennbakk et al. 2018b). Nettselskapet har ansvaret for at strømmen når forbrukerne fra regionalnettet, der forbrukerne betaler for nettleie for eget kraftforbruk.



Figur 2: Oversikt over verdikjeden til elektrisitet. Kilde: Tennbakk et al. 2018b.

Husholdningene signerer tre typer kontrakter: spotpris, variabel pris eller fastpris. Ved spotpris-kontrakter følger kraftprisen spotprisen på DA; variabel pris er en fast pris på kraftforbruket, som kan endres hver 14. dag ved prissvingninger. Fastpris betyr at forbrukerne betaler en fast kraftpris så lenge kontrakten varer. Spotprisavtale er den vanligste kontraktsformen i dag, med ca. 70% av husholdninger (Tennbakk et al. 2018b). Store kraftforbrukere har tilgang til engrosmarkedet. Kraftleverandørene konkurrerer basert på pris, der innkjøpsprisen er den største kostnaden. Om flere deler av verdikjeden har samme eier, kalles det en vertikalt integrert aktør. Så lenge antallet aktører etter vertikal inndeling er tilstrekkelig, trenger ikke eierskapene være i veien for effektive markeder (Joskow 2008).

2.3 Regulerkraftmarkedet

Kraftprodusenter som ikke oppnår driftsmessig balanse påfører sin balanseansvarlig et balanseoppgjør basert på engros-priser (Elhub 2018). Regulerkraftmarkedet er TSOens verktøy for å sikre balanse i transmisjonssystemet etter klarering i DA (Statnett 2018c). Regulerkraftmarkedet består av balansekapasitets- og aktiveringsmarkedet. Balansekapasitetsmarkedet (kapasitetsmarkedet) selges endret forbruk eller produksjon i sanntid, under drift. Aktiveringsmarkedet selger produksjonsreserver før drift i DA og deles inn i tre markeder: primær-, sekundær-, tertiær-markedet. Skillet for de ulike markedene er responstid, aktiveringstid og hviletid før reserven kan benyttes på nytt (Statnett 2019). Responstid er definert som tiden det tar fra aktivering, til full ytelse. Varigheten er hvor lenge full output fra reserven kan opprettholdes. Hviletid er hvor lenge det må gå mellom hver aktivering. Reservene klareres til ulike tidspunkter, basert på hvilket balanseprodukt som selges. Ved store utgifter til balansering, incentiveres Statnett til å utvide nettkapasitet.

2.3.1 Primærreserver-markedet

Primærreservene er delt inn i to leveranser: en er markedsbasert og en er grunnleveranse. Ved uønsket frekvens er det behov for opp- eller nedregulering i systemet. Dette aktiverer automatisk spinnende reserver kalt frequency containment reserves (FCR) (Statnett 2018d). Det skilles i dag mellom FCR ved normaldrift (FCR-N) og driftsavvik (FCR-D). FCR-N er både ned- og oppregulerende reserver (symmetriske), mens FCR-D er oppreguleringsreserver. Ved frekvens utenfor normalbåndet aktiveres FCR-N. FCR-N kan omsettes på ukesbasis delt inn i dag-, kvelds- og nattleveranser.

Primærreservemarkedet deles inn i et ukes- og døgemarked. Alle leveranser som overstiger det tilbyder var forpliktet til, belønnes med en fast sats til innrapportert volum (Rudlang &

Tjeransen 2014). Volum begrenset til 212 MW for FCR-N (både uke- og døgnkontrakter) og brukes til å håndtere rampingtimer. FCR-D er begrenset til 350 MW. Alle godtatte bud innen budområde får samme pris per MW etter marginalprising (Statnett 2019). FCR skiller seg fra de andre ved at det først og fremst er en kapasitet på effektytelse som selges.

2.3.2 **Sekundærmarkedet (aFRR)**

Ved frekvens utenfor normalbåndet aktiveres sekundærreservene, og primærreservene kan frigis. Markedet for aFRR klareres ukentlig før FCR (Statnett 2018d). Statnett kjøper reservert kapasitet og aktivert energi under ramping-timene på morgen og kveld 05-08 og 17-20. Kontrakter velges ut fra lavest totalkostnad. Om Statnett kjøper balansetjenester på grunn av lokale forhold, betales tilbudt pris (pay-as-bid). I hele Norden skal samlet volum utgjøre maksimalt 30 til 40 timer i uka for å dekke rampingtimene. Det skal kun sikres 300 MW kapasitet.

2.3.3 **Tertiærmarkedet (mFRR)**

Tertiærreservemarkedet er todelt, der regulerkraftmarkedet (RM) selger aktivering og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) selger opsjoner i RM-markedet (Statnett 2018c). Tertiærmarkedet brukes til frekvensjustering og håndtering av lokale flaskehalsar med responstid på maksimalt 15 minutter og aktiveringstid mellom 15 og 60 minutter. I RM betaler Statnett for å stille med kapasitet, uavhengig om det benyttes. mFRR omsettes på kapasitetsmarkedet og brukes for å håndtere ubalanser og flaskehalsar i prisområder (spesialregulering). Spesialregulering selges også som sesong-baserte produkter for vinter- og sommerhalvåret. Forbruksutkobling kan også kjøpes for å håndtere flaskehalsar. Det er et krav om minimum 10 MW budstørrelse og kun fra én stasjon av gangen, som reduserer reservevolumet kraftig. Reservert kapasitet betales uavhengig om bruk mens aktiveringsmarkedet betaler kun for det Statnett velger å benytte.

2.3.4 **Inndeling av aktørene**

FCR aktiveres automatisk av Statnett avhengig av hvor kraftprodusenten befinner seg. Aktivering av aFRR og mFRR skjer basert på stasjonsgruppe (EnergiNorge 2016). En stasjonsgruppe kan bestå av flere kraftstasjoner eller aggregater og ligge i flere budområder og varierer veldig i ytelse (Statnett 2018c). Selv om stasjonsgruppene skal representere flaskehalsar i nettet, er de basert på historisk inndeling. Det kan oppstå flaskehalsar innen en stasjonsgruppe, eksempelvis BKK-området. Nettavregningsområdet er målepunktet som nettselskapet er koblet til. Inndelingen skjer basert på flaskehalsar i nettavregningsområdet.

Fastområder er områder brukt til lastprognosering. Fordi man alltid ønsker å forbedre lastprognosene sine vil Statnett sjeldent endre på etablerte fastområder.

2.4 Flytbasert markedskobling

I løpet av 2021 vil det innføres flytbasert markedskobling (FM) i Norge som en del av Europeisk. FM betyr at allokert overføringskapasitet fra Statnett er mer basert på prognostisert markedsklarering og fysisk kraftfylt (Statnett 2018b). På denne måten allokeres kapasiteten bedre og mer kapasitet overrekkes til markedets aktører.

3 Metode

Hovedvekten i oppgaven er hentet fra utredninger fra Statnett, konsulentrapporter fra NVE og EU-direktiv. Der konkrete standpunkter mangler, er det tatt utgangspunkt i det som omtales som det nærmeste dagens situasjon eller fremstår som det mest relevante. Statnett og NODES har bidratt i generelle hensyn og prinsipper. De mest sentrale dokumentene er Statnetts utredning om roller i balansemarkeder og aggregering, NVEs tolkning av regelverk og konsulentrapporter utgitt av NVE for å tolke regelverk og dagens situasjon. Disse rapportene er av høy kvalitet med relevant spisskompetanse og tross alt innehaver av tolkning og forvaltning av regelverkene. Markedsplattformen NODES er ikke ferdigstilt enda, og har derfor krevd noen forutsetninger. Disse har vært at en aggregator kan delta i ID med en lastreduksjon, på lik linje med kraftproduksjon. Videre er det antatt at plattformen NODES gir mulighet for å by inn mot reservekraftmarkedet under utvikling i EU-prosjektene MARI og PICASSO for å håndtere fleksibilitetsmangel i kraftmarkedet. Aggregatoren vil da ha to sluttmarkeder å delta i; først og fremst Engrosmarkedet for ID og regulerkraftmarkedene der kjøperen er DSO eller TSO.

Kraftmarkedene under Nord Pool tilbyr algoritme-basert trading, der programmer byr inn basert på forhåndsbestemte parametere. Analysen ser bort fra dette fordi kompleksiteten økes utenfor studiens rammer. Kun husholdninger er vurdert som kilde til forbrukerfleksibilitet.

Søkeord på annen litteratur: *demand response, demand side response, aggregator, cross-market, behavior, economics, allocation, multimarket, scheduling, market mitigation*. Bruk av anførselstegn «» har forbedret søkene ved at resultater inneholder flere søkeord samtidig: «aggregator»«multimarket»«allocation». Hovedvekten av elektroniske kilder er fra Sciencedirect (Elsevier) og ResearchGate. ResearchGate har gitt muligheten til å be om å få tilsendt låste artikler fra forfatterne. Bøker i papirform er benyttet fra økonomifagene.

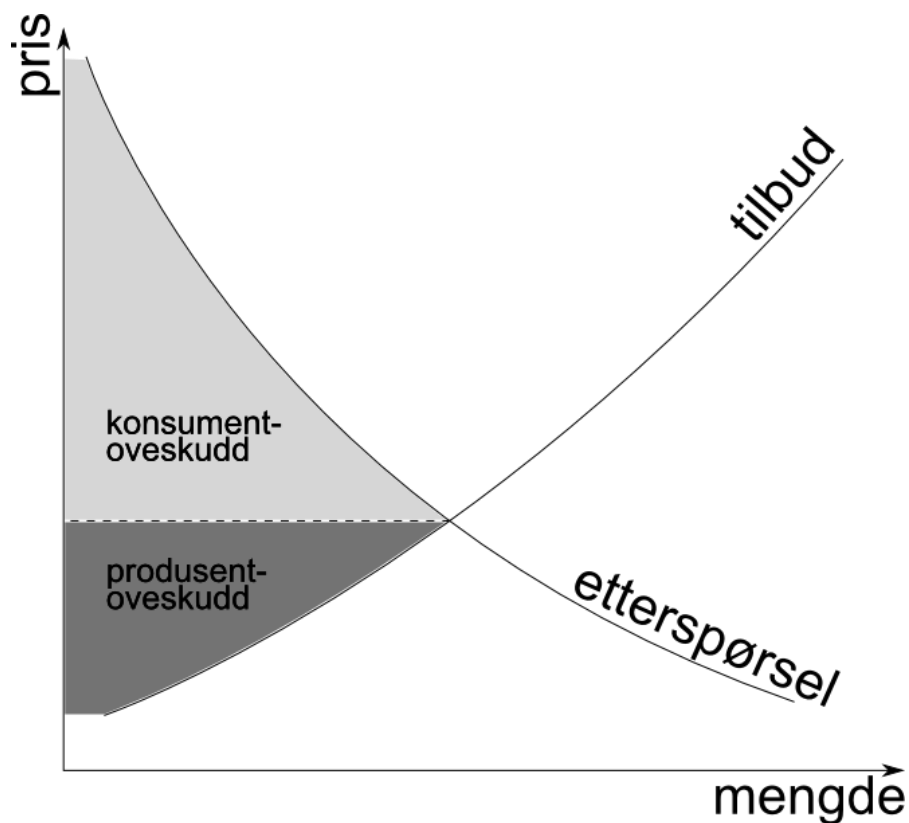
4 Analyse av nåværende teorigrunnlag for forbrukerfleksibilitet

Kapitlet fokuserer på samfunnsøkonomiske prinsipper og hvordan disse brukes i optimal dimensjonering av lokale kraftnett. Etterfølgt er problemer med dagens praksis og hvordan forbrukerfleksibilitet kan bidra. Deretter brukes de samme prinsippene til å greie ut hvordan forbrukerfleksibilitet burde implementeres før endringer i regulerkraftmarkedene introduseres.

4.1 Økonomisk teori

4.1.1 Grunnleggende kraftnettøkonomi

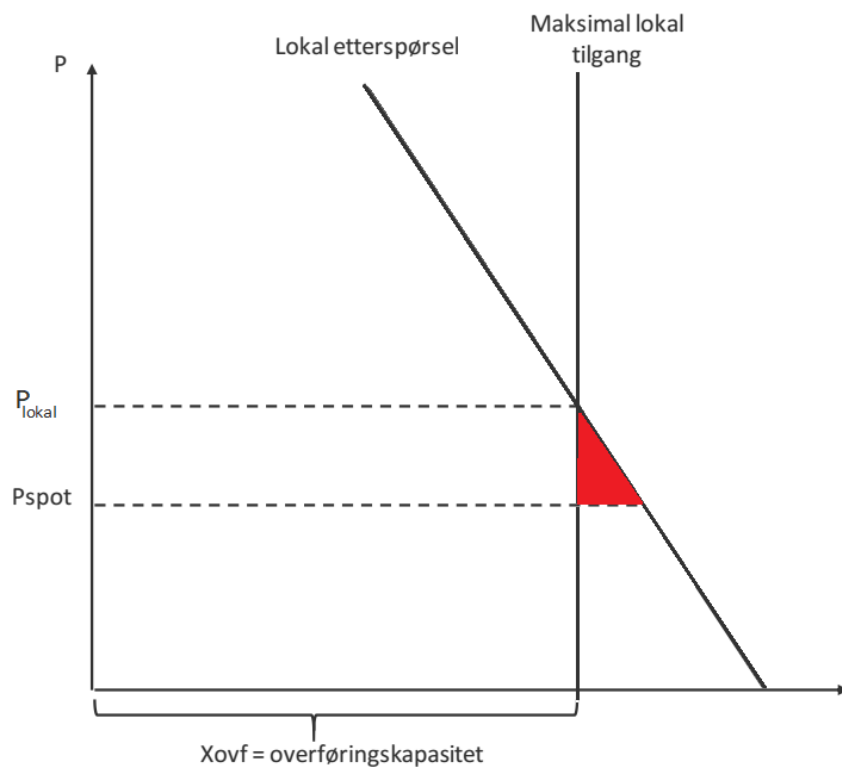
Kraftmarkedet har som mål å maksimere det langsiktige og kortsiktige samfunnsmessig overskudd (SO). SO er summen av konsumentoverskudd (KO) og produsentoverskudd (PO). KO som består av konsumentenes betalingsvilje og markedsprisen, og PO består av markedsprisen, fratrukket produsentenes kostnader forbundet med å levere tilbudet (Bye et al. 2010; Førstund 2017; Green 2005; Hsu 1997; Joskow 2008) (se Figur 3). Ved samfunnsøkonomisk maksimering vil kostnadene minimeres og konsumentenes betalingsvilje maksimeres. Tilbudet er avhengig av produsentenes kostnadskurve som en funksjon av produsert kvantum, og etterspørselen er sammensatt av forbrukernes aggregerte nytte av å konsumere elektrisitet.



Figur 3: Konsument- og produsentoverskudd illustrert. Kilde: SNL (2014).

4.1.2 Underskuddsområder

En flaskehals betyr at det eksisterer et ønske om å bruke elektrisitet, men knapphet på energiproduksjon eller overføringskapasitet hindrer forbruket (Jenssen et al. 2019). Det er dermed betalingsvillighet for økt forbruk, enten ved produksjon eller overføringskapasitet (se Figur 4). Som en konsekvens går prisen opp innen området som er berørt av flaskehalsen. Samfunnsøkonomisk oppstår det et tap ved at konsumentoverskuddet reduseres. Om ikke kraftetterspørsel tilfredsstilles, vil prisdifferansen mellom områdene betegne flaskehalskostnaden (Bjørndalen et al. 2017; Cervigni et al. 2013; Cervigni & Ranco 2013; Hentschel et al. 2018; Jenssen et al. 2019). Det betyr at det finnes en skyggepris for mer kraftnett, skyggeprisen på utvidet nettkapasitet.

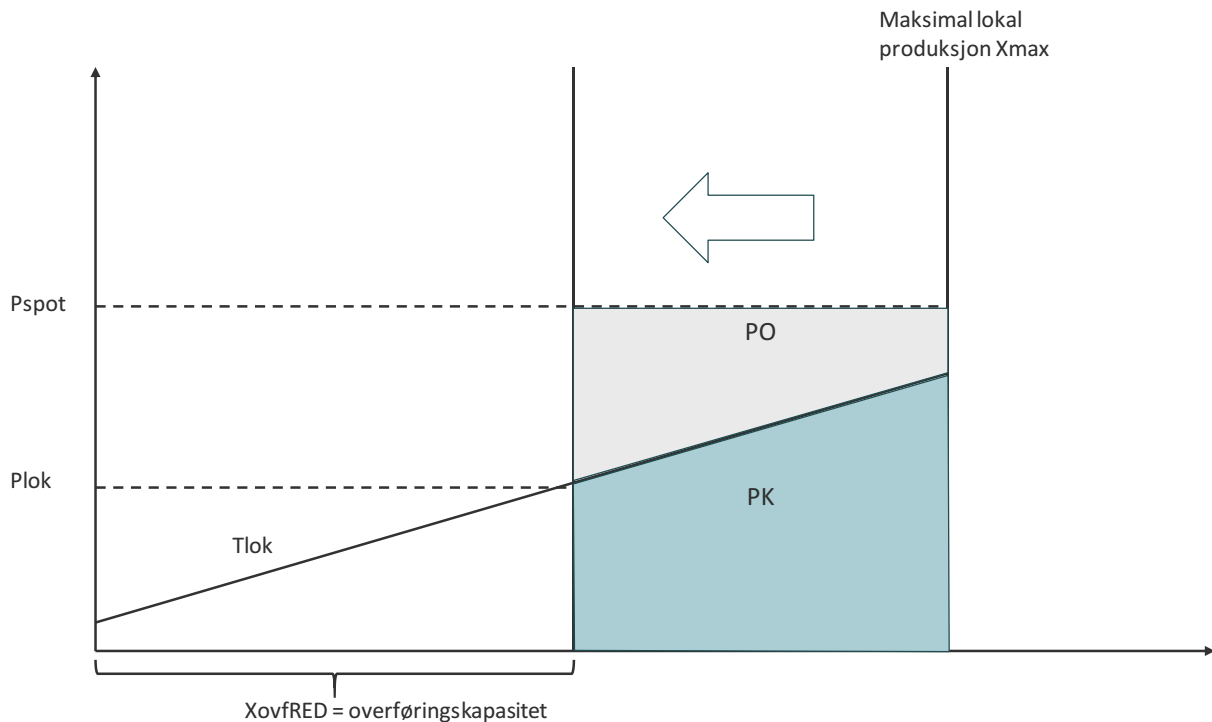


Figur 4: Viser tap i KO markert i rødt. Tilpasset fra Jenssen et al. (2019).

4.1.3 Overskuddsområde

Om en flaskehals fortrenger rimelig kraftproduksjon, vil flaskehalskostnaden betegne prisdifferansen på hver sin side av flaskehalsen (se Figur 5). Flaskehalsinntekten representerer den økte profitten fra kraftoverføring (Førsund 2017; Jenssen et al. 2019). DSOen i området må dermed nedregulere produsentene, og det tapte produsentoverskuddet (PO) representerer skyggeprisen på økt overføringskapasitet. Samfunnsøkonomisk oppstår det et tap når DSOen må kjøpe nedregulering av produsenten og produsenten påføres flaskehalskostnader. I tillegg

kan det hende at dyrere kraftproduksjon på oppstrøms for flaskehalsen nå produserer i stedet, som påfører resten av kraftsystemet en økt pris. Fordi lokale nettforhold ikke realiserer nytten representeres i kraftprisene, stimuleres ikke produsentene til optimal drift.



Figur 5: Flaskehals forårsaker et samfunnsøkonomisk tap ved at rimelig produksjon stenges inne.

Kilde: (Jenssen et al. 2019).

4.1.4 Stimulering av DSOer til nettinvesteringer

Samfunnsøkonomisk optimal drift av kraftnett er tilsier at marginalnyttens av kraftnettet, er lik marginalkostnaden uten at begrensninger knyttet til transmisjon og generatorkapasitet overskrides (Green 2007). Marginalnyttens av nett er at man unngår avbrudd i strømtilførselen. Det er viktig at den langsiktige kraftprisen representerer kraftmarkedet best mulig, fordi kraftprisen bestemmer produksjonsenheter, investeringer og på lang sikt samfunnsutviklingen (Cervigni & Ranco 2013).

Nettselskapene (DSO) er naturlig monopol på grunn av høye investeringskostnader og lave marginalkostnader. Ved drift av kraftnettet er det fire kostnader som inntreffer: Avkastningskrav, avskrivning på kapital, drift og vedlikehold, tap i nett og alternativkostnader ved bindende skranker (Hsu 1997). *Missing money problem* kjennetegner når prisnivåene ikke incentiverer utbygging av produksjonskapasitet som følge av ineffektiv organisering, regulering eller markedsdesign (Decker 2015; Hogan 2005).

Fordi DSOen er eneste tilbyderen av lokalnett, er han i utgangspunktet ikke incentivert av konkurranse til kostnadseffektiv (samfunnsøkonomisk optimal) drift (Decker 2015). I Norge reguleres DSOenes tillatte inntekt ved lov (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet 1999; NVE 2015d). De to konkurransefremmende komponentene er inntektsrammen og KILE-kostnadene. Alle DSOer benchmarkes for å måle hvor kostnadseffektive de er og tilegner kostnadseffektive DSOer en høyere inntektsramme enn de med lavere kostnadseffektivitet. Slik simuleres et frikonkurransemarked der det har oppstått et monopol. Reguleringen skal også stimulere til korrekt bruk av kapital ved at DSOene påføres det samfunnsøkonomiske kostnader forårsaket kraftutfall ved en redusert inntektsramme gitt i *Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi* (KILE) (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet 1999). KILE-kostnadene prøver å fange opp hele kostnaden av et avbrudd for alle forbrukerne. For at DSOene skal ha incentiver til å investere korrekte mengder kapital i nett. DSOen kan utvikle og vedlikeholde sitt kraftnett og få en rimelig avkastning på investert kapital (Bogetoft & Otto 2011; Statnett 2016). KILE-kostnadene gir et bredt gjennomsnittlig tap for hele samfunnet, og varierer med aktiveringstid, varslings tid m.m. (se vedlegg 1) (Tennbakk et al. 2015). KILE-satsene blir justert i 2020, hovedsakelig ved at KILE-satsene for husholdninger ble oppjustert (NVE 2015b). Forventet effekt er økte incentiver til forsyningssikkerhet, økt inntektsramme og nettleie (Aagaard & Vennemo 2018; Heien et al. 2018).

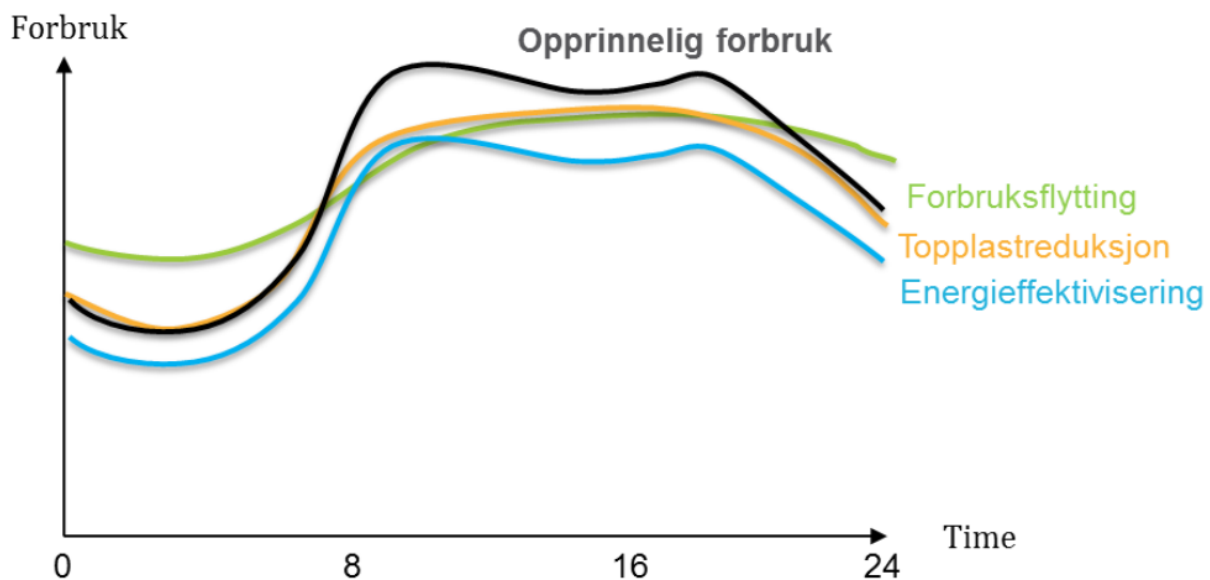
4.1.5 Node-prising

For at prisene i kraftsystemet skal gjenspeile kostnadene av de ulike komponentene, bør hver komponent i kraftsystemet tilegnes den kostnaden den forårsaker. Node-prising bygger på den fysiske kraftflyten i enkeltpunkter kalt noder, der en node representerer en produksjons- eller etterspørselsenheter som tar ut eller mater inn på nettet (Bjørndal et al. 2014; Bye et al. 2010). Optimal løsning tar hensyn til skranke i hver node og overføringslinjer, og maksimerer betalingsvilje fratrukket produksjonskostnader i systemet. Fordi hver node løses med individuelle tilbuds-, etterspørselskurver og nett-tap, sikrer prismodellen optimal utnyttelse av systemet basert på at hver komponent får en samfunnsøkonomisk maksimerende pris med hensyn på fysisk kraftflyt. Ved å sammenlikne denne løsningen med den praktiske utnyttbare løsningen, kan man si noe om hvor god et kraftsystem utnyttes

4.1.6 Hva er og hvordan kan forbrukerfleksibilitet fikse dette

Tradisjonell fleksibilitet i kraftmarked kommer fra generatorer eller industri, men fleksibilitet i forbruksmønstre har fått større medvind de siste årene. Ved at flere husholdninger lar lasten sin styres av en aggregator, kan forbrukerfleksibilitet aktiveres når deler av forbruk og produksjon

endres etter signal fra en systemoperatør (CEER 2017; Kringstad et al. 2018; NVE 2015c; Tennbakk et al. 2016; Vennemo et al. 2018). Aggregatoren og forbrukeren har en avtale der aggregatoren tillates å deaktivere laster hos forbrukeren, mot en økonomisk godtgjørelse. Forbrukerfleksibilitet kan bedre systemdriften ved å avlaste nettet under planlagte og uforutsette kritiske tidsrom ved å redusere topplaster (se Figur 6). Endret last kan også håndtere spenningsutfordringer og sikre påliteligheten i kraftsystemet (Jenssen et al. 2019; Joskow 2008; Marañón-Ledesma & Tomasgard 2019). Fordi investeringer i nettkapasitet er kostbart, virker forbrukerfleksibilitet som en rimelig løsning på kortvarige flaskehals der eneste løsning er å utføre investeringer (NVE 2015c). Forbrukerfleksibilitet kan aggregeres slik at den fysiske kraftflyten kan selges som en rimelig balanseressurs i regulerkraftmarkedene.



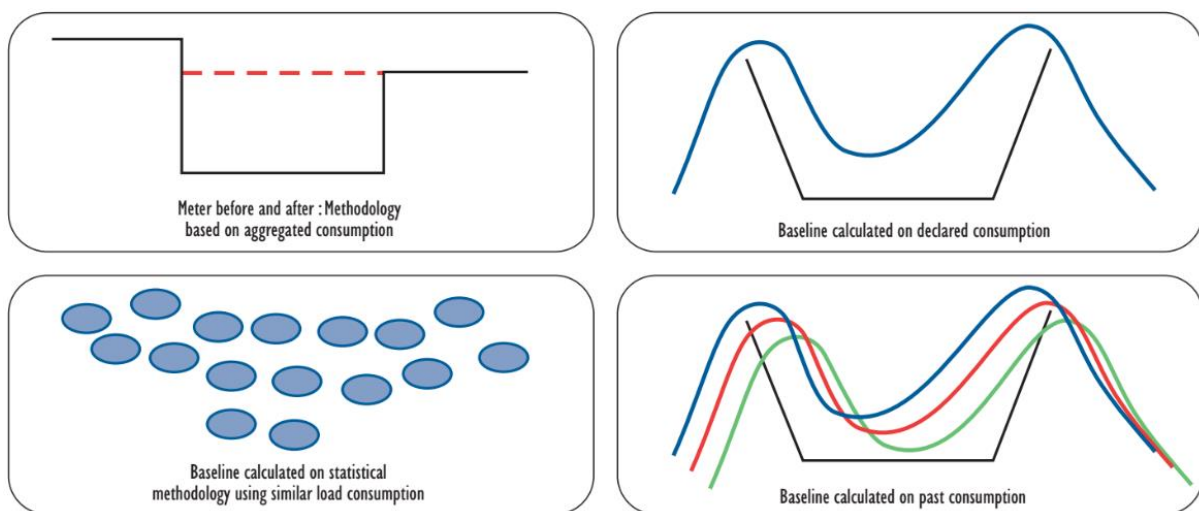
Figur 6: Ved å flytte kraftforbruket i tid eller reduksjon, reduseres toppforbruket i nettet.

Kilde:(Kringstad et al. 2018).

Forbrukerfleksibilitet organiseres basert på to prinsipper: tidspunkt eller et incentiv (Statnett 2018c). Tidsbaserte ordninger forsøker å flytte forbruket i tid ved å endre prisen i aktuelle tidspunkt, eksempelvis kommende effekttariffer og peak-pricing. Incentivbaserte betyr at forbrukere frivillig deltar i en ordning der de lar forbruket sitt bli nedregulert imot en økonomisk godtgjørelse fra en tredjepart. Begge ordningene forsøker å stimulere etterspørselen til å bruke ved at prisen øker for å representere kraft på en kostnadseffektiv måte. Tidsbaserte ordninger prissetter tariffen basert på kostnaden av å potensielt rammes av en flaskehals. Incentiv-baserte forsøker å kompensere forbrukere for å endre eller redusere kraftforbruket sitt i kritiske tidspunkter. Samfunnsøkonomisk må dermed forbrukerne motta en betaling som er lik verdien de frasier seg ved å rasjonere forbruket sitt.

Fra dette punktet omtales forbrukerfleksibilitet som den incentivbaserte fordi det er modellen som tillater handel av forbrukerens fleksibilitet av en aggregator. Denne ordningen er også den enkleste å gjennomføre regulatorisk, dermed det beste utgangspunktet før energimyndighetene har vedtatt rammeverket (Bjerkan et al. 2016; Kringstad et al. 2018; Tennbakk et al. 2018a).

Forbrukerfleksibilitet praktiseres i liten grad fra før i Norge som *Utkoblbare tariffer* (UKT) (NVE 2015e). UKT tilbys kraftkrevende forbrukere eller forbrukere i spesielt utsatte områder i begrenset i omfang. UKT har vært tilbudt TSO og DSO i bytte mot reduserte nett-tariffer. Lastendringen måles mot et predikert forbruk som representerer forbrukerens kraftforbruk i fravær av en nedregulering, et null-scenario (baseline). Det eksisterer flere måter å beregne baseline (se Figur 7), men lite konsensus om hvilke som er den beste, utenom at det bør være basert på AMS-data fra lange måleserier (IEA 2016; Jenssen et al. 2017; Landet et al. 2017); (Statnett 2018c).



Figur 7: Eksempel på ulike måter å beregne baseline etter aktivering. Kilde: IEA (2016).

4.1.7 Økonomisk rettferdiggjørelse av forbrukerfleksibilitet

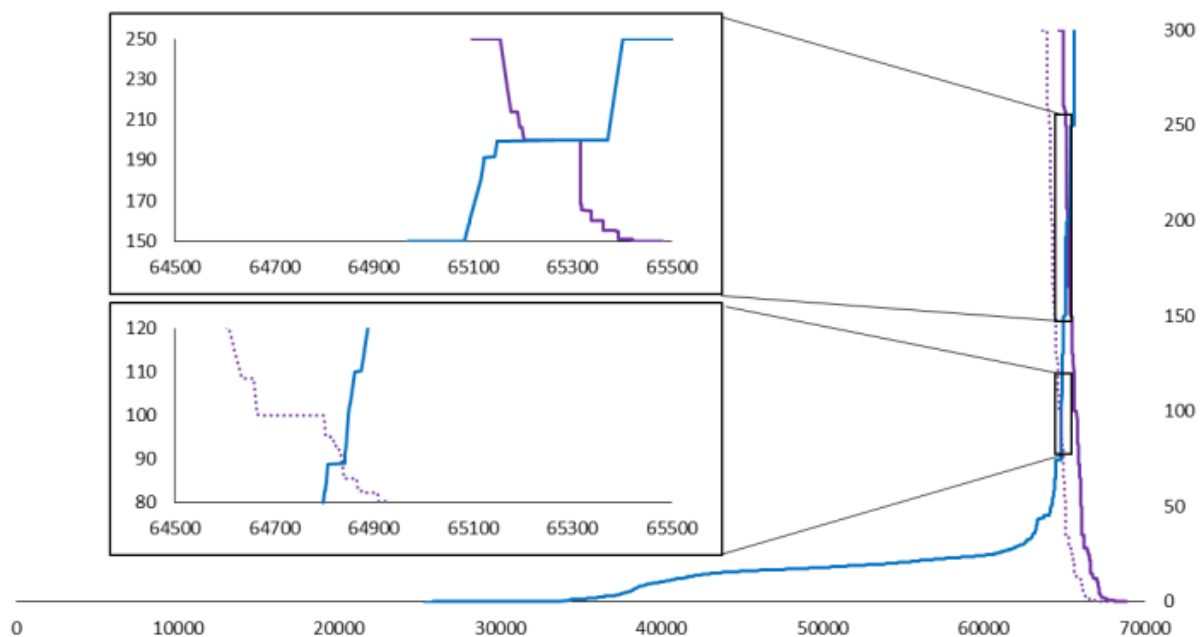
Priselastisiteten er et mål på markedsrespons på en prisendring. Etterspørselens priselastisitet betegner reduksjon i etterspørsel av et gode, ved en prisøkning på 1 %¹ (Pindyck et al. 2013). På kort sikt regnes de fleste priselastisiteter å være mindre prisfølsomme enn på lang sikt, fordi man på lang sikt har alternativer ved store prisendringer. Priselastisiteten er sentral ved forbrukerfleksibilitet fordi det teoretisk betegner skaleringen av etterspørselen på kraftforbruket som en funksjon av kostnaden. Forbrukeren må dermed kompenseres med sin marginale betalingsvillighet for forbruket han frasier, og denne kostnaden (samt aggregator-utgifter) må

¹ Etterspørselens priselastisitet $E_p = \frac{\Delta Q}{\Delta P}$. Jo høyere tall, jo mer elastisk: -5 er mer prisfølsom enn -0,5.

være lavere enn samfunnsnyttene av lastreduksjonen for at forbrukerfleksibilitet skal bli et økonomisk bærekraftig tiltak. Videre må nytteverdien av investering i nett (KILE-kostnad) være lavere enn nytten av å betale for redusert forbruk i topplastene, der dette gjør at en nettinvestering kan utsettes eller elimineres.

Om forbrukeren ikke forulempes av lastreduksjonen har han en lav betalingsvillighet for forbruket, følgelig tilegnes reduksjonen en lav samfunnsøkonomisk kostnad (Ponds et al. 2018; Tennbakk et al. 2016). For aggregatoren vil det derfor være et mål å selge fleksibilitet som har lav verdi for forbrukerne, fordi dette krever en mindre økonomisk kompensasjon.

Det er vanskelig å måle priselastisiteten på strøm i Norge. Dette er skyldes en veldig uelastisk etterspørsel og et stort utvalg behøves for representative data. Dessuten har ikke leverandørkontakter som ikke stimulerer til lastreduksjon vært omtalt i Norge (Baldursson et al. 2011). Studier viser til priselastisiteter på mellom -0,20 og -0,50 for kraftforbruket i Norge (Vennemo et al. 2018). Så lenge priselastisiteten er lav, vil en liten endring i prisen gi en lav respons i etterspurt mengde (se figur 8).



Figur 8: Systemprisen 21. januar 2016 klokken 17-18. Prisen er 200 €/MWh, men en etterspørselsreduksjon på 1 GW ville halvert prisen. Kilde: (Kringstad et al. 2018).

Om aggregatoren kan gjøre forbrukerne mer prisfølsomme, øker sannsynligheten for at forbrukerne disponerer fleksibilitet til aggregatoren. Flexibilitetskjøpet vil bli rimeligere, fordi en mer prisfølsom kundemasse vil oppgi mer av forbruket sitt til samme pris som en mindre prisfølsom. SINTEF gjorde en undersøkelse våren 2017 der det kom frem at ca. 54% av respondentene var villige til å gå over til fleksibel strømbruk mot betaling (Sæle 2018). Ca. 74% var positive til manuell endring. 37% av respondentene varierte tidspunktet for bruk av oppvaskmaskin, tørketrommel eller vaskemaskin.

Fordi varmebehov er en stor del av nordisk strømforbruk, kan termiske energitjenester ha stort potensial som et lastregulerende tiltak ved forbrukerfleksibilitet (NVE 2015c; Vennemo et al. 2018). Individuelle forbrukere har små laster, typisk oppvarmingsenheter som panelovner eller varmtvannstanker på mellom 2 kW og 4 kW. Termisk treghet i bygninger, varmeelementer og varmtvannstanker sørger for at en lastutkobling ikke merkes, før et lengre opphold (Jenssen et al. 2017; Tennbakk et al. 2016). Dermed kan denne lasten tilegnes en lav kompensasjonskostnad, fordi forbrukeren krever lav utgift til kompensasjon. Aggregatorens inntekter blir da marginal betalingsvillighet, fratrukket kostnadene aggregatoren har, og fratrukket forbrukernes tap fra forbruket.

4.2 Relevante EU-direktiver

EUs tredje energimarked-pakke ble vedtatt 22.03.2018 og består av 8 omfattende direktiver som dekker tilnærmet hele kraftmarkedet (Stortinget 2018). Markedsforordninger gitt i CACM (Capacity Allocation and Congestion Management), FCA (Forward Capacity Allocation) og EB (Energy Balancing) vil få størst effekt på kraftmarkedet (EnergiNorge u.å.-a). Guideline for Electricity Balancing (GLEB), Clean Energy Package (CEP) og Guideline for System Operation (SO GL), påvirker regulerkraftmarkedene (Statnett 2018c). Kort fortalt setter disse krav til felles standardprodukter og krav, Felles nettmodell (CGM), dimensjonering av reserver og systemtjenester, design av avbøtende tiltak (Rue 2018). I EUs forslag til nytt direktiv for Regulering av energimarkeder påpekes forbrukeres rolle i kraftmarkedet. Det skal vektlegges forbrukerfleksibilitet som en aktiv tilbyder av elektrisitet, vurderingsgrunnlag ved nettplanlegging og integrering av desentralisert fornybar energiproduksjon (Council Proposal 2016/0379 2017).

4.3 Endringer i reservemarkedet som påvirker forbrukerfleksibilitet

Følgende er Statnetts tolkning av nye regler for reservemarkeder og aggregator-roller. Studiet er et foreløpige arbeid mellom de andre nordiske TSOene i Norden gjennom (Statnett 2018c).

Samlet sett styrkes den markedsbaserte mekanismen i reservemarkedet. De viktigste endringene er oppsummert i Figur 9. Endringene vil skje gradvis, noen endringer er allerede innført.

Produkt/aktivitet	Beskrivelse av endring	Estimert tidspunkt
FCR	<ul style="list-style-type: none"> Fjerning av grunnleveransen Nordiske tekniske spesifikasjoner for FCR Innføre produkt for nedregulering for FCR-D (>50,1) 	<ul style="list-style-type: none"> Prosess i gang 2018-2022 Ca. 2020
aFRR	<ul style="list-style-type: none"> Nordisk kapasitetsmarked for aFRR Nordisk aktiveringsmarked for aFRR (1 MW budstørrelse) Europeisk kapasitetsmarked Europeisk aktiveringsmarked 	<ul style="list-style-type: none"> 2019 Ca. 2021 Etter 2022 Ca. 2022
mFRR	<ul style="list-style-type: none"> Løsning for å sikre mFRR nedregulering Nordisk kapasitetsmarked Europeisk kapasitetsmarked Europeisk aktiveringsmarked Elektronisk bestilling av bud Budkvantum per kvarter 	<ul style="list-style-type: none"> 2019 2020 Etter 2022 Ca. 2022 2019 2017
Felles	<ul style="list-style-type: none"> MACE - differensiert pris per område 	<ul style="list-style-type: none"> 2021
Avregning	<ul style="list-style-type: none"> Kvartersavregning Fra produksjons- og handelsbalanse til én balanse og én pris 	<ul style="list-style-type: none"> 2017 2020

Figur 9: Oversikt over endringer og tiltredelsesår. Kilde: (Statnett 2018c).

4.3.1 Oppdeling av regulerkraftmarkedet

Balansering og avregning skal skje basert på budsonene vi bruker i dag, til forskjell fra et felles nordisk område. Målet er at balanseringsbehovet bedre representeres i markedet ved et mer oppdelt marked. Balanseprisene vil dermed bedre representere lokale utfordringer og korrekte prissignaler. Områder med underskudd av fleksibilitet vil få høyere priser og de med overskudd lavere.

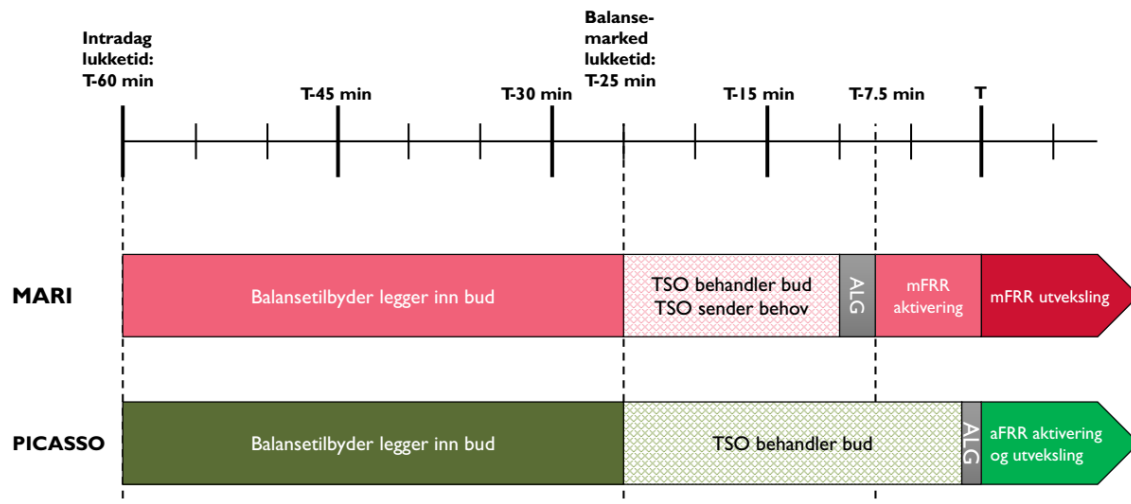
4.3.2 Revidering av balanseproduktene: FCR, aFRR, mFRR og FRR

aFRR skal omsettes først i et nordisk kapasitetsmarked før et europeisk marked tar over. Implementeringen av dette er gjort i EU-prosjektet PICASSO. mFRR får tilsvarende først et nordisk så europeisk aktiveringsmarked², implementert av prosjektet MARI. Endelige tekniske krav til de ulike balanseproduktene er enda ikke avgjort.

Grunnleveransen og FCR-N fjernes slik at FCR blir mest mulig markedsdrevet. Endelig definisjonen av produktet FCR er ikke avgjort, men det er uttrykt ønske om at maksimal leveranse skal være to dager etter klarering (D-2-produkt). aFRR skal baseres på

² Aktiveringsmarkedet omsetter i dag kun mFRR, og betaler kun ved aktivering. Kapasitetsmarkedet betaler uavhengig av aktivering.

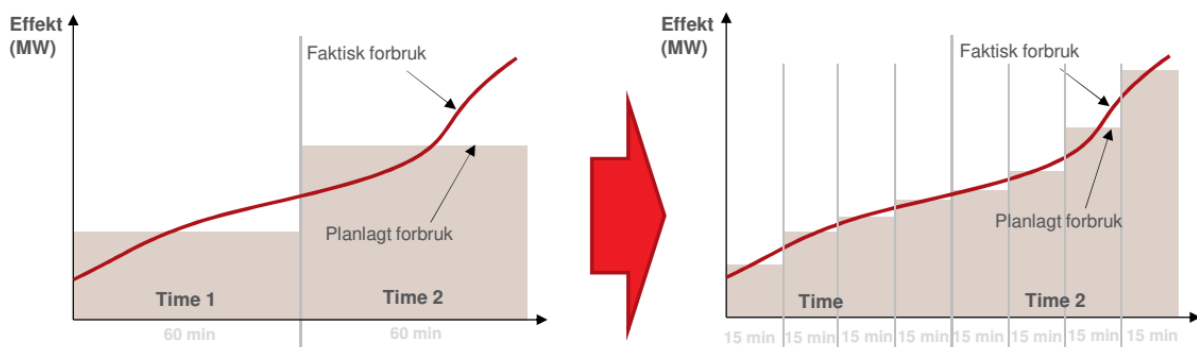
stasjonsgrupper. Dette skal sørge for at Statnett i større grad aktiverer de ressursene de har behov for, slik at marked gir korrekte prising av volumer, egenskaper og plassering av balanseressursene. Fast frequency reserve (FRR) skal bli en raskere ressurs enn FCR ment som effektrespons og i liten grad en energifokusert leveranse. Det er ønsket at de nye mFRR og aFRR skal handles opptil 25 minutter før drift (Figur 10).



Figur 10: Viser tidslinjen for bud i aFRR (MARI) og mFRR (PICASSO). Kilde: (Bøe 2018).

4.3.3 Avregning

Alle ubalanser skal avregnes på 15-minutters oppløsning. Balansepriser vil dermed bedre representere fysisk kraftflyt som sikrer et mer effektivt marked og allokere en større del av overføringskapasiteten til markedsplassene DA og ID (se Figur 11). Dette åpner for flere muligheter for å håndtere ubalanser i kraftnettet, blant annet ved forbrukerfleksibilitet for kortere tidsrom (Moe et al. 2018). I henhold til GLEB artikkel 52, 2(b) skal ubalanser prissettes etter unngåtte utgifter til FRR. Aktivering av aFRR skal gå fra pro-rata (alle ressurser aktiveres jevnt) til en merit-order-aktivering, der de rimeligste ressursene aktiveres først (Statnett 2018a).



Figur 11: Kvartsopløsning er nærmere det faktiske forbruket. Kilde: Moe et al. (2018).

4.3.4 Geografisk plassering

Balanseressursene må oppgis til Statnett fordi etablerte stasjonsgrupper ikke alltid representerer dagens flaskehals. Ved etablering av aggregatorløsninger må man vite størrelse og plassering på reservene slik at lastreduksjonen gir ønsket virkning på lokalnettet, og ikke forulemper driften av regional- og sentralnett. DSOen må ha lik tilgang til denne informasjonen slik at aktivering av aggregator-baserte fleksibilitetsressurser ikke forringer driftssikkerheten andre steder i nettet.

4.3.5 Ny rolleinndeling etter varslede EU-regler

Etter 2022 er det tilsammen seks aktører som er involvert når forbrukerfleksibilitet omsettes; TSO, DSO, aggregator, forbruker og en balanseansvarlig (BRP) og balansetilbyder (BSP) (Statnett 2018c; Villar et al. 2018). Et viktig moment er at TSO og DSO skal samarbeide for å dele balansetjeneste og informasjon på lokalnettet (CEER 2017).

TSO og **DSO** er operatører som er ansvarlige for driften av nettet i sine respektive områder. De vil derfor være villige til å betale for endret forbruksmønster.

BSP er en aktør som tilbyr balansetjenester, herunder forbruk, produksjon, lagring og aggregering. BSPen er ansvarlig for å aktivere balanseressursene, fakturere, og måling av virkningen (se *Tabell 1*). **BRPs** er finansielt ansvarlig for egne eller andres ubalanser, især BSPer (COMMISSION REGULATION 2017/2195 2017; Statnett 2018c). Enhver BSP må være knyttet til minst én BRP slik at alle parter er ansvarlig for ubalansene de forårsaker.

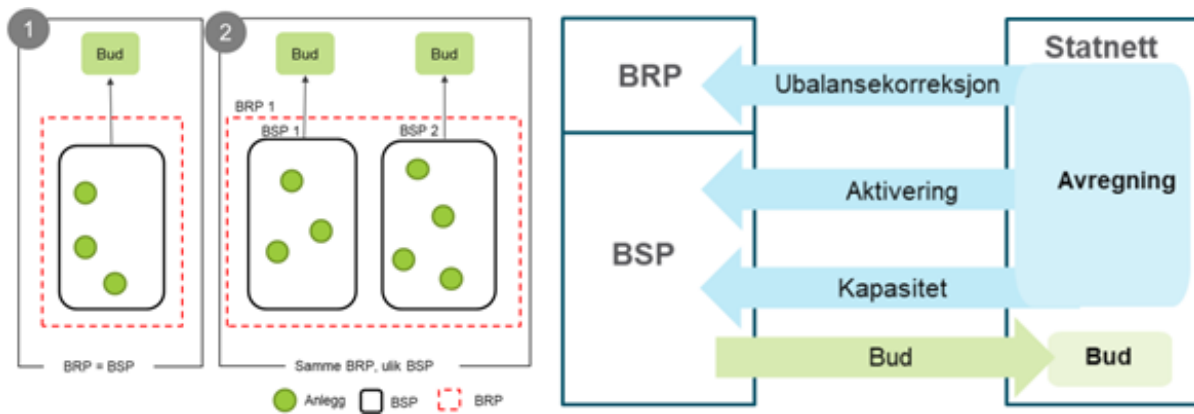
Tabell 1: Forhold mellom TSO, BRP og BSP. Kilde: (Statnett 2018b).

	Balansepris positiv	Balansepris negativ
Positiv balanseenergi	TSO betaler BSP	BSP betaler TSO
Negativ balanseenergi	BSP betaler TSO	TSO betaler BSP

4.3.6 Uavklarte forhold roller

Statnett er ikke ferdigstilt med å definere forholdet mellom BSP og BRP i forhold til aggregering av forbrukerfleksibilitet. I dag må enhver aktør i kraftmarkedet enten være BRP eller ha en avtale med en BRP. Krav fra EU sier at aktørene skal ha sikret ansvar for ubalansene de forårsaker (Statnett 2018c). Usikkerheten er knyttet til hvordan fordeling av ansvar og aktører for BSP og BRP på tvers av hverandre (se Figur 12). Statkraft har enda ikke avgjort

fordelingen på stasjonsgruppene og regler for aggregeringen. Rollen *uavhengig aggregator* er uavklart, men rollen i kraftmarkeder vektlegges i EUs artikkel 26 i (Directive 2016/0380(COD) 2017). Konflikten mellom BSP og BRP forsterkes av at uavhengige aggregatorer tillates tilgang uten å ha direkte kobling til aktører i markedet.



Figur 12: Dagens ordning (1) og den regulatoriske enkleste måten å organisere en aggregator med flere fleksibilitetsressurser (2). Figuren til høyre viser fremtidig organisering. Kilde: (Statnett 2018c)

4.4 Erfaringer fra norske piloter

Statnett inngikk en prøveordning i januar og februar 2017 i budområde NO1, der de tilrettela at kraftkrevende industri kunne tilby sin fleksibilitet i tertiærmarkedet ved reservemarkedet og opsjonsmarkedet (Landet et al. 2017). Deltakerne fikk tillatelse til å aggregere forbruket til flere stasjoner for å utfylle minimumskravet, samt at de fikk liv til å by UKT-kontrakter samtidig. Deltakerne opplevde prosjektet positivt og tilbudt volum økte med 75% i dagssegmentet. Problemer knyttet til verifisering av aktivering ble møtt og vurdert. Det ble også rapportert om lave deltakelseskostnader. Andre områder som kunne vært passende for ordningen er Stavanger, Bergen og Finnmark.

4.5 Erfaringer fra utlandet

Forbrukerfleksibilitet er omtalt over hele verden. USA har blitt omtalt som de mest utviklede markedene fordi de har høy effekt disponert til DR og node-markeder (Paterakis et al., 2017). I Storbritannia er det mindre husholdningers fleksibilitet, men heller større forbrukere som sykehus, offentlige veier, kjøpesentre og flyplasser som tilbyr reduksjon av termiske laster som ventilasjon, varme og belysning (EnergyPool u.å.). Den belgiske TSOen ELIA kjøper fleksibilitetskjøp av kraftkrevende industri via aggregatorene Restore og Energy Pool (EnergyPool u.å.; Paterakis et al. 2017). Restore forvalter 1 500 MW fleksibilitet fra industri,

fordelt over Benelux, Frankrike, Tyskland og Storbritannia (REstore u.å.). Samlet utgjør ordningene omsetning av fleksibilitet som er økonomisk for både forbrukeren og aggregatoren.

4.5.1 Virtuelle kraftverk

Virtuelle kraftverk (VPP) er en aggregering av mindre kraftverk slik at de samlet kan produsere som et ordinært kraftverk. Produksjonsenhetene er gjerne veldig spredt og koblet til ulike deler av lokalnettet. Ved å aggregere produksjonen minimeres risiko og blir omsettelig på kraftmarkeder (Statkraft u.å.). Statkraft forvalter ca. 10 000 MW i sitt tyske VPP og etablerer flere i Frankrike, Tyrkia og Storbritannia. Synergier mellom forbrukerfleksibilitet og VPP blir ofte trukket frem som et samspill mellom desentralisert produksjon, uregulerbar energiproduksjon og stabilitet i lokalnett (Ponds et al. 2018; Saboori et al. 2011).

4.6 Drivere av forbrukerfleksibilitet

De viktigste driverne for forbrukerfleksibilitet er dekket i kapittel 4.1.7. Andre viktige drivere som ikke påvirker DSOen direkte er oppsummert:

- 1) DSO er pliktet å utvide nettets flaskehalser. Lav brukstid, trinnvise utvidelser og høye kostnader som både DSO og forbruker må bære. Om DSOen kan redusere topplastene i nettet sitt kan det være optimalt å utsette eller eliminere nettutvidelsen (Statnett 2018c).
- 2) Lokal fleksibilitet eneste løsning på DSO-nivå grunnet manglende produksjonsmuligheter på lokal-nivå. Videre økt betydning som følge av mer desentralisert produksjon som solceller (PV) (Tennbakk et al. 2016).
- 3) Økt andel av uregulerbar fornybar energi i kraftsystemet vil øke behovet for fleksibilitet for å veie opp balanseutfordringer knyttet til produksjonsplanene til uregulerbar kraftproduksjon. Om fleksibilitetsressursene er store, vil dette gi en rimeligere integrering av fornybare energikilder på lokalt og regionalt nivå (Hu et al. 2018; Villar et al. 2018).
- 4) Utrullingen av AMS og Elhub gjør at en stor investering og IKT-utstyr allerede eksisterer.

4.7 Barrierer ved forbrukerfleksibilitet

De viktigste barrierene ved forbrukerfleksibilitet er:

- 1) En høy andel av regulerbar vannkraft betyr at Norge allerede har mange rimelige fleksibilitetsressurser (Statnett 2018c). Lave priser på strøm og fleksibilitet generelt

hindrer at det har utviklet større tilbud. Kravet om at alle generatorer over 10 MW leverer FCR har bidratt ytterligere til dette overskuddet.

- 2) FCR har krav om symmetriske bud, ergo at budene må kunne reguleres like mye opp som ned. Driftoptimal produksjonsbelastning tillater ikke alltid symmetriske bud innen sikre produksjonsrammer (Sweco et al. 2015; Zancanella et al. 2017).
- 3) Én pris for FCR i hele landet har ført til at det ikke finnes et prissignal i de områdene med fleksibilitetsmangel.
- 4) Aktiveringen av mFRR skjer manuelt, som begrenser balanseressurser i manuelle operatører.

4.8 PICASSO, MARI og NODES

Fra nå sees oppgaven i perspektivet til en aggregator som deltar i NODES' markedsplattform. Fordi NODES har et fokus på eksisterende kraftmarkeder, antas det at aggregatoren kan delta i ID og regulerkraftmarkedene via NODES. Året 2022 er valgt som case fordi Statnetts utgreiing om regulerkraftmarkeder og aggregatorroller strekker seg ut til 2022 (Statnett 2018c). Der det har dukket opp ny informasjon som endrer punktene i Statnetts vurdering fra sommeren 2018, er den nyeste informasjon lagt til grunn.

For at NODES skal omsette fleksibilitet både i ID og regulerkraftmarked, antas det at NODES klareres etter pay-as-bid (slik som ID i dag). Statnett har uttrykt at de skal gå over til å integrere både aFRR inn til aktiveringsmarkedet ved MACE-modellen (Statnett 2018a). Det antas at kun aktiveringsmarkedet av regulerkraftmarkedene er aktuelle, fordi det er aktiveringsmarkedet som kun gir en utbetaling om det aktiveres reserver. Opsjoner kan gjøres opp mellom plattformene og videreselges på NODES så lenge balanseressursen er innenfor budområdet. Unntaket er der MARI og PICASSO har opsjoner for 2 dager frem i tid, mens NODES klareres i sanntid. Det anses som enkelt å implementere dette i NODES' plattform. Lovgivning på markedsmanipulasjon

Norske regler på markedsmanipulasjon i engrosmarkedet er delt i fire: ACER, CACM, NVE og markedsoperatør. CACM definerer markedskoblingsoperatør (MCO) (2015/1222 2015). CACM artikkel 6(g) er det krav om aktiv overvåking av markedsplattformen for å avdekke markedsmanipulasjon. REMIT artikkel 2(2) definerer fire typer markedsmanipulasjon (ACER 2019): (1) flaske eller misvisende transaksjoner, (2) prisposisjoner, (3) fiktive objekter eller (4) formidling av falsk informasjon. Eksempelvis å by inn priser, tilbakeholde kapasitet, okkupere

overføringskapasitet for å tilegne seg høyer fordeler. NVE og MCO håndterer dette ansvaret ved at MCO overvåker og melder fra ved mistenkelig om markedsmanipulasjon (NVE 2018). NVE kan derfra fatte vedtak mot aktørene om de er brudd med vilkårene i §8-1, sjuende ledd, bokstav a-d i den nye energilovforskriften (Endr. i energilovforskriften 2018).

5 Analyse av bedriftsmodell

Dette kapittelet bruker den etablerte teorien for å utrede bedriftsmodellen for aggregering av forbrukerfleksibilitet ved deltakelse i aktiverings- og intradaymarkedet. Det antas følgende regler:

- Aggregatoren kan by lastreduksjoner som en oppregulering i ID, eller plassere de i regulerkraftmarkeder.
- Om aggregatoren har en lang posisjon i ID, ekskluderer dette bud i motgående retning i regulerkraftmarkedet i samme tidspunkt. Aggregatoren hindres slik fra å ta betalt for samme lastjustering to ganger.

5.1 Bedriftsmodell ved lastaggregering

5.1.1 Prinsipp for aggregering mot regulerkraftmarkedet

Ved driftsvansker sender enten DSO eller TSO melding om kjøp av fleksibilitet i et område. Aggregatoren har enten en opsjon på forbrukerens fleksibilitet, eller sender ut bud til sluttbrukeren om å koble ut lastene deres mot en økonomisk kompensasjon. Om budet aksepteres, avgir forbrukeren rettigheten til lasten sin, og aggregatoren kan nedregulere forbrukeren ved behov. Tidspunktet for nedreguleringen er gitt i enten kontrakten mellom aggregatoren og forbrukeren, eller varierer med responstiden som markedet etterspør. Aggregerte fleksibilitetsbud må oppfylle minstekravet til volum på 0,1 MW eller 1 MW, for henholdsvis ID og regulerkraftmarkedet. Om budet godtas, kobler aggregatoren ut forhåndsbestemte laster og nettet opplever en oppregulering av frekvensen (ved at forbruket reduseres). Salget omsettes som en kraftleveranse i ID eller en balansetjeneste, enten som aFRR eller mFRR. Kunden kompenseres for lastreduksjon, sammenliknet med forbrukets baseline.

Aggregatoren kan velge hvilke timer å selge fleksibilitet, der han på forhånd må estimere prisnivået for å vite om det er verdt å by inn fleksibilitet eller ikke.

5.1.2 Bruksformål

Om aggregatoren retter seg mot regulerkraftmarkedet kan han tjene tre formål: 1) Utsette investeringer i kraftsystemkomponenter. 2) Håndtere flaskehals i kritiske øyeblikk. 3) Håndtere ubalanser fra børs-oppgjør om dette ikke er gjort i ID.

I ID kan lastreduksjonen omsettes som en kraftleveranse og den kan dermed likestilles med konvensjonell kraftproduksjon.

5.1.3 Produktoversikt

MARI og PICASSO-plattformen åpner for å plassere bud mellom 60 minutter og inntil 25 minutter før aktivering. Tid før fullaktivering er 5 og 12,5 minutter for henholdsvis aFRR og mFRR (se Tabell 2). Om ikke aggregatorens portefølje er i balanse innen driftstimen, vil han møte mothandel fra TSOen, der ansvarlig BRP får oppgjøret.

Tabell 2: Produktoversikt over aFRR og mFRR slik de er gitt i MARI og PICASSO.

	Minstebud (MW)	Varighet (min)	Aktiveringstid (min)	Tid før aktivering	Pris
aFRR (PICASSO)	1	15	5	60 til 25 min	Marginalprising
mFRR (MARI)	1	5	12,5	60 til 25 min	Marginalprising

Fordi tiden mellom markedsklarering og dispatch, endres konstant datagrunnlaget som avgjør budfordelingen. Dette vil avgjøre beslutningsgrunnlaget basert på risiko for feilestimering av priser. Opptil to dager før aktivering, bys inn kapasitetsopsjoner (D-2) for både mFRR og aFRR.

5.1.4 Prissetting av balanseenergi

NODES har ingen retningslinjer for størrelse på forbrukerkompensasjonen, men prinsipper kan trekkes fra EU-direktiver. Clean Energy Package artikkel 5 krever at ubalanser skal gjøres opp med priser som reflekterer sanntidsverdien av energien (Fingrid et al. 2019). Artikkel 9 forbyr nedre og øvre grenser for salgspris av elektrisitet (inkludert balansekraft og ubalanseprising). Artikkel 30 (a) slår fast at balanseenergi og overføringskapasitet skal være basert på marginalprising (pay as clear) (COMMISSION REGULATION 2017/2195 2017). Dette betyr at prisen bestemmes av kostnaden til den siste godtatte reserven og alle godtatte bud mottar lik pris. Om forbrukerfleksibiliteten brukes til å rebalansere porteføljer, sier GLEB artikkel 52(2)b at man skal prissette oppgjøret basert på unngåtte FRR-utgifter

5.1.5 Kvantumsrammer

Det kan være en god ide å kontraktsfeste øvre og nedre grenser for fleksibilitet som omsettes mellom en forbruker og en aggregator. Det kan også gi forbrukerne tryggere rammer, ved at de kan forutsi noe om hvor mye man kan selge og tjene årlig som kan øke rekrutteringen av forbrukere til å selge sin fleksibilitet. Langsiktig avtaler vil være enkelt for forbrukerne å forholde seg til, og gi aggregatoren en forutsigbar kostnad (Vennemo et al. 2017).

5.2 Bedriftsmodell ved intraday-handel

Aggregatoren ønsker å sikre seg fleksibilitet som den omsetter i ID. Han må på forhånd sikre seg det korrekte kvantum ved å ha aksepterte bud fra forbrukere som ønsker å selge sin fleksibilitet. Aggregatoren må spesifisere tidsrom, aktiveringstid, størrelse på lastreduksjonen og forbrukerkompensasjon. Aggregatoren kan også ha sikret seg opsjoner på forbrukerfleksibilitet om han er rimelig sikker på at prisen i ID vil bli høy. Fordi responstiden er veldig kort ved salg av aFRR og mFRR, må aggregatoren overbevise forbrukerne om å godta bud på kort varsel, trolig med en høyere pris. Dette vil aggregatoren slippe unna i ID fordi han flere valgmuligheter til sikring av forbrukerfleksibilitet. Dette kan resultere i at innkjøp til ID blir lavere enn aktiveringsmarkedet.

5.2.1 Avgifter for deltakelse i ID

Om tilgang til kun Nord Pool ID, er den faste avgiften på 10 800 €, etterfulgt av en variabel avgift på 0,11 €/MWh (Nord Pool 2018). Om deltakelsesavgiften allerede er betalt for både ID og DA blir aggregatoren kun skyldig for variabel avgift (Nord Pool 2018). I tillegg kommer en *Settlement fee* og *Gross volume fee* på henholdsvis 0,006 og 0,0035 €/MWh.

5.3 Kostnader ved lastaggregering

Kostnadene avgjør hvilke priser en aggregator vil by til. Faste og variable kostander utgjør totale kostnader. En deltakelsesavgift for å delta i ID vil påløpe. Marginalkostnadene er betegnet ved kostnaden av å produsere én ekstra enhet fleksibilitet i henholdsvis mFRR og aFRR. Marginalkostnaden består av kapitalkostnader og variable kostnader og avgjør når aggregatoren er villig til å by (Hsu 1997; Ottesen 2017). Antar en kortsiktig tidshorison, slik at det er de variable kostnadene som blir avgjørende. På lang sikt må FK dekkes, som gjør at man tar hensyn til investeringskostnader

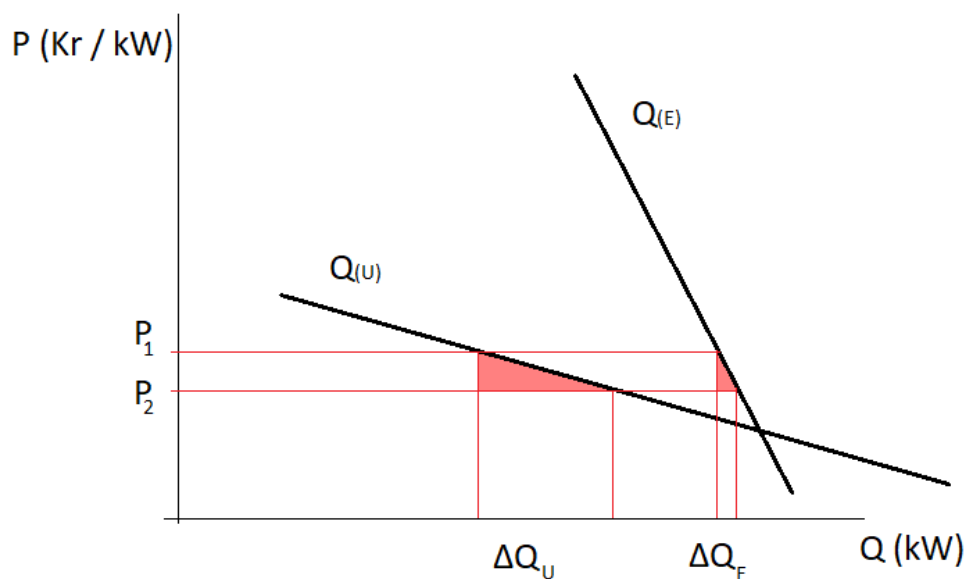
5.3.1 Variable kostnader

Kostnader som endres med aktivitetsnivået er innkjøpskostnad (kompensasjon til forbrukere), avgift og en alternativkostnad på kvantum ved at han kan by den inn i mer profitable markeder. Alternativkostnaden vil optimalt være null, variabel avgift er på 0,11 €/MWh. Forbrukerkompensasjonen aggregatoren må kompensere marginalnyten av forbruket han kjøper. Fordi han vil operere i en eksisterende last, vil en lastjustering ta utgangspunkt i likevekten, gitt ved Q_* . Punktpris elasticiteten fra likevektspunktet (Pindyck et al. 2013):

$$\omega_n(Q^*, P^*) = -\frac{\Delta Q^*(P^*)}{\Delta P} \times \frac{P^*}{Q^*}$$

Der ω betegner punktelastisiteten. Dermed kan etterspurt mengde Q endres mot en økonomisk kompensasjon. En * betegner at endringen i forbrukslasten hender fra et likevektspunkt, som gjenspeiler en situasjon der fleksibilitet må kjøpes etter klarering i kraftmarkedene. Størrelsen på (optimale) kompensasjonen. Da han er avhengig av forbrukerens marginalnytte av forbruket, som gjør at aggregatoren vil sikte på å ta ut laster som ikke merkes. AMS gir mulighet til å utrede finoppløst kundenes betalingsvillighet for forbruk.

Som nevnt i kapittel 4.1.7, burde aggregatoren prøve å øke forbrukerens prisbevissthet slik at forbrukerne hans reagerer mest mulig på en økonomisk ytelse. Dette tilsier at ω blir så lav som mulig fordi samme prisendring gir større utslag på etterspørselen (se figur 13). Studier har vist at smarte strømmålere, strømvavtaler som vektlegger muligheten lastendring og sanntidsprising kan få gjøre forbrukere mer prisbevisste og øke priselastisiteten fra -0,2 og -0,5 til nærmere -1 (Bye & Strøm 2008; Kipping & Trømborg 2016; Vennemo et al. 2017; Øyan 2010). Dette gjør at forbrukerens verdisetting av eget forbruk blir mer følsomt (etterspørselskurven blir flatere), og mer mottakelig for å endre sin last mot en økonomisk godtgjørelse.



Figur 13: Økt elastisitet gjør etterspørselen mer følsom. For samme prisendring oppnås en større lastreduksjon.

5.3.2 Faste kostnader

Investeringer som må gjøres inkluderer IKT-utstyr som tillater automatisk aktivering av balanseressurser ved aksept av bud, telemetri for utveksling av data og overvåking av last (Fisher et al. 2017). Administrasjon, representeres som en fast prosentsats av investert kapital. Avskrivninger på dette utstyret utgjør verdiforringelsen på kapitalen som aggregatoren har gått

inn i forbrukerfleksibilitets-prosjektet med. Det er også faste avgifter ved å delta i ID (se avsnitt 5.2.1).

5.4 Salgsinntekter

Når aggregatoren har sikret seg forbrukslaster, må han vurdere om de skal bys inn i enten reservemarkedet eller ID. Vurderingen baseres forventet høyest inntekt, tatt i betraktning markedssituasjonen som endrer seg kontinuerlig

5.4.1 Intraday

I ID vil han kunne selge det som en ordinær kraftleveranse. Hvorvidt han er interessert i det avhenger av om prisene i DA. Prisdifferanser mellom DA og ID kan gjøre det relevant for tradisjonelle kraftverk å bruke aggregert forbrukerfleksibilitet til å optimere oppgjøres fra DA.

5.4.2 Reservemarked

I reservemarkedet tilbys lastregulering til DSOer og TSO. Aktiveringsmarkedet klareres basert på merit-order. Aggregatoren kan gi opp-regulerende bud (som betyr en lastreduksjon). Kun bud som aktiveres av DSO eller TSO gir en betaling til aggregatoren.

5.5 Konkurransen mellom aggregatorer

Slik det ser ut nå, er det ingen hindre for at flere aggregatorer etableres seg innenfor en samme område. De vil dermed konkurrere om de samme forbrukerne, og gunstige områder vil bli etterspurt som kan drive opp prisen på fleksibilitet i området. Dette er i tråd med regelverk, der det spesifiseres at markedsverdien av fleksibiliteten skal gjenspeiles i prisene (jf. 5.3.1).

Det er ingenting i veien for at flere aggregatorer skal kunne etablere seg i samme område som eksisterende aggregatorer. Dette gjør at kompensasjonsmodellene blir viktige ledd i rekrutteringen av forbrukere. En transparent kompensasjonsmodell kan bidra til mer gjennomsiktede prosedyrer og større utgifter til kompensasjon (Bjerkan et al. 2016).

6 Strategier og budmønstre i aktiverings- og intradagmarkedet

Dette kapitlet bruker etablert teori til å utrede strategier for aggregering av forbrukerfleksibilitet fra husholdninger og omsette det i aktiverings- og intradaymarkedet.

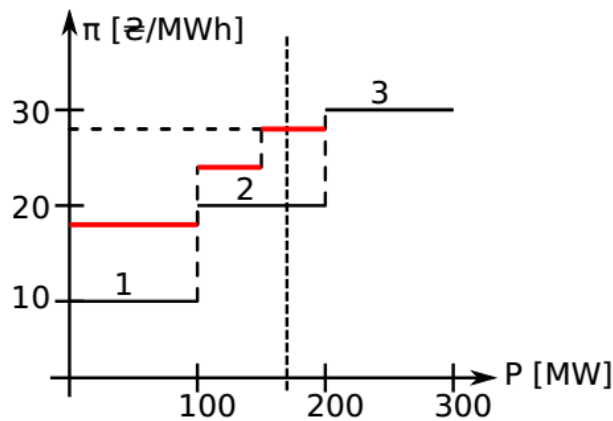
6.1 Aggregering av forbrukerfleksibilitet

6.1.1 Lokal styring av PV-ressurser

Situasjonen fra 6.1.2 er overførbart til PV, særlig om det dannes flaskehals som følge av et overskuddsområde. Situasjonen blir mer aktuell på lokalt nivå fordi det er tvilsomt at kommersielle PV-kraftverk er økonomisk drivverdige i Norge. Om adaptionsraten av PV øker veldig i anstrengte områder, kan det skape flaskehals ved at alle med PV vil selge elektrisitet samtidig. Aggregatoren vil dermed kunne nedregulere husholdningene om det truer driftssituasjonen for DSOen.

6.1.2 Utnytte marginalprising med høyere budpris

Fordi aggregatoren har tilgang på presis og omfattende brukerdata via AMS, kan han si noe om kommende anstrengte situasjoner. Prisen for mFRR og aFRR settes etter marginalprinsippet, som gjør at han i noen områder kunne påvirke prisnivået. Dermed legge inn bud som er prissatt høyere enn de faktiske marginalkostnader, for å samle inn en større inntekt i markedene enn han egentlig burde hatt (Jensen 2018). Om aggregatoren har tilstrekkelig elastisk etterspørsel hos forbrukerne vil han egentlig ha en veldig lav marginalkostnad. Dette gjør at han kan tåle veldig lave priser og likevel ønske å by fleksibilitet. Om budene han legger inn utkonkurrerer etablerte kilder til mFRR og aFRR, vil han på lang sikt kunne konkurrere andre aktører ut av markedet. Ved å legge inn bud med høyere pris enn han egentlig ville basert på marginalkostnaden, vil han kunne øke marginalprisen, som alle aksepterte bud betaler. Om man følger teori fra en Bertrand-oligopol, vil han by rett under marginalkostnadene til konkurrentene. Dette sikrer han høyest mulig marginalpris, uten at han risikerer å ikke få aksept på sin fleksibilitet.



Figur 14: Både produsentene 1 og 2 øker prisen på budene sine. Kilde:(Jensen 2018).

Om aggregatoren er i en situasjon der han ikke kan selge til marginalprising, eksempelvis om han byr i ID endrer bildet seg. Ved å by i ID vil han være med i kontinuerlig budgivning og risikerer at han noen kan by under han, hvor han går glipp av hele salget. Dermed vil konsekvensene av å by strategisk være store ved at han kanskje overestimerer konkurrerende marginalkostnader.

6.1.3 Bruk av forbrukerfleksibilitet til å flate ut prisvariasjoner i DA

Tradisjonelle reserver med aFRR og mFRR til rampingtimer kan erstattes av rimeligere forbrukerfleksibilitet. Eksempelvis kan aggregatoren selge oppregulering ved å redusere forbruk i rampingtimer eller flytte lastene til forbrukerne fra rampingtimene slik at topplasten i nettet reduseres. Ved å holde forbruket nede i timer hvor nettkapasiteten kan være anstrengt, kan DSO være villig til å betale for å redusere risikoen for utfall, og dermed spare KILE-kostnader.

6.1.4 Forbrukerfleksibilitet for å øke eksportvolum

I områder som ligger mellom eksportkabler og flaskehals, kan det bli fordelaktig å redusere forbruket om det frigjør kapasitet som kan eksporteres. Dette verdsetter fleksibiliteten høyt, fordi kapasiteten eksporteres fra et lav-prisområde til et høy-prisområde. Fordi ramping behøves hver dag, kan denne adferden bli en langsiktig kontantstrøm. I tillegg burde de tekniske og planleggingsmessige utfordringene være små fordi konseptet er enkelt som krever mindre planlegging og optimering samt at det krever lite utstyr. ID trolig viktigere for alle markedsaktører for å balansere porteføljer i fremtiden (Hentschel et al. 2018).

6.1.5 Lastflytting som alternativ til nett

Om aggregator-virksomhet etableres i Norge, vil mange av investeringene i infrastruktur, IT-utstyr, programvare, ekspertise og integrering mot kraftmarkedene allerede være på plass, slik

at en aggregator med både krafttilbud og -etterspørsel til energibalansering kan erstatte kostbare nettinvesteringer. Dette kan bli særlig relevante i områder som opplever lav eller ingen befolkningsvekst, fordi det er vanskeligere å forsvare nettutvikling i områder med lav brukstid på investeringene fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Samfunnet er tjent ved dette ved at slike områder er uten lokal energiproduksjon og aktiv styring er eneste balansetilbud. Store andeler radielt nett fører til høye kostnader til nettutbygging. Områder i nordlige fylker med lokal vindkraft kan bli relevante (Baldursson et al. 2011). Konseptet er velkjent, men ikke utbredt. Aggregatoren nærmer seg samme funksjon som en VPP. Om DSOen eier batterier kan det oppstå problemer ved at det er aktiv deltakelse i konkurranseutsatte næringer (Bjørndalen et al. 2018). Aggregatorens inntekter vil bestå av differanser i kraftpriser og kompensasjon fra DSO for at de 1) ikke får økte KILE-kostnader og 2) sparer utgifter til nettinvesteringer.

Kostnadene er gitt av investeringskostnader til infrastrukturen. Variable kostnader vil være lave fordi investeringen i batteri-teknologi skjer som et alternativ til å nedregulere forbruk. Om batterier faller utenfor budsjettbegrensninger, vil lastreduksjon være eneste alternativ. Dette øker utgifter til forbrukerkompensasjon, men kan rettferdiggjøres om en investeringsintensiv løsning ville unngås (siden det i utgangspunktet ikke var lønnsomt med nettutvidelse).

6.2 Intraday

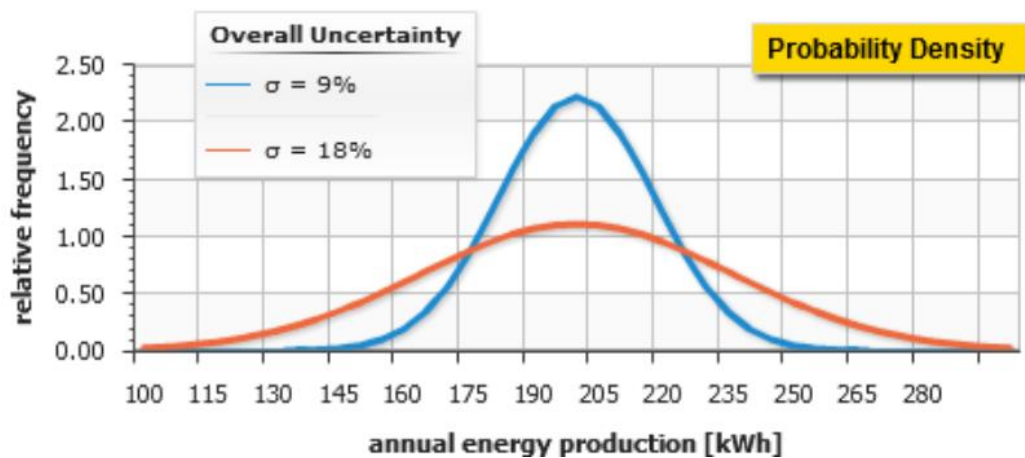
6.2.1 Utnytte prisforskjeller i DA

En lav kostnad til fleksibilitetskjøp vil gjøre at bud kan bli lavt priset. Om kraftleveransen har en lav marginalkostnad, betyr det at han har god profittmargin ved salg i ID. Om fortjenesten i DA er lavere enn prisen i ID, vil kraftprodusenter kunne være tjent ved å kjøpe seg ut av inngåtte avtaler i DA ved å kjøpe kraft på ID til en lavere pris. Alternativt kan produsenter ikke klare å oppfylle sine forpliktelser til levert energi, kan de eventuelt kjøpe forskjellen av aggregatoren.

6.2.2 Synergier med vindkraft

Forbrukerfleksibiliteten vil kunne brukes til å balansere uforutsigbar energiproduksjon fra vindkraftproduksjon. På denne måten kan aggregatoren ta betalt for å utnytte prisvolatilitet. Aggregatoren kan ha stort potensiale ved at kraftproduksjon fra en vindturbin er kubisk med vindhastighet. Det vil dermed være veldig lønnsomt for en vindkraftprodusent å satse ved høye vindprognoser, og dekke eventuelle feilprognoser med en lastreduksjon (Delikaraoglou et al. 2015). Samtidig vil risikomomenter knyttet til salgspris for kraften reduseres, som fjerner risiko knyttet til drift av vindkraftanlegget (Garnier & Madlener 2014). Om lønnsomheten forbedres

og risikoen reduseres, vil aggregatoren kunne bidra med lavere lånerente fordi gjennomsnittlig produksjonsintervall og kapasitetsfaktoren øker (Gravdahl 2017) (se Figur 15).



Figur 15: Usikkerhet i årlig produksjon fører til at intervallet for produksjonsestimat reduseres kraftig.

Kilde: Gravdahl (2017).

6.2.3 Forbrukerfleksibilitet og elbiler

Om en vesentlig del av brukermassen disponerer elbiler, kan dette bli en allsidig fleksibilitetsressurs. God lagringsevne og avansert elektronikk i elbiler kan bidra til at investeringsbehovet reduseres for denne typen fleksibilitet. Elektrisitet kan lagres lenge uten å tapes og omsettes som en kraftleveranse både i ID og aktiveringsmarkedet. Dette kan kreve utstyr lik plusskunder, blant annet utstyr til avlesning og rapportering av ut- og innmating. Slitasje på batteriet må bli tatt hensyn til i kostnadsestimeringen fra budene. Fordi elbilen i seg selv er kostbar, og fleksibiliteten er av høy kvalitet, kan det argumenteres for at aggregatoren kan ha høy inntekt fra prisforskjeller i DA og ID, og gi betydelige fleksibilitetsressurser inn i lokalnettet (Henden et al. 2017).

6.3 Ekstern laststyrer

Aggregatoren kan stille som en ekstern laststyring for å minimere en forbrukers kostnader ved høye kraftpriser. Dette kan bli ekstra attraktivt om med effekt-tariffer, der forbrukere blir varslet om kostnaden av kraftforbruket deres nærmer seg deres reservasjonspris. Dette omsetter ikke en fleksibilitetsressurs, men det kan være en mulig inntektkilde fra en aktør som allerede kjenner lokale nettforhold, har nødvendig teknologi, IKT-infrastruktur og en plattform for toveis kommunikasjon mellom forbruker og kommersiell plattform, eksempelvis Elhub (Energ Norge 2019). Om aggregatoren integreres i slik laststyring, kan det argumenteres for at aggregatoren forbedrer effekt-tariff-ordningen, slik at en lastregulering oppstår der aggregatoren kanskje ikke fant det økonomisk drivverdig å etablere BSPer med

balansetjenester. Effekttariffer som dermed får bedre virkning oppnår samme tjeneste for kraftsystem.

6.4 Forbrukerkompensasjon

Prisen aggregatoren gir gjenspeiler ikke marginalnyttan han har av fleksibiliteten. Om aggregatoren har sikret seg opsjoner på forbrukerfleksibilitet, kan dette brukes som en sikkerhetsmargin for at produsenter med høy usikkerhet kan satse. Vanligvis vil store sprik i DA bud gi en straff ved at ubalansen må kjøpes av ID eller regulerkraftmarkeder. Om aggregatoren allerede har sikret seg rimelige opsjoner på forbrukerfleksibilitet kan det tømme markedet for fleksibilitet eller incentivere til overdrevent tilbud, fordi kostnaden av å ta feil er kraftig redusert.

6.5 Problematisering av DSO-TSO-forholdet

Som påpekt i Jenssen et al (2019) og Statnett (2018c) er det ment at Statnett skal være en nøytral systemoperatør av konkurransehensyn. Med en mer aktiv DSO og aggregator, åpnes det for strategisk budgivning. Cadre et al. (2019) gir DSOen et fortrinn fordi uregulerbar energiproduksjon er koblet til DSO-nettet som tilbyr rimelig regulering ved aggregering av fleksibilitetsressurser. TSOen vil få en større rolle i fleksibilitetsområde om DSOen er mindre i utstrekning. Dette vil påvirke aggregatorens makt i budgivningen, fordi TSOen har tilgang til kostbare balanseressurser. Dermed kan aggregatoren ta bedre betalt ved en svakere DSO og TSO (Migliavacca et al. 2018; Minniti et al. 2018).

7 Regulatoriske tiltak

7.1 Årsak til regulering

Om en aktør kommer i en markedsmessig maktposisjon og utøver markedsmakten slik at det går ut over markedet samlede effektivitet, taler dette for at regulering fra enten markedsoperatøren eller myndigheter burde vurderes (Decker 2015). Fordi kraftmarkedene i Norge er tett knyttet mot utenlandske markeder, er det viktig at markedet tar vare på enkeltaktørens konkurranseevne ved å undertrykke markedsmanipulasjon. Typisk vil markedsmanipulasjon skje ved at en tilbyder forhindrer konkurranse i markedet eller ved at produsenter finner måter å overføre konsumentoverskudd til produsentoverskudd. Uansett om det går ut over produsenter eller konsumenter, kan adferd virke negativt markedsplassen og samfunnet. Kostnadsineffektiv drift eller underinvesteringer i markedet er konsekvenser som gjør at myndigheter bør vurdere å sette rammer på adferden til markedsaktørene. Fordi elektrisitet er en grunnleggende del av dagens samfunn, er det viktig at konsumenter vernes fra maktutøvelse i kraftmarkedene. Markeder med veldig uelastisk etterspørsel er utsatt for markedsmanipulasjon fordi små volum kan få store utslag i likevektsprisen. Derfor har fleksibilitetsbørsene i California og PJM en maksimalpris på salgstilbud ved fare for at markedet ikke klarerer grunnet for lav innmelding av produksjon (Subramaniam 2014). Pristaket kan settes på enten alle bud eller som et tillegg på høyeste klarerte bud før aktivering av systemtjenester for å øke tilbudet.

7.2 Markedsmanipulasjon og energisystem

Alle aktører som driver en markedsplasse for kraft, må overvåke egen plattform for å avdekke markedsmanipulasjon (Bjørndalen et al. 2017). Markedsmanipulasjon forhindres ved hovedsakelig tre faktorer på NODES' plattform (NODES 2018). Først, NODES er kun det åpne markedet som deltakere kan delta i tillegg til de andre kraftmarkedene. Om kjøpere på NODES føler seg utnyttet kan de fritt gå tilbake til aktiverings- eller kraftmarkeder. For det andre, vil informasjon publiseres slik at markedsplassen kan ansees som transparent. Dette gjør at all markedsmanipulasjon kommer til syne. Potensialet for strategisk budgivning reduseres om NODES bruker pay-as-bid fordi aggregatoren har større risiko for å ikke få matchet sine tilbud.

7.3 Strukturelle problemer

Lønnsomhet for aggregatorvirksomhet kan påvirkes av rolleinndeling mellom BSP og BRP etter hvordan den fysiske kraftflyten de forårsaker fordeles. Fordi forårsaket kraftflyt brukes til å avgjøre det økonomiske oppgjøret mellom BRPene (Statnett 2018c), kan dette påvirke

lønnsomheten skal fordeles mellom ulike selskaper. Retningslinjer på forholdet mellom BRP og BSP, samt hvordan aggregatoren skal innlemmes i norske kraftmarkeder blir dermed veldig viktig. Ved at en aggregator for eksempel disponerer flere balansetilbydere og forårsaker endring på kraftflyt, men kan ha flere BRP, kan fordelingen av økonomisk ansvar mellom BRPene blir et konfliktmoment. Problemet forsterkes ved at de ulike BRPene kan være konkurrenter. Kun ved tillitt i markedsplattformen kan den tiltrekke seg tilstrekkelig likviditet i en industri som beveger seg fort.

Dette kan bli et problem om vertikalt-integrerte konsern kan sluse mest mulig lønnsomhet opp til de nettregulerte selskapene, og dermed og kostnader nedstrøms i konsernet. Dette gir nettselskapet høyere kostnadseffektivitet sammenliknet med sine konkurrenter og gjør at han kan bli tildelt en høyere inntektsramme ved å fremstå som mer driftsmessig kostnadseffektiv. Om aggregatorer opprettes som en del av slike konsern, vil markedsplassen NODES bli en viktig funksjon for å forhindre samfunnsøkonomisk ineffektiv flyt av fleksibilitetsressurser. Om budene omsettes på åpne markeder, vil den rimeligste ressursen benyttes, i stedet for det som vil samlet sett det beste for et konsern.

7.4 Kompensasjonsmodeller og muligheter for manipulasjon

I praksis vil det være problematisk å prissette forbrukerens marginalnytte av kraftforbruket sitt. Det er ikke utredet noen standard for fastsettelse av kompensasjon forbrukeren blir tildelt om han selger sin fleksibilitet til aggregatoren (unntaket utredet i kapittel 5.1.4.). Økonomisk teori for den optimale kompensasjonen er kjent, men dette vil kreve perfekt informasjon om forbrukerens preferanser og lokale nettforhold. Denne informasjonskløften gjør at DSOen står i sterk stilling til å utøve markedsmakt på grunn av kjennskap om lokale forhold. Det burde også tas stilling til grad av transparens til denne metodikken. Om aggregatoren må rapportere inn metodikk, avanseutregning og estimater på forbrukerens marginale betalingsvilje, kan dette gjøre fleksibilitetsomsettingen mer transparent og samkjørt. Hyppig endring av budpris på marginalkostnader, kan være et tegn på markedsmanipulasjon ved at variable forhold i markedet er utslagsgivende (Cervigni et al. 2013).

Standardkrav som maks- og minimumsantall timer aggregatoren kan kjøpe fra hver husholdning burde vurderes. Det er viktig at forbrukeren og aggregatoren har forutsigbare forhold i avtalen, slik at de kan reduserer hverandres strategiske spillerom. Avtaler som fastsetter hvilke energitjenester som kobles ut, når på døgnet, varslingstid, muligheter for reforhandling av avslåtte bud og hvor langt frem i tid avtalene kan strekkes kan bidra til at

opplevd ulempe ved lastregulering reduseres, noe som argumenterer for at aggregatoren får en lavere kostnad av å kjøpe fleksibiliteten.

Overvåkes av markedsoperatøren. Data fra ElHub.no kan brukes til å etterkorrigere. Hvem behandler data som går mellom forbrukeren og aggregatoren og hvordan behandles data etterpå?

8 Diskusjon

8.1 Bedriftsmodellen

Det er knyttet størst usikkerhet til bedriftsmodellen for aggregering av forbrukerfleksibilitet. Størst konsekvens får implementeringen av EU-direktiv ved at de nordiske TSOene kan innføre spilleregler som strider med denne studiens resultater. Det er fortsatt flere viktige endringer i kraftmarkedet som ikke er avgjort. Disse usikkerhetene har størst utslag der de påvirker organisering av marked og aktører. Reguleringen av balanseringstjenester i kraftnettet vil få store konsekvenser ved at det påvirker tilgjengelig balansevolumer, følgelig også priser og fysisk kraftflyt for resten av samfunnet.

8.1.1 Et mer effektivt kraftmarked kommer uansett

Fordi både DA, ID og regulerkraft kommer til å omsette kraft med kvarters-oppløsning, vil det allerede være en effektivisering av kraftmarkedet ved at budgiving enklere kan representere varierte driftsstuasjoner innen timer, som før var en fordel av ID og aktiveringsmarkedet. Det er dermed rimelig å anta at potensialet for aggregering av forbrukerfleksibilitet er noe redusert, fordi ubalanser vil kunne bli håndtert bedre enn i dag av både DA og ID. Om prisnivået på denne fleksibiliteten er lavere, kan det føre til at prisene på ID og reguleringsmarkedet går ned. Dette vil få ringvirkninger til DA-markedet ved at rebalansering av porteføljer blir enklere og rimeligere, og trolig øke omsatt volum på DA. Om driften av kraftmarkeder blir enklere og rimeligere på egenhånd, kan dette skade rekrutteringen av husholdninger til aggregator-programmer.

Fordi regulerkraftmarkedene omsetter fysiske leveranser sammen med kraftmarkedet, vil de ha stor innvirkning på hverandre. Når man beveger seg mot 2022, vil trolig andelen av kraft som kan omsettes som reguleringskraft trolig øke, som gir flatere og mer stabile priser. En felles markedsplattform som NODES vil kunne sørge for at samspillet mellom reguleringskraft og tradisjonelle kraftleveranser fordeles korrekt ved at markedsbarrierer og regulatoriske barrierer kan fjernes.

Forbrukerfleksibilitet som kilde til aFRR kan være teknisk begrenset av kravet til 5 minutters responstid. Nye krav til balanseprodukter, gjør at husholdninger må være parat til å fullt aktivere en ressurs i løpet av få minutter. Fordi forbrukerfleksibilitet vil kreve at en forbruker godkjenner å få sitt forbruk rasjonert, er det rimelig å anta at forbrukerne må ha tid på å tilrettelegge for reduksjonen, enten ved forberedelse, endring av sysler, eller bare planlegge dagen sin annerledes. Videre bør rammene for dette spesifiseres av systemoperatøren slik at de kjenner

forventet påvirkning i nettet. Med økt kontroll på egne reserver, høyere andel av vindkraft og økt elbil-adapsjon kan det dannes synergieffekter av å synkronisere disse enhetene. Til forskjell fra virtuelle kraftverk (VPP) er aggregatorløsningen trolig lønnsomt i mindre skala.

Konkurranse på aggregatorplattformen vil trolig komme forbrukerne til gode ved at de kan få bedre kompensasjonsavtaler. For det første kan det være at aggregatorene har ulik betalingsvilje for den samme fleksibiliteten, tilsier at kunden til slutt gis forhandlingsmakt. Det vil være viktig å tilrettelegge konkurranse blant aggregatorer først og fremst fordi det sikrer at markedsverdien til forbrukerfleksibilitet gjenspeiler nytten og gir korrekte prissignaler på utvikling av plattformen.

8.1.2 Potensialet trolig stort andre steder enn husholdninger

Ved å utelukkende se på husholdninger som eneste forbrukergruppe, lønnsomheten i caset blir sterkt begrenset. Andre fleksibilitetskilder enn husholdninger er høyst relevante fordi prisen på elektrisitet kan bli en stor utgift. Offentlige og næringsbygg er kanskje bedre ressurser i første omgang fordi de har høyt forbruk, gjerne har en viss grad av fjernstyring allerede og krever store samtidige laster i rampingtimer. Kraftkrevende industri trekkes frem som et stort økonomisk potensial i Tennbakk et al. (2018a) og Kringstad et al. (2018) på grunn av høye forbruk og termisk/kjemisk treghet i industriprosesser.

8.2 Strategier

Det er drøftet noen scenarier med strategisk adferd som kan endre påvirkningen aggregatoren har på kraftsystemet over det man vil forvente. Overvåking av kraftmarkedene vil være viktig for å oppdage forsøk på markedsmanipulasjon og strategisk adferd som skader markedets allokering av budkvantum og økonomiske oppgjør. Særlig spilleregler, integrering av markeds plasser og fremtidig energisystem kan påvirke muligheter for å by inn strategisk. Fordi regulerkraftmarkeder og ID-markeder har vært aktive lenge, eksisterer det allerede rutiner for markedsovervåking. Etablert markedsovervåking er godt rustet til å analysere effekter av budallokering, samtidig aktivitet i flere markeder og pengestrøm. Aggregatoradferd som kan bli aktuelt å se nærmere på heller knyttet til nye aspekter ved ordningen som baseline, forbrukerkompensasjonsmodeller, ansvarsallokering og eierskap.

8.3 Aggregering satt opp mot dagens løsninger

Kommende effekttariffer er sterkt forenklet og ineffektive. De er designet for å prise topplasten hos forbrukeren, ikke topplasten i nettet. Effekttariffene er i tillegg dimensjonert for flaskehalsen på den kaldeste dagen i året, ikke nødvendigvis når det er individuelt størst behov

for kraftoverføring. Fordi aggregatoren vil kunne identifisere og nedregulere lasten til de forbrukerne som er minst tjent med forbruket sitt, kan aggregator-ordninger argumenteres å være bedre løsning på flaskehalsen i nettet enn tariff-ordningen.

KILE-ordningen er en god stimulering til korrekte nett-investeringer basert på økonomiske prinsipper, men det klarer ikke å utløse investeringer for små forbedringer. Dette skyldes at nettinvesteringer er dyre, så det må store gevinster til for DSOen for at det skal lønne seg. Forbrukerfleksibilitet er derimot veldig skalerbar i kvantum og kan bli kostnadseffektiv i forhold til tradisjonelle måter å håndtere flaskehalsen og systemkvalitet på. Ved å overføre økonomiske gevinster tilbake til forbrukerne i stedet for å straffe de med et høyt forbruk, vil forbrukerfleksibilitet bli et verktøy som allokere økonomiske gevinster og byrder på en bedre måte. Når kraftmarkedet i Norge kobles tettere opp mot europeiske land, kan forbrukerfleksibilitet gjøre at norsk vannkraft får en høyere verdi, fordi fleksibilitet fra vannkraftverk kommer frem i markedet fra andre kilder. Dermed spares magasin vann til å utnytte prisforskjeller mot europeiske kraftmarkeder med høyere andeler uregulerbar energiproduksjon.

Uregulerbar energiproduksjon kan forbedre av forbrukerfleksibilitet ved at energisystemer tilføres handlingsrom og fleksibilitet i prognoser og dermed fjerner risiko. Det er særlig for lokale flaskehalsen knyttet til nærheten som kan få utslag for dette. Marginalprising trenger ikke være lett å utnytte for aggregatoren. Fordi prisene er basert på budområder, deler aggregatoren budprosessen med flere andre over et stort geografisk område.

8.4 Forbrukerfleksibilitet i Norge

Forbrukerfleksibilitet kan bli en rimelig kilde til fleksibilitet og slik bli en viktig del av morgendagens kraftsystem. På grunn av lave kraftpriser, høy andel initiell fleksibilitet i magasin kraft, AMS-teknologi, høy andel termiske energitjenester og høy elbil-tetthet, er Norge et land som kan tilby rimelig forbrukerfleksibilitet. Særlig er det lave fleksibilitetskostnader, plassering på lokalt nivå og teknologisk modenhet som gjør forbrukerfleksibilitet konkurransesterk. Markedsplansen NODES kan dermed avdekke tidligere uant fleksibilitet i kraftmarkedet.

8.5 Problemer med baseline-metodikk

Robuste avregningsmetoder er viktige for å kontrollere at han faktisk betaler for en lastreduksjon. Eksempelvis kan en husholdning hevde at de skulle ha et effektforbruk på 3 kW når de egentlig bruker 1,5 kW. De kan dermed få betalt en lastreduksjon på 1,5 kW uten å ha

hatt en reell reduksjon ved å inflatere eget residualforbruk. Om forbrukeren kan påvirke baselinen han avregnes mot, kan han overdrive den residuale lasten han mottar en betaling for og dermed motta betaling for en større lastreduksjon enn han har utgjort. Dette vil få ringvirkninger oppstrøms i kraftsystemet at rapporteringen fra aggregatoren/BSP ved at de ikke kan lokalisere ubalanser. AMS-data og fjernstyring av energibruket kan bidra til å sikre at balanseavregningen blir korrekt.

Til beregning av baseline vil AMS-data bli essensielle ved at de overvåker datagrunnlaget. En lang tidsserie ville gi et godt utgangspunkt til å beregne baselinen og hjelpe en aggregator med å finne de individuelle forbrukerne som har mest sannsynlige å ønske å selge sin fleksibilitet basert på å se 1) hvem som bruker strøm til hvilke tidspunkter og målrette bud mot de det er mest hensiktsmessig å regulere og 2) kjenne igjen trender og adferd hos individuelle forbrukere som later til å være følsomme for høye strømpriser. I siste tilfelle vil dette indikere at det potensielt vil lønne seg å tilby disse forbrukerfleksibilitetskontrakter først. Det kan oppstå problemer knyttet til håndtering av personlig informasjon i disse tilfellene fordi det er sensitiv informasjon. På en annen side er kan det anonymiseres, og brukes av DSOen til å identifisere fleksibilitetsgrunnlaget som en aggregator kan omsette. Den norske AMS-databasen Elhub forenkler databehandling mellom forbruker og system-aktører.

8.6 Strategisk adferd

Ved å utsette aggregeringen av forbrukerfleksibilitet for konkurranse, kan forbrukere vernes fra å bli underbetalt av aggregatorer. Det vil bli opp til regulatoriske myndigheter å veie opp aggregatorens behov for å benytte rimelige fleksibilitetskilder og fri flyt av forbrukermassen til den aggregatoren som gir best pris. Bindingstid, offentlige modellstrukturer eller regulering av inntekter kan bli aktuelle om det gjør fleksibilitetsproduktene mer likvide.

Forbrukerfleksibilitet som en last-regulerende ordning må sees opp mot varige investeringer i nett og produksjonskapasitet. Det eksisterer markeds- og reguleringsmekanismer som forbrukerfleksibilitet konkurrerer mot, eksempelvis node-prising/lokal-spesifikke marginalprising, integrering av land og energisparende tiltak. Innfasing av forbrukerfleksibilitet må derfor vurderes opp mot et langsiktig behov, drevet av befolkningsvekst, ekspansjonsplaner for nett, lokale energiresurser, forbruksmønstre hos husholdninger, industri og næring og avkarbonisering av energisektoren. For at fleksibilitet skal representeres ved korrekt verdi, er det viktig at det introduseres i alle markeder (CER 2017). Dermed må fleksibilitet fra forbrukere fremmes i markedene og barrierer unngås slik at fleksibilitetsprisen representerer nytteverdien

8.7 Usikkerhet og begrensninger

Litteraturhenting har vært krevende av flere hensyn. For det første er konseptet så nytt at lite er avgjort fra hovedaktørene NVE, ENTSO-E og Statnett. Over hele Norden jobber TSOene og lokale myndigheter for å tolke og utforme regelverk, parallelt med pilot-prosjekter. Dette gjør oppgaven vanskelig å angripe da mange regler ikke er utredet, publisert eller vurdert fra regulatoriske og spissfaglige hold. Regelverk og publiseringer har dukket opp underveis mens oppgaven har pågått og ført til nye vurderinger. Regelverk som er ugitt av EU trenger ikke absolutt, fordi ENTSO-E er har stor autoritet på å forme og implementere regelverk fra EU. Det er kvaliteter ved aggregator-løsningen som ikke fanges opp på dette litteraturstudiet. Spenningskvalitet, responstid, og aksepttid på bud vil være vanskelige å drøfte før piloter tar en praktisk tilnærming til dette.

8.8 Videre arbeid

Videre arbeid bør starte med en oppdatering på det nyeste regulatoriske landskapet. Videre burde verdien av forbrukerfleksibilitet i reguleringsmarkedene utredes, først og fremst en pålitelig beregning av kraftprisens etterspørselastisiteter. De første lange måleseriene på AMS-data kommer snart inn og dermed åpnes det for å se på prisrespons og begynne å gjøre mer arbeid på hva som vil være en optimal baseline for forbrukerfleksibilitet og dermed jobbe på empiriske studier av pris-respons med hjelp av maskinlæring. Maskinlæringsalgoritmer kan med fordel brukes til trendgjenkjenning for å finne individuelle husstander som kan være de mest prisfølsomme og best egnet som piloter for forbrukerfleksibilitet.

Arbeidet jeg har utført med denne oppgaven har vært veldig krevende og lærerikt. Kraftmarkedene endret seg flere ganger underveis i skriveprosessen, og det har tidvis dermed vært vanskelig å finne gode kilder, tolkninger og fagpersoner å referere til. Oppgaven har fylt kunnskapshullet mellom prinsipper som burde bli førende for å sette vurdere betalingsvilje som grunnlag for forbrukerfleksibilitet i kraftnettdimensjonering, samt vurdere hvordan dette kan utnyttes av aggregatoren.

9 Konklusjon

Det er enda stor usikkerhet knyttet til hvordan kraftmarkedet kommer til å utvikle seg frem til 2022. Dette litteraturstudiet har bidratt til å samle teori som forklarer forbrukerfleksibilitet og rammene for det nye reguleringsmarkedet som trer i kraft innen 2022. Det er særlig aktiveringsmarkedene som utarbeides i prosjektene MARI og PICASSO som vil være lovende for aggregering av forbrukerfleksibilitet fra husholdninger. Kvarters-oppløsning på alle kraftmarkeder, kostnadseffektivitet og regulatorisk tilrettelegging for aggregering av forbrukerfleksibilitet, vil være de viktigste elementene i å sørge for at strategier for aggregering bidrar til et mer effektivt kraftmarked.

I intraday er det spesielt prisvolatilitet knyttet mot DA som kan bli lovende. Synergier med andre energiteknologier som vind- og solkraft kan bidra til økte inntekter for alle parter. Aktiveringsmarkedet er hovedsakelig drevet av flaskehalshåndtering og reduksjon av nettinvesteringer.

Det er særlig i spørsmål rundt eierskap, finansielt ansvar for ubalanser, baseline-regler og fastsetting av forbrukerkompensasjon som kan bli relevante momenter å se nærmere på for en regulatorisk myndighet som vil sikre effektiv drift av disse markedene.

10 Bibliografi

- 2015/1222, C. R. (2015). *COMMISSION REGULATION (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management*: Europakommisjonen. Tilgjengelig fra: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32015R1222#d1e351-24-1> (lest 08.05.2019).
- Aagaard, M. S. & Vennemo, H. (2018). Sensitivitetsanalyse for KILE Tilleggsundersøkelsen. Oslo: NVE. 2-22 s.
- ACER. (2019). *Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency*: ACER. 34-40 s.
- Baldursson, F. M., Bergland, O. & Hagem, C. (2011). Konsekvensene av at man trenger lenger tid på en ny overføringsforbindelse til Bergensområdet (BKK-området), Rapport fra Sjøkabelutredningen III. *Sjøkabelutredningen* Oslo: Olje- og energidepartementet. 25-30 s.
- Bjerkan, E., von Heyden, H., Landmark, V. F. & Roos, A. (2016). Fleksibilitet – fremtidig organisering av monopol og marked. 16-61 s.
- Bjørndal, E., Bjørndal, M. & Gribkovskaia, V. (2014). *A Nodal Pricing Model for the Nordic Electricity Market*. Bergen: NHH Norwegian School of Economics.
- Bjørndalen, J., Hagman, B., Hjelmeng, E. & Norheim, B. (2017). NEMOs – efficient competition and efficient market coupling. 1-25 s.
- Bjørndalen, J., Bjørnerud, T., Lie, A. Ø., Grote, D. & Steele, A. (2018). Batterier i distribusjonsnettet Konsulentrapport utarbeidet for NVE. Oslo. 23-25 s.
- Bogetoft, P. & Otto, L. (2011). *Benchmarking with DEA, SFA, and R*. New York: Springer
- Bye, T. & Strøm, S. (2008). Norsk kraft i hundre år – utvikling og økonomisk teori. *SAMFUNNSØKONOMEN*, 6 - 7: 41-49.
- Bye, T., Bjørndal, M., Doorman, G., Kjølle, G. & Riis, C. (2010). Flere og riktigere priser -Et mer effektivt kraftsystem. 5-54 s.
- Bøe, J. (2018, 18.10.2018). *VEIEN MOT ET EUROPEISK BALANSEMARKED*. Norges energidager 2018, Oslo: NVE. 2-34 s.
- Cadre, H. L., Mezghani, I. & Papavasiliou, A. (2019). A game-theoretic analysis of transmission-distribution system operator coordination. *European Journal of Operational Research*, 274 (1): 317–339.
- CEER. (2017). *European Energy Regulators' White Paper # 3 Facilitating flexibility Relevant to European Commission's Clean Energy Proposals 22 May 2017*: CEER. 1-7 s.
- Cervigni, G., Comisso, A. & Perekhodstev, D. (2013). Generation capacity adequacy. I: *The economics of electricity markets*, s. 66-85. Cheltenham, UK: Edward Elgar Publishing Limited.
- Cervigni, G. & Ranco, P. (2013). *The Economics of Electricity Markets*. Cheltenham, UK: Edward Elgar Publishing.
- COMMISSION REGULATION 2017/2195. (2017). *COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing*. Brussel.
- Council Proposal 2016/0379. (2017). *Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the internal market for electricity 2016/0379 (COD)* Europakommisjonen.
- Decker, C. (2015). *Modern economic regulation An Introduction to Theory and Practice*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Delikaraoglou, S., Papakonstantinou, A., Ordoudis, C. & Pinson, P. (2015, Mai 2015). *Price-Maker Wind Power Producer Participating in a Joint Day-Ahead and Real-Time Market*. In Proceedings of 12th IEEE International Conference European Energy Market 2015 IEEE, Lisboa: ResearchGate.
- Directive 2016/0380(COD). (2017). *DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on common rules for the internal market in electricity 2016/0380(COD)*.

- Elhub. (2018). *Rollebeskrivelser*. Tilgjengelig fra: <https://elhub.no/aktorer-og-markedsstruktur/aktorenes-roller/rollebeskrivelser/#nettselskap> (lest 01.05.2019).
- Endr. i energilovforskriften. (2018). *Forskrift om endring i forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften)*: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/LTI/forskrift/2018-01-31-124> (lest 08.05.2019).
- EnergiNorge. (2016). *Fleksibilitet – Fremtidig organisering av monopol og marked* Et diskusjonsnotat om ulike modeller for integrasjon mellom fleksibilitetsmarkeder og aktører. 5-40 s.
- EnergiNorge. (2019). *Et moderne og digitalt kraftsystem*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/ny-teknologi-i-kraftsystemet/> (lest 12.05.2019).
- EnergiNorge. (u.å.-a). *Europeisk regelverk og konsekvenser for norsk regelverk*. Tilgjengelig fra: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/europeisk-regelverk/> (lest 11.05.2019).
- EnergiNorge. (u.å.-b). *Kraftmarkedet*. Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/> (lest 1.03.2019).
- EnergiNorge. (u.å.-c). *Nettstruktur og organisering*. Tilgjengelig fra: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/nettstruktur-og-organisering/>.
- EnergyPool. (u.å.). *Services for utilities and system operators*. Tilgjengelig fra: <https://www.energy-pool.eu/en/utilities/> (lest 13.04.2019).
- Faanes, H. (2014). Norges Tekniske Vitenskapsakademi. *Publikasjoner*. Tilgjengelig fra: <https://www.ntva.no/wp-content/uploads/2014/01/Kraftnett-faanes.pdf> (lest 1).
- Fingrid, Statnett, EnergiNet & Svenska kraftnät. (2019). *Short-term markets DISCUSSION PAPER: Statkraft*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/contentassets/fe92cdfec84a318b409a9e6b7221a7/tsos-discussion-paper---for-consultation.pdf> (lest 08.05.2019).
- Fisher, M., Apt, J. & Sowell, F. (2017). The economics of commercial demand response for spinning reserve. *Energy Systems* (1): 10-16.
- Forskrift om kontroll av nettvirksomhet. (1999). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff*. Tilgjengelig fra: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL_4-3#%C2%A79-1 (lest 21.04.2019).
- Forskrift om kraftomsetning og nettjenester. (1999). *Forskrift om måling, avregning, fakturering av nettjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv*. Lovdata: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-301/KAPITTEL_6#%C2%A76-9 (lest 23.03.2019).
- Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet. (2002). *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet*.
- Førsund, F. R. (2017). *Hydropower Economics*. International Series in Operations Research & Management Science. New York: Springer US.
- Garnier, E. & Madlener, R. (2014). Day-Ahead versus Intraday Valuation of Demand-Side Flexibility for Photovoltaic and Wind Power Systems,. *SSRN Electronic Journal*. Aachen, Tyskland. 2-38 s.
- Gravdahl, A. R. (2017, 03.11.2017). *Wind Energy Economy*. FORN300, Ås, Norge. 37 s.
- Green, R. (2005). Electricity and Markets. *Oxford Review of Economic Policy*, 21 (1): 67-87.
- Green, R. (2007). Nodal pricing of electricity: how much does it cost to get it wrong? *Journal of Regulatory Economics*, 31 (2): 125-147.
- Heien, M. H., Langset, T., Skjærven, E., Høstad, T. S., Syvertsen, S. C. & Varden, L. (2018). Høringsdokument nr 8-2018 Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet. NVEs hustrykkeri. 5-30 s.
- Henden, L., Ericson, T., Fidje, A., Fonnelløp, J. E., Isachsen, O., Skaansar, E. & Spilde, D. (2017). Batterier i bygg kan få betydning for det norske kraftsystemet. Oslo. 14-36 s.
- Hentschel, J., Tennbakk, B. & Thorsønn, S. B. (2018). Effects of a more Intraday-Driven Market. 5-40 s.

- Hogan, W. (2005). *ON AN "ENERGY ONLY" ELECTRICITY MARKET DESIGN FOR RESOURCE ADEQUACY*. Cambridge: Harvard University.
- Hsu, M. (1997). An introduction to the pricing of electric power transmission. *Utilities Policy*, 6 (3): 257-270.
- Hu, J., Harmsen, R., Crijns-Graus, W., Worrell, E. & van den Broek, M. (2018). Identifying barriers to large-scale integration of variable renewable electricity into the electricity market: A literature review of market design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81: 2181-2195.
- IEA. (2016). Re-powering Markets Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. Paris. 164-169 s.
- Jensen, T. V. (2018, 12.03.2019). *Electricity markets and game theory Lecture 6*. 31761 - Renewables in Electricity Markets, Lyngby. 2-41 s.
- Jenssen, Å., Fiksen, K., Tennbakk, B. & Wikum, M. (2017). Aggregatorrollen, fleksibilitetsmarkeder og forretningsmodeller i energisystemet. Oslo. 20-51 s.
- Jenssen, Å., Wikum, M., Fiksen, K., Hentschel, J. & Tennbakk, B. (2019). Bruk av reguleringsressurser i DSOenes nett – prissetting og incentiver, 2018-18. NVEs hustrykkeri. 5-52 s.
- Joskow, P. L. (2008). Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal*, 29 (12): 34-38.
- Kipping, A. & Trømborg, E. (2016). Modeling and disaggregating hourly electricity consumption in Norwegian dwellings based on smart meter data. *Energy and Buildings*, 118: 350-369.
- Kringstad, A., Holmefjord, V. & Aarstad, J. (2018). Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018–2040. Oslo: Statnett. 2-22 s.
- Landet, I., Eriksrud, A., Tennbakk, B. & Fiksen, K. (2017). RKOM: Evaluering av prøveordning med unntak i NO1. Oslo. 2-10 s.
- Marañón-Ledesma, H. L. & Tomasgard, A. (2019). *Long-Term Electricity Investments Accounting for Demand and Supply Side Flexibility*: Munich Personal RePEc Archive. Tilgjengelig fra: <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/92957/> (lest 27.03.2019).
- Migliavacca, G., Rossi, M., Gerard, H., Džamarija, M., Horsmanheimo, S., Madina, C., Kockar, I., Leclercq, G., Marroquin, M. & Svendsen, H. (2018). TSO-DSO coordination and market architectures for an integrated ancillary services acquisition: the view of the SmartNet project. 1-10 s.
- Minniti, S., Haque, N., Nguyen, P. & Pemen, G. (2018). Local Markets for Flexibility Trading: Key Stages and Enablers. *Energies*, 11 (11): 3074.
- Moe, A., Bernseter, K., Doorman, G. & Fosse, L. O. (2018, 08.06.2018). *Finere tidsoppløsning*. Webinar 08.06.2018, Oslo: Statnett. 2-13 s.
- NODES. (2018). *White paper A fully integrated market place for flexibility* NODES.
- Nord Pool. (2017). *NORD POOL Intraday Auctions*: Nord Pool. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/intraday/intraday-auction-opportunities-explained.pdf> (lest 14.05.2019).
- Nord Pool. (2018). *Fee Schedule Nordic/Baltic Market Nord Pool AS*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/rules-and-regulations/fee-schedule-nordic-and-baltic-valid-from-12-june-2018.pdf> (lest 05.05.2019).
- Nord Pool. (u.å.-a). *Day-ahead market* Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/> (lest 01.03.2019).
- Nord Pool. (u.å.-b). *Intraday Market*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/> (lest 28.04.2019).
- Nord Pool. (u.å.-c). *Price calculation* Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/> (lest 27.04.2019).
- NVE. (2015a). *Engrosmarkedet*: NVE. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/engrosmarkedet/> (lest 05.05.2019).
- NVE. (2015b). *KILE for husholdninger*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/aktuelle-prosjekter/kile-for-husholdninger/> (lest 25.04.2019).

- NVE. (2015c). *Ny teknologi og forbrukerfleksibilitet* NVE.no. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ny-teknologi-og-forbrukerfleksibilitet/>.
- NVE. (2015d). *Reguleringsmodellen*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/> (lest 12.04.2019).
- NVE. (2015e). *Utkoblbart forbruk* Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/utkoblbart-forbruk/> (lest 01.05.2019).
- NVE. (2018). *Tilsyn med markedsadferd og transparens i kraftmarkedet* Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/tilsyn-med-markedsadferd-og-transparens-i-kraftmarkedet/> (lest 08.05.2019).
- Ottesen, S. (2017). *Techno-economic models in Smart Grids Demand side flexibility optimization for bidding and scheduling problems*. Trondheim: NTNU, Department of Industrial Economics and Technology Management. 8, 149-160 s.
- Paterakis, N. G., Erdinc, O. & Catalão, J. (2017). An overview of Demand Response: Key-elements and international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69: 871-891,.
- Pindyck, R. S., Rubinfeld, D. L. & Synnestvedt, T. (2013). *Introduksjon til mikroøkonomi*. Edinburgh Pearson Education Limited.
- Pinson, P. (2018). *Intra-day and balancing markets*. DTU Electrical Engineering - Centre for Electric Power and Energy, Technical University of Denmark. 2-30 s.
- Ponds, K., Arefi, A., Sayigh, A. & Gerard, L. (2018). *Aggregator of Demand Response for Renewable Integration and Customer Engagement: Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats*. *Energies*, 11.
- REstore. (u.å.). *Who is REstore?* Tilgjengelig fra: <https://restore.energy/en/about-us/company/#> (lest 13.04.2019).
- Rudlang, B. E. & Tjeransen, C. (2014). *Effektiviteten i det europeiske kraftmarkedet: Et tiltak for å inkludere fleksibilitet fratermisk kraftproduksjon*. Trondheim: Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse.
- Rue, Ø. (2018). *Systemoperatørforum 2018*.
- Saboori, H., Mohammadi, M. & Taghe, R. (2011). *Virtual Power Plant (VPP), Definition, Concept, Components and Types*: IEEE. Tilgjengelig fra: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5749026&isnumber=5747667> (lest 07.05.2019).
- Statkraft. (u.å.). *Virtual power plant: Europe's biggest power plant is 100% renewable*. Tilgjengelig fra: <https://explained.statkraft.com/articles/2018/virtual-power-plant-europes-biggest-power-plant-is-100-renewable/> (lest 07.05.2019).
- Statnett. (2016). *Økonomiske hovedtall*. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/om-statnett/investorrelasjoner/okonomiske-hovedtall/> (lest 18.04.2019).
- Statnett. (2017). *Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2017-2021*. Tilgjengelig fra: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwjnxOqblpPiAhVFfZoKHc--AawQFjAAegQIBRAC&url=https%3A%2F%2Fwww.statnett.no%2Fcontentassets%2F4c9e014c155f4dd98949502d65c9e6bf%2Fsystemdrifts-ogmarkedsutviklingsplan2017-2021-statnett.pdf&usq=AOvVaw3XL0FD1NI3FznCLOvhOdru> (lest 11.05.2019).
- Statnett. (2018a). *aFRR - sekundærreserver* Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundærreserver/> (lest 11.05.2019).
- Statnett. (2018b). *Flytbasert markedskobling* Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/prosjekter-og-tiltak/flytbasert-markedskobling/> (lest 03.05.2019).
- Statnett. (2018c). *Roller i balansemarkedene og vilkår for aggregerte bud*. 9-60 s.
- Statnett. (2018d). *Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i sekundærreservemarkedet*. 6-9.
- Statnett. (2019). *Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i marked for FCR*.

- Stortinget. (2018). *Samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om innlemmelse i EØS-avtalen av rettsaktene som inngår i den tredje energimarkedspakken*. <https://www.stortinget.no>. Tilgjengelig fra: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=70034> (lest 12.04.2019).
- Subramaniam, T. N. (2014). *Market Power Mitigation in Electricity Markets. Can We Do Better in New York?* Tuscon, Arizona: Department of Economics, University of Arizona. Tilgjengelig fra: <http://www.u.arizona.edu/~tnsubram/img/paper.pdf> (lest 08.05.2019).
- Sweco, Ecofys, Tractebel Engineering & PwC. (2015). Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system Final report to The European Commission. 15-150 s.
- Sæle, H. (2018, 18.-19.10.2019). *Er forbrukeren interessert? hvordan kan forbrukerfleksibiliteten bli tatt i bruk?* Norges Energidager 2018, Oslo: SINTEF Energi AS. 2-15 s.
- Tennbakk, B., vennemo, H., Harsem, S. & Jenssen, Å. (2015). KILE for husholdninger. 5-40 s.
- Tennbakk, B., Harsem, S. & Fiksen, K. (2016). Teoretisk tilnærming til en markedsløsning for lokal fleksibilitet. NVE Hustrykkeri: NVE. 4-46 s.
- Tennbakk, B., Arnesen, K., Wikum, M. & Fiksen, K. (2018a). Evaluering av storskala laststyring. Oslo: Thema Consulting. 4, 18 s.
- Tennbakk, B., Gabrielsen, T. S., Hentschel, J., Wikum, M. & Jenssen, Å. (2018b). Sluttbrukermarkedsovervåkning for fremtidens kraftmarked. 2-51 s.
- Vennemo, H., Erlandsen, A., Grorud, C. & Skjelvik, J. (2017). Flexible demand for electricity and power: Barriers and opportunities. Oslo. 6-70 s.
- Vennemo, H., Grorud, C. & Skjelvik, J. M. (2018). Bidrag til en strategi for alternativer til nett. 6-41 s.
- Villar, J., Bessa, R. & Matos, M. (2018). Flexibility products and markets: Literature review. *Electric Power Systems Research*, 154: 329-340.
- Zancanella, P., Bertoldi, P. & Kiss, B. (2017). *Why is demand response not implemented in the EU? Status of demand response and recommendations to allow demand response to be fully integrated in energy markets*. 16.08.2017 utg.: ECEEE. Tilgjengelig fra: https://www.eceee.org/library/conference_proceedings/eceee_Summer_Studies/2017/2-policy-governance-design-implementation-and-evaluation-challenges/why-is-demand-response-not-implemented-in-the-eu-status-of-demand-response-and-recommendations-to-allow-demand-response-to-be-fully-integrated-in-energy-markets/2017/2-278-17_Zancanella.pdf/.
- Øyan, O. H. (2010). *Demand for Electric Power in Norway : Estimating price and substitution elasticities*. Oslo: University of Oslo, Department of Economics. 5-41 s.

Vedlegg

Vedlegg 1: tabell fra KILE-kostander slik de er gitt i Forskrift om kontroll av nettvirksomhet

<i>Kundegruppe</i>	<i>Kostnadsfunksjon for $k_{P,ref}$ ($t =$ avbruddsvarighet angitt i timer)</i>				
	< 1 min	≥ 1 min og < 1 timer	≥ 1 timer og < 4 timer	≥ 4 timer og < 8 timer	≥ 8 timer
Husholdning	$1,1+9,8*t$	$1,1+9,8*t$	$1,1+9,8*t$	$1,1+9,8*t$	$1,1+9,8*t$
Industri	34	$34+84,7 * t$	$118+82,3*(t-1)$	$365+55,6*(t-4)$	$588+36,5*(t-8)$
Handel og tjenester	16	$28 + 168,3*t$	$196+91,1*(t-1)$	$469+141,3 *(t-4)$	$1034+102,4*(t-8)$
Industri med el-drevne prosesser	$49+2,8*t$	$49+2,8*t$	$49+2,8*t$	$91+2,8*t$	$91+2,8*t$



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway