



UNIVERSITETET I AGDER

Forbrukerfleksibilitet: Et alternativ til nettinvesteringer?

En analyse av potensialet for forbrukerfleksibilitet for Agder Energi Nett

STIAN TVEITEN BARETTO

ØYSTEIN DYVIK EIDE

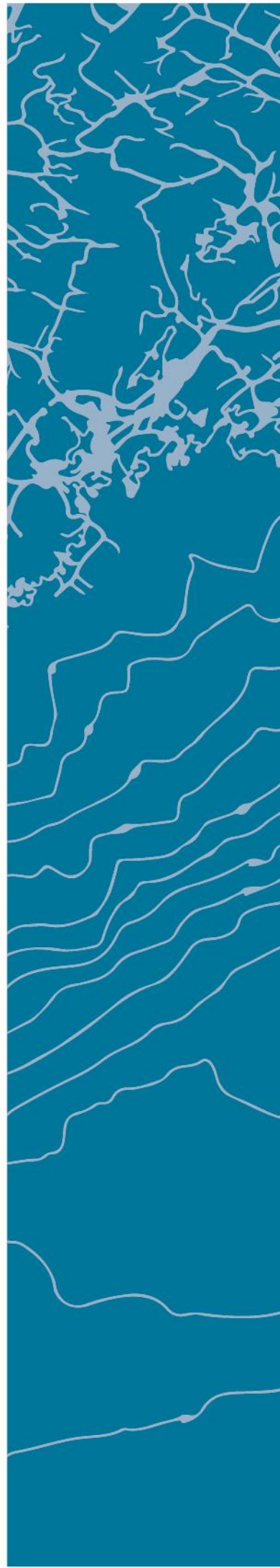
For mastergrad i
Industriell Økonomi og teknologiledelse

VEILDER

Trond Bjørnenak

Universitetet i Agder, 2018

Fakultetet for teknologi og realfag
Handelshøyskolen



I. Forord

Denne masteroppgaven gjennomføres som et avsluttende prosjekt ved sivilingeniørstudiet Industriell Økonomi og Teknologiledelse ved Universitetet i Agder, med fordypningstema under emnet Strategisk Økonomistyring.

Valget av oppgavens emne ble gjort på bakgrunn av at begge forfatterne har fattet interesse for IndØk-studiets økonomifag, og den praktiske nytten av de økonomiske verktøyene. Begge forfatterne har i tillegg bakgrunn fra ingeniørstudiet Fornybar Energi, og vi ønsket å forske på et tema som kombinerte energibransjen og økonomi. Forfatterne er blitt motivert av at temaet forbrukerfleksibilitet er et fremtidsrettet tema det er gjort begrenset forskning på i Norge.

Vi ønsker å rette en stor takk til Agder Energi Nett, ved Per-Oddvar Osland, for god tilrettelegging, og for å ha satt av tid til grundige og konstruktive svar og tilbakemeldinger. Vi ønsker også å takke alle øvrige ansatte for å ha satt av tid til intervjuer og møter med oss.

Til slutt vil vi rette en stor takk til vår veileder Trond Bjørnenak for gode veiledningsmøter, med konstruktive diskusjoner og tilbakemeldinger. Samarbeidet har vært lærerikt og motiverende.

Grimstad, 31 mai 2018

Stian Tveiten Baretto

Øystein Dyvik Eide

II. Sammendrag

Strømnettet må dimensjoneres etter de største effekttoppene i året, som typisk er på juleaften, når alle lager middag samtidig, eller på årets kaldeste dag, da alle varmeovner står på. Dette betyr at strømnettet i alle andre perioder har ledig kapasitet. For å sikre en mer effektiv utnyttelse av det eksisterende strømnettet, må disse effekttoppene reduseres og jevnes ut. Et tiltak for å oppnå dette er forbrukerfleksibilitet. I begrepet forbrukerfleksibilitet inngår både endringer i kundeadferd som følge av prissignaler, og fjernstyrte utkoblinger av forbrukslaster. Å redusere eller unngå å forsterke strømnettet for å håndtere et behov som kun oppstår én eller få ganger i året, vil gi reduserte kostnader for nettselskapene, noe som til syvende og sist vil gi kundene lavere nettleie.

I denne utredningen er det studert hvorvidt forbrukerfleksibilitet kan være et alternativ til nettinvesteringer. For å belyse temaet, er det utarbeidet følgende problemstillinger:

1. Etablere modell for å vurdere virkemidlene effekttariff og fleksibilitetsavtale i distribusjonsnettet.
2. Anvende modellen på case i distribusjonsnettet hos Agder Energi Nett:
 - a) Hvor stort er problemet?
 - b) Hva er den økonomiske verdien av utsatte investeringer tilknyttet transformatoroppgraderinger som følge av forbrukerfleksibilitet?
3. Kartlegge for hvilke andre utfordringer Agder Energi Nett opplever at forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser.

For å besvare problemstillingene er det gjennomført en casestudie på Agder Energi Nett, med både en kvalitativ og kvantitativ tilnærming. Den kvantitative empirien er forbruksdata fra 5314 nettstasjonstransformatorer i perioden 1. desember 2017 til og med 1. mars 2018. Den kvalitative empirien er innsamlet via intervjuer og mailkorrespondanser med sentrale personer i nettselskapet, for å innhente nødvendig informasjon for å besvare utredningens problemstillinger.

Det er utarbeidet en modell for å gjennomføre en intensiv analyse av de økonomiske verdiene av utsatte investeringer i distribusjonsnettet. I modellen er det inkludert scenarier for økt energiforbruk som følge av en økning i elbiler, og topplastreduksjon som følge av effekttariffer og fjernstyrte utkoblinger av forbrukslaster.

En transformator kan operere på 120 prosent av sin merkeytelse med lave omgivelsestemperaturer. I den studerte perioden er det kun to prosent av de studerte nettstasjonstransformatorene til Agder Energi Nett hvor maksbelastningen overstiger dette.

Utredningens funn viser at det totale økonomiske potensialet for utsatte investeringer til transformatoroppgraderinger i Agder Energi Netts distribusjonsnett, isolert sett, er begrenset. Det totale økonomiske potensialet er beregnet til i underkant av to millioner kroner i scenarioet hvor forbrukerfleksibilitet har størst potensial. I tilfellene hvor forbrukerfleksibilitet kan utsette investeringer synes det likevel at de økonomiske verdiene er tilstrekkelige til å kjøpe utkoblbare forbrukslaster fra kundene. Hovedgrunnen til at det totale potensialet vurderes til å være begrenset, er fordi det er svært få nettstasjonstransformatorer modellen i utgangspunktet vurderer at må oppgraderes som følge av overbelastning.

Funnene fra kartleggingen av nettselskapets øvrige potensial for forbrukerfleksibilitet i strømmettet underbygger den eksisterende teorien på feltet. Kartleggingen gir et grunnlag for videre studier innenfor temaet.

Innhold

1	Innledning.....	2
1.1	Bakgrunn	3
1.2	Problemstilling	4
1.3	Relevans	4
1.4	Avgrensninger	5
1.5	Oppgavens oppbygging.....	6
2	Bransje og case	7
2.1	Nettselskapers rolle	7
2.2	Nettselskapenes markedsform.....	8
2.3	AMS-målere	10
2.4	Dagens nettleiemodell	13
2.5	Casebedrift: Agder Energi Nett.....	14
3	Teoretisk rammeverk.....	15
3.1	Forbrukerfleksibilitet.....	15
3.1.1	Effekttariff.....	17
3.1.2	Eksplisitt forbrukerfleksibilitet	22
3.1.3	Aggregatorrollen	26
3.1.4	Kraftprisen som prissignal	27
3.2	Transformatorer.....	28
3.2.1	Transformatorens virkemåte og oppbygning	29
3.2.2	Overbelastning av transformator.....	31
4	Metode.....	33
4.1	Utdyping av problemstilling	33
4.2	Studieobjekt.....	34
4.3	Forskningsdesign.....	35
4.3.1	Forskningshensikt	36
4.3.2	Forskningstilnærming	36
4.4	Metode for datainnsamling og databehandling	37
4.4.1	Kvantitativ og kvalitativ metode.....	37
4.4.2	Primær- og sekundærdata	39
4.4.3	Databehandling	39
4.5	Vurdering av empiri	41

4.5.1	Validitet.....	41
4.5.2	Reliabilitet.....	44
4.6	Kildekritikk	46
5	Modell og parametere.....	47
5.1	Framtidsutsikter for elbilandel	49
5.2	Ideell modell og dens barrierer.....	50
5.3	Vår modelltilpasning	52
5.3.1	Filtrering	52
5.3.2	Modellens metodikk.....	53
5.3.3	Scenarier	55
5.3.4	Avsluttende kommentarer til modellen.....	58
6	Analyse og diskusjon.....	59
6.1	Hvor stort er problemet?	59
6.2	Agder Energi Netts potensiale for utsatt investeringer i distribusjonsnett.....	61
6.2.1	Resultater	62
6.2.2	Diskusjon	66
6.3	Sensitivitetsanalyse	69
6.4	Diskusjon av øvrig potensial for forbrukerfleksibilitet	72
6.4.1	Forbrukerfleksibilitet til utsatte investeringer til forsterking av strømmettet	73
6.4.2	Forbrukerfleksibilitet til leveringssikkerhet.....	75
6.4.3	Forbrukerfleksibilitet til spenningskvalitet	76
6.4.4	Forbrukerfleksibilitet til reduserte tap i strømmettet	76
6.4.5	Forbrukerfleksibilitet til dimensjonering	77
7	Konklusjon.....	79
7.1	Etablere modell for å vurdere virkemidlene effekttariff og fleksibilitetsavtale i distribusjonsnett.....	79
7.2	Anvende modellen på case i distribusjonsnett hos Agder Energi Nett	80
7.3	Kartlegge for hvilke andre utfordringer Agder Energi Nett opplever at forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser	82
7.4	Avsluttende kommentarer	82
7.5	Utredningens begrensninger og forslag til videre studier	83
8	Referanser	85
9	Vedlegg.....	91

1 Innledning

Et moderne samfunn uten tilgang på elektrisitet er i dag vanskelig å se for seg. Elektrisitet behøves i alle deler av samfunnet hele døgnet. For dette kreves en stabil produksjon og overføring av elektrisk kraft, med tilstrekkelig kapasitet. Elektrisitet er utfordrende å lagre i store mengder, og må derfor i all hovedsak produseres og overføres i samme øyeblikk som den forbrukes.

Tendensen i elektrisitetsforbruket i Norge er at effektforbruket øker raskere enn energiforbruket; vi bruker mer energi over en kortere periode enn tidligere (Enova SF, 2017). Utviklingsdirektør i Enova, Øyvind Leistad har uttalt til Teknisk Ukeblad:

Nordmenn trekker altså mer og mer strøm samtidig, mens det totale strømforbruket kun øker i mindre grad. I verste fall kan økningen i effektbehovet føre til at Norge rammes av et fremtidig masseutfall i strømmettet.

(Klingenberg M., Teknisk Ukeblad, 24.nov 2017)

Andelen nordmenn som går til anskaffelse av elbil øker. Spesielt for elbilene er at de «flytter bensinstasjonen hjem». Utviklingsdirektøren i Enova sier:

Dagens kraftnett er ikke bygget for at alle norske husstander setter en elbil på lading omtrent samtidig når man kommer hjem fra jobb.

(Klingenberg M., Teknisk Ukeblad, 24.nov 2017)

Elbilen settes gjerne til lading i det en kommer hjem fra jobb på ettermiddagen; et tidspunkt hvor forbruket fra før er høyt. Smitteeffekten i elbilanskaffelse kan bidra til at effektøkningen i enkelte boligområder vil kunne bli svært utfordrende. Kapasiteten på transformatorene i nettstasjonene som omgjør spenningen til lavspent i distribusjonsnettet i boligområder er i mange tilfeller gamle, eller i boligområder hvor nye kunder i ettertid har knyttet seg til nettstasjonskretsen. Om økningen i belastningen i strømmettet, såkalte effekttopper, og varigheten på disse overstiger transformatorens tålegrense, kan det i verste fall føre til at transformatoren brenner opp.

Opp igjennom årene har vi brukt mye penger på å bygge ut og ruste opp nettet. I løpet av en tiårsperiode skal vi bruke ytterligere 140 milliarder kroner på dette. Spørsmålet er om vi kan finne andre løsninger, eller om vi må fortsette slik i fremtiden, sier utviklingsdirektør Leistad.

(Klingenberg M., Teknisk Ukeblad, 24.nov 2017)

For at strømmettet ikke skal bryte sammen, må det dimensjoneres etter når strømmettet opplever effekttopper. Dette er typisk dager som julaften eller årets kaldeste dag hvor varmeovnene står på maksimal effekt. Øyvind Leistad sier:

Nordmenn dobler effektuttaket sitt på de kaldeste dagene på vinteren sammenliknet med om sommeren. Mesteparten av dette går til oppvarming.

(Klingenberg M., Teknisk Ukeblad, 24.nov 2017)

Å dimensjonere etter et behov som kun oppstår én eller få ganger i året fører til at nettet har en overkapasitet store deler av året. Effekttariffer blir etter planen innført i Norge fra 2021, som ved prisinsentiver skal påvirke kundene til å jevne ut forbruket. På dager som julaften er kundene lite påvirkelige av pris, og en må derfor se på alternative, supplerende metoder for å redusere og jevne ut effekttoppene. Effekttariffer og andre metoder for kapasitetsstyring, som forbrukerfleksibilitet, har som mål å redusere behovet for fremtidig utbygging av strømmettet.

Vi vil i denne utredningen forsøke å kartlegge hva den øvre betalingsvilligheten til Agder Energi Nett, videre kalt AEN, vil være for en løsning med forbrukerfleksibilitet. I definisjonen av øvre betalingsvillighet ligger det at hele besparelsen ved utsatte investeringer betales tilbake til kunden i form av kjøp av forbrukerfleksibilitet. For å gjøre dette vil vi utvikle en modell som kan vurdere et nettselskaps øvre betalingsvillighet for forbrukerfleksibilitet, gitt historiske forbruksverdier ved nettstasjonene i distribusjonsnettet til AEN og relevante fremtidsscenarioer for fremtidig endring i forbruk. I tillegg vil vi kartlegge hvilke andre utfordringer i AEN som har potensiale for å løses helt eller delvis av forbrukerfleksibilitet.

1.1 Bakgrunn

Etter planen skal alle husholdninger i Norge få installert nye strømmålere innen 2019, som en del av Avanserte måle- og styringssystem (AMS). AMS-målere muliggjør å se den enkelte kundes gjennomsnittlige strømforbruk per time. I tillegg til dette er andre fordeler at strømmålerne muliggjør å fakturere kunden på bakgrunn av faktisk forbruk i de ulike timene i døgnet, hvilket gir et riktigere bilde på belastningen kunden påfører strømmettet fremfor total energiforbruk over en måned. AMS-målere vil også muliggjøre innføring av effekttariffer. I tillegg til utrulling av AMS-målere til AENs kunder, installerer nettselskapet også AMS-målere på transformatorene i distribusjonsnettet, blant annet for å få bedre informasjon om distribusjonsnettets belastning.

Muligheten for utkobling av last eksisterer i dag for enkelte storforbrukere av elektrisitet, hvor nettselskapet har avtaler om utkobling av last ved behov i strømmettet. AMS-målere hos husholdningskunder muliggjør at eksplisitt forbrukerfleksibilitet (fjernstyrte utkoblinger av forbrukslaster) også kan bli aktuelt for denne kundegruppen.

Forbrukerfleksibilitet er et tema som bransjen diskuterer som en mulig løsning for kapasitetsutfordringene; eksempelvis har AEN en egen prosjektgruppe som jobber med fleksibilitet i strømmettet. Det finnes forskning som har estimert det totale forbrukerfleksibilitetspotensialet i Norge og Norden (Gils, 2014). Det finnes til vår kjennskap lite eller ingen forskning som studerer norske nettselskapers betalingsvillighet for forbrukerfleksibilitet i distribusjonsnettet.

1.2 Problemstilling

Utredningens problemstilling er følgende:

- Hvor stort er behovet for utjevning av effekttopper, og hva er den økonomiske verdien av forbrukerfleksibilitet som et virkemiddel for å utjevne disse toppene?

Problemstillingen vil ta for seg effekttariff og forbrukerfleksibilitet som virkemiddel for utsatte investeringer i strømmettet. På bakgrunn av gjennomførte studier og piloter vil vi vurdere hvordan og i hvilken grad virkemidlene kan bidra til utjevning av effekttopper i distribusjonsnettet. Videre vil vi etablere en modell for å kartlegge den økonomiske verdien av potensielle utsatte investeringer, og anvende denne modellen med AEN som case. Avslutningsvis vil vi kartlegge hvilke andre av et nettselskaps utfordringer som kan løses av forbrukerfleksibilitet. Problemstillingen utdypes i kapittel 4.1.

1.3 Relevans

Bransjens økte samfunnsøkonomiske fokus, illustrert med den planlagte innføringen av nye effektbaserte nettleietariffer, gjør temaet aktuelt. Nettselskapene må dimensjonere nettet etter de høyeste effekttoppene, og dersom ikke effekttariffer medfører tilstrekkelig adferdsendring hos kundene, vil det være behov for andre, alternative virkemidler. Det eksisterer til vår kjennskap lite eller ingen forskning rundt den økonomiske verdien av hvordan forbrukerfleksibilitet kan bidra til å utsette investeringer i distribusjonsnettet i Norge, og denne utredningen vil således kunne tette et kunnskapshull.

Utredningen vil gi en oversikt over belastningsgraden til AEN sine transformatorer i distribusjonsnettet hvor det finnes forbruksdata i perioden. Dette vil kunne gi nettselskapet en oversikt over omfanget av transformatorer i distribusjonsnettet som bør overvåkes for å forhindre utfall og redusert leveringssikkerhet, og reduksjon i transformatorenes levetid. AEN og andre nettselskaper vil kunne bruke utredningens utarbeidede modell til å analysere sine nettstasjonstransformatorer for å kartlegge egen øvre betalingsvillighet til eksplisitt forbrukerfleksibilitet på bakgrunn av potensielle utsatte investeringer i distribusjonsnettet.

1.4 Avgrensninger

Forbrukerfleksibilitet er i denne utredningen avgrenset til å gjelde for et nettselskaps perspektiv. Utredningens modell er avgrenset til å gjelde transformatorer i distribusjonsnettet, i områder med alminnelig forsyning¹. Perioden studert er avgrenset til perioden 1. desember 2017 til og med 1. mars 2018. Dette fordi det er vintermånedene som har størst relevans med tanke på problemstillingen, og det er ikke tilgjengelige data fra tidligere vintre. Perioden er begrenset til 1. mars, for å ha tilstrekkelig tid til å analysere og respondentvalidere utredningens funn.

I den utarbeidede modellen er det kun sett på den økonomiske verdien av utsatte investeringer tilknyttet transformatoroppgraderinger i distribusjonsnettet, hvor investeringene utsettes til transformatorenes økonomiske levetid. Andre potensielle økonomiske verdier forbrukerfleksibilitet kan ha i strømmettet er ikke hensyntatt i modellen.

¹ Alminnelig forsyning omfatter alle forbruksgrupper utenom kraftkrevende industri.

1.5 Oppgavens oppbygging

Kapittel 1 Innledning	Gir en kort beskrivelse av hovedtema, bakgrunn, utredningens problemstilling og relevans.
Kapittel 2 Bransje og case	Beskriver nettselskapenes rolle, AMS-målere og casebedriften.
Kapittel 3 Teoretisk rammeverk	Presenterer det teoretiske rammeverket og tidligere studier gjort innenfor temaet.
Kapittel 4 Metode	Beskriver utredningens metodiske tilnærming. Utredningens validitet og reliabilitet drøftes.
Kapittel 5 Modell og parametere	Modellens oppbygging, variabler og virkemåte presenteres, samt de scenarier som er studert.
Kapittel 6 Analyse og diskusjon	Modellen anvendes på casebedriften. Utredningens funn presenteres, analyseres og diskuteres.
Kapittel 7 Konklusjon	Konkluderende avslutning med begrensninger og forslag til videre studier.

2 Bransje og case

I dette kapitlet presenteres nettselskapenes rolle og deres markedsform, AMS-målere og dagens nettleiemodell. Avslutningsvis gis en kort beskrivelse av den studerte casebedriften; AEN.

2.1 Nettselskapers rolle

Et nettselskap er definert som en konsesjonær som eier overføringsnett eller har ansvar for nettenester (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, § 1-3). Overføringsnettet i Norge består av sentral-, regional- og distribusjonsnettet. Sentralnettet kan ses på som strømmnettets motorvei, regionalnettet som fylkesveier og distribusjonsnettet som kommunale veier.

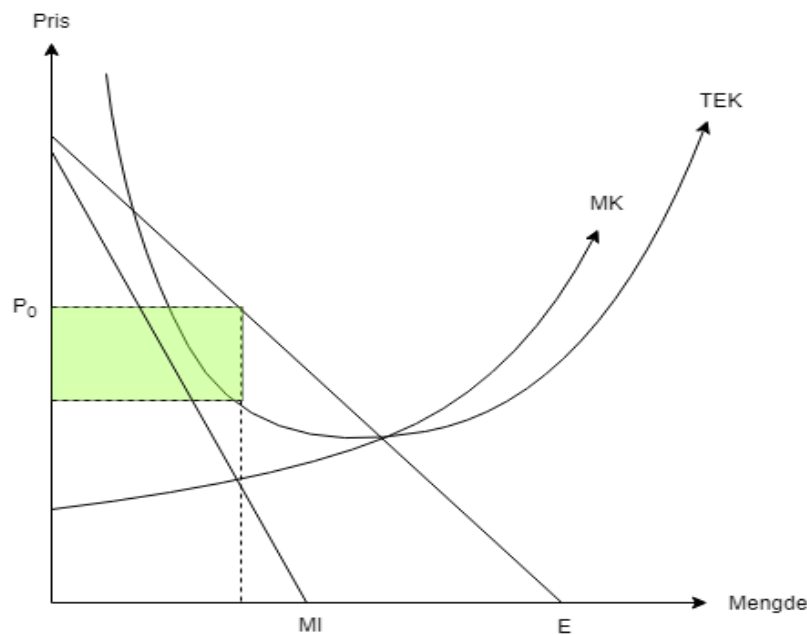
Nettselskapene er ansvarlig for å transportere elektrisk energi til sine kunder i det geografiske området nettselskapet har ansvar for. Tilhørende dette ansvaret stilles krav til leveringspålitelighet og spenningskvalitet (Leveringskvalitetsforskriften, 2004, § 3). I dette ligger at kvaliteten på elektrisiteten skal opprettholdes under transporten. Nettselskapene er derfor ansvarlige for oppgraderinger og vedlikehold av strømmettet for å kunne dekke kapasitetsbehov og opprettholde forsyningssikkerheten. Nettselskapenes kostnader dekkes inn gjennom kundenes nettleie (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, §14-2). For å sikre forsyningssikkerheten påløper kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE) for nettselskapene (Kjølle, 2011).

Nettselskapenes inntekter reguleres av Norges vassdrags- og energidirektorat, videre kalt NVE, gjennom årlige inntektsrammer. Formålet med disse er at nettselskapene skal få dekket sine utgifter til drift og avskrivninger av nettet og avkastning på investert kapital (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, § 7-2). Inntektsrammene skal også motivere til at strømmettet driftes, utnyttes og utvikles på en samfunnsmessig rasjonell og effektiv måte, slik at kundene ikke betaler urimelig høye tariffer (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2018a). Inntektsrammene legger føringer på hvilke inntekter nettselskapene kan innhente fra sine kunder i nettleien. Inntekstrammemodellen til NVE er sammensatt av et ledd for kostnadsnormen, og et ledd som tar for seg kostnadsgrunnlaget til nettselskapet. Kostnadsnormleddet sammenligner nettselskapenes produktivitet, og forsøker å belønne de mest effektive nettselskapene (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2017a). Kostnadsnormen skal ta hensyn til relevante samfunnsøkonomiske kostnader. Kostnadsgrunnlaget beregnes på bakgrunn av følgende innrapporterte verdier for regnskapsåret to år tilbake i tid (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, § 8-1):

- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Avskrivninger på investert nettkapital
- Bokført verdi på nettkapital per 31 desember, tillagt 1 prosent for netto arbeidskapital
- Nettap i MWh
- Utbetaling ved svært langvarige avbrudd
- KILE-beløp

2.2 Nettselskapenes markedsform

Nettselskaper opererer i et marked hvor de er eneste tilbyder. Denne typen markedsform kalles monopol. I en vanlig monopolsituasjon er aktøren alene i markedet og aktøren trenger ikke å forholde seg til markedsprisene, men kan heller velge priser som maksimerer egen profitt (Varian, 2009, ss. 439-440). Mengden av enheter kunden kjøper vil avhenge av prisen monopolisten setter på produktet; med høye priser følger lavt salgsvolum, og følgelig vil det med lavere priser følge et økt salgsvolum. Maksimering av profitt i en monopolsituasjon oppnås når marginalinntekt er lik marginalkostnad ($MI = MK$), vist ved punkt M_0 i figur 1. Ved salg av M_0 enheter er monopolisten i en situasjon hvor økte kostnader på å produsere én ekstra enhet ikke kompenseres for i de økte inntektene ved det økte salget. Profitten til monopolisten vil derfor være størst i punktet M_0 .



Figur 1: Figuren viser en monopolsituasjon. MK = Marginalkostnad, MI = Marginalinntekt, E = Etterspørsel, TEK = Totale enhetskostnader, M_0 = salgsmengden for profittmaksimering, P_0 = prisen ved profittmaksimering. (Varian, 2009, s. 442)

Markedsprisen i figur 1 viser at monopolisten fortsatt ville hatt positiv inntekt og kundene ville hatt en lavere pris om monopolisten hadde prissatt varen til markedspris (punktet hvor marginalkostnad (MK) skjærer etterspørsel (E)). Dette punktet tilsvarer Pareto-effektivitetsmengden; prissettingen hvor en part ikke kan få det bedre uten at en annen part får det dårligere (Varian, 2009, s. 15). For å oppnå en mer optimal monopolsituasjon skulle en tro at en regulator burde sette prisen lik marginalkostnad. Problemet er at kurvene illustrert i figur 1 ikke alltid vil være reelle for en monopolsituasjon. I enkelte tilfeller vil prisen hvor etterspørsel er lik marginalkostnad ligge under kurven for totale enhetskostnadene (TEK). Om en regulator setter prisen lik marginalkostnad vil monopolisten foretrekke å legge ned virksomheten, da monopolisten taper penger. En løsning på denne utfordringen er at den statlige regulatoren setter prisene som selskapet kan innkreve. Disse prisene skal ideelt sett tilsvare de gjennomsnittlige kostnadene.

Et naturlig monopol er en konkurransesituasjon hvor det er mest samfunnsøkonomisk effektivt og kun ha én tilbyder av et produkt (Varian, 2009, ss. 451-454). Slike produkter har gjerne høye faste kostnader og mindre variable kostnader. Dette er i overensstemmelse med nettselskapenes kostnader; det er store kostnader til å bygge ut et regional- og/eller distribusjonsnett, mens en mindre andel av kostnadene er variable kostnader som for eksempel vedlikehold (Varian, 2009, ss. 451-454). Det vil være lite samfunnsøkonomisk hensiktsmessig å ha flere nettselskaper i samme område, og bygge og drifte parallelle overføringsnett. En ulempe med naturlig monopol er at insentivene til å effektivisere driften ikke er like stor som i andre markedsformer. Kundene kan ikke velge sin nettleverandør, og nettselskapene konkurrerer derfor ikke om sin kundebase. Nettselskapene vil i så måte ikke ha insentiver til å effektivisere og redusere kostnadene sine for å tilby lavest mulig nettleie til sluttkunden. Denne utfordringen forsøker NVE å regulere ved inntektsrammemodellen.

Nettselskaper med virksomhet utover kun nett, er pålagt å føre et eget regnskap for monopolvirksomheten (Olje- og energidepartementet, 2015). Dette er for å hindre kryss subsidiering mellom virksomhetene, slik at kostnadene knyttet til de andre virksomhetene ikke belaster nettvirksomheten.

2.3 AMS-målere

NVE har fastlagt at alle strømkunder skal få AMS-målere innen 1. januar 2019 (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2018b). Nettselskapene er ansvarlige for installasjonene, og kundene betaler for målere og installasjon gjennom nettleien. Det er krav til at målerne skal ha en tidsoppløsning på 15 minutter for forbruksmålingene, men sender foreløpig ut forbruksdata med timesoppløsning. Her regnes snitteffekten for timen ut ved kWh/h. Målerne er derfor avgjørende for å muliggjøre innføringen av nye nettleietariffer som skal motivere til utjevning av forbruket.

I strømmettet er det effektkapasiteten (W) som er den begrensende faktoren, ikke totalt energiforbruk (Wh). Når nettselskapene skal vurdere om en forsterking av strømmettet er nødvendig, er det derfor ledig kapasitet i nettet som er avgjørende. AMS-målerne muliggjør å belaste kundene for effektbruken heller enn energiforbruket. Dette gir både en mer rettferdig fordeling av kostnadene, da kundene i større grad betaler for hvor mye de belaster strømmettet, samtidig som det motiverer kundene til å jevne ut forbruket (Spiliotis, Gutierrez, & Belmans, 2016).

Forbruksdataene AMS-målerne sender til nettselskapet er karakterisert som persondata, og derfor vil behandling og lagring av dataene reguleres av personopplysningsloven. I henhold til personopplysningsloven § 9 (2000) kan ikke nettselskapene dele personopplysningene med en tredjepart uten samtykke fra kunden. Derfor er det kun nettselskapet som får innsyn i kundens personlige strømdata, og kunden må aktivt gi tillatelse før andre får benytte dataene.

Kundene har mulighet til å hente ut informasjonen om eget strømforbruk i tilnærmet sanntid via HAN-porten² (Norges vassdrags- og energidirektorat). Ved installasjon er denne porten lukket, men kundene har mulighet til å gi beskjed til nettselskapene om å åpne denne. HAN-porten gjør det mulig å tilknytte utstyr som henter ut forbruksdataene fra måleren. Utstyret kan fremvise dataene visuelt, og gjør det dermed enklere å ha kontroll over eget forbruk. Denne informasjonen er et viktig ledd for å få kundene til å jevne ut eget forbruk (Vista Analyse, 2017). Et eksempel på en slik løsning er vist i figur 2.

² HAN = Home Area Network



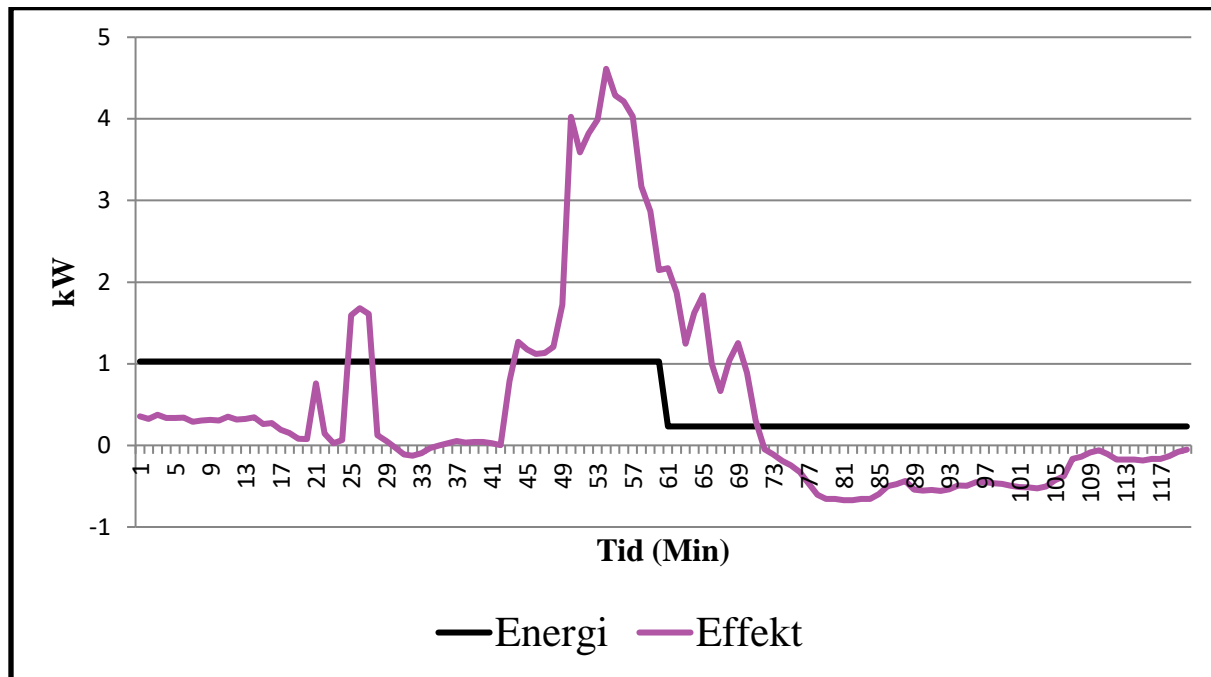
Figur 2: Figuren viser et eksempel på en visuell fremstilling av forbruksdata. Figuren er tilsendt fra eWave.

Installasjonen av AMS-målere gir flere fordeler utover muliggjøringen av effekttariffer. Hafslund Nett skriver på sine nettsider at AMS-målerne blant annet vil forbedre overvåkning og kontroll av strømmettet (Hafslund Nett). Som konsekvens av forbedret overvåkning vil nettselskapene enklere kunne detektere nettstasjonene som operer i overlast og som bør oppgraderes. Nettselskapene vil således kunne overvåke nettstasjonene fra kontoret fremfor å ha fysiske rutinesjekker på nettstasjonene. Dette vil gjøre at kostnader til drift kan reduseres, og at beslutningene på hvilke nettstasjoner som skal oppgraderes kan tas på et riktigere grunnlag enn hva som er tilfelle i dag. Andre fordeler Hafslund trekker frem er raskere utbedring av strømbrudd, bedre forsyningssikkerhet, økt leveringskvalitet, bedre og mer oppdatert informasjon til kunden om eget strømforbruk, samt at kundene slipper å lese av strømmåleren (Hafslund Nett). Nettselskapene vil også enklere kunne avsløre strømtveri³, noe som vil senke nettselskapenes kostnader.

Forbruksdataene fra AMS-målerne rapporterer inn det målte forbruket med timesoppløsning, altså gjennomsnittet av forbruket den aktuelle timen. AMS-målerne er tilrettelagt for en oppløsning på 15 minutter. Figur 3 viser forbruket ved en husholdning 28.mars 2016, kl. 08-10. Effektverdiene er per minutt, mens energiverdiene er gjennomsnittet over en time, slik AMS-målerne vil rapportere inn kundenes timesvise forbruk. I dette tilfellet ble det like før kl. 09 målt effektverdier

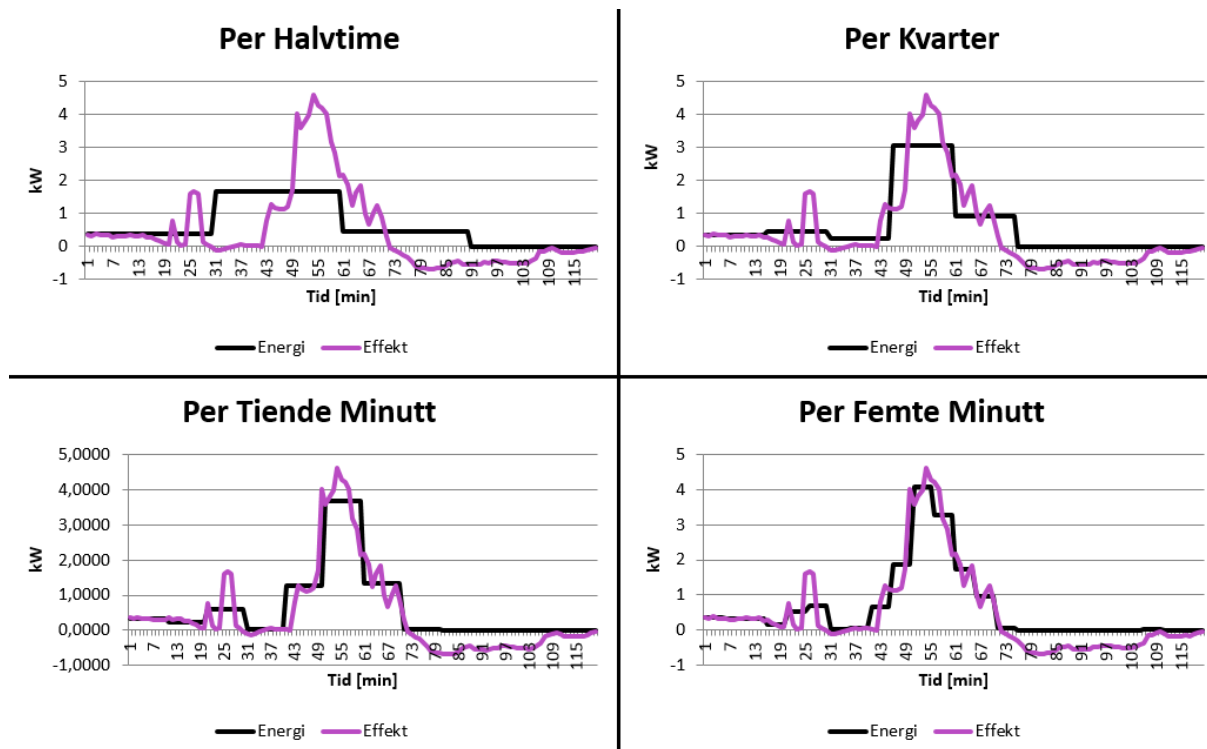
³ Strømtveri er å stjele strøm uten å betale for den. På husstands nivå er de vanligste metodene for strømtveri å tappe energi fra en nabo, koble seg på nettet før sikringsskapet (slik at strømforbruket ikke registreres av måleapparatet), eller å tukle med måleapparatet slik at verdiene som registreres blir feilaktige (McLaughlin, Holbert, Fawaz, Berthier, & Zonouz, 2013).

på ca. 4,5 kW, men av gjennomsnittsverdien over en time oppdages ikke denne effekttoppen. En oppdager heller ikke at huset faktisk produserer elektrisitet, som vises av de negative effektverdiene målt mellom kl. 09 og kl. 10. Nettselskapets investeringskostnader avgjøres av effektbehovet, mens forbrukernes nettleiekostnader følger av energiforbruket, slik nettleien er utformet i dag.



Figur 3: Figuren viser effektforbruk ved en husholdning med minuttoppøsning (lilla), med tilhørende energimålinger med timesoppløsning (svart). Figuren er tilgjengeliggjort fra AENs avdeling for Nettstrategi og Analyse.

Figur 4 illustrerer hvordan en høyere tidsoppløsning på målingene fra AMS-måleren vil kunne gi et mer nøyaktig bilde på den faktiske effektbruken hos forbrukerne. Sammenlignes oppløsningen på en time (figur 3) med en oppløsning på 15 minutter (figur 4), som AMS-målerne er tilrettelagt for, er det en tydelig forbedring i virkelighetsbildet.



Figur 4: Figuren viser effektforbruk ved en husholdning med minuttopplosning (lilla), med tilhørende verdier for energi med oppløsning på 30 min, 15 min, 10 min og 5 min (svart). Figuren er tilgjengeliggjort fra AENs avdeling for Nettstrategi og Analyse.

2.4 Dagens nettleiemodell

Den samlede prisen for kraft består av tre ulike komponenter: Kraftpris, nettleie og avgifter. En generell tommelfingerregel en ofte bruker er at disse grovt sett utgjør en tredjedel hver. I 4. kvartal 2017 var den totale prisen for kraft, nettleie og avgifter for en husholdning i gjennomsnitt 98,4 øre/kWh, hvor prisen for kraft utgjorde 37 % (36 øre/kWh), nettleie 28 % (27,9 øre/kWh) og avgifter 35 % (34,5 øre/kWh) (Statistisk Sentralbyrå, 2018a).

Mens en kunde fritt kan velge kraftleverandør, betales nettleien til det lokale nettselskapet. Nettleien er kostnadene ved å transportere elektrisiteten, og nettleien går i hovedsak til utbygging og vedlikehold av strømnettet. Nettleien skal dekke kostnader i nettselskapets eget og overliggende nett. Kostnadene ved å drifte nettet er tilnærmet uavhengige av mengden elektrisitet nettet frakter; ca. 90 % av kostnadene er uavhengige av forbruket. (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2018c).

Nettleien består i dag av et energiledd, et fastledd og et effektledd, i tillegg til avgifter som faktureres sammen med nettleien. Energileddet skal reflektere kostnaden ved kundenes bruk av

nettet. Energileddet er ment å skulle dekke minimum den marginale kostnaden aktørene påfører nettet som følge av deres forbruk av elektrisitet. Dette er en kostnad for tap av kraft som følge av varmgang i nettet. I distribusjonsnettet er det i praksis et likt energiledd for alle kundene i nettselskapets område, og regelverket tillater at energileddet kan settes høyere enn kostnadene for marginale tap, for å bidra til å dekke de store faste kostnadene i nettet. Dette energileddet er derimot ikke tilstrekkelig, og nettselskapene har derfor tariffledd, i form av fastledd og effektledd, som skal dekke disse kostnadene, samt gi en rimelig avkastning på deres investeringer. Per i dag er effektleddet i hovedsak rettet mot næringskunder, og de fleste husholdningskunder avregnes kun etter fastleddet og energileddet. (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2017b)

2.5 Casebedrift: Agder Energi Nett

AEN er et nettselskap med hovedkontor på Stoa i Arendal, som eier og har driftsansvaret for regional- og distribusjonsnettet i Aust-Agder og Vest-Agder. AEN er Norges fjerde største nettselskap, og har 199 000 nettkunder i Agder, 170 ansatte, og har totalt 21 800 km linjer og kabler. Selskapet er en del av Agder Energi-konsernet, som eies av 30 kommuner i Agder, og Statkraft. (Agder Energi Nett) (Agder Energi)

AEN har 8 284 nettstasjoner, og 75 transformatorstasjoner og koblingsstasjoner (Agder Energi Nett). Totalt eier AEN 8433 fordelingstransformatorer i distribusjonsnettet. I enkelte nettstasjoner er det installert flere transformatorer, noe som er grunnen til forskjellen i antall nett-, transformator- og koblingsstasjoner, og antall transformatorer. Andelen av transformatorene i distribusjonsnettet til AEN som er plassert i mast og kiosk er henholdsvis ca. 30 og 59 prosent. Andelen som er plassert innendørs i bygninger er ca. 11 prosent.

Denne oppgaven er fasilitert av AMS-prosjektet i AEN. Det er i forbindelse med dette prosjektet nye strømmålere blir installert hos forbrukere og på transformatorer i distribusjonsnettet. Det er forbruksdataene fra målerne på transformatorene som er tilgjengeliggjort for denne utredningen. I løpet av perioden for arbeidet med denne utredningen har vi hatt tilgang til fagpersoner og spesialister som har gitt oss informasjon og data fra AMS-prosjektet, og de tre avdelingene Nettstrategi og Analyse, Nettdrift og Nettutbygging (se organisasjonskart i vedlegg C). I tillegg har vi hatt kontakt med en prosjektgruppe for fleksibilitet i Agder Energi i Kristiansand.

3 Teoretisk rammeverk

I dette kapittelet beskrives forbrukerfleksibilitet. Herunder inngår implisitt forbrukerfleksibilitet i form av ulike varianter av effekttariffer, eksplisitt forbrukerfleksibilitet, aggregatorrollen og hvordan kraftprisen kan være et prissignal for å redusere effekttopper. Avslutningsvis gis en kort innføring om transformatorer i distribusjonsnettet.

3.1 Forbrukerfleksibilitet

Elektrisk energi er ferskvare – produksjon må være i balanse med forbruket til enhver tid.

(Kringstad, Holmefjord, & Aarstad, 2018, s. 1)

Over hele verden blir det stadig mer elektrisk kraft fra fornybare energikilder som sol og vind; en energiproduksjon som ikke er regulerbar. For at kraften fra slike energikilder skal kunne utnyttes må en tilstrekkelig andel av både forbruk og produksjon være fleksibel, slik at balansen mellom forbruk og produksjon kan opprettholdes.

Begrepet fleksibilitet er i kraftsammenheng et samlebegrep som kan knyttes til ulike behov, blant annet ressursene som er tilgjengelige i reservemarkedene for å opprettholde systemfrekvensen i strømmettet på 50 Hz (Statnett SF, 2018). Dette er håndtert av Statnett, som er tillagt systemansvaret for Norges kraftsystem. Fleksibilitet i kraftsammenheng kan defineres som «systemets evne til å sikre stabil drift på kort og lang sikt, til tross for endringer i forbruk, produksjon og overføringskapasitet» (Beck Landet & Borsche, 2018).

I Norge kommer 96 prosent (2013) av den elektriske energien fra vannkraft; en energikilde som i stor grad er regulerbar, og derav fleksibel, på grunn Norges topografiske forhold som gir muligheten til å lagre vann i magasiner (Olje- og energidepartementet, 2015).

En vil derfor ha en noe annen tilnærming til fleksibilitet i kraftmarkedet i Norge enn i andre land, hvor fleksibilitet i form av forbrukerfleksibilitet heller kan bidra til å redusere effekttopper og flaskehalsen i Norges strømmnett.

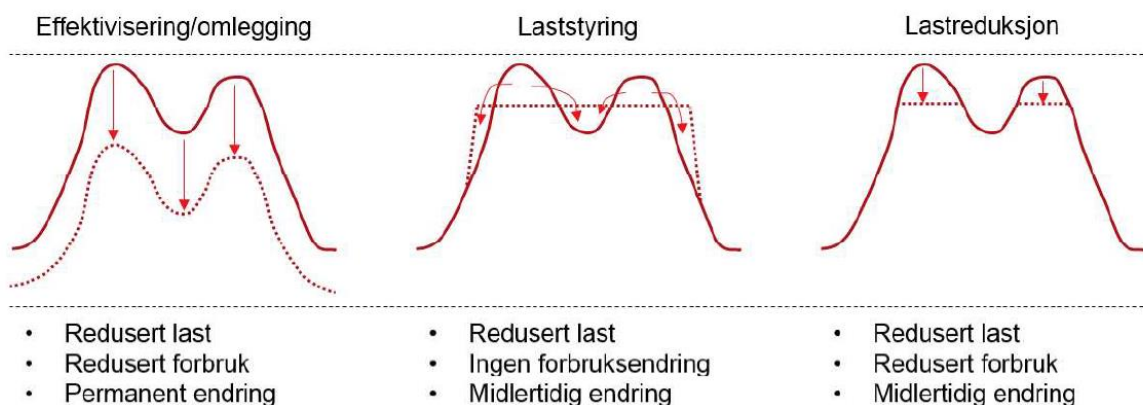
Strømmettet må dimensjoneres etter perioden med høyest last, noe som betyr at strømmettet i alle andre perioder har ledig kapasitet. I for eksempel Oslo er behovet for elektrisitet i de 0,5 prosent kaldeste timene 10 prosent høyere enn i de resterende 99,5 prosent timene (Vista Analyse, 2017). Med forbrukerfleksibilitet ville en i disse 0,5 prosent kaldeste timene kunne redusert forbruket,

noe som tillater å dimensjonere strømmettet for lavere kapasitet, eventuelt unngå eller utsette investeringene ved å bygge ut og forsterke nettet.

Lokal forbrukerfleksibilitet som bidrar til reduksjon i effekttopper kan være et alternativ til nettinvesteringer, hvilket vil redusere nettselskapets kostnader. Lavere kostnader for nettselskapet vil gagne kunden i form av lavere nettleie. Reduksjon av effekttopper vil også redusere sannsynligheten for utfall som følge av overbelastningshavari. Ved uvarslede utfall påløper uvarslet KILE, som er en større kostnad enn ved planlagte strømstanser (varslet KILE) (Kjølle, 2011). Forbrukerfleksibilitet kan også være et driftstiltak som kan bidra til å løse kapasitetsutfordringer og feilsituasjoner. For å unngå overlast på komponenter i strømmettet vil et nettselskap i en slik løsning betale kunder for å redusere eller flytte sitt forbruk, eller i enkelte tilfeller sin produksjon, i de kritiske tidsperiodene (Jenssen, Fiksen, Tennbakk, & Wikum, 2017). Metodene for å oppnå dette er:

- Effektivisering/omlegging: Eksempelvis øke isolasjon i bygg eller ha mer energieffektive elektriske enheter
- Laststyring: Eksempelvis flytte tidspunkt for lading av elbil
- Lastreduksjon: Eksempelvis bruke biobrensel til oppvarming i de kritiske periodene

Disse metodene er vist i figur 5.



Figur 5: Figuren viser tre metoder for å redusere eller flytte forbruk fra forbrukstopper (Lislebø, Renée Naper, Havskjold, & Bakken, 2017).

Forbrukerfleksibilitet kan deles inn i to typer (Smart Energy Demand Coalition, 2016) (Nordic Council of Ministers, 2017):

- **Implisitt forbrukerfleksibilitet** er kundens reaksjon på prissignaler, som for eksempel effekttariffer. Kunden vil systematisk tilpasse sitt forbruksmønster (gjennom automasjon eller personlige valg) for å oppnå besparelser på strømutfgiftene. Denne fleksibiliteten kan inngå i langsiktige planleggingsprosesser, men ikke som en del av sanntidsoperasjon av strømmettet.
- **Eksplisitt forbrukerfleksibilitet** er fleksibilitet som kan bli aktivert i sanntid og på kort varsel, hvor volumet er kontrollerbart. Fleksibiliteten kan brukes som kortsiktige tiltak i operasjonen av strømmettet, f.eks. håndtere flaskehals. Eksplisitt fleksibilitet er handlet på ulike energimarkeder, og er vanligvis tilrettelagt og forvaltet av en aggregator⁴.

3.1.1 Effekttariff

Innføringen av AMS i Norge muliggjør å innføre en effektbasert tariffmodell for nettleie. Dette gjøres fordi nettleien i større grad bør gjenspeile hvor kostnadene i nettet oppstår. En effektbasert tariffmodell vil legge til rette for at kundene kan ta gode valg med tanke på energi- og effektbruk, og slik utnytte den tilgjengelige kapasiteten i strømmettet bedre. Dagens tariff for nettleie er ikke et effektivt og treffsikkert virkemiddel i situasjoner med knapphet på overføringskapasitet, eller i situasjoner hvor det er behov for å endre forbruk i et geografisk område raskt (Hansen, Jonassen, Løchen, & Mook, 2017). Med dagens energibaserte tariffmodell vil det for en kunde påløpe like store kostnader i nettleien om det tas ut for eksempel 48 kWh i én time, eller om forbruket er fordelt helt jevnt over døgnet, med 2 kWh/h. Førstnevnte vil naturligvis belaste strømmettet mest, men dagens tariffmodell gir ingen prissignaler for å motivere kunden til å jevne ut sitt forbruk. Med en effektbasert tariffmodell vil det også bli mer attraktivt å investere i hjemmestyringssystemer, som automatisk styrer deler av hjemmets forbrukslaster og jevner ut forbrukstopper, for å tilpasse seg prissignalene.

I høringsdokumentet fra NVE om utforming av tariff, settes det opp tre punkter for optimale tariff med utgangspunkt i samfunnsøkonomisk effektiv prising (Hansen, Jonassen, Løchen, & Mook, 2017):

1. Rimelig fordeling av kostnadene på kundene, altså at kundene som belaster nettet gjennom høyt effektforbruk betaler mer enn kunder som belaster nettet mindre.

⁴ Begrepet aggregator er forklart i delkapittel 3.1.3

2. Gi samfunnsøkonomiske riktige prissignaler om kostnader for å påvirke forbruket.
3. Tariffen skal være brukervennlig ved at den skal være enkel, forutsigbar og forståelig for kundene.

Det finnes ulike varianter av tariffer som i større eller mindre grad baserer nettleien på effektforbruk; abonnert effekt, Time-of-Use, målt effekt ved topplast i nettet, målt effekt i kundens topplast og sikringsbasert effektledd for å nevne noen. NVE har under arbeidet med denne oppgaven sendt til høring et forslag om å innføre tariffmodellen abonnert effekt (Hansen, Jonassen, Løchen, & Mook, 2017). Dette forslaget har imidlertid møtt til dels kraftig motstand i flere høringssvar. Denne motstanden har ført til at NVE uttalte i et innlegg under Energi Norges Vinterkonferanse at NVE ikke vil vedta noen forskriftsendring denne våren, som opprinnelig tiltenkt, og at de er «i tenkeboksen på hvordan vi skal gjøre dette» (Sanderud, 2018). NVE vil imidlertid ikke forskyve de opprinnelige planene om at en effektbasert nettleie skal innføres i Norge 1. januar 2021.

Vi vil i dette delkapittelet legge vekt på abonnert effekt, da dette er tariffmodellen som under masterutredningens utarbeidelse er den foreslåtte modellen fra NVE, samt Time-of-Use som er modellen bransjen peker på som et bedre alternativ (eksempelvis høringssvarene til: (Skagerak Nett, 2018), (Energi Norge, 2018), (Lyse Elnett, 2018), (TrønderEnergi Nett, 2018)).

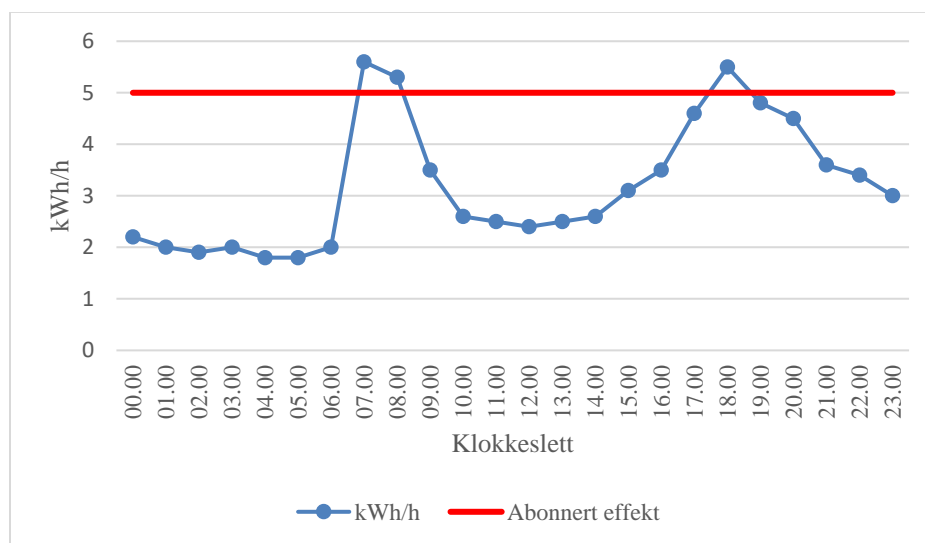
3.1.1.1 Abonnert effekt

Abonnert effekt er en særnorsk tariffmodell, og har likhetstrekk med den gamle H3-tariffen (Hem, 1983). Tariffmodellen innebærer at kunden abonnerer på et valgfritt effektuttak, hvor prisen øker etter størrelsen på abonnementet (Hansen, Jonassen, Løchen, & Mook, 2017). Målingen av forbruket vil være basert på gjennomsnittsmålinger over hver time, altså kWh/h, da AMS-målerne sender ut timesforbruk. Forbruk utover den abonnerte effekten kan straffes med en ekstraavgift eller ved avkortning. Ekstraavgiften kan utformes til å være et energiledd i fast pris på overforbruk per kWh, eller det kan være en pris som varierer med effektstørrelsen på overforbruket. AMS-målerne kan fjernstyres til å sette en øvre grense for effektuttaket. Denne grensen kan settes lik abonnementstørrelsen, og slik koble ut kunden ved forbruk over abonnert effekt.

Tariffmodellen har høstet kritikk fra flere nettselskaper, spesielt hva angår samfunnsøkonomiske riktige prissignal og modellens kompleksitet for kunden (eksempelvis høringssvarene til: (Skagerak Nett, 2018), (Energi Norge, 2018), (Lyse Elnett, 2018), (TrønderEnergi Nett, 2018)).

NVE argumenter for modellen abonnert effekt med at modellen vil gi mange kunder prissignaler når strømmettet er høyt belastet, og få kunder prissignaler når det er god kapasitet i strømmettet. Videre argumenterer NVE for at kunden selv kan velge abonnement, og at modellen gir en rimelig fordeling av nettkostnadene, uten at modellen blir for kompleks (Hansen, Jonassen, Løchen, & Mook, 2017).

En fremstilling av effekttariffen er vist i figur 6, hvor den blå kurven viser en tenkt kundes forbruk per time over et døgn, mens den vannrette røde linjen viser at kunden abonnerer på 5 kW. Kunden må, på bakgrunnen av døgnprofilen i eksempelet, betale en ekstraavgift for tre timer i dette døgnet.



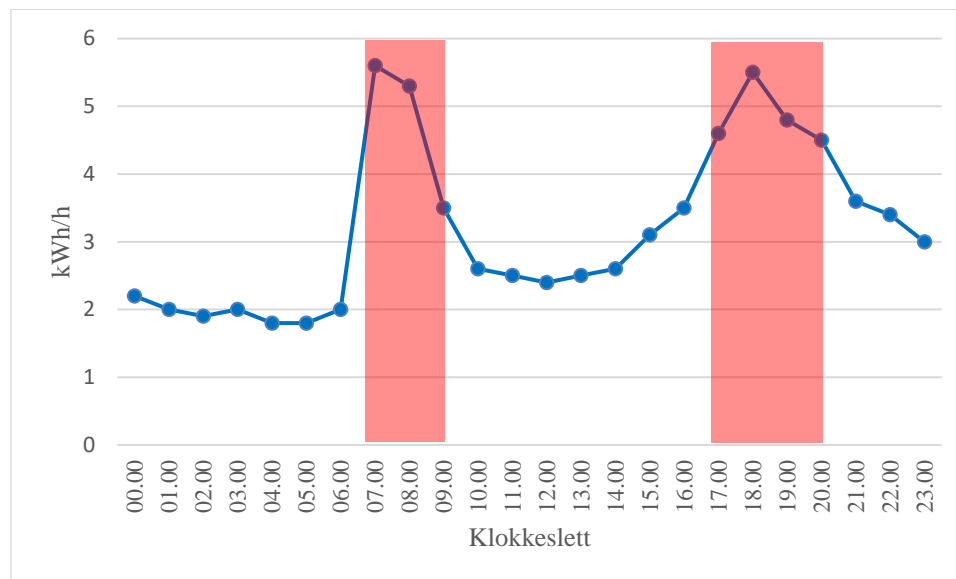
Figur 6: Figuren viser tariffmodellen abonnert effekt. Den røde linjen er effekten kunden abonnerer på, i dette tilfellet 5 kW, mens den blå linjen viser timesforbruket, oppgitt i kWh/h.

Ettersom abonnert effekt er en særnorsk modell foreligger det lite forskning på hvilke resultater en kan forvente ved implementering av tariffmodellen. Det er gjennomført piloter i Hvaler og Steinkjer, omtalt av Bremdal (2014) i «DeVID rapport 2014» hvor tariffen ble tatt i bruk. Resultatet fra pilotene var en gjennomsnittlig effektreduksjon av makslast på ca. 12 prosent. Rapporten rapporterer også at gjennomsnittlig energibesparing i pilotene var 15 prosent. Resultatene tyder på at effektreduksjonen piloten oppnådde kom som et resultat av en generell energireduksjon, og ikke som kun en reduksjon av makslast. De høye besparingsresultatene piloten oppnådde må ses i sammenheng med formidlingstiltakene mot pilotkundene. Kundene fikk tekniske løsninger som gjorde det mulig å følge med på eget forbruk, i tillegg til kontakt mot

kundene hvor det blant annet presiseres i rapporten at «Direkte kontakt og møter var avgjørende for å omgjøre holdning til handling.» (Bremdal, 2014).

3.1.1.2 Time-of-Use

Time-of-Use, videre kalt ToU, er en alternativ effekttariff, hvor nettleien består av et fastledd og et variabelt ledd. Fastleddet kan være et sikringsbasert fastledd, altså vil det avhenge av størrelsen på inntakssikringen i husstanden (Fiksen, 2016). Det variable leddet vil avhenge av tidspunktet på døgnet hvor strømmen forbrukes, hvor det i enkelte timer vil være dyrere å forbruke strøm enn i andre timer. De ulike prisnivåene skal motivere kundene til å redusere/flytte forbruket fra høylasttimene. Høylasttimer vil typisk være morgentimer og ettermiddagstimer. Forbrukstimen kan prises i to (røde og grønne timer). Videre må det vurderes om timesprisdifferensieringen skal gjelde kun på vinterstid eller hele året (Fiksen, 2016). Ved kun timesprisdifferensiering på vinterstid vil tariffen straffe forbruk i timene hvor belastningen på nettet er høyest. Kostnadene i høylasttimer blir svært høy dersom en stor kostnad skal dekkes inn gjennom tariffen som gjelder i få timer. Med flere timer og fordele kostnaden på, vil forskjellen mellom høylasttimer og andre timer reduseres. ToU-tariffen fremstilles i figur 7 med røde timer klokken 07-09 og 17-20.

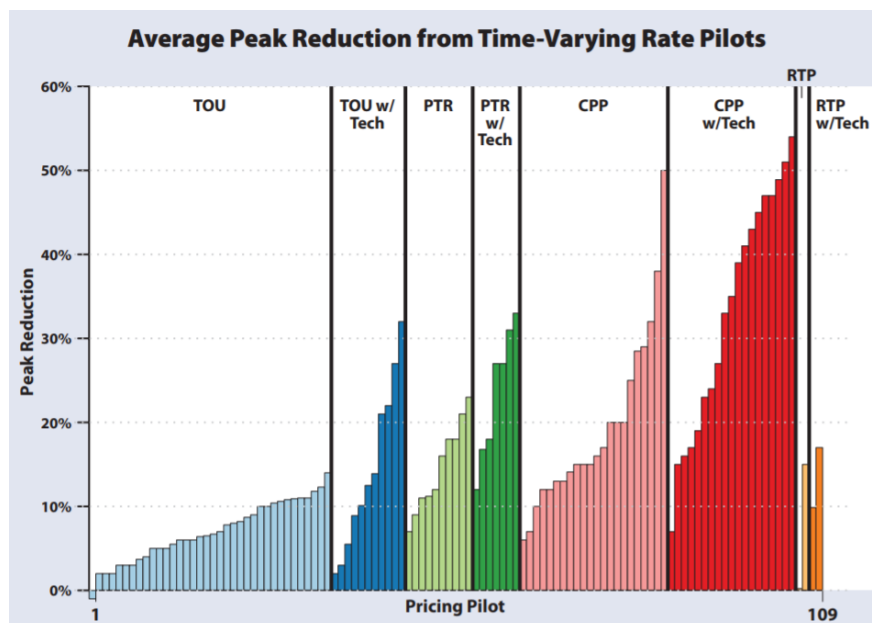


Figur 7: Figuren viser tariffmodellen ToU. Forbruket er vist med den blå linjen, oppgitt i kWh/h, mens de røde feltene viser hvilke timer kunden må betale ekstraavgifter for strømmen, i dette tilfellet klokken 07-09 og klokken 17-20.

I en litteraturstudie gjort av Faruqi og Sergici (2010) studerte forfatterne 15 piloter med ulike tariffmodeller, hvor fem observasjoner gjort i USA og Canada var ved bruk av ToU-tariff.

Topp belastningsreduksjonen var gjennomsnittlig på 4 prosent, med 95 prosent konfidensintervall mellom 3 og 6 prosent. I 2012 var Faruqui en av forfatterne i en rapport publisert av The Regulatory Assistance Project (RAP), hvor studien med 15 piloter var utvidet til å omhandle 24 piloter (Faruqui, Hledik, & Palmer, 2012). Hvor mange av pilotene som har observasjoner ved bruk av ToU-tariff presiseres ikke, men de 24 pilotene har i alt testet 109 ulike kombinasjoner med ulike tidsrater og teknologier. 36 av disse kombinasjonene omhandlet ToU-tariffer uten teknologi, og resultatene er vist i figur 8. Med w/Tech i figuren menes tariffer med teknologi som smarttermostater, styring av klima- og ventilasjonsanlegg og informasjonsskjermer for strømforbruk. I tillegg til ToU-tariffen viser figuren også resultater fra piloter med tariffene CPP (Critical Peak Pricing), PTR (Peak Time Rebate) og RTP (Real Time Pricing). Disse tariffene beskrives ikke i detalj i denne utredningen, men det gis en kort forklaring:

- Med en CPP-tariff betaler kundene mer på dagene i året hvor nettet er høyest belastet.
- Med en PTR-tariff blir kunder betalt for å redusere belastningen på dagene i året med høyest belastning.
- Med en RTP-tariff betaler kunden for energien med en ratio tilsvarende markedsprisen for strøm.



Figur 8: Figuren viser toppplastreduksjon fra 24 piloter med i alt 109 ulike kombinasjoner med ulike tariffmodeller, tidsrater og teknologi (Faruqui, Hledik, & Palmer, 2012).

Fortrinnet til ToU-tariffen sammenlignet med abonnert effekt er tariffens enkelhet. For å forholde seg til abonnert effekt-tariffen må kunden skjønne effektbegrepet og trenger utstyr som viser nå-forbruket av effekten. Til dette kan det være knyttet utfordringer til sending og mottak av informasjonen. Ved bruk av ToU-tariffen trenger kunden kun en klokke for å vite når det er høy og lav strømpris. Kolokathis, Hogan og Jahn (2018) konkluderer i rapporten «Cleaner, Smarter, Cheaper: Network tariff design for a smart future» at «smartheten» i tariffmodellen kan økes etter hvert som den er innført for å oppnå en større reduksjon av toppbelastning i nettet. Således kan en forsiktig ToU-tariff med dens enkelhet være en introduksjonstariff for å gjøre forbrukerne mer oppmerksomme på egen forbruksprofil. Etter hvert kan den forsiktige ToU-tariffen erstattes med en ToU-tariff med større differanser mellom lavpris- og høypristimer, eller med tariffer med høyere grad av kompleksitet, men med større toppreduksjonspotensiale.

3.1.2 Eksplisitt forbrukerfleksibilitet

For å redusere effekttoppene i situasjoner hvor implisitt forbrukerfleksibilitet ikke er tilstrekkelig, som under forhold hvor kundene er mindre prissensitive, trengs eksplisitt forbrukerfleksibilitet. For å tilgjengeliggjøre den eksplisitte forbrukerfleksibiliteten fra husholdningskunder kreves det investeringer i teknisk utstyr som kan styre og koble ut lasten. Slike styringssystemer krever relativt store investeringer per MW, mens kostnaden for å aktivere denne fleksibiliteten er relativt lav, gitt at lastene kan styres på en måte som ikke reduserer kundenes komfort (Beck Landet & Borsche, 2018).

Fleksibilitet fra én enkelt husholdningskunde, med forbruk som kan reduseres eller kobles ut, vil bare kunne dekke et behov i begrensede perioder på få timer, for ikke å få sin komfort redusert. Ifølge Gaia (sitert i (THEMA Consulting Group, 2014)) har elektrisk oppvarmede husholdninger i Norden et potensiale på å flytte 1-2 kW fra topplasttimer til andre perioder.

Utkoblbare laster som er godt egnet til å kunne tilby fleksibilitet er typisk innretninger som varmtvannsberedere, varmekabler og annen elektrisk oppvarming. Dette er innretninger som trekker relativt store effekter i en husholdning, men de har egenskapen med stor termisk treghet, hvilket gjør at de kan lagre energi i en begrenset periode. En varmtvannsbereder alene kan utgjøre

2-3 kW⁵. I et område hvor komponenter i strømmettet nærmer seg grenseverdiene på merkeytelsen vil det å koble ut laster, slik som varmtvannsberedere, hos flere kunder kunne redusere områdets totale forbruk vesentlig. Ulike kilder og deres egnethet for fleksibilitet er vist i tabell 1.

Tabell 1: Tabellen viser ulike strømkilder og tilhørende egnethet for forbrukerfleksibilitet, inndelt i implisitt og eksplisitt forbrukerfleksibilitet (Nordic Council of Ministers, 2017).

Kilde	Implisitt fleksibilitet	Eksplisitt fleksibilitet
Varme- og kjølesystemer	Prissignaler for å erstatte elektrisitet med andre energibærere, eller flate ut forbrukskurven.	Egnet for nedregulering i korte perioder, opp til timer.
Husholdningsapparater	Flate ut forbrukskurven med systematiske endringer i tidspunkt for bruk av hvitevarer.	Begrenset fleksibilitet, med unntak av kjøleapparater, som kan nedreguleres.
Lokal produksjon av elektrisitet, som solceller	Kan øke behovet for fleksibilitet, men kan også redusere det langsiktige behovet for kapasitet, avhengig av teknologi.	Begrenset kapabilitet, kan nedreguleres.
Lokal lagring, varmtvann eller elektrisitet (batterier)	Utjevner forbrukskurven for alle bruksområder.	Kan flytte last fra timer opp til dager. Kan tilby både opp- og nedregulering.
Transport, f.eks. elbillading	Flater ut forbrukskurven med kontrollert ladeatferd.	Egnet for nedregulering, kan tilby oppregulering (kostnadsutfordring)

I Finland har Fortum introdusert et produkt, kalt Fortum Fiksu, hvor Fortum opererer som en aggregator der ett av elementene er salg av fleksibilitet fra varmtvannsberedere hos husholdninger. Fortum hadde i januar 2018 tusen deltakende husholdningskunder, og Fortum hadde oppnådd en aggregert fleksibilitet på én MW (Fortum Corporation, 2018) (Nordic Council of Ministers, 2017). I Fortum Fiksu betaler husholdningskunden selv 99 Euro for installasjon av det nødvendige utstyret, samt et månedlig abonnement på 4,90 Euro (Fortum). For denne prisen får kunden, i tillegg til fjernstyring av varmtvannsberederen, sanntidsovervåking av deres elektrisitetsforbruk via smarttelefon, samt en månedlig miljørapport.

⁵ Hentet fra Bademiljø, tilgjengelig via: <https://bademiljo.no/produkter/varme-og-varmtvann/varmtvannsbereder/?sort=None&take=36&priceMax=200000>

Også i New Zealand er varmtvannsberedere brukt til å tilby fleksibilitet. Her fungerer husholdningskundenes nettselskaper som mellomleddet mellom kunden og TSO⁶. Den typiske fleksibiliteten fra hver kunde er 1 kW, og den gjennomsnittlige kompensasjonen kundene har mottatt for å tilby denne fleksibiliteten var 15,5 Euro per husholdning per år (Møller Andersen, et al., 2006). Dette tilsvarer i overkant av 1 prosent av den gjennomsnittlige kundens årlige kostnader til elektrisitet i New Zealand⁷.

Ifølge Gils (2014) var potensialet i 2010 for å flytte forbruk til et tidligere tidspunkt enn lasttopper hos norske husholdninger 7042 MW, mot et potensial for å flytte forbruk til etter lasttopper på kun 381 MW. Denne forskjellen i potensial kan forklares ved bruken av elektrisitet til oppvarming; en bygning kan varmes opp tidligere enn nødvendig, mens det er ledig kapasitet i strømmettet, og det kreves ikke like mye energi å opprettholde denne varmen. En kan derimot ikke utsette oppvarmingen, da dette vil påvirke komforten vesentlig.

Spesifikt for nettselskaper kan kjøp av fleksibilitetstjenester ha nytteverdi når nettselskapene skal (Nordic Council of Ministers, 2017) (Jenssen, Fiksen, Tennbakk, & Wikum, 2017) (Bjerkan, von Heyden, Fearnley Landmark, & Roos, 2016):

- Optimalisere nettinvesteringer (dimensjonering av nett og anlegg)
- Håndtere vekst i nettbelastning opp mot kapasitetsgrensen i topplastperioder
- Håndtere planlagt utkobling til vedlikehold
- Håndtere feilsituasjoner og kapasiteten på alternative forsyningsveier
- Håndtere uforutsett overlast (på grunn av bortfall av forbruk eller produksjon)
- Håndtere spenningsutfordringer
- Håndtere rasjonering ved energiknapphet

Den europeiske organisasjonen Smart Energy Demand Coalition har anbefalt EU-kommisjonen å foreslå et realistisk referansemål for EUs medlemsland på 10 prosent reduksjon i topplast som følge av eksplisitt forbrukerfleksibilitet (Smart Energy Demand Coalition, 2016). Denne

⁶ TSO = Systemansvarlig nettselskap

⁷ En kundes gjennomsnittlige kostnad for elektrisitet i New Zealand er utregnet ved å kombinere husholdninger i New Zealand sitt gjennomsnittlige elektrisitetsforbruk med medianen av elektrisitetskostnadene fra 15 ulike tilbydere av elektrisitet i Auckland. Prisene og det gjennomsnittlige elektrisitetsforbruket er hentet fra (Powerswitch, 2018)

anbefalingen bygger på at det i to områder i USA allerede er en topplastreduksjon fra forbrukerfleksibilitet på 10 prosent.

En svensk studie ledet av Broberg har studert svenske husholdningers villighet til å delta i ulike fjernstyrte fleksibilitetsprogrammer, og estimert kompensasjonsnivået kundene vil kreve for å delta (Broberg, Brännlund, Kazukauskas, Persson, & Vesterberg, 2014). Broberg et al. (2014) sine resultater for hva kundene vil kreve i årlig kompensasjon er gitt i tabell 2.

Tabell 2: Tabellen viser resultatene fra studien til Broberg et al. for hva kundene vil kreve i årlig kompensasjon til eksplisitt forbrukerfleksibilitet. (NOK er beregnet med en kurs hvor 1 SEK = 0,913 NOK)

Fleksibilitetsprogram	Årlig kompensasjon sammenlignet med ingen eksplisitt fleksibilitet
<p>Sammenlignet med ingen fjernstyrt kontroll av oppvarming:</p> <p>Krevd kompensasjon for fjernstyrt kontroll om morgenen (07:00-10:00)</p> <p>Krevd kompensasjon for fjernstyrt kontroll på ettermiddagen (17:00-20:00)</p>	<p>Ingen signifikant kompensasjon</p> <p>SEK 630 (NOK 575)</p>
<p>Sammenlignet med ingen fjernstyrt kontroll av elektrisitetsforbruk:</p> <p>Krevd kompensasjon for fjernstyrt kontroll om morgenen (07:00-10:00)</p> <p>Krevd kompensasjon for fjernstyrt kontroll på ettermiddagen (17:00-20:00)</p>	<p>SEK 829 (NOK 757)</p> <p>SEK 1 435 (NOK 1 310)</p>
<p>Sammenlignet med ingen fjernstyrt kontroll i ekstresituasjoner</p>	<p>SEK 44 per dag (NOK 40)</p>

I studien til Broberg et al. (2014) svarte 39 % av respondentene at de ønsket å beholde dagens ordning, uten noen form for restriksjoner på deres elektrisitetsforbruk. For at denne gruppen i det hele tatt skal vurdere å bli med i et fleksibilitetsprogram, kreves det ifølge studien en kompensasjon på SEK 2746.

3.1.3 Aggregatorrollen

Innføringen av ny effekttariff er et tiltak for å øke forbrukerfleksibiliteten, og spre forbruket for å forhindre de største effekttoppene. Denne utfordringen gir innpass for en ny rolle i markedet: Aggregatorrollen.

Aggregatoren kjøper utkoblingsrettigheter av kundene som aggregatoren kan administrere innenfor bestemte rammer (Jenssen, Fiksen, Tennbakk, & Wikum, 2017). Aggregatoren sikrer således fleksibiliteten ved at kundene ikke fysisk er nødt til å skru av apparatene i huset til riktige tidspunkt selv. Kundene får kompensasjon for å tilby fleksibilitet i form av et fast beløp eller et avslag i nettleien. Nettselskapene vil ha betalingsvillighet for en slik løsning, da fleksibiliteten kan gi sparte eller utsatte investeringer i nettet.

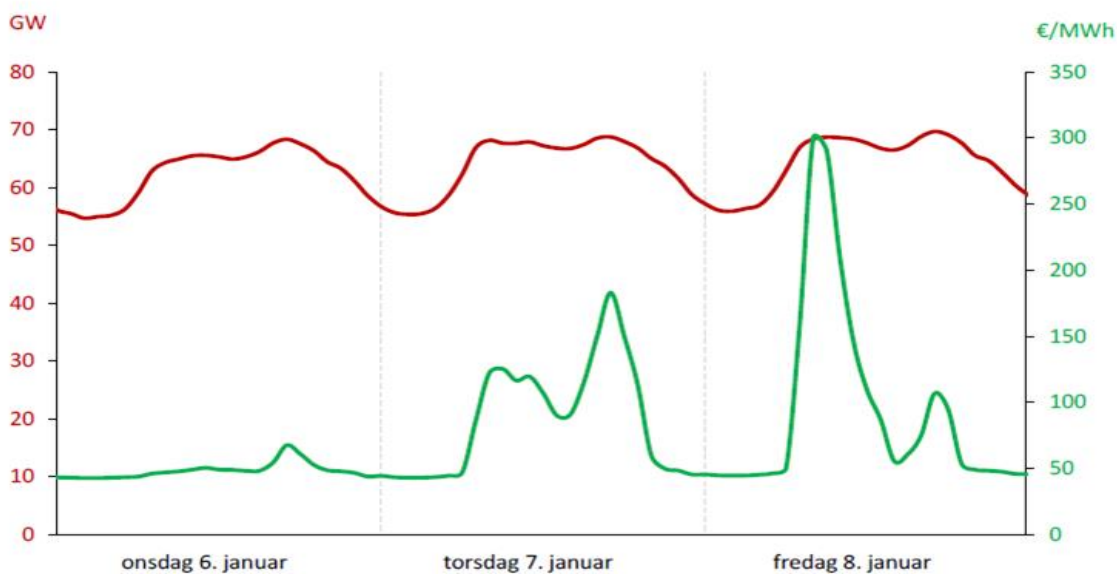
Aggregatorrollen kan tilbys av tre ulike aktører (Vista Analyse, 2017):

- Tilbud fra nettselskapene: Om nettselskapene tilbyr aggregatortjenesten trengs ingen fordyrende mellomledd, og fortjenesten ved sparte og utsatte investeringer vil fordeles på kunden og nettselskapet. Nettselskapet har et eksisterende kundeforhold, og fra kundens ståsted vil denne løsningen være enkel, da kunden kun har en aktør å forholde seg til. Til tross for enkelheten i kundeforhold, er det utfordringer ved at nettselskapene skal kunne tilby aggregatortjenester. Forklaringen ligger i at konkurransesituasjonen til nettselskapene i deres opprinnelige næring er et naturlig monopol. Dette byr på utfordringer, da kryssubsidiering må forhindres. Dette vil si at en må forhindre at kostnader, besparelser og fortjenester ved aggregatortjenesten, som er en konkurranseutsatt virksomhet, ikke overføres til monopolvirksomheten. Kryssubsidiering vil motarbeide fri konkurranse, da konkurrentene ikke stiller på like vilkår.
- Tilbud fra strømleverandørene: Strømleverandørene har, i likhet med nettselskapet, allerede et eksisterende kundeforhold. I dag kan strømgregningen og nettleien samles på én og samme faktura, og ved at strømleverandørene leverer aggregatortjenester vil strømrelaterte kostnader for kunden fortsette å komme på samme faktura. Strømleverandørene opererer også allerede i et marked med fri konkurranse.

- Tilbud fra tredjeparter: Nye, uavhengige selskaper som tilbyr aggregatortjenester kan opprettes, eller allerede eksisterende selskaper i andre bransjer kan tilby aggregatortjenester som en sideforretning.

3.1.4 Kraftprisen som prissignal

Implisitt fleksibilitet, hvor kunden endrer sin adferd, er hvor en venter en varig endring i forbruksmønsteret. Eksplisitt fleksibilitet vil kun utløses i de situasjonene når effektuttaket nærmer seg grenseverdiene på hva flaskehalskapasiteten i områder i strømmettet vil kunne håndtere. For å oppnå en endring i forbrukeradferd kreves det riktige økonomiske insentiver. Prissignalene må oppfordre til reduksjon av forbruket, eller å flytte forbruket fra topplastperiodene til andre perioder. Slike prissignaler finnes allerede i dag, i naturlige variasjoner av kraftprisen, som varierer som følge av tilbud og etterspørsel (Kringstad, Holmefjord, & Aarstad, 2018). Norske strømkunder er generelt lite prissensitive, noe som figur 9 illustrerer. Norske husholdningskunder betaler i gjennomsnitt 4 prosent av deres disponible inntekt for elektrisitet, nettleie og avgifter⁸.



Figur 9: Figuren viser det totale forbruket i Norden i rødt, med den nordiske systemprisen for kraft i grønt, for perioden 6.-8. januar 2010. Det oppsto høye priser i Norden 8. januar, men det var ingen synlig respons i forbruket (Kringstad, Holmefjord, & Aarstad, 2018).

⁸ Gjennomsnittlig prosentvis andel strømrregningen utgjør av en husholdnings disponible inntekt er regnet ut fra gjennomsnittsdata fra Statistisk Sentralbyrå (SSB) for disponibel inntekt (2016), energiforbruk i husholdninger (2012) og totale strømpris (fra 4. kvartal 2017). Informasjonen er hentet fra (Statistisk sentralbyrå, 2017) (Statistisk sentralbyrå, 2014) (Statistisk Sentralbyrå, 2018a).

Den manglende responsen på økte kraftpriser må ses i sammenheng med hvordan majoriteten av husholdningsforbrukere sitt elektrisitetsforbruk har blitt fakturert, med månedsvis avregning, hvor forbruket er avregnet på bakgrunn av en forbruksprofil laget av nettselskapet eller strømselskapet (Forbrukerrådet). Med innføringen av AMS, som vil være ferdig installert i Norge i 2019, vil kundene kunne bli avregnet etter faktisk forbruk per time, kombinert med prisen på kraft i den gjeldende timen. Dette skaper dermed et økonomisk insentiv for å flytte eller begrense forbruket i perioder hvor prisen for elektrisitet er høy. Om en vil observere noen adferdsendring hos husholdningskunder på bakgrunn av dette insentivet er avhengig av flere faktorer. Husholdningskundene mangler fremdeles brukervennlige og utbredte måter for til enhver tid å kunne se den gjeldende prisen for elektrisitet, og vil derfor ikke ha den nødvendige informasjonen til å endre sin adferd.

Holstad og Pettersen (2011) har studert hvordan strømforbruket i alminnelig forsyning tilpasser seg endringer i spotprisen på kraft. Studien har tatt utgangspunkt i månedsdata for perioden 1996-2010, og har funnet at strømforbruket i alminnelig forsyning faller med 0,05 prosent dersom kraftprisen øker med 1 prosent fra en måned til den neste. Det er noe treghet i hvor raskt forbrukerne tilpasser seg til prisendringene, men 80 prosent av responsen i forbruk finner sted i samme måned som prisendringen. Dersom spotprisen øker med 40 prosent og øvrige variabler ligger fast, vil forbruket i alminnelig forsyning kun reduseres med 2 prosent, ifølge artikkelen.

Det er den samlede sluttbrukerprisen på levert elektrisitet som er av betydning for forbrukeren, altså inkludert prisen for kraft, nettleie og avgifter. Effekttariffer og variasjoner i spotprisen vil sammen påvirke hvordan forbrukerne vil forbruke elektrisitet. Prissignalene i en effekttariff vil i tillegg til å kunne redusere topplasten også kunne redusere de høyeste kraftprisene, ettersom kraftprisene påvirkes av etterspørselen. Dersom forbruket i topplasttimene synker, altså etterspørselen, synker også prisen på kraft (Kringstad, Holmefjord, & Aarstad, 2018). Likevel vil kombinasjonen av effekttariffer og kraftpriser gi et vesentlig tydeligere prissignal mot sluttbrukerne for å senke toppbelastningen enn hva som er tilfellet i dag.

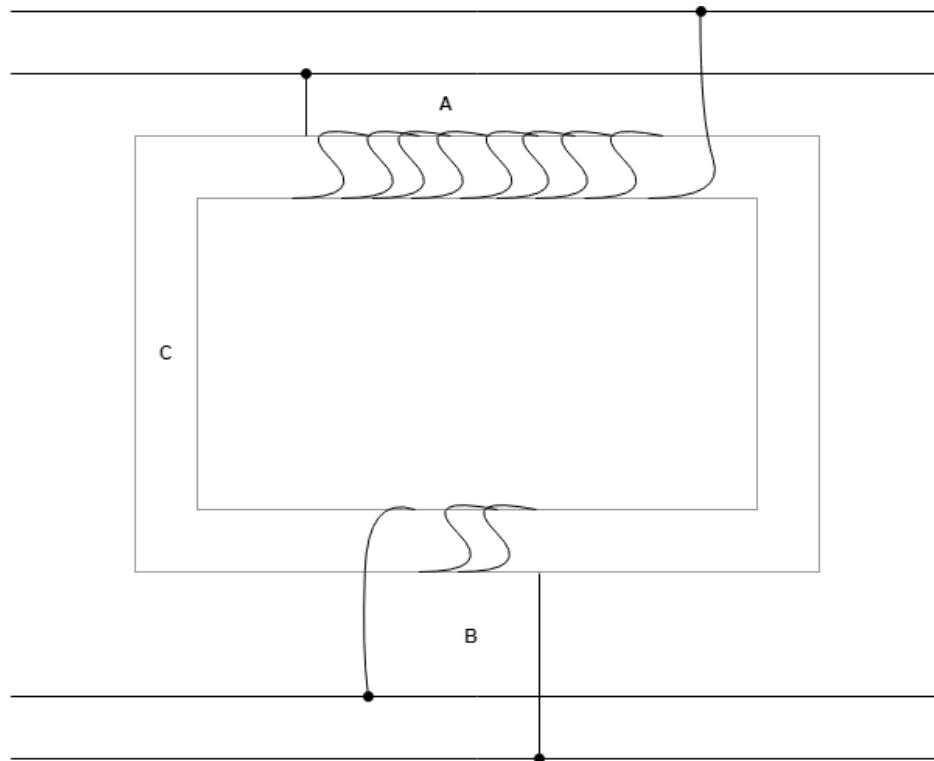
3.2 Transformatorer

I forbindelse med denne utredningen er det utarbeidet en modell (beskrevet i kapittel 5) hvor det studeres hvorvidt transformatorer overbelastes. Transformator-teori som er relevant for utredningen

er transformatorens levetid som resultat av overbelastning. Dette temaet presenteres i 3.2.2. Som en bakgrunn til dette gis det innledningsvis en kort beskrivelse av en transformators virkemåte og oppbygning.

3.2.1 Transformatorens virkemåte og oppbygning

En transformator er et apparat som omgjør elektrisk vekselstrøm fra én spenning til en annen spenning (Høyte, 2018). Transformatorene i nettstasjonene brukes til å omgjøre spenningen fra høyspentnettet (typisk 22 kV) til lavspenning, som sendes ut til den typiske sluttkunde (230 eller 400 V). Transformatoren omgjør spenningen ved bruk av elektromagnetisk induksjon, vist i figur 10.



Figur 10: Figuren viser en transformators oppbygning, hvor punkt A er primærsiden (høyspent), punkt B er sekundærsiden (lavspenning), og C jernkjernen. Figuren er basert på (Chapman, 2012, s. 77).

Hovedkomponentene i en transformator er den magnetiske kretsen (kjernen) og den elektriske kretsen (viklingene). Den magnetiske kretsens funksjon i en transformator er å være en leder for fluksen. Viklingenes funksjon er å lede strømmen, og dimensjoneres etter strømstyrke og spenning (Kjølseth, 1971). Figur 10 viser en transformator som består av to viklinger på en jernkjerne (C). Vikling A, primærsiden, er koblet til en høy spenning og består av mange vindinger, mens vikling

B, sekundærsiden, består av få vindinger. Prinsippet som brukes for å omgjøre den høye spenningen i A til en lavere spenning i B er at et varierende elektrisk felt skaper et magnetfelt, og at et varierende magnetfelt igjen skaper et elektrisk felt (Kjølseth, 1971). Strømmen ved primærsiden går igjennom viklingene i A og danner en magnetisk fluks Φ . Den magnetiske fluksen går igjennom jernkjernen og over til sekundærsiden hvor det induseres en spenning i sekundærviklingene. Spenningsforholdet og vinklingsforholdet er sammenhengende, og spenningen på sekundærsiden kan derfor justeres ved å endre på vinklingsforholdet, vist i formelen under (Chapman, 2012, s. 69):

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{N_2}{N_1} \quad \rightarrow \quad V_2 = V_1 \frac{N_2}{N_1}$$

Hvor: V_1 = Spenning på primærside

V_2 = Spenning på sekundærside

N_1 = Antall vindinger på primærside

N_2 = Antall vindinger på sekundærside

Transformatorer har funksjoner langs hele kraftnettet og kan justere spenningen både opp og ned. Generatorspenningen fra kraftstasjonen transformeres til overføringsspenning, en spenning egnet for overføring over lengre distanser. I transformatorstasjoner transformeres spenningen ned til et lavere spenningsnivå som er egnet til fordeling til nettstasjoner. I nettstasjonene transformeres spenningen ned til forbrukerspenningen. (Olje- og energidepartementet, 2015)

De fleste transformatorene er oljefylt (Petersen, 1996). I dette ligger det at viklingene og kjernen er plassert i en stålkasse fylt med transformatorolje. Oljen fungerer både som kjølemedium og som isolasjon i transformatoren. Papir, som er et organisk materiale, brukes som fast isolasjon i oljefylte transformatorer. Isolasjonsmaterialet er ikke termisk stabilt, noe som gjør at nedbrytingstiden på isolasjonen er sterkt avhengig av temperaturene de utsettes for (Longva, 1999). Prosessen gjør at cellulosefibrene etterhvert blir sprø og mister bruddstyrken (Kjølseth, 1971). Ved tilstedeværelse av luft og fuktighet vil også nedbrytingen av materialet akselerere (Longva, 1999).

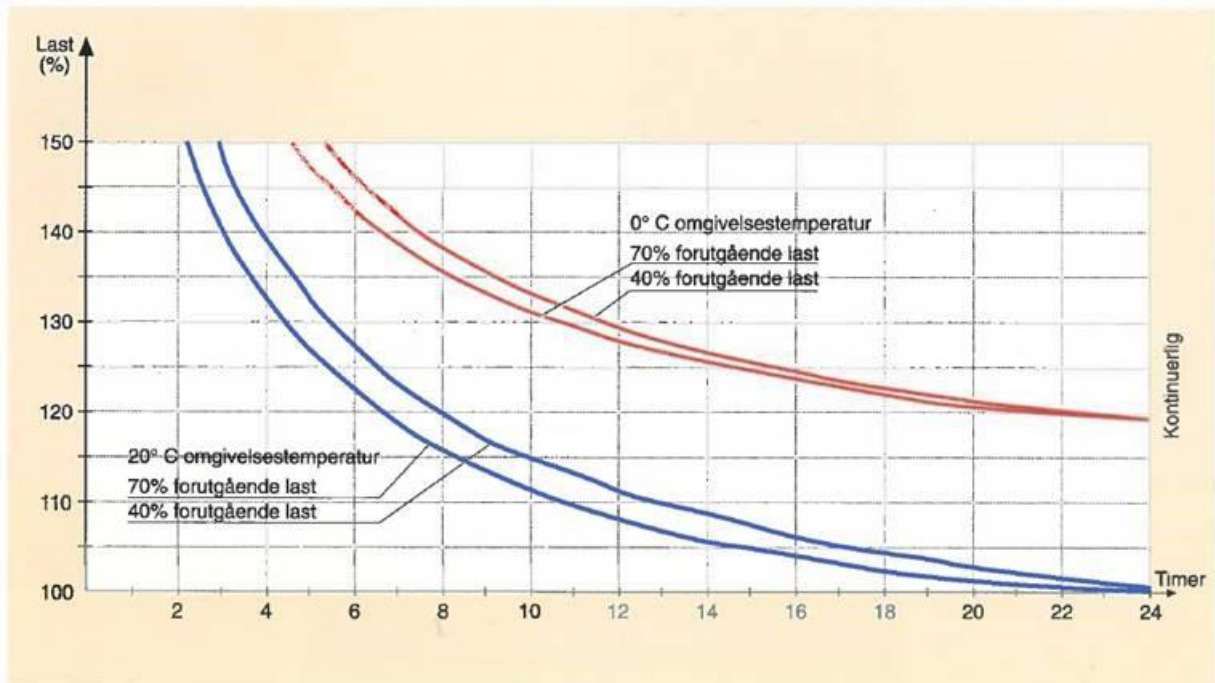
Transformatorene i distribusjonsnettet er plassert i nettstasjoner. En nettstasjon er her definert som bygget eller området hvor transformatoren er installert og inkluderer de nødvendige elektriske komponenter, som sikringer og kabelavganger. En nettstasjon kan romme flere transformatorer og

kan plasseres i mastearrangement, i eksisterende bygninger eller i et eget bygg, kalt transformatoriosk (Rosvold, 2018).

3.2.2 Overbelastning av transformator

Belastningen transformatoren utsettes for, sammen med omgivelsestemperaturen, avgjør transformatorenes levetid. I følge Longva (1999) i Møre Trafo har årsaken til 30-50 års levetid vært på grunn av en lav gjennomsnittsbetlastning på 40-70 prosent kombinert med lave omgivelsestemperaturer. Høyere belastning på transformatorstasjonen vil øke temperaturen i viklingene noe som igjen øker oljetemperaturen. Økt temperatur øker nedbrytningshastigheten på isolasjonen. Lave omgivelsestemperaturer vil bidra til kjøling av transformatoroljen, hvilket gjør at transformatoren kan operere ved høyere belastninger enn dens merkeytelse uten at dette reduserer transformatorens levetid. Transformatorenes levetid avhenger altså av transformatorens oljetemperatur gjennom levetiden. Gjennomsnittstemperaturen i det varmeste punktet («Hot-spot») avgjør termisk levetid og aldring av isolasjonen. En gjennomsnittlig reduksjon av temperaturen i det varmeste punktet med 6 celsiusgrader fordobler levetiden. En transformator behøver ikke å havare selv om papirets bruddstyrke i transformatoren er godt under papirets opprinnelige bruddstyrke. Ved 20-25 prosent av den opprinnelige bruddstyrken vil papiret være så sprøtt at det kan gå i oppløsning selv ved drift i henhold til merkelast. (Longva, 1999)

Som forklart i forrige avsnitt avhenger en transformators levetid av omgivelsestemperatur og belastning. Kurvene i figur 11 viser overbelastningskurver fra ABB. Kurvene viser belastninger ved omgivelsestemperaturer på 0 og 20 celsiusgrader uten at belastningen skal medføre en reduksjon av forventet levetid for transformatoren. Det er to kurver tilhørende hver av temperaturene, hvor forskjellen mellom dem er prosent av forutgående last ved henholdsvis 40 og 70 prosent. Overbelastningskurvene fra ABB er spesielt nyttige når en ikke har måleverdier på transformatoroljens temperatur.



Figur 11: Figuren viser overbelastningskurver fra ABB. (ABB Kraft)

4 Metode

Hensikten med forskning er å frembringe gyldig og troverdig kunnskap om virkeligheten.

For å klare dette må forskeren ha en strategi for hvordan han eller hun skal gå fram.

Denne strategien er metoden. (Jacobsen, 2015, s. 15)

Metoden skal fremskaffe empiri for å svare på problemstillingen og gi ny eller utvidet kunnskap innenfor emnet. Metoden er gangen i forskningen; fra utvikling av problemstilling til valg av forskningsdesign og innsamling, behandling og analyse av data, og hvordan en kan kvalitetssikre konklusjonene som trekkes. Valget av en bestemt metode gjøres fordi en mener denne metoden vil gi gode data og belyse problemstillingen på en interessant måte (Dalland, 2007).

Underkapitlene som følger beskriver det metodiske rammeverket som er brukt i forbindelse med denne utredningen, hvilke data som er innsamlet og hvordan disse dataene er innsamlet og analysert. Avslutningsvis diskuteres utredningens reliabilitet, validitet og kildekritikk.

4.1 Utdyping av problemstilling

Metoden som ligger til grunn i denne utredningen er valgt med formål å besvare følgende problemstilling:

- Hvor stort er behovet for utjevning av effekttopper, og hva er den økonomiske verdien av forbrukerfleksibilitet som et virkemiddel for å utjevne disse toppene?

Temaet for problemstillingen ble tidlig foreslått av AEN, da det vurderes å innføre en effektbasert modell for nettleie, og det i bransjen snakkes om temaet forbrukerfleksibilitet og dets potensial. Det finnes allerede et marked for eksplisitt fleksibilitet, hvor det gjerne er store aktører som kan tilby sin fleksibilitet ved utkoblinger av effektkrevende laster. Nettselskaper har i dag avtaler hvor store forbrukere av elektrisitet tilbyr sin fleksibilitet, men det er mangel på forskning rundt nettselskapenes øvre betalingsvillighet for en slik løsning mot husholdningskunder i distribusjonsnettet. Målet med utredningen var derfor å etablere en modell som kartlegger sentrale deler av nettselskapenes øvre betalingsvillighet for eksplisitt forbrukerfleksibilitet i distribusjonsnettet.

Den utarbeidede modellen skal videre anvendes på AENs fordelingstransformatorer i distribusjonsnettet i perioden 1. desember 2017 til og med 1. mars 2018. Dette er perioden hvor

temperaturen i Norge er på det kaldeste, noe som medfører at elektrisitetsforbruket er på det høyeste, og det er derfor i denne perioden vi finner de største årlige effekttoppene i distribusjonsnett.

For å avgrense og bistå besvarelsen av den overordnede problemstillingen introduseres følgende problemstillinger:

1. Etablere modell for å vurdere virkemidlene effekttariff og fleksibilitetsavtale i distribusjonsnett.
2. Anvende modellen på case i distribusjonsnett hos Agder Energi Nett:
 - a. Hvor stort er problemet?
 - b. Hva er den økonomiske verdien av utsatte investeringer tilknyttet transformatoroppgraderinger som følge av forbrukerfleksibilitet?
3. Kartlegge for hvilke andre utfordringer Agder Energi Nett opplever at forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser.

Den etablerte modellen presenteres i kapittel 5, mens resultatene fra modellen anvendt på case i distribusjonsnett hos AEN, samt hvor AEN opplever at forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser, presenteres, analyseres og diskuteres i kapittel 6.

4.2 Studieobjekt

I denne utredningen er studieobjektet AEN, med dets ansatte og selskapets fordelingstransformatorer i nettstasjoner i distribusjonsnett. AEN har totalt 8433 fordelingstransformatorer, men ettersom arbeidet med å installere målere på transformatorene er en pågående prosess under utredningens utarbeidelse, er det kun tilgjengelige data fra 5314 transformatorer i perioden fra og med 1. desember 2017 til og med 1. mars 2018.

Det er gjort 13 semi-strukturerte intervjuer, og vi har hatt løpende kontakt og e-mailkorrespondanser med spesialister innenfor ulike fagfelter i AENs avdelinger for Nettstrategi og Analyse, Nettutbygging og Nettdrift. Det er også gjennomført ett intervju med en prosjektdeltaker i DeVID, e-mailkorrespondanse og en telefonsamtale med en representant fra NVE og e-mailkorrespondanse med en representant fra transformatorleverandøren ABB. I tillegg

er det gjennomført et møte med Agder Energi sin prosjektgruppe for fleksibilitet og en sentral person i Enfo⁹.

4.3 Forskningsdesign

Det finnes ulike typer forskningsdesign, og hvilket forskningsdesign som passer en bestemt problemstilling vil avhenge av problemstillingens karakter. I valget av forskningsdesign vurderer forskeren hva som er den beste datainnsamlingsmetoden for å besvare problemstillingen best mulig. Jacobsen (2015) skriver at «valg av undersøkelsesopplegg vil ha store konsekvenser for undersøkelsens validitet».

Ytterkantene i valg av forskningsdesign er intensivt (dypt) og ekstensivt (bredt) forskningsdesign. Et intensivt forskningsdesign er hvor forskeren undersøker relativt få enheter, men med mange variabler. Dette gjøres med den hensikt å få et mest mulig helhetlig bilde av et fenomen, ved å studere mange nyanser. Dette kan typisk være casestudier hvor det gjennomføres kvalitative intervjuer. På den andre siden er ekstensivt forskningsdesign, hvor mange enheter undersøkes, men med få variabler. Hensikten med dette er å danne en presis beskrivelse av et fenomen, på tvers av ulike kontekster, i tillegg til at det også øker mulighetene til å generalisere undersøkelsens funn. (Jacobsen, 2015)

Denne utredningen har et intensivt forskningsdesign. Dette fordi enheten undersøkt i denne utredningen er ett nettselskap, hvor empirien er hentet fra dette selskapets nettstasjonstransformatorer og ansatte. Alternativt kunne et ekstensivt design vært tatt i bruk ved å innhente empiri fra flere nettselskaper, både nasjonalt og internasjonalt. Dette ville økt muligheten til å generalisere funnene til andre nettselskaper, både i Norge og internasjonalt. En slik tilnærming vil likevel ha begrensede muligheter til å kunne gi tilstrekkelige detaljer knyttet til problemstillingen, da en med mange enheter ikke får undersøkt problemstillingen i dybden. Ved å gjøre en intensiv enkeltcase-studie med avgrensning av studien i tid og rom kan en få fram en detaljert og virkelighetsnær beskrivelse (Jacobsen, 2015).

⁹ Enfo er et teknologiselskap innen kraftbransjen som jobber med å utvikle og operere avanserte systemløsninger for forbedret forbrukerfleksibilitet og optimalisert drift av kraftsystemet. (Hentet fra www.enfo.no)

På grunn av studieobjektets høye antall transformatorer, er det gjennomført en utvalgsstudie, hvor utvalget på flere enheter er undersøkt på vegne av et større antall enheter, med hensikt å oppskalere funnene i utvalget til resten av populasjonen av studieobjektets transformatorer.

4.3.1 Forskningshensikt

En studie sitt formål er å opparbeide ny kunnskap om temaet. Forskingen kan enten være utforskende (eksplorativ), beskrivende (deskriptiv) eller forklarende (kausal) ved hypotesetesting. En utforskende studie er hvor en ønsker å utforske nye områder innenfor et tema. I en beskrivende forskning forsøkes det å beskrive visse karakteristikk av et fenomen. I en forklarende forskning undersøkes det hvorvidt årsak-virkningsforholdet i hypotesen bekreftes. (Sekaran, 2003)

Denne utredningen vil bære preg av en utforskende og beskrivende forskningshensikt. Kartleggingen av for hvilke andre utfordringer forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser for AEN er av en beskrivende karakter. På bakgrunn av studier og rapporter forsøker vi å beskrive realistiske fremtidsscenarioer for belastning i distribusjonsnettet. Videre brukes denne informasjonen til å utforske hvorvidt eksplisitt fleksibilitet kan utsette investeringer i distribusjonsnettet, og hvilke økonomiske verdier disse utsatte investeringene har. Nettselskapenes betalingsvillighet til fleksibilitet i distribusjonsnettet er et område av forbrukerfleksibilitetstemaet med mangelfull forskning. Denne utredningen bidrar til å tette et kunnskapshull innenfor temaet, og har i så måte en utforskende forskningshensikt.

4.3.2 Forskningstilnærming

Det er vanlig å skille mellom induktiv og deduktiv forskningstilnærming. Forskningstilnærmingen avgjør rekkefølgen på datainnsamlingen (empiri) og søket etter relevant teori (Jacobsen, 2015). I en induktiv tilnærming går forskeren fra empiri til teori. Forskeren er da ikke forutinntatt, men har en åpen og fordomsfri tilnærming gjennom datainnsamlingen, noe som ikke begrenser den innsamlede dataen ved at forskeren allerede før datainnsamlingen begrenser resultatets rekkevidde. Ved en deduktiv tilnærming er rekkefølgen motsatt; fra teori til empiri. Dette gjør at søket etter empiri er styrt av teoretiske antakelser, noe som hjelper forskeren til å se etter de relevante dataene gjennom datainnsamlingen, og ha den nødvendige bakgrunnskunnskapen til å stille de spørsmålene som gir best mulig empiri. (Jacobsen, 2015)

I denne utredningen brukes en forskningstilnærming med en vekselvirkning mellom induksjon og deduksjon, men med en hovedvekt mot deduksjon. Denne tilnærmingen kalles en abduktiv tilnærming hvor forskningen ses på som en pågående prosess hvor empiriens funn leder til nye spørsmål som må undersøkes (Jacobsen, 2015). Det var nødvendig med et teoretisk rammeverk for å kunne stille de riktige spørsmålene i de innledende intervjuene og opparbeide kunnskap om hvordan de tilgjengelige forbruksdataene fra nettstasjonene skulle behandles og analyseres. Underveis i empiriinnsamlingen og analysen av forbruksdataene dukket det opp nye spørsmål som måtte undersøkes teoretisk. De nye spørsmålene gav opphav til teori som bedret vår totale forståelse av temaet. Vår bredere forståelse av temaet gjorde oss bedre rustet til å stille nye og riktigere spørsmål til nye og riktigere intervjuobjekter. Slik utviklet utredningen seg til å bli en iterativ prosess hvor vi beveget oss mellom en teori og empiri, hvor innsamlingen av empiri pågikk i takt med vår økende dybdeforståelse for temaet.

4.4 Metode for datainnsamling og databehandling

Hvilke data som samles inn, og hvordan disse samles inn utgjør utredningens metode. Valg av metode vil avgjøre utredningens reliabilitet og validitet. I dette delkapittelet diskuteres hvordan utredningens empiri er innsamlet, hvilke typer data dette er og behandlingen av dataene. Hvordan den valgte metoden påvirker utredningens reliabilitet og validitet diskuteres i neste delkapittel.

4.4.1 Kvantitativ og kvalitativ metode

I løpet av arbeidet med forskning er det en mengde data og informasjon som skal innhentes, bearbeides og analyseres, og til slutt trekkes konklusjoner fra. Det finnes to hovedformer for datainnsamling: Kvantitativ og kvalitativ metode. Begge metodene skal samle inn informasjon om en bestemt problemstilling, men tar i bruk ulike metoder for datainnsamlingen. Kvantitativ metode har som utgangspunkt at den sosiale virkeligheten kan beskrives ved å ta i bruk metoder som innhenter tall, mens kvalitativ metode har som utgangspunkt at det er nødvendig å ta i bruk metoder som bruker ord til å beskrive virkeligheten (Jacobsen, 2015). Kvalitativ metode brukes ofte i et intensivt forskningsdesign. Forklaringen på dette er at et intensivt design samsvarer med kvalitative metoders fordeler og ulemper. Jacobsen (2015) trekker frem følgende punkter som de fremste fordelene ved kvalitative data: Høy relevans, nyanserikdom, og fleksibilitet i form av muligheten til å utvikle undersøkelsesopplegget etter hvert som undersøkelsen pågår. Ulempene ved kvalitative metoder er at de er ressurskrevende, en har utfordringer ved generalisering utover

de undersøkte objektene/objektet, dataene har høy kompleksitet, undersøkelseeffekt og for stor grad av fleksibilitet. Jacobsen (2015) trekker videre frem at kvantitative metoder egner seg bedre når forskeren ønsker å kunne generalisere funnene utover den analyserte enheten, da informasjonen er standardisert, hvilket gjør at det ikke er spesielt ressurskrevende å samle inn store mengder data. Det store utvalget gir undersøkeren representative data, noe som øker generaliserbarheten av funnene. En ulempe ved kvantitative metoder er at graden av kompleksitet kan bli for liten til å beskrive det undersøkte i dybden.

I denne utredningen er det brukt både kvalitativ og kvantitativ metode på datainnsamlingen. En del av denne utredningen har vært å bearbeide og analysere forbruksdata fra transformatorer i AEN sitt område, med datapunkter for forbruket ved hver av de 5314 transformatorene hver time i hele perioden fra 1. desember 2017 til og med 1. mars 2018. Denne delen av studien er derfor kvantitativ metode.

Å kombinere kvantitativ og kvalitativ metode utnytter styrkene til begge metodene, og kalles ofte kombinasjonsstudier (eng: mixed methods research) (Bryman, 2008). Det er gjennomført kvalitative intervjuer med interne og eksterne personer i og utenfor AEN. Dette er gjort for å skaffe informasjon om hvordan AEN fatter beslutninger om oppgraderinger av transformatorer, kostnader tilknyttet dette og annen informasjon som inngår i modellen, samt for karleggingen av for hvilke andre utfordringer Agder Energi Nett opplever at forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser. Disse intervjuene hadde også som utgangspunkt å styrke validiteten og reliabiliteten til resultatene av utredningen, i tillegg til egne intervjuer dedikert til nettopp dette. Intervjuene er gjennomført som semi-strukturerte intervjuer. Semi-strukturerte intervjuer gjennomføres på bakgrunn av en intervjuguide utarbeidet på forhånd, som inkluderer temaer eller problemstillinger som skal dekkes i løpet av intervjuet (Easterby-Smith, Thorpe, & Jackson, 2015). Denne intervjustilen gjør at en unngår å «låse» intervjuets innhold til kun å omfatte de spørsmålene som på forhånd er planlagt av forskeren, som ville vært tilfellet i et lukket intervju. Et semi-strukturert intervju tillater intervjuobjektet å svare mer fritt rundt tematikken i intervjuet, og gjør at forskerne kan stille relevante oppfølgingsspørsmål basert på intervjuobjektens svar. Intervju som i større grad er åpne er spesielt nyttige i å utforske prosesser som leder til spesifikke utfall (Maxwell, 2013).

4.4.2 Primær- og sekundærdata

Hva som er kilden til dataen avgjør hvorvidt det er primær- eller sekundærdata; om innsamlingen av dataene er gjort selv eller om den allerede eksisterer og er innsamlet av andre. Innsamling av primærdata er skreddersydd for oppgavens problemstilling. Sekundærdata er andre typer informasjon enn de forskeren selv har innsamlet. Dette kan være kvalitative sekundærdata som tekster, eller det kan være kvantitative sekundærdata, ofte betegnet som registerdata. (Jacobsen, 2015)

Forbruksdataene målt ved transformatorene hos AEN er sekundærdata, da dataene er innsamlet av andre, med en annen hensikt enn å utføre denne utredelsen. Det er likevel viktig å presisere at denne dataen ikke er bearbeidet på noen måte før vi fikk tilgang til den. De kvantitative forbruksdataene er derfor av tilsvarende format som om vi selv skulle stått for datainnsamlingen. Resultater og annen informasjon som prislister, eller fra forsøk, pilottester, konsulentrapporter og forskning som inngår i litteraturstudien er også sekundærdata.

Primærdataene i denne utredningen er intervjuer og e-mailkorrespondanser med spesialister innenfor relevante temaer utredningen kommer innom. I tillegg er det innhentet primærdata fra deltakelse på møter med prosjektgruppene som jobber med effekttariffer og forbrukerfleksibilitet.

4.4.3 Databehandling

Måledataene som ligger til grunn for analysen er historiske forbruksverdier målt direkte i transformatorene, målt i kWh/h. Dette er gjennomsnittsverdier av forbruket ved transformatoren hver time. Disse verdiene ble omgjort fra kWh til kVA¹⁰ for å kunne sammenligne belastningen opp mot transformatorenes merkeytelse. Dataene tilgjengeliggjort var:

- ID-nummeret på selve måleren i transformatoren
- Dato og tidspunkt for hver måling av forbruk
- Forbruksverdier med tidsopløsning på en time
- Koordinater for transformatorens plassering
- ID på hvilken transformator krets transformatoren forsyner
- Merkeytelsen til hver enkelt transformator

¹⁰ Forbruksdataene oppgitt i kWh ble omgjort til kVA ved å dividere forbruksdataene på 0,98. Dette er faktoren AEN opererer med i omgjøringen av kWh til kVA.

Dataene ble behandlet i dataverktøyet Power BI fra Microsoft. Power BI er et analyseverktøy som muliggjør å knytte denne dataen sammen, gjøre beregninger, visualisere informasjonen som ligger i dataene, og gjøre filtreringer basert på kriterier.

Informasjonen ble filtrert basert på kriteriene gitt i kapittel 5, og de resterende objektene etter filtreringen ble videre analysert i Excel. I Excel det ble foretatt videre filtrering basert på transformatorenes gjenværende levetid, og det ble gjort et tilfeldig utplukk på 30 stykker av de filtrerte transformatorene for videre analyser.

Under de kvalitative intervjuene ble det ført notater. En problemstilling tilknyttet selve intervjuet er om intervjuet skal tas opp eller ikke. Lydbåndopptak med en opptaker eller smarttelefon gjør det mulig å få med alt intervjuobjektene sier, og kan transkriberes senere. Dette muliggjør bruk av direkte sitater i utredningen, noe som kan være med på å eksemplifisere slutningene som trekkes. Lydbåndopptak har også ulemper, da mange reagerer på å bli tatt opp, og det kan gjøre intervjuobjektene mer reservert i sine uttalelser (Jacobsen, 2015). En annen ulempe med lydbåndopptak er at det ved gjennomføring av mange intervjuer i utredningen vil være ressurskrevende å transkribere samtlige intervjuer.

I denne utredningen har vi valgt å ikke ta lydopptak fra intervjuene. Dette begrunnes med at vi med å notere under intervjuene får notert det vi mener er spesielt viktig. I tillegg har begge bidragsyterne til denne utredningen deltatt på alle gjennomførte intervjuer, noe som gir den fordel at en kan skrive mens den andre stiller spørsmål. Dette tillater spørsmålsstilleren å følge opp svarene fra intervjuobjektet med relevante oppfølgingsspørsmål på en naturlig måte. Notatene som ble tatt underveis i intervjuene ble så skrevet ut like etter intervjuene var avsluttet. Dersom vi etter intervjuene mente noe informasjon var uklar eller ufullstendig, ble intervjuobjektene kontaktet igjen for å oppklare eller utdype informasjonen. Sitatene som er brukt i denne utredningen er notert ned under intervjuene, og kontrollert og godkjent av intervjuobjektene i ettertid.

Vi har i denne utredningen ikke tatt med informasjon som kan identifisere hvilke transformator-kretser vi har analysert, eller hvilke områder disse er lokalisert, da vi mener dette hverken er relevant eller interessant for andre utover AEN. Vi har også valgt å ikke identifisere intervjuobjektene som har bidratt til denne utredningen, da det er kunnskapen, posisjonen og avdelingen vedkommende arbeider i som er relevant for deres bidrag inn mot utredningen.

4.5 Vurdering av empiri

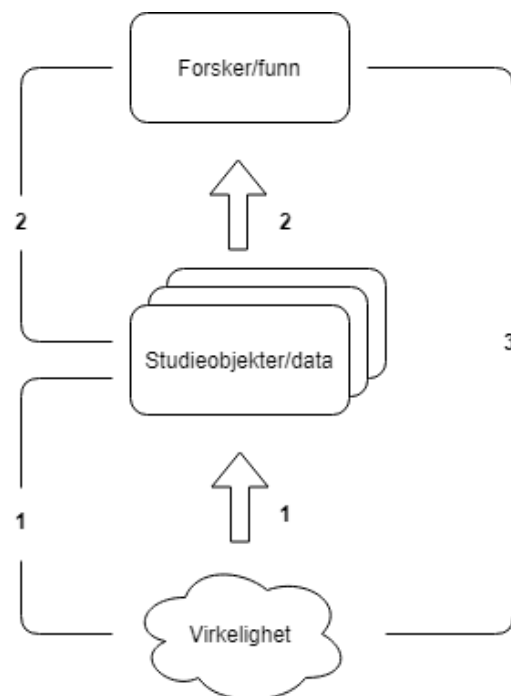
I vurderingen av hvor gode konklusjoner vi har trukket ligger en vurdering av utredningens innsamlede empiri. Vurderingen tar for seg intern validitet, ekstern validitet og reliabilitet.

4.5.1 Validitet

Ordet *validitet* kommer fra det latinske ordet *validitas*, som betyr sannhet, troverdighet, gyldighet og styrke (Kruuse, 2005).

Utredningens validitet omhandler gyldigheten til slutningene som trekkes. Forskeren forsøker gjennom forskningen å beskrive en virkelighet. Validitet kan splittes i to deler; intern og ekstern validitet, hvor intern validitet er om resultatene oppfattes som riktige, mens ekstern validitet omhandler i hvilken grad konklusjonene som trekkes kan gjelde for andre utover det som er undersøkt (Jacobsen, 2015).

Forskningens indre validitet er hvorvidt slutningene forskeren trekker er en sann beskrivelse av virkeligheten. Jacobsen (2015) illustrerer intern validering som en relasjon mellom tre nivåer, vist i figur 12.



Figur 12: Figuren illustrerer intern validering som en relasjon mellom nivåene virkelighet, studieobjekter/data og forsker/funn. Figuren er basert på Jacobsen (2015).

Pil nummer 1 i figur 12 omhandler hvorvidt empirien gir et riktig bilde av virkeligheten. Pil nummer 2 forteller om forskerens konklusjoner er riktige på bakgrunnen av teorien. Relasjon nummer 3 knytter seg til om konklusjonene som trekkes gjenspeiler virkeligheten.

Den kvalitative empirien som er innsamlet i oppgaven er inkludert for å styrke og utfylle det kvantitative. Den kvalitative empirien har som mål å avdekke forbrukerfleksibilitet sitt potensiale i distribusjonsnett, innhente priser, samt beskrive beslutningsgrunnlaget til AEN vedrørende transformatorutskiftninger og investeringer i distribusjonsnett. For å sikre at vi har hatt tilgang til de riktige kildene har vi hatt en kontaktperson i nettselskapet hvor vi har drøftet hvilken informasjon som trengs. Kontaktpersonen har videre henvist oss til de riktige menneskene i nettselskapet, og fungert som en fasilitator ved å sette opp intervjuer med nettselskapets ansatte som vil være relevante for utredningens ulike problemstillinger. Dette mener vi styrker den interne validiteten på oppgavens funn.

Et annet vurderingspunkt innen oppgavens interne validitet er knyttet til om respondentene gir riktig informasjon (Jacobsen, 2015). Hva angår prisliste som vil være relevant informasjon i utredningens utarbeidede modell har kildene motivasjon til å tilbakeholde informasjon. Prisene på transformatorer er fremforhandlet mellom nettselskapet og leverandøren, og er ikke ment for offentliggjøring. De ansatte ved nettselskapets innkjøpsavdeling har derfor vært klare på at prisene som er brukt i denne oppgaven ikke er de reelle prisene de har hos leverandørene, men er omtrentlige og representative. At prisene er omtrentlige, og ikke reelle, svekker resultatenes presisjon, men gir likevel et godt bilde på størrelsesorden av potensialet. Vi mener at siden en ansatt i nettselskapet har opptrådt som en fasilitator for intervjuene, kan dette ha bidratt til at intervjuobjektene har vist mer velvilje til å forberede seg til intervjuene, og tatt seg bedre tid til å bidra inn mot våre undersøkelser. Vi mener dette styrker empiriens kvalitet og relasjon til virkeligheten.

I kartleggingen av hvilke andre potensialer forbrukerfleksibilitet kan ha for nettselskapet, utover utsatte investeringer i distribusjonsnett, stilte vi dette spørsmålet, uten å legge noen føringer i spørsmålsformuleringen, til ansatte i ulike avdelinger i nettselskapet. Således fikk vi informasjon fra flere uavhengige kilder med ulik innfallsvinkel på problemet. Dette er med på å øke resultatenes validitet (Jacobsen, 2015).

For å validere våre funn har vi brukt respondentvalidering. Dette vil si at vi har konfrontert menneskene som har vært intervjuet med forskningens funn. Respondentvalidering bidrar til å øke resultatets indre validitet, da det gir intervjuobjektene mulighet til å kommentere, og eventuelt justere, forskernes tolkninger som er kommet frem av intervjuene. Respondentvalidering er den viktigste metoden for å utelukke muligheten for at resultatene fra intervjuene feiltolkes (Maxwell, 2013).

Innenfor de kvantitative dataene er den interne validiteten knyttet til hvorvidt måleapparatene måler det vi faktisk ønsker å måle. Dette kalles begrepsmessig validitet (Jacobsen, 2015). Vi har i denne utredningen brukt forbruksdata fra AMS-målere på transformatorene i distribusjonsnettet for å si noe om potensialet for utsatte investeringer i distribusjonsnettet. Behovet for investeringer tilknyttet utskifting av en transformator avhenger av om en transformator opererer i overlast. Definisjonen av overlast er hentet fra en av det studerte nettselskapets egen transformatorleverandør, hvilket gir høy begrepsmessig validitet.

Forbrukerfleksibilitet kan gi mange verdier i distribusjonsnettet, men å finne og vurdere økonomiske verdier ved alle disse aspektene er utfordrende, slik som for leveringssikkerhet og spenningskvalitet. Størrelsesordenen på verdiene kan også være situasjonsbetinget og caseavhengig. Derfor er disse aspektene utfordrende å modellere. Derfor er utredningens største utfordring knyttet til intern validitet, og hvorvidt den utarbeidede modellen gir en sann beskrivelse av virkeligheten.

Ekstern validitet er knyttet til resultatets overførbarhet, altså i hvilken grad funnene kan generaliseres til annet enn det som faktisk er undersøkt. Et av utredningens formål er å utarbeide en modell som er generaliserbar til andre enn det studerte nettselskapet. I denne utredningen er det AEN sitt distribusjonsnett som er studert, og overførbarheten vil avhenge av hvorvidt funnene i oppgaven er relevant for andre nettselskap og deres distribusjonsnett.

Andre nettselskaper vil være annerledes i sin natur, noe som begrenser resultatenes funn. Nettselskapenes fremforhandlede innkjøpspriser på materiell og arbeid vil avhenge av makten i forhandlingene mellom nettselskap og leverandør, hvilket igjen avhenger blant annet av selskapets størrelse. Ulike priser vil påvirke sluttresultatene med positivt eller negativt fortegn. Hvilken alder nettselskapenes installerte transformatorer har, og hvordan disse driftes vil variere. Dette vil påvirke antall transformatorer som havner i kategorien som modellen finner det interessant å

analysere, på bakgrunn av kriteriene gitt i kapittel 5. Dette begrenser generaliserbarheten av funnene. Forbruksprofiler og forventede framtidsscenarier på bakgrunn av nettselskapets lokalisering vil også kunne være en faktor som varierer ulike steder i landet. Dette kan eksempelvis være ulik kundemasse med ulik kundedferd, eller områders utbredelse av fjernvarme, som vil påvirke elektrisitetsforbruket til oppvarming. Disse faktorene begrenser generaliserbarheten fra funnene i det studerte området.

Generalisering har et begrenset gyldighetsområde; den vil være avgrenset i tid og rom (Jacobsen, 2015). Likevel kan en argumentere for at funnene kan være gyldige utover tidsperioden og populasjonen studert, men det kan ikke bevises. Størrelsen på den kvantitative delen av empirien øker funnernes eksterne validitet. Installasjonen av målere ved transformatorer i distribusjonsnettet pågår under utredningens utarbeidelse, og 5314 transformatorer hadde tilgjengelige data i den aktuelle perioden. Installasjonsrekkefølgen av områder gjøres fra øst til vest, og inkluderer både byer, tettbebygde strøk og griskrendte strøk. Vi mener derfor at resultatene fra populasjonen på 5314 nettstasjonstransformatorer (63 %) kan ses på som representative for samtlige 8433 nettstasjonstransformatorer i Agder, men det vil naturligvis være en usikkerhet knyttet til dette. Etter filtreringen ned til 102 transformatorer (forklart i kapittel 5) ble det gjort et tilfeldig utplukk på 30. Størrelsen på utplukket (29 %), samt at disse var tilfeldig valgt, bidrar til å øke funnernes generaliserbarhet. Funnene kan tenkes å til dels være overførbare til å si noe om potensialet for fleksibilitet også hos andre nettselskaper, på grunn av det store antallet transformatorer som har inngått i analysen, og dermed også ulike kundemasser og topografiske forhold som kan påvirke kundenes forbruksprofiler.

Modellen som er utarbeidet i utredningen gjør det mulig for andre nettselskaper og analysere sine transformatorer i distribusjonsnettet på bakgrunn av beslutninger relevant for eget selskap, gitt at nettselskapet har tilgang på timesdata for transformatorenes forbruk.

4.5.2 Reliabilitet

Reliabilitet handler om hvor pålitelige dataene i studien er; at de er samlet inn på en slik måte at de er pålitelige. Samtlige ledd i prosessen med datainnsamlingen må være fri for unøyaktigheter (Dalland, 2007). Sentralt i vurderingen om reliabilitet er altså om resultatene kan stoles på (Biggam, 2008). For å vurdere om resultatene fra utredningen er pålitelige, må en vurdere hvorvidt

det er metodologiske forklaringer på resultatene, altså om resultatene på noen måte kan skyldes selve forskningsdesignet (Jacobsen, 2000).

Undersøkelseeffekt er hvordan undersøkeren påvirker det undersøkte (Jacobsen, 2015). I kvalitative undersøkelser hvor undersøkeren gjennomfører intervju med undersøkelsesobjektet vil undersøkeren ofte være en fremmed. Undersøkeren har ingen garanti for at undersøkelsesobjektet svarer ærlig, og kanskje svarer undersøkelsesobjektet det han eller henne tror er det «riktige» svaret, det undersøkeren eller undersøkelsesobjektets leder ville ønsket. Ved en observasjon vil undersøkeren fremstå som et fremmedelement. Hvorvidt det som observeres oppfører seg som om observatøren ikke skulle vært tilstede vites ikke. Undersøkelseeffekt innenfor kvantitative metoder er hovedsakelig knyttet til innsamling av data fra spørreundersøkelser og vil derfor ikke være relevant for denne utredningen (Jacobsen, 2015).

Et intervju kan ses på som en samtale, og en samtale formes av partene som deltar, både i stil og innhold (Jacobsen, 2015). Empirien som samles vil derfor avhenge av intervjueren og intervjuerens fremtoning. Dette gjør at kvalitativ empiri vanskelig lar seg gjenskape. Vi mener at resultatene og konklusjonene fra denne utredningen ville blitt like dersom andre hadde foretatt undersøkelsen med identisk metode, og at resultatene er lite påvirket av undersøkelseeffekten. Denne utredningen er blant annet basert på kvantitative sekundærdata innsamlet av AEN, som ikke påvirkes av undersøkelseeffekten. Primærdataene i utredningen, på for eksempel beslutningsgrunnlaget for når en skal oppgradere en transformator, vurderer vi til å være lite påvirket av undersøkeren. Bakgrunnen for denne påstanden er at det kun vil tjene selskapet å gi mest mulig presis informasjon, for å øke relevansen av utredningens utarbeidede modell. I tillegg har vi gjennom utredningens utarbeidelse hatt muligheten til å komme tett på fagmiljøet i AEN, og har hatt et tilgjengelig kontor i deres lokaler hvor majoriteten av de fagpersonene som er intervjuet i forbindelse med denne utredningen til daglig arbeider. Dette har både gjort at intervjuene har foregått i en naturlig kontekst og gitt oss nærhet til intervjuobjektene ved at vi ikke fremstår som fremmede i en intervjusituasjon, noe som minsker undersøkelseeffekten i intervjusituasjonene. I tillegg har dette gitt oss en unik mulighet til å tett følge opp problemstillinger og informasjon som har kommet fra dette fagmiljøet.

Det faktum at det ble opparbeidet en viss forståelse av temaet med bakgrunn i teori, før innsamlingen av empiri, gjør at en ikke nødvendigvis vil møte intervjuer med «blanke ark». Dette

kan ha gitt inngangen til intervjuene en underbevisst vinkling eller at vi hadde før-dommer om hva vi skulle se etter (Jacobsen, 2015). Dette kan ha både positive og negative effekter, men ved å være bevisst på dette kan resultatenes negative påvirkning fra dette reduseres (Maxwell, 2013).

4.6 Kildekritikk

I utredningens teorikapittel, da spesielt om forbrukerfleksibilitet og effekttariffer, er det benyttet flere kilder av både primær- og sekundærlitteratur som blir betegnet som grå litteratur (Universitetsbiblioteket i Bergen). Argumentet for dette er blant annet tilknyttet effekttariffmodellen abonnert effekt. Dette er en særnorsk modell som etter vår kjennskap til nå ikke er tatt i bruk i andre markeder i verden. De eneste erfaringene fra denne tariffmodellen er ved piloter utført i Norge. I tematikken rundt forbrukerfleksibilitet er mye av det tilgjengelige materialet som har tatt utgangspunkt i nordiske forhold utarbeidet på bakgrunn av informasjon og beregninger gjort av konsulent- og rådgivningsselskaper, eller bransjeaktører, som for eksempel Statnett. At kildene tar utgangspunkt i nordiske forhold styrker kildenes relevans, da elektrisitetsforbruket i Norden skiller seg fra andre deler av verden ved en høy andel av elektrisitetsforbruk til oppvarming av vann og bygninger (Nordic Council of Ministers, 2017). Dette vil påvirke den tilgjengelige fleksibiliteten i strømmettet. Dette har gjort det nødvendig å bruke grå litteratur, men vi mener troverdigheten til disse kildene likevel er stor.

5 Modell og parametere

Et av masterutredningens bidrag til forskningen er å kartlegge et nettselskaps besparingspotensiale i form av utsatte investeringer ved bruk av forbrukerfleksibilitet som en kapasitetsbuffer. Modellen beregner nåverdiene basert på kostnader tilknyttet transformatoroppgradering, kapitalavkastningskrav og gjenværende levetid, hvor det undersøkes om en eventuell nødvendig investering kunne vært utsatt ved å ta i bruk forbrukerfleksibilitet. Sammenligning av nåverdi ved øyeblikkelig oppgradering av nettstasjonen og nåverdi ved bruk av fleksibilitet for utsatt investering gir nettselskapets verdi til forbrukerfleksibiliteten. Verdien på forbrukerfleksibiliteten må fordeles på gjenværende levetid for transformatoren for å få den årlige besparelsen. Nettselskapets øvre betalingsvillighet til forbrukerfleksibilitet vil være besparelsen som følge av utsatte investeringer. Alle kostnader i denne utredningen er basert på reelle verdier.

Figur 13 viser kontantstrømmene knyttet til utskifting av transformatorer, med og uten forbrukerfleksibilitet, og differansekontantstrømmen mellom alternativene. Figuren viser tre tidspunkter:

- Tidspunkt «N»: Tidspunktet da eksisterende nettstasjonsanlegg ble installert.
- Tidspunkt «N+X»: Dette er dagens tidspunkt, hvor en vurderer om nettstasjonens transformator må oppgraderes og om det er tilgjengelig forbrukerfleksibilitet som kan forskyve tidspunktet for investeringen. Dagens tidspunkt er X år etter installasjon av eksisterende nettstasjonsanlegg.
- Tidspunkt «N+35»: Tidspunktet hvor den opprinnelige nettstasjonstransformatoren (installert i år N) har nådd sin levealder. Dette er 35 år etter tidspunkt N, som er levetiden AEN opererer med på sine nettstasjonstransformatorer.

Figuren viser videre kostnader ved de ulike tidspunktene, illustrert med bokstavene A, B og C:

- Bokstav A: Totale historiske investeringskostnader tilknyttet eksisterende nettstasjonsanlegg ved investeringstidspunkt N, inkludert alle komponenter og kabler.
- Bokstav B: Totale investeringskostnader til oppgradering av nettstasjonsanlegg i dag, inkludert alle komponenter og kabler.

- Bokstav C: Leddet $C \cdot \frac{35-X}{X}$ viser hvordan restverdien av den eksisterende transformator som står i nettstasjonen beregnes ved tidspunkt $N+X$. Bokstaven C er da kostnaden på en ny transformator av tilsvarende størrelse som nettstasjonens eksisterende transformator. Bokstaven C er derfor kun kostnaden til selve transformatoren, og ikke inkludert kabler og andre kostnader tilknyttet en transformatoroppgradering. Restverdien for eksisterende transformator er nødvendig å inkludere i beregningene, da sentrale personer i AENs Nettdriftsavdeling forteller at transformatorer med gjenværende levetid sendes til overhaling, og settes på lager for fremtidig bruk. Vi har i denne utredningen valgt å beregne restverdien på bakgrunn av lineære avskrivninger av dagens nyverdi, til tross for at dette kan være en overvurdering av transformatorens resterende verdi.

	N	I dag (N+X)	Utskifting (N+35)
Med fleksibilitet:	- A		
Uten fleksibilitet:	- A	$- B + C \cdot \frac{(35 - X)}{35}$	$+ B \cdot \frac{X}{35}$
Differanse:	0	$+ B - C \cdot \frac{(35 - X)}{35}$	$- B \cdot \frac{X}{35}$

Figur 13: Figuren viser kontantstrømmene knyttet til utskifting av transformatorer med og uten forbrukerfleksibilitet, og differansekantantstrømmen mellom disse to alternativene.

En sammenligning av to alternativer, hvor investeringen utsettes i det ene alternativet, vil føre til at fremtidige investeringer ikke kommer på de samme tidspunktene. Ideelt sett kunne vi modellert kostnader ved anlegget uendelig frem i tid for begge alternativene, hvor nåverdien av de fremtidige investeringene går mot null grunnet tidsfaktorleddet ($\frac{1}{(1+k)^{35-X}}$). Vi har valgt å forenkle dette ved å synkronisere fremtidige investeringer ved tidspunktet $N+35$. Dette gjøres ved at i alternativet uten forbrukerfleksibilitet, hvor transformatoren oppgraderes ved tidspunkt $N+X$, finnes restverdi på det nyinstallerte anlegget (installert i $N+X$) ved tidspunkt $N+35$. Restverdien av det oppgraderte anlegget blir beregnet med leddet $B \cdot \frac{X}{35}$.

Differansekantantstrømmen i figuren viser differansen mellom alternativet ved å subtrahere kostnadene uten forbrukerfleksibilitet fra kostnadene med forbrukerfleksibilitet. Den øvre

betalingsvilligheten til nettselskapet blir funnet ved å regne ut nåverdien av denne kontantstrømmen, vist i formelen under. Dagens realavkastningskrav (k) for nettselskapene er 4 prosent (Finansdepartementet, 2014). Et regneeksempel er vist i vedlegg E.

$$NV = B - C \cdot \frac{35 - X}{35} - B \cdot \frac{\frac{X}{35}}{(1 + k)^{35 - X}}$$

5.1 Framtidsutsikter for elbilandel

Elbiler er blitt populært i Norge, takket være statlige insentiver som blant annet fritak for engangsavgift, årsavgift og merverdiavgift, noe som gjør elbiler mer økonomisk gunstig for forbrukere (Samferdselsdepartementet, 2014). Tallet på registrerte elbiler i Norge var 142 490 ved inngangen til 2018, en økning på over 40 prosent fra året før, noe som nå utgjør 5,1 prosent av den norske personbilandelen (Statistisk Sentralbyrå, 2018b). Denne andelen vil etter all sannsynlighet fortsette å øke, og i den nyeste regjeringserklæringen for Solberg II-regjeringen legges det til grunn at alle nye personbiler og lette varebiler skal være nullutslippskjøretøy i 2025 (Regjeringen, 2018). Med utslippsfrie kjøretøy menes batterielektrisk eller hydrogenelektrisk drift.

NVE har i rapporten *Hva betyr elbiler for strømmettet?* (Heen Skotland, Eggum, & Spilde, 2016) lagt til grunn dagens prognoser for vekst i veitrafikken og regjeringens mål i Nasjonal Transportplan med at 100 prosent av nybilsalget skal være nullutslippskjøretøy, og har sett på et scenario med 1,5 millioner elbiler på norske veier i 2030. Dette tilsvarer at halvparten av den norske personbilparken er elbiler. Ifølge NVE kan et slikt antall elbiler øke forbruket av elektrisitet med 4 TWh, noe som tilsvarer en økning på 3 prosent av Norges totale strømforbruk. NVE har simulert inn en økning i lasten i sentralnettet som følge av scenarioet med 1,5 millioner elbiler. Tillegget fra elbiler i den høyeste lasttimen er på under 2 prosent, noe som viser at sentralnettet generelt sett vil kunne håndtere dette scenarioet. I distribusjonsnettet kan en derimot forvente å se større utfordringer. I områder med lite kapasitet i nettet, og en stor andel elbiler med høy samtidig lading av disse, kan det oppstå overbelastning av distribusjonstransformatorer og kabler. I enkelte områder kan det bli utfordrende å opprettholde den lovpålagte spenningskvaliteten, og skjevspenning på de ulike fasene i distribusjonsnettet kan bli en begrensende faktor for hvor store effekter husholdninger kan installere for sin elbillader.

5.2 Ideell modell og dens barrierer

En ideell modell for forbrukerfleksibilitet ville vurdert forbrukerfleksibilitet på alle områder; i sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet, med alle tilhørende momenter. Potensielt kan det tenkes at forbrukerfleksibilitet kan bidra til alt fra utsatte investeringer i strømmettet til dimensjonering og opprettholdelse av systemfrekvens og spenning i ulike nivåer i strømmettet. Da forbrukerfleksibilitet potensielt kan være en problemløser på flere områder i strømmettet, må temaet oppdeles i håndterbare størrelser. Denne utredningen fokuserer på utsatte investeringer av overbelastede transformatorer i distribusjonsnettet, og er således et bidrag til å avdekke en bit av det totale bildet.

I en ideell modell i en ideell verden vil fremtiden være forutsigbar: Fremtidens strømforbruk med tilhørende forbruksprofiler ville vært kjent. Dette er ikke en realitet, og fremtidens elektrisitetsforbruk med tilhørende forbruksprofiler vil avhenge av en rekke variabler. To av disse variablene er påvirkning fra effekttariffer og forbrukerfleksibilitet. Nøyaktig hvilken påvirkning effekttariffer vil ha på reduksjon av topplast, og hvor mye forbrukerfleksibilitet som vil være tilgjengelig, vil bare kunne vites i retrospekt. Fremtidens elektrisitetsforbruk er høyst usikker, da det kan komme ny teknologi som øker forbruket, eller det kan komme ny teknologi som er mer energieffektiv enn dagens produkter. Det som virker sannsynlig er at vi i fremtiden vil se at elbiler får økt markedsandel, tatt i betraktning statens mål om at 100 prosent av nybilsalget for personbiler i 2025 skal være nullutslippskjøretøy. Nøyaktig hvor stor markedsandel elbilene får, og hvor mange kWh per elbil som lades daglig er faktorer som er vanskelig å spå.

Distribusjonsnettet består av både husholdninger, næringsbygg og hytter. Forbrukerfleksibilitet og dets potensiale vil være ulikt for hver av de tre typene bygg, både hva gjelder størrelsesorden på forbrukerfleksibiliteten, tidspunkt på døgnet med tilgjengelig fleksibilitet og antall elbiler som lades til enhver tid. For næringsbygg vil en økning i antall elbiler ved bygget avhenge av hvor mange ansatte som arbeider ved næringsbygget og som velger å lade på jobb. En ideell modell vil ha kartlagt antall ansatte ved de ulike næringsbyggene som kjører bil til jobb for å få en mer presis påvirkning av økt elbilandel. Å undersøke dette aspektet ville vært svært ressurskrevende ved analyse av flere nettstasjoner.

For å få svar på størrelsen av potensialet til forbrukerfleksibilitet til et nettselskap, må samtlige nettstasjoner i nettselskapets område analyseres. Analysen undersøker hvilke nettstasjoner som er, eller som kommer til å havne i kategorien av nettstasjoner som må oppgraderes uten forbrukerfleksibilitet som en kapasitetsbuffer, men hvor investeringen kan utsettes med fleksibilitetsbufferen. Å legge inn samtlige nettstasjonstransformatorer som driftes i området rundt denne grensen vil både være svært tidkrevende og u håndterlig for dataverktøyet brukt i utredningen.

I en ideell verden ville en transformator sluttet å fungere nøyaktig når transformatorens oppgitte levetid i databladet var oppbrukt. Slik vil det naturligvis ikke foregå i praksis, da transformatorens levetid vil avhenge av flere faktorer, omtalt i kapittel 3.2.

I en helt korrekt modell ville kostnadene ved å oppgradere en nettstasjon være faste. Faktum er at kostnadene ved en nettstasjonsoppgradering vil avhenge av flere faktorer:

- Terrenget i området rundt: Kostnader til graving og legging av kabelstrek vil avhenge av områdets terreng. Er det eksempelvis fjell i et område som må fjernes vil muligens sprenging være nødvendig, eller en må grave rundt, noe som følgelig vil gjøre at større kostnader påløper.
- Størrelsen på nettstasjonskretsen: For å få tilstrekkelig spenningskvalitet til alle kundene i kretsen vil lengden på graving ut fra nettstasjonen ved en nettstasjonsoppgradering variere. En ansatt ved AENs Nettutbyggingsavdeling sier at denne lengden typisk varierer mellom 100 til 200 m.
- Arbeidskostnader tilknyttet selve bytting av transformator: Arbeidskostnadene vil blant annet være ulik for bytting av transformator i mastarrangement og i kiosk.
- Eventuell oppgradering av nettstasjon: Om selve nettstasjonen skal oppgraderes vil kostnaden avhenge av om transformatoren er plassert i mast eller i kiosk, og størrelsen kiosken skal oppgraderes til.
- KILE-kostnader: Ved et transformatorbytte beregner AEN et avbrudd på ca. to til tre timer ved et planlagt transformatorskift. Lengden på avbruddet, og størrelsesorden på avbruddskostnadene for planlagte avbrudd vil variere. I en masteroppgave ved NTNU av

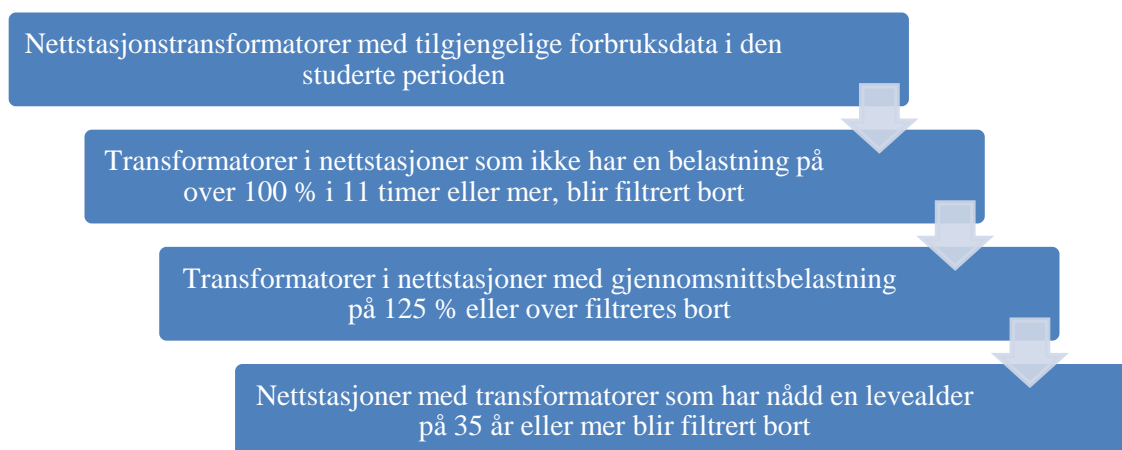
Valentinsen (2015, s. 59) i samarbeid med Hafslund gis en oversikt over omtrentlige avbruddskostnader ved transformatorskift av ulike merkeytelse.

En ideell modell ville målt transformatorenes belastning nøyaktig opp mot punktet hvor isolasjonen begynner å degraderes. Dette avhenger i hovedsak av transformatoroljens temperatur, noe som igjen avhenger av en rekke faktorer, som kjølingssystemer i transformatoren, omgivelsestemperatur, vind og belastning. Vi har ikke tilgjengelige data for transformatorenes oljetemperaturer, og må derfor basere definisjonen av overbelastning på last ved ulike temperaturer. Omgivelsestemperaturmålinger ved de ulike nettstasjonene er heller ikke tilgjengelige, hvilket gjør det lite hensiktsmessig å skulle forsøke å justere overbelastningskurven fra ABB opp eller ned for å dekke flere omgivelsestemperaturer.

5.3 Vår modelltilpasning

5.3.1 Filtrering

For å finne størrelsen av potensialet til forbrukerfleksibilitet i nettselskapets område, ble dataverktøyet Power BI brukt. Dette muliggjorde å filtrere vekk nettstasjonene som helt klart alltid opererte under merkeytelse og ikke sto i fare for å nærme seg kritiske overbelastningsnivåer. Nettstasjonene som opererte ved svært høy belastning, og ikke kan justeres ned til et bærekraftig nivå ved bruk av forbrukerfleksibilitet, ble også filtrert ut. Disse nettstasjonene har allerede fått forringet levetiden sin, og burde vurderes å byttes ut for å fjerne risikoen for havari, og medfølgende uvarslede KILE-kostnader. Figur 14 viser stegene som er gjort for å filtrere nettstasjonstransformatorene, og stegene blir ytterligere forklart i avsnittene under.



Figur 14: Figuren viser modellens filtreringssteg.

Filtrene som ble brukt for å sortere vekk «uinteressante» nettstasjoner var å fjerne nettstasjonene med en belastning over merkeytelsen i ti timer eller mindre. Ifølge databladet fra ABB i figur 11 er det sammenhengende timer i overlast som reduserer levetiden til transformatorer. For nettstasjoner som opererer over merkeytelsen i mindre enn 11 timer er sannsynligheten svært liten for at disse timene er sammenhengende. For å filtrere vekk nettstasjonene som helt klart ikke vil kunne «reddes» selv ved effekttariffer og forbrukerfleksibilitet, ble nettstasjonene med gjennomsnittsbetlastning på 125 prosent eller over filtrert bort. De nedfiltrerte nettstasjonene danner nå en ny populasjon som kan foretas et tilfeldig utplukk fra, for å velge et mer håndterlig antall nettstasjoner. For å sikre oss mot åpenbare datakvalitetsproblemer i målingene ble hele den nye populasjonen manuelt gjennomgått for å luke vekk slike tilfeller. Vår modell tilrettelegger for en analyse av 30 nettstasjoner.

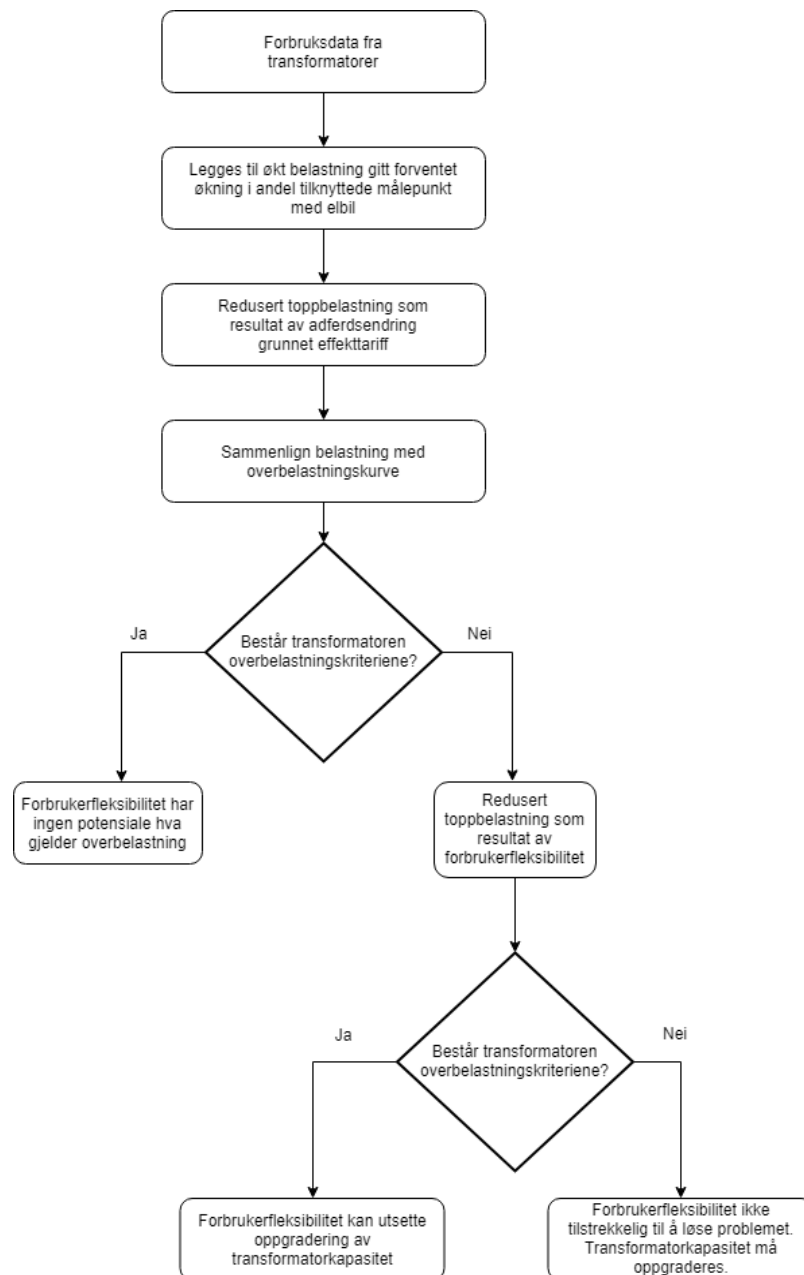
5.3.2 Modellens metodikk

I modellen analyseres transformatorene på bakgrunn av gjenværende levealder. Økonomisk levetid vil ikke nødvendigvis samsvare med teknisk levetid, hvilket gjør at transformatorene ofte står lenger enn den økonomiske levetiden. AEN opererer med en avskrivningstid på 35 år. Selve vurderingen av om en transformator skal skiftes ut eller ikke gjøres fra case til case, og ved beregning av verdien for utsatt investering vil denne i mange tilfeller være større enn det som gis uttrykk for med bruk av økonomisk levetid som gjenværende levetid. To ansatte ved AENs avdeling for Nettdrift argumenterer likevel for at modellen burde vurdere gjenværende levetid med bakgrunn i 35 års levetid. Denne levetiden er den som brukes i vurderingen av om en transformator som skiftes ut skal sendes inn til reparasjon eller kondemneres. Transformatorer med levealder på over 35 år er derfor filtrert bort fra utvalget av transformatorer.

Selve beregningsmodellen som analyser distribusjonsnettransformatorene er utarbeidet i Excel. Overbelastningskurven fra ABB er i modellen forenklet ved at belastningen på lengste sammenhengende strekk i 10%-intervaller sammenlignes med overbelastningskurven. Modellen vurderer altså nettstasjonens lengste sammenhengende strekk ved belastning på 100, 110, 120 prosent osv. overstiger overbelastningskurven ved disse belastningene. Ansatte ved AENs avdelinger for Nettdrift og Nettutbygging fastslår at 0 celsiusgrader gir realistiske verdier for nettstasjoners omgivelsestemperaturer i vintermånedene for kiosk og mast, mens 20 celsiusgrader er dekkende for transformatorer i bygg. Videre er vi blitt anbefalt fra ansatte i avdelingene for

Nettstrategi og Analyse og Nettutbygging å bruke kurven for 70 grader forutgående last for transformatorene. Excel-modellen er utarbeidet slik at overbelastningskurven som er lagt til grunn for analysen kan erstattes dersom det er ønskelig å analysere nettstasjoner på bakgrunn av en annen overbelastningskurve.

Figur 15 viser modellens metodikk og hvilke ulike parametere som blir tillagt. Figuren viser modellens beslutninger for hvorvidt en transformator må oppgraderes, og hvis ja, hvorvidt forbrukerfleksibilitet kan utsette investeringen. Modellen er en deterministisk modell.



Figur 15: Figuren viser modellens metodikk og hvilke ulike parametere som blir tillagt.

5.3.3 Scenarier

For å ta høyde for ulike utfall av elbilandeler, topplastreduksjon som følge av effekttariffer og forbrukerfleksibilitet har vi utformet Excel-modellen slik at det kan legges inn ulike scenarier for fremtidsutsikter. I vår modell er det satt opp tre scenarier for disse parameterne:

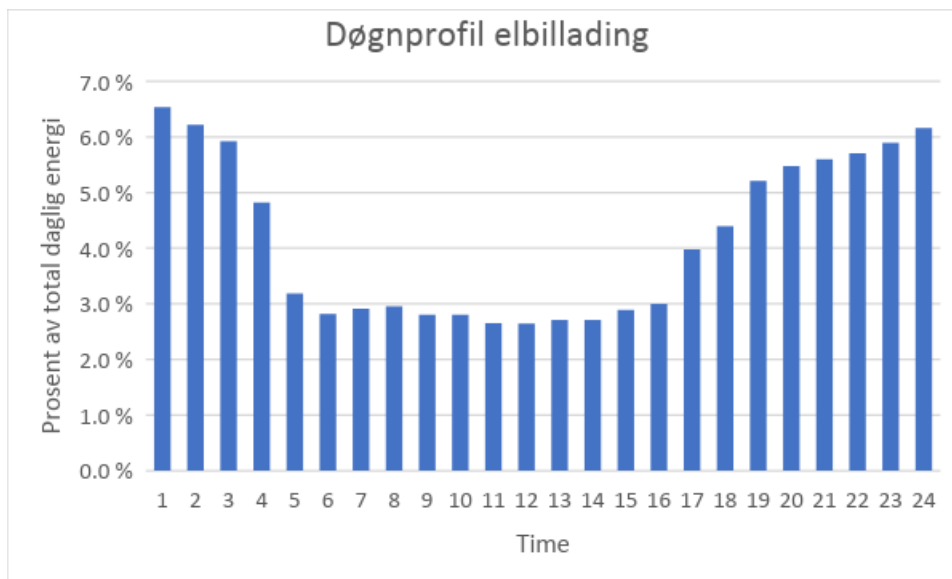
- Scenario 1: Lavt estimat elbilandel, høyt estimat i topplastreduksjon fra effekttariff, lavt estimat av tilgjengelig forbrukerfleksibilitet.
- Scenario 2: Basisestimat for både elbilandel, topplastreduksjon fra effekttariff og tilgjengelig forbrukerfleksibilitet.
- Scenario 3: Høyt estimat i elbilandel, lavt estimat i topplastreduksjon fra effekttariff, høyt estimat i tilgjengelig forbrukerfleksibilitet.

Scenariene vises med tilhørende prosenter for elbilandel, topplastreduksjon fra effekttariff og tilgjengelig forbrukerfleksibilitet i tabell 3.

For å simulere inn økt elektrisitetsforbruk som følge av en sannsynlig fremtidsutvikling hvor elbiler får stadig økt markedsandel, er det laget tre ulike scenarier for hvor stor økning i prosentandel av husholdningene som har anskaffet elbil. Antall husholdninger med elbil blir avrundet til nærmeste heltall. For de ulike scenariene brukes det at 10, 25 og 50 prosent av husstandene har én elbil. Dette er i tillegg til dagens elbilandel på 5,1 prosent, hvis forbruk allerede er inkludert i forbruksdataene fra nettstasjonene. Scenarioet med 50 prosent er det mest optimistiske, hvor dagens politikk og prognoser for vekst i personbiler er lagt til grunn, omtalt i kapittel 5.1. De to øvrige scenariene er noe mer forsiktige, da det er usikkert hvor raskt elbilandelen vil vokse.

I og med at analysen tar for seg vintermånedene, har vi tatt utgangspunkt i et utvalg på seks av de mest populære elbilenes vinterforbruk, og tatt gjennomsnittet av dette. Disse seks bilene er de samme kjøretøyene som i NVE sin rapport «Hva betyr elbiler for strømmettet?» (Heen Skotland, Eggum, & Spilde, 2016). Vi har deretter brukt den årlige kjørelengden for personbiler fra 2016, og funnet en gjennomsnittlig daglig kjørelengde. Dette gir den nødvendige daglige energien en gjennomsnittlig elbil behøver. Dette energibehovet er deretter implementert i en timebasert døgnprofil utarbeidet av NVE, noe som gir den ekstra belastningen hver time i et område som følge av elbiler. NVE sin modell for døgnprofil for elbillading er gjort tilgjengelig for oss, og

prosentvise timesverdier for den totale daglige nødvendige energien er vist i figur 16. Døgnprofilen som ligger til grunn for analysen kan om ønskelig erstattes med en annen døgnprofil i Excel-modellen. I en nettstasjonskrets med kun næringsbygg vil en eksempelvis legge mer av ladetiden til mellom klokken 07-16.



Figur 16: Figuren viser døgnprofilen for elbillading som modellen har tatt utgangspunkt i. Døgnprofilfordelingen er mottatt fra NVE, og er tilsvarende NVE-rapporten «Hva betyr elbiler for strømmettet?» (Heen Skotland, Eggum, & Spilde, 2016).

Som vist i figur 16 fordeles større deler av døgnets lading på kveld- og nattetid; tidspunkt hvor strømmettet generelt sett ikke har effekttopper. En fremtidig innføring av effekttariffer vil gjøre det mer attraktivt å flytte tidspunktet for elbillading til tidspunkter med bedre kapasitet i strømmettet, for å tilpasse seg prissignaler.

Ettersom fremtidens strømforbruk kun kan vites i retrospekt, og det er flere ulike variabler som vil påvirke forbruket, er dette et utfordrende aspekt ved modellen. Likevel bør vi kunne forvente at NVEs innføring av ny effekttariff for å redusere topplasten vil gjøre nettopp dette. Størrelsen på topplastreduksjonen er vanskelig å anta, spesielt med tanke på at NVE i utredningens tidspunkt ikke har tatt en endelig beslutning på hvilken effekttariffmodell som skal innføres. I tillegg er tariffmodellforslaget som foreløpig er foreslått en særnorsk modell som det er gjort svært lite forskning på, se kapittel 3.1.1. For å ta høyde for ulike utfall av påvirkningen fra ny effekttariff har vi derfor anvendt tre ulike størrelser for topplastreduksjonen. Til tross for at det foreløpig er abonnert effekt som er den foreslåtte tariffmodellen fra NVE, velger vi i denne modellen 4 prosent

topplastreduksjon som basisscenario, basert på resultatet fra Faruqi og Sergici (2010) sin gjennomsnittsverdi fra fem studier som studerte påvirkning fra ToU-tariffer. Grunnen til at vi ikke bruker resultatet på 12 prosent topplastreduksjon fra DeVID-pilotene i Steinkjer og Hvaler i basisscenarioet er at dette kun er én enkeltstudie på denne tariffmodellen. Vi har gjennomført et telefonintervju med en bidragsyter i DeVID-pilotene. Resultatet fra piloten kritiseres av intervjuobjektet, da personen mente det var stor usikkerhet knyttet til pilotens resultat. Intervjuobjektet mente at det er mange faktorer som påvirker en husstands årsforbruk, og at den eneste faktoren som ble korrigert for i piloten var omgivelsestemperatur, noe som potensielt kan være en feilkilde. Videre mente intervjuobjektet at det var vanskelig å lese tydelige effekter fra tariffmodellen; de fleste kundene responderte ikke i det hele tatt, og de som senket topplastene sine reduserte hele forbruket sitt, ikke bare topplastene. Vi antar derfor at tariffmodellen NVE velger vil ha noenlunde lik topplastreduksjon som resultatene fra ToU-tariffpilotene i Faruqi og Sergici (2010). For å ta høyde for andre utfall av påvirkningen fra innførelsen av ny effekttariff har vi satt opp et pessimistisk og et optimistisk scenario, henholdsvis 1 og 11 prosent topplastreduksjon. Sistnevnte prosent er hentet fra figur 8, hvor vi leser av 11 prosent hvor stolpediagrammet flater ut lengst til høyre i ToU-bolken. 11 prosent er også nært de 12 prosentene topplastreduksjon funnet i DeVID-pilotene fra Steinkjer og Hvaler.

På dager hvor topplastreduksjonen som følge av ny effekttariff ikke strekker til, vil eksplisitt forbrukerfleksibilitet kunne bidra til å redusere belastningen på transformatorene i distribusjonsnettet. Størrelsen på fleksibiliteten er usikker, da en ikke vet hvor stor andel av kundene som vil tegne seg opp på et fleksibilitetsprogram. I tillegg er mye av forskningen som er gjort på området gjort i andre land enn Norge, hvor vannbåren varme er en sentral oppvarmingskilde, mens vi i Norge i større grad bruker elektriske ovner til oppvarming. For å ta høyde for ulike utfall av tilgjengelig forbrukerfleksibilitet har vi også her satt opp ulike scenarier; 5, 10 og 20 prosent reduksjon i topplast. Basisscenarioet på 10 prosent er valgt på bakgrunn av at den europeiske organisasjonen Smart Energy Demand Coalition har anbefalt EU-kommisjonen å sette dette som et realistisk mål for EUs medlemsland (Smart Energy Demand Coalition, 2016). I tillegg har to områder i USA allerede i dag oppnådd en reduksjon i topplast som følge av eksplisitt fleksibilitet på 10 prosent.

Tabell 3: Tabellen viser hvilke scenarier som tillegges forbruksdataene i modellen.

	Elbilandel (økning)	Effekttariff (topplastreduksjon)	Forbrukerfleksibilitet (topplastreduksjon)
Scenario 1	10 %	11 %	5 %
Scenario 2	25 %	4 %	10 %
Scenario 3	50 %	1 %	20 %

Scenariene som er definert i tabell 3 er ment å skulle dekke gjennomsnittskunden, noe som blant annet også gjelder den nødvendige energien en elbil behøver, med utgangspunkt i en gjennomsnittlig daglig kjørelengde. Enhver nettstasjonskrets vil være ulik, og noen områder vil ha tilknyttet kunder som har en over gjennomsnittlig kjørelengde. Spesialtilfeller som her eksemplifisert vil ikke bli hensyntatt i variabler for gjennomsnittskunden. Dette gjelder også for reduksjon i topplast som følge av effekttariffer og eksplisitt forbrukerfleksibilitet; det er verdier for gjennomsnittskunden. Vi mener det likevel vil gi et tilfredsstillende bilde, da det under en og samme nettstasjonskrets vil være ulike kunder, med ulike behov, og ulik vilje og mulighet for adferdsendringer.

5.3.4 Avsluttende kommentarer til modellen

Frem til nå har ikke faktiske forbruksdata vært tilgjengelig for de i AEN som vurderer og beslutter nødvendige oppgraderinger av strømmettet. Beslutninger har tidligere vært tatt på bakgrunn av inspeksjoner og beregninger. For å kvalitetssikre modellen og dens parametere er det brukt respondentvalidering for å øke den indre validiteten. Modellens utforming, parameterne og modellens resultater er presentert og diskutert med sentrale personer i avdelingene for Nettstrategi og Analyse, Nettutbygging og Nettdrift i AEN, samt for prosjektgruppen for forbrukerfleksibilitet i Agder Energi og for en sentral person i Enfo. Gjennom respondentvalideringene ble det bekreftet at modellen utarbeidet i forbindelse med denne oppgaven vil bedre deres beslutningsgrunnlag. En sentral leder i AEN uttrykte følgende:

«Modellen utviklet i oppgaven gir Agder Energi Nett et verdifullt grunnlag for å vurdere hvordan fleksibilitet kan brukes for utjevning av effektopper.»

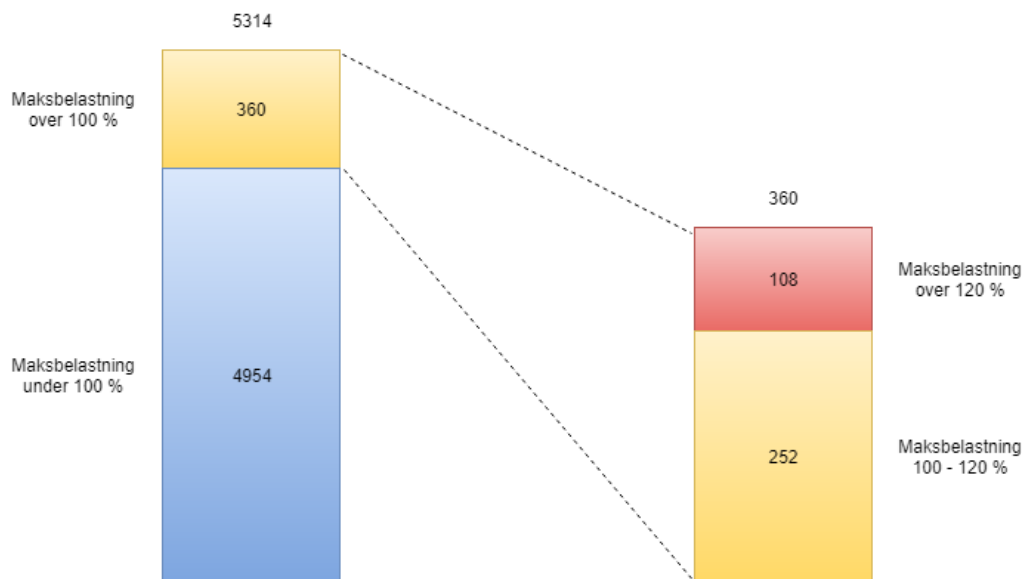
Excel-modellen er utformet på en slik måte at parameterne lagt til grunn i denne utredningen med enkelhet kan erstattes for å tilpasse ethvert nettselskaps forutsetninger.

6 Analyse og diskusjon

I dette kapittelet presenteres, analyseres og diskuteres utredningens innsamlede empiri i lys av problemstillingene. I delkapittel 6.1 presenteres størrelsen på utfordringene med transformatorers maksbelastning. I delkapittel 6.2 presenteres, analyseres og diskuteres anvendelsen av den utarbeidede modellen fra kapittel 5 på AENs nettstasjonstransformatorer. I delkapittel 6.3 er det utarbeidet en sensitivitetsanalyse på modellens scenariovariabler, anvendt på AENs nettstasjonstransformatorer. Avslutningsvis presenteres og diskuteres resultatene fra kartleggingen av hvilket øvrig potensial forbrukerfleksibilitet kan ha for nettselskapet i regional- og distribusjonsnettet.

6.1 Hvor stort er problemet?

Datagrunnlaget for denne rapporten har vært forbruksdata målt ved 5314 transformatorer hos AEN, i perioden 1. desember 2017 til og med 1. mars 2018. Den maksimale målte belastningen ved disse transformatorene er vist i figur 17.



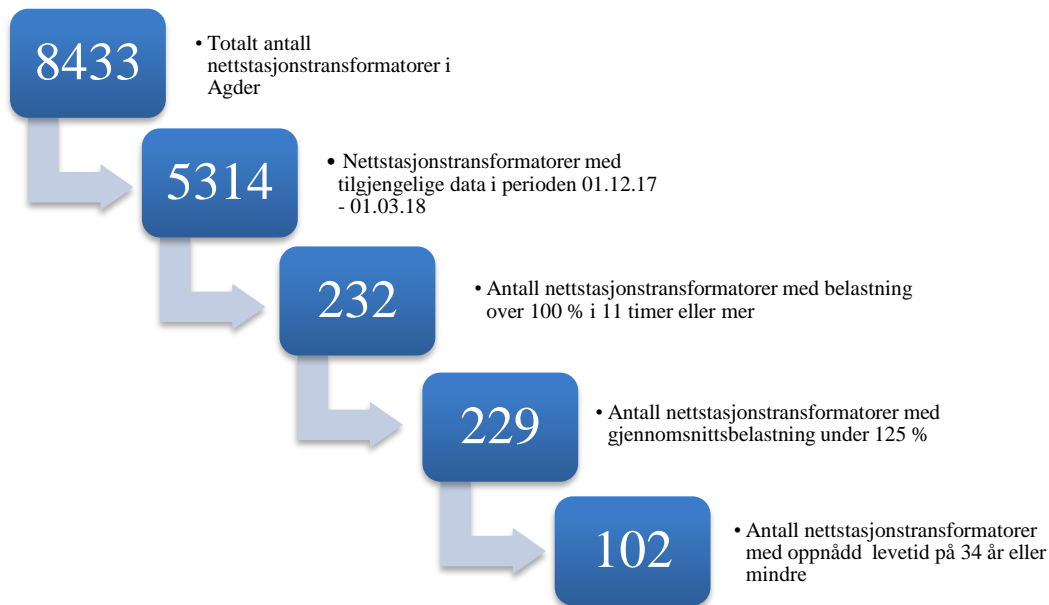
Figur 17: Figuren viser maksimalbelastningsfordeling ved AENs fordelingstransformatorer med tilgjengelige forbruksdata.

Figur 17 viser at ved de 5314 transformatorene med tilgjengelige forbruksdata i den studerte perioden, er det 360 transformatorer som har en belastning høyere enn sin merkeytelse i minimum én time. Dette tilsvarer i underkant av 7 prosent av alle transformatorene med tilgjengelige forbruksdata. Videre er det 108 transformatorer som har en belastning på 120 prosent eller mer av

merkeytelsen i minimum én time, noe som tilsvarer 2 prosent av transformatorene med tilgjengelige data. Denne andelen samsvarer i stor grad med beregninger gjort av NVE, som har funnet at med dagens belastning har omtrent 1 prosent av transformatorene i distribusjonsnett i Norge en maksbelastning på over 120 prosent (Heen Skotland, Eggum, & Spilde, 2016). NVE har brukt en maksbelastning på over 120 prosent som definisjon av overlast.

Som vist i figur 17 er det 4954 transformatorer som aldri opererer over sin merkeytelse i den analyserte perioden. I distribusjonsnett, isolert sett, vil disse nettstasjonene ikke ha behov for fleksibilitet for å forhindre overlast. Utvalget av nettstasjoner som er interessante for denne utredningen vil derfor være de 360 transformatorene som har målte belastninger på over 100 prosent. Med bakgrunn i overbelastningskurven i figur 11 anvendes 20 celsiusgrader som omgivelsestemperatur for transformatorer i bygg, og 0 celsiusgrader som omgivelsestemperatur for kiosk og mast. De 108 transformatorene med en maksbelastning over 120 prosent vil derfor, uansett plassering, være interessante å analysere med tanke på potensialet for fleksibilitet. Hvorvidt de øvrige 252 transformatorene med en maksbelastning mellom 100 og 120 prosent er interessante avhenger av transformatorens plassering og hvordan de anvendte scenariene påvirker belastningen.

I figur 18 vises filtreringsstegene som er brukt for å filtrere ned det fullstendige utvalget til nettstasjonstransformatorer som vil være interessante for å studere potensialet for forbrukerfleksibilitet. Figuren viser at det i utgangspunktet var 229 nettstasjonstransformatorer hvor forbrukerfleksibilitet kan være en aktuell løsning. Ettersom det i denne utredningen skal vurderes hvorvidt forbrukerfleksibilitet kan bidra til å utsette investeringer i nettet, kan ikke nettstasjonstransformatorer uten gjenværende økonomisk levetid inkluderes. Som figuren viser reduseres derfor utvalget av interessante nettstasjonstransformatorer til under halvparten; 102 nettstasjonstransformatorer (45 %). Figuren gir et bilde over nettselskapets transformatorer i distribusjonsnett, og viser at mange av de høyt belastede nettstasjonstransformatorene er eldre nettstasjonstransformatorer. Bakgrunnen for filtreringsstegene er forklart i kapittel 5.

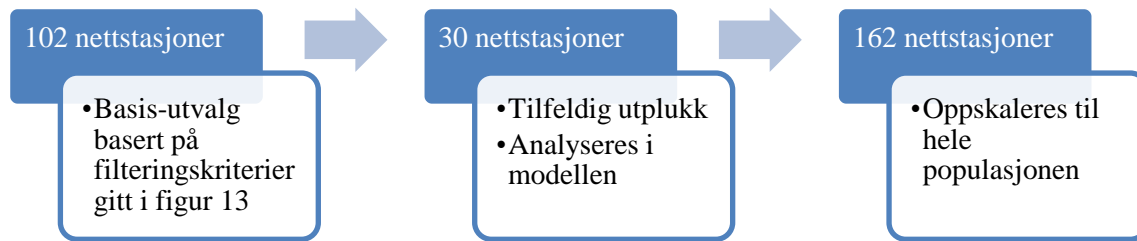


Figur 18: Figuren viser hvordan AENs nettstasjonstransformatorer er filtrert ned til et utvalg på 102.

6.2 Agder Energi Netts potensiale for utsatt investeringer i distribusjonsnettet

I dette delkapittelet anvendes den utarbeidede modellen presentert i kapittel 5 på AENs transformatorer i nettstasjoner, og resultatene presenteres og diskuteres.

Den utarbeidede modellen er brukt til å analysere 30 enkeltcaser, hvor disse er tilfeldig plukket ut fra et utvalg på 102 tungt belastede transformatorer. Modellen vurderer hvorvidt forbrukerfleksibilitet er nødvendig, og om fleksibiliteten ville kunne være en mulig problemløser for å utsette oppgradering av transformatorstørrelser. Resultatene fra modellen blir så oppskalert til å gjelde for hele populasjonen på 8433 fordelingstransformatorer i nettstasjoner. 102 av 5314 nettstasjoner tilsvarer 162 av 8433. Prosessen er vist i figur 19.



Figur 19: Figuren viser hvordan det gjøres et utplukk fra utvalget på 102 nettstasjoner, og hvordan disse igjen oppskaleres til hele populasjonen.

6.2.1 Resultater

Nettstasjonstransformatorene med et potensial for forbrukerfleksibilitet er nettstasjonstransformatorer som ifølge modellen må oppgraderes uten forbrukerfleksibilitet, men vil passere kriteriene med forbrukerfleksibilitet. Verdien av å utsette oppgraderingsinvesteringen beregnes på bakgrunn av følgende faktorer¹¹:

- **Transformatorpriser:** Transformatorprisene tilgjengeliggjort fra AEN var omtrentlige, men representative. Prislisten inneholdt flere transformortyper per kapasitet, og prisene som er brukt er derfor et gjennomsnitt av disse per kapasitet, vist i vedlegg B.
- **Alder:** Til tross for at flere av AENs nettstasjonstransformatorer er eldre enn 35 år, forteller ansatte i AENs Nettdriftsavdeling at transformatorer som skiftes ut og er eldre enn 35 år kondemneres. 35 år er også benyttet som økonomisk levetid i AEN sine avskrivningsplaner, og vi opererer derfor med 35 år som levetid for transformatorene. I tilfeller hvor investeringer kan utsettes, utsettes de tilsvarende gjenværende levetid.
- **Arbeidskostnader:** Kostnadene knyttet til prosjektering, transport og montering av ny transformator er alle sammenstilt i arbeidskostnadspostene. Disse er kr 15 800 og kr 31 900, for henholdsvis arbeidskostnader tilknyttet oppgradering av transformator i kiosk og i mast. Prisene er tilgjengeliggjort fra AENs Nettutbyggingsavdeling. Arbeidskostnaden påvirkes svært lite av transformatorstørrelsen, og er derfor betraktet som konstante i modellen.

¹¹ Varslede KILE-kostnader er ikke inkludert i beregningene, da disse blir beregnet blant annet på bakgrunn av ulike kundegrupper tilknyttet nettstasjonen. Dette er faktorer vi ikke har hatt tilgang til. Disse kostnadene ville uansett vært begrensede, da AEN kun beregner 2-3 timer ved et transformatorskift.

- **Ombygging av nettstasjon:** Den maksimale transformatorstørrelsen som kan stå i mast er 200 kVA. Om transformatoren skal oppgraderes fra denne størrelsen og opp til neste kapasitetstrinn vil transformatoren tas ned fra mast og plasseres i kiosk. Kostnaden inklusive arbeidskostnader brukt i modellen for å sette opp transformator kiosken er kr 320 000, og er en omtrentlig, men representativ kostnad tilgjengeliggjort fra Nettutbyggingsavdelingen. Ansatte i avdelingen forteller at 100 kVA er den største transformatorstørrelsen de ønsker i mast, og at dersom en transformator må oppgraderes fra 100 kVA til 200 kVA settes også denne i kiosk.
- **Oppgradering av nettstasjon:** Den minste størrelsen på en transformator kiosk rommer transformatorer med størrelse opp til 315 kVA. For transformatoroppgraderinger hvor størrelsen oppgraderes til større enn 315 kVA vil kioskutbygging medføre en ekstra kostnad. Ofte er kioskstørrelsene større enn transformatorstørrelsene for at en skal slippe å oppgradere kiosken ved en eventuell transformatoroppgradering. Blant de 30 utplukkede enkeltcasene var det fem enheter med størrelse på minimum 315 kVA. Samtlige av disse transformatorene var plassert i kiosker som ikke ville behøvd oppgradering ved transformatoroppgradering til neste trinn.
- **Kabler og graving:** Ved oppgradering av en nettstasjon til større kapasitet vil kabelstrekking ut fra nettstasjonen ofte utskiftes. Disse kostnadene inkluderer den nye kablet som legges, samt kostnader til graving. Et intervjuobjekt fra nettselskapets Nettutbyggingsavdeling argumenterte for at dette var kostnader vi burde beregne inn i modellen ved en transformatoroppgradering. Årsaken til kabeloppgradering er for å ta hensyn til fremtidig økning i last, blant annet grunnet økt elbilandel, og likevel opprettholde forskriftsfestet spenningsnivå og korslutningsstrømverdier et godt stykke ut fra nettstasjonen. Under intervjuet kom det videre frem at hvor langt kablet må oppgraderes vil være caseavhengig, og gjerne avhenge av utstrekningen på kretsen, men at det typisk er mellom 100-200 m med 150 m som en gjennomsnittsverdi. Etter intervjuet fikk vi tilsendt omtrentlige, men representative, priser på kabelutskifting. Prisene er tillagt transformatoroppgraderinger i kiosk, og er, for 150 m kabelutskifting (inkl. graving), kr 99 150. Etter et kabelskift kondemneres den gamle kablet og har derfor ingen restverdi.

Resultatene fra modellanalysen med inputvariablene fra scenario 2 er presentert i tabell 4. Tilsvarende tabeller for scenario 1 og 3 presenteres i vedlegg A2 og A3. En tilsvarende tabell ved kun bruk av historiske data uten framtidsscenarier (dagens situasjon), men med 10 prosent tilgjengelig forbrukerfleksibilitet, presenteres i vedlegg A1.

Tabell 4: Tabellen viser resultatet fra modellanalysen med inputvariablene fra scenario 2. I begrepet «Passerer med fleksibilitet» menes hvorvidt transformatoren ikke trengs å oppgraderes med tilgjengelig fleksibilitet. Hvis ja: Transformatoren passerer belastningskriteriene, og trenger følgelig ikke å oppgraderes.

Nett-stasjoner	Antall måle-punkter	Gjen-værende levetid [år]	Plassering	Kapasitet [kVA]	Full kostnad oppgradering	Passerer med fleksibilitet	Passerer uten fleksibilitet	Kostnad	Årlig betalings-villighet til fleksibilitet
1	53	2	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
2	14	18	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
3	7	1	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
4	23	6	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
5	21	15	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
6	100	7	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
7	53	10	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
8	41	6	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
9	56	5	Mast	100	kr 488 049	Ja	Nei	kr 136 545	kr 30 672
10	46	9	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
11	40	5	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
12	86	15	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
13	10	8	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
14	31	11	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
15	15	5	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
16	8	10	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
17	21	11	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
18	13	3	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
19	45	14	Kiosk	100	kr 183 849	Ja	Nei	kr 98 674	kr 9 341
20	16	24	Mast	200	kr 497 272	Ja	Ja	kr 0	kr 0
21	23	8	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
22	20	2	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
23	34	6	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
24	64	20	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
25	85	8	Kiosk	500	kr 226 619	Ja	Ja	kr 0	kr 0
26	20	15	Kiosk	100	kr 183 849	Ja	Ja	kr 0	kr 0
27	44	6	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
28	29	33	Mast	50	kr 87 585	Nei	Nei	kr 0	kr 0
29	49	13	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
30	25	31	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
								kr 235 219	kr 40 013
						Oppskalering-kostnader	kr 1 269 147	kr 215 894	
						Antall trafoer aktuelt for	10,79		

Tabellen viser at det kun er nettstasjon 9 og 19 som gir en verdi i kostnadsrutene til høyre i tabellen. Årsaken er at det uten fleksibilitet kun er disse to transformatorene som i utgangspunktet må oppgraderes, men hvor investeringen kan utsettes med fleksibilitet. Nettstasjon 9 har en transformator med kapasitet på 100 kVA og står i mast. Denne kombinasjonen gjør at AEN ønsker å flytte nettstasjonen fra mast og inn i kiosk ved en oppgradering. Denne kostnaden er på omtrent kr 320 000 og er derfor forklaringen på den store årlige kostnadsforskjellen mellom nettstasjon 9 og 19, hvor sistnevnte er en 100 kVA transformator som allerede står i kiosk. Som nevnt tidligere i kapitlet rommer den minste kioskstørrelsen transformatorer opp til 315 kVA, og en oppgradering av nettstasjonen er derfor ikke nødvendig.

Nettstasjon 28 må ifølge modellen byttes uansett om fleksibiliteten fra scenario 2 (10 %) er tilgjengelig eller ikke. Da denne modellen undersøker potensialet til forbrukerfleksibilitet ved fordelingstransformatorene tillegges ikke disse kostnadene, og tabellen viser derfor kr 0 i kostnadsrutene til høyre.

Fra scenario 2 ser vi at totalt for de 30 utplukkede nettstasjonstransformatorene er fleksibilitetspotensialet kr 235 000, med årlig potensial på kr 40 000, med kun to nettstasjoner hvor forbrukerfleksibilitet kan utsette investeringer. Oppskalert til å gjelde hele populasjonen av AENs 8433 nettstasjonstransformatorer vil verdien av forbrukerfleksibilitet totalt være kr 1 269 000, med et årlig potensial på kr 216 000, og gjelde for mellom 10 og 11 nettstasjonstransformatorer. Det er viktig å presisere at det årlige potensialet ikke vil holdes konstant, på grunn av transformatorenes ulike alder. For eksempel har transformatoren i nettstasjon 9 en alder på 30 år, noe som betyr at forbrukerfleksibilitet kan utsette investeringen i fem år, mens nettstasjon 19 har en gjenværende levetid på 14 år. Altså vil den årlige betalingsvilligheten reduseres etter fem år, da transformatoren i nettstasjon 9 har nådd sin levealder, og skal skiftes ut og oppgraderes. På grunn av dette er en alternativ fremstilling årlig betalingsvillighet per målepunkt (kunde). En slik fremstilling vil ikke endres i like stor grad over årene, da brøken vil endres i både teller og nevner, ved at ved endt levetid faller både det økonomiske potensialet og kundene ved nettstasjonen bort fra regnestykket. En slik fremstilling presenteres i tabell 5, og viser et sammendrag for resultatene fra dagens situasjon og de tre scenariene. For scenario 2 er AEN sin øvre årlige betalingsvillighet per målepunkt kr 396.

Tabell 5: Tabellen viser resultatene fra modellanalysen av forbruksdataene tillagt samtlige scenarier fra tabell 3. I dagens situasjon er ingen scenarier tillagt, men det er antatt en tilgjengelig forbrukerfleksibilitet på 10 %.

	Nettstasjonstransformatorer hvor forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser	Nåverdi av øvre betalingsvillighet til forbrukerfleksibilitet (oppskalert)	Øvre årlig betalingsvillighet til forbrukerfleksibilitet per målepunkt
Scenario 1	Nr: 28	kr 298 850	kr 105
Scenario 2	Nr: 9, 19	kr 1 269 147	kr 396
Scenario 3	Nr: 2, 9, 19, 23, 28	kr 1 949 420	kr 290
Dagens situasjon	Nr: 9, 19	kr 1 269 147	kr 396

I scenario 3 kan forbrukerfleksibilitet utsette investeringer ved fem nettstasjonstransformatorer, og gir derfor den høyeste totale øvre betalingsvilligheten. I scenario 1 finner vi de laveste potensielle besparelsene. Dette skyldes at den lave økningen i elbilandel og den høye topplastreduksjonen fra effekttariffene bidrar til at det kun er én enkelt transformator fra utplukket som har en sammenhengende overbelastningsvarighet som overstiger overbelastningskurven; nettstasjon 28.

Under dagens forhold, men med en tilgjengelig forbrukerfleksibilitet på 10 prosent av lasten, ser vi at resultatene i vedlegg A1 er identiske med resultatene fra scenario 2. Et scenario med en effekttariffreduksjon på fire prosent og en elbilandelsøkning på 25 prosent påvirker altså ikke i tilstrekkelig grad til å endre resultatet med verken positivt eller negativt fortegn.

Til tross for at den totale øvre betalingsvilligheten er størst i scenario 3, er betalingsvilligheten per forbruker mindre enn for scenario 2 og dagens situasjon. Dette skyldes at forbrukerfleksibilitet er aktuelt for tre flere nettstasjoner, noe som øker antallet kunder. I tillegg har ingen av disse tre nettstasjonene behov for å flyttes fra mast til kiosk, slik som for nettstasjon 9, noe som fører til en reduksjon i den gjennomsnittlige kostnaden tilhørende transformatoroppgradering.

6.2.2 Diskusjon

Fra resultatene i tabell 5 ser vi at det totale oppskalerte årlige potensialet for fleksibilitet for utsatte investeringer til nettstasjonsoppgraderinger på det meste er kr 1 949 000 (scenario 3). AEN forventet å se et større økonomisk potensial for eksplisitt forbrukerfleksibilitet for transformatoroppgraderinger i distribusjonsnettene enn hva som er funnet i denne utredningen. En

definisjon av overbelastning av transformatorer som er brukt i AEN er 120 prosent belastning i kalde perioder. Overbelastningskurven fra ABB, vist i figur 11, gav et mer reelt bilde på transformatorenes faktiske tålegrense, noe som reduserte antallet nettstasjonstransformatorer som faktisk opererer i overlast. Det at transformatorer som har passert sin økonomiske levetid ble filtrert vekk gjorde også at antallet nettstasjoner hvor forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser ble mer enn halvert. Dette reduserer følgelig det totale potensialet for forbrukerfleksibilitet i distribusjonsnettet. Vår vurdering av forbrukerfleksibilitet i distribusjonsnettet, isolert sett, er at det økonomiske potensialet virker å være begrenset. Utvikling av en markedsløsning med piloter og utvikling av tekniske løsninger, samt transaksjonskostnader vedrørende opprettelse og handel av fleksibilitetsavtaler med en aggregator, ligger til grunn for denne vurderingen. I fremtiden kan naturligvis flere transformatorer bli høyere belastet enn i dag, og skape et større behov for forbrukerfleksibilitet som virkemiddel, hvilket følgelig vil øke AENs betalingsvillighet.

Tilfellene hvor potensialet for forbrukerfleksibilitet er størst er hvor selve nettstasjonen må oppgraderes/flyttes fra mastarrangement til kiosk. Som nevnt vil kostnaden til oppgradering av nettstasjoner påløpe når oppgraderingen av transformatoren overskrider nettstasjonens kapasitet, mens en transformator må flyttes fra mastarrangement til kiosk når en transformator i mast oppgraderes fra 100 eller 200 kVA. Her vil det påløpe kostnader på rundt kr 320 000; en kostnad som øker potensialet for forbrukerfleksibilitet i et område betraktelig. Potensialet vil gjelde den aktuelle nettstasjonen og dens tilknyttede kunder. For nettstasjon 9 er det 56 tilknyttede kunder, og en eventuell årlig verdi av forbrukerfleksibilitet vil være kr 31 000. Denne verdien må fordeles på kundene i området som ønsker å tegne seg opp på et fleksibilitetsprogram, en eventuell aggregator samt en eventuell gevinst for nettselskapet. Den utviklede modellen kan kartlegge hvor stort behovet for forbrukerfleksibilitet er til én enkelt nettstasjonskrets. Dette viser for øvrig usikkerheten med å oppskalere funnene fra utvalgsstudien til å skulle gjelde for hele populasjonen. Hvor mange av nettstasjonene som ikke er studert som krever en slik ombygging vites ikke.

I delkapittel 3.1.2 presenteres Broberg et al. (2014) sin studie på kundenes kompensasjonskrav vedrørende forbrukerfleksibilitet. I studien er kundenes reservasjonspris estimert til kr 575 i årlig kompensasjon for å tillate fjernutkobling av oppvarming. Hvorvidt kunder i Norge har lik prissensitivitet som i Sverige er uvisst. Tabell 6 tar utgangspunkt i at studien er overførbar til

norske strømkunder, og tabellen presenterer hva den årlige verdien av utsatte investeringer er tilstrekkelig for å kjøpe fleksibilitet i scenario 2, hvor det antas 10 prosent toppplastreduksjon som følge av forbrukerfleksibilitet. Beregningene er basert på at en ser bort fra øvrige kostnader (transaksjonskostnader) knyttet til kjøp av fleksibilitet.

Tabell 6: Tabellen viser hva den årlige betalingsvilligheten er tilstrekkelig til å kjøpe av forbrukerfleksibilitet ved to nettstasjoner, gitt scenario 2.

	Maksimal effekt	Antall kunder	Gitt kr 575 i årlig kompensasjon: Tilstrekkelig til antall kunder	Gitt kr 575 i årlig kompensasjon: Bidrag per kunde		Gitt 1 kW per kunde: Tilstrekkelig til antall kunder	Gitt 1 kW per kunde: Kompensasjon per kunde
Nettstasjon 9	135 kW	56	53 kunder	0,25 kW		14 kunder	kr 2 190
Nettstasjon 19	141 kW	45	16 kunder	0,88 kW		14 kunder	kr 667

Som vist i tabell 6 er betalingsvilligheten ved nettstasjon 9 og 19 tilstrekkelig til å kjøpe toppplastreduksjon fra henholdsvis 53 og 16 kunder, gitt at kundene krever den samme kompensasjonen funnet i Broberg et al. (2014). Kundene behøver kun å tilby fleksibilitet på 0,25 og 0,88 kW hver, noe vi anser som en svært oppnåelig toppplastreduksjon. En varmtvannsbereder alene er typisk på 2-3 kW. Betalingsvilligheten per kunde for nettstasjon 9 og 19, dersom en antar at hver kunde kan tilby 1 kW i toppplastreduksjon, er henholdsvis kr 2190 og 667. Disse verdiene overstiger begge kompensasjonskravet funnet i Broberg et al. (2014). Regneoperasjonene fra nettstasjon 9 og 19 viser at for nettstasjonstransformatorene hvor forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser, er den øvre betalingsvilligheten sannsynligvis tilstrekkelig.

En kommentar til transformatorenes levetid er at transformatorene ofte kan stå lenger enn den økonomiske levetiden. Transformatorene er da ferdig avskrevet. Transformatorer som står lenger enn 35 år vil gi et større besparingspotensial da den fremtidige investeringen ligger lenger frem i tid, noe som reduserer nåverdien av investeringen. Det vil derimot ikke alltid være gunstig å utsette investeringen lenger frem i tid, da gamle transformatorer vil ha høyere kostnader tilknyttet tap, ettersom effektiviteten på nyere transformatorer er blitt forbedret.

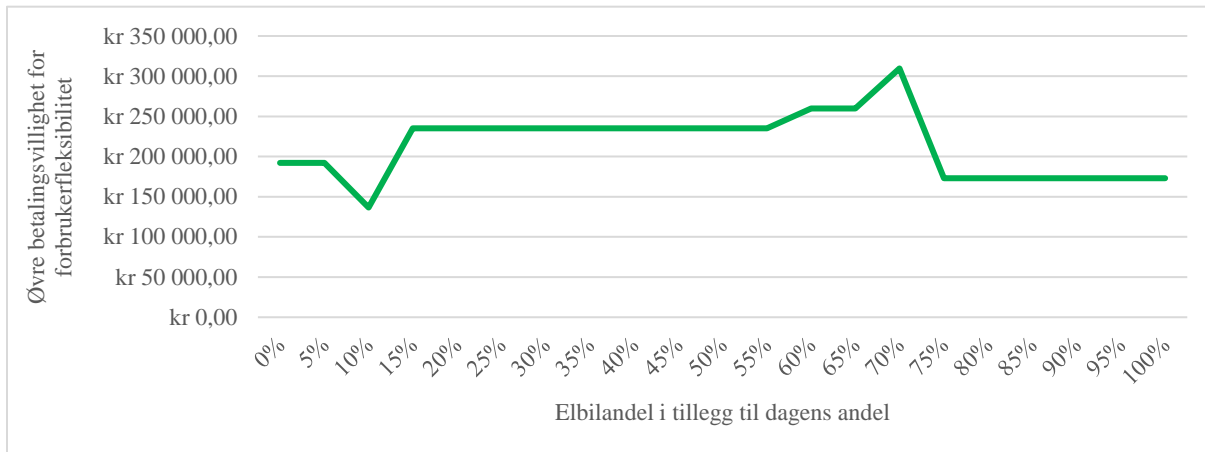
6.3 Sensitivitetsanalyse

I dette kapitlet presenteres en sensitivitetsanalyse på AENs nettstasjonstransformatorer. Sensitivitetsanalysen er empirisk og er utført på de samme dataene fra de 30 nettstasjonene analysert i kapittel 6.2. Sensitivitetsanalysen undersøker sensitiviteten til hvordan følgende parametere påvirker potensialet for forbrukerfleksibilitet til utsatte investeringer til transformatoroppgraderinger i distribusjonsnettet.:

- Elbilandel: Hvordan en økt andel i tilknyttede målepunkt med elbil påvirker potensialet
- Effekttariff: Hvordan effekttariffens bidrag til topplastreduksjon påvirker potensialet
- Forbrukerfleksibilitet: Hvordan økt tilgjengelig forbrukerfleksibilitet øker potensialet
- Realavkastningskrav: Hvordan en økning i realavkastningskrav vil påvirke potensialet

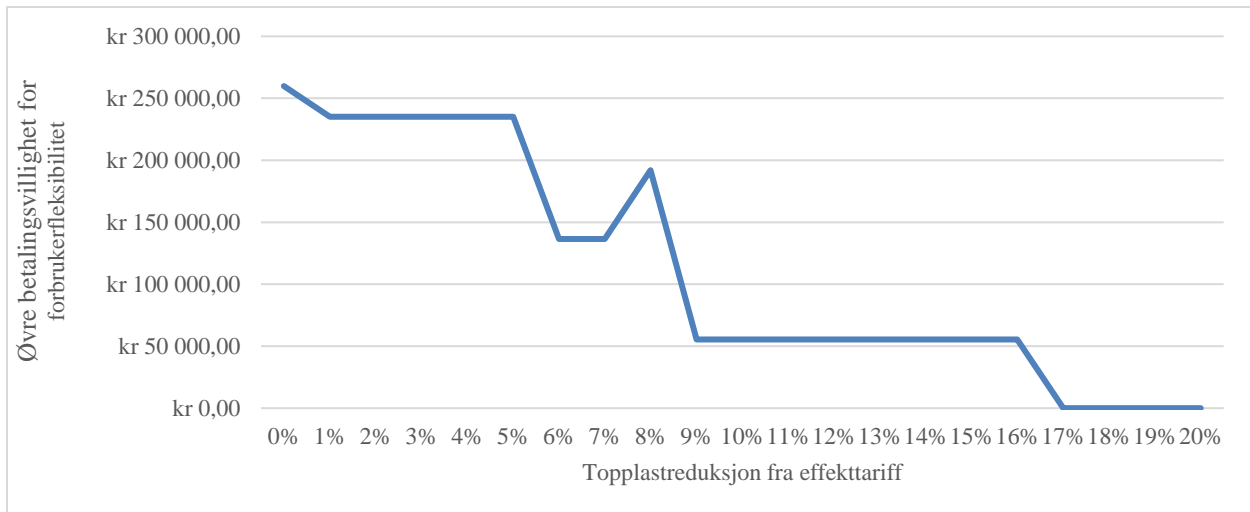
Sensitiviteten til alle tre parameterne som varierer i scenarioene er analysert med bakgrunn i basisscenarioet (scenario 2); prosenten til den undersøkte parameteren justeres oppover, mens de to andre parameterne holdes konstante. Sensitiviteten til elbilandel, effekttariff og forbrukerfleksibilitet er presentert i henholdsvis figur 20, figur 21 og figur 22. Felles for alle fremstillingene er at på y-aksen er nettselskapets øvre betalingsvillighet for forbrukerfleksibilitet for de 30 studerte nettstasjonene, mens på x-aksen øker verdien på den studerte parameteren. Hvorvidt sensitiviteten til parameterne fra figurene i dette kapitlet er representative for nettselskapet avhenger av om utvalget er et representativt utvalg fra populasjonen.

I figur 20 for elbilsensitiviteten ser vi at kurven får en dupp i punktet 10 prosent. Forklaringen er at i dette punktet har belastningen økt til et nivå hvor forbrukerfleksibilitet på 10 prosent ikke er tilstrekkelig for å kunne hindre transformator 28 i å operere i overlast. Det samme gjelder ved 75 prosent elbilandel; her er det transformator 9 som ikke lenger kan «reddes» av den tilgjengelige forbrukerfleksibiliteten. Sensitivitetskurven for elbilandel forteller at potensialet for forbrukerfleksibilitet er størst ved 70 prosent økning i elbilandel for de tilknyttede målepunktene med en øvre betalingsvillighet fra nettselskapene på omtrent på kr 310 000. Som diskutert i kapittel 5, vil 70 prosent være en urealistisk gjennomsnittlig økning i elbilandel, i alle fall i nærmeste fremtid, men vil kunne være tilfelle for enkelte nettstasjonskretser.



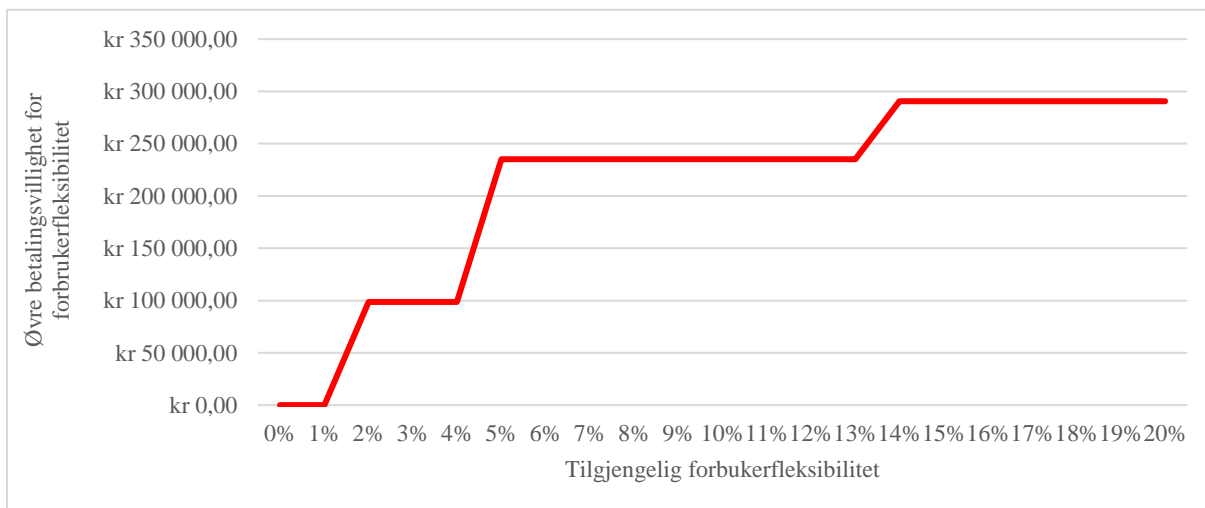
Figur 20: Figuren viser sensitiviteten for endringer i elbilandel for de 30 tilfeldig valgte nettstasjonene.

I figur 21 for effekttariffsensitivitet ser vi at potensialet for forbrukerfleksibilitet gradvis synker med øking i topplastreduksjonen som resultat av effekttariff. Forklaringen er logisk; med større topplastreduksjoner vil timene i overlast reduseres. Vi ser fra figuren at ved 8 prosent topplastreduksjon får kurven en topp. Dette skyldes at nettstasjonstransformator 28 går fra å ikke kunne «reddes» av forbrukerfleksibilitet til å kunne redde av forbrukerfleksibilitet, mens ved 9 prosent trengs ikke lenger forbrukerfleksibilitet ved nettstasjonstransformator 9. Med en topplastreduksjon på 17 prosent vil samtlige nettstasjonstransformatorer operere under overbelastningskurven, og forbrukerfleksibilitet vil derfor ikke være nødvendig. Sensitivitetskurven legger til grunn en konstant topplastreduksjon i forhold til de historiske dataene fra den studerte perioden. Som diskutert i delkapittel 3.1.2 vil mest sannsynlig ikke effekttariffer alene redusere topplastene i alle situasjoner, da kunder på de kaldeste dagene, og på dager som julaften, vil være mindre prissensitive enn ellers.



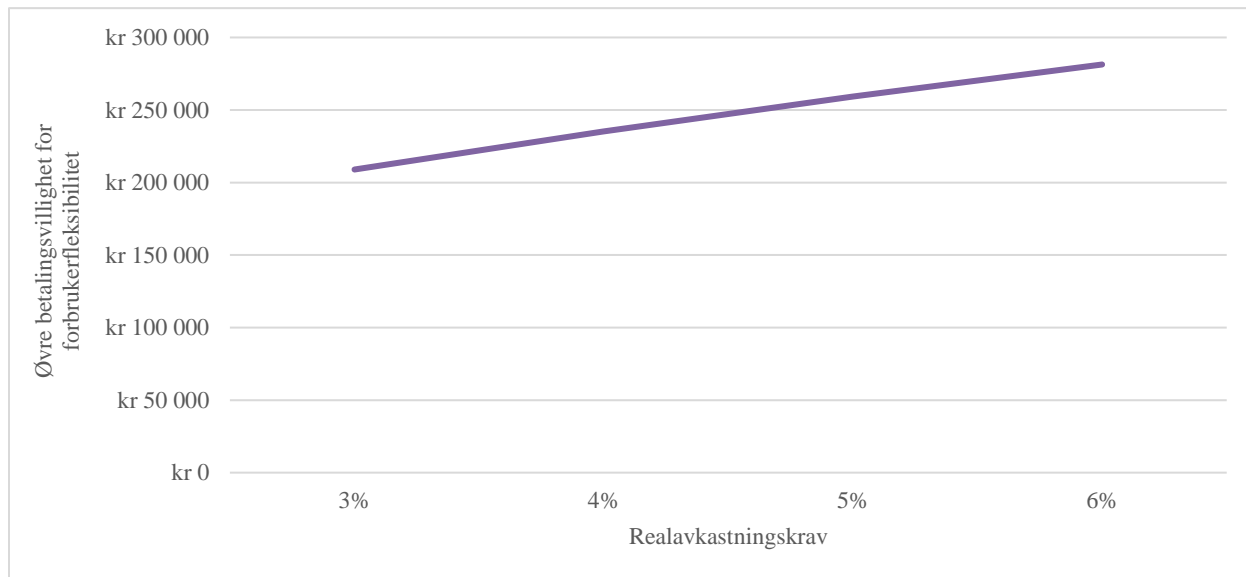
Figur 22: Figuren viser sensitiviteten for endringer i topplastreduksjon som følge av effekttariffer for de 30 tilfeldig valgte nettstasjonene.

I figur 22 for forbrukerfleksibilitetssensiviteten ser vi at alle tre nettstasjonene som i basisscenarioet opererer i overlast, vil med 14 prosent tilgjengelig forbrukerfleksibilitet passere under overbelastningskurven. Størrelsen på den øvre betalingsvilligheten til nettselskapet øker i tre steg; et steg for hver av nettstasjonstransformatorene hvor overlastproblemet kan løses med den tilgjengelige forbrukerfleksibiliteten.



Figur 21: Figuren viser sensitiviteten som følge av tilgjengelig forbrukerfleksibilitet for de 30 tilfeldig valgte nettstasjonene.

Figur 23 viser at kurven øker ved en økning i realavkastningskravet, altså øker nåverdien av utsatt investering med realavkastningskravet. Dagens realavkastningskrav for nettselskapene er 4 prosent, men denne kan endres i årene som kommer. Figuren viser således hvordan en endring i referanserenten påvirker potensialet for utsatt investering til nettstasjonstransformatorer gitt det historiske forbruket og scenariene lagt til grunn for analysen.



Figur 23: Figuren viser sensitiviteten som følge av endringer i realavkastningskravet for de 30 tilfeldig valgte nettstasjonene.

6.4 Diskusjon av øvrig potensial for forbrukerfleksibilitet

Modellen utarbeidet i denne oppgaven, og anvendt på AENs nettstasjoner, fokuserer på kostnader og potensielle besparelser tilknyttet transformatoroppgraderinger i distribusjonsnett. Det eksiterer allerede teori på hvilke andre områder forbrukerfleksibilitet kan gi verdi i strømmettet, presentert i delkapittel 3.1.2. Det er foretatt intervjuer med nettopp dette som tema, med flere sentrale personer i tre av AENs avdelinger: Nettstrategi og Analyse, Nettutbygging og Nettdrift. Gjennom disse intervjuene, med personer som representerer både det nett-tekniske og markedssiden, er det kartlagt hvilke områder nettselskapet opplever at forbrukerfleksibilitet kan være et tiltak i distribusjons- og regionalnettet. Områdene AEN mener forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser for nettselskapet, samt hvilket nettnivå, er presentert i tabell 7. Tiltakene fra tabellen utdypes og diskuteres i de påfølgende delkapitlene.

Tabell 7: Tabellen presenterer områdene hvor AEN mener forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser for nettselskapet, med tilhørende nettnivå.

Tiltak for	Beskrivelse	Distribusjons-nett	Regional-nett
Utsatte investeringer til forsterking av strømmettet	Transformatorer, høyspent- og lavspentkabler og -linjer, og øvrige kraftkomponenter	✓	✓
Leveringssikkerhet	Utfall som følge av overbelastning på transformatorer, høyspent- og lavspentnett og øvrige kraftkomponenter	✓	✓
Spenningskvalitet	Spenningsnivå i henhold til forskrifter	✓	
Nettap	Tap av elektrisitet under overføring og transformasjon i strømmettet	✓	✓
Dimensjonering	Dimensjonering ved prosjektering av nyanlegg		

6.4.1 Forbrukerfleksibilitet til utsatte investeringer til forsterking av strømmettet

I fordelingen mellom regionalnett og distribusjonsnett står transformatorstasjoner som omgjør spenningen mellom disse nettnivåene. Dette er transformatorer som er betraktelig større enn transformatorene i nettstasjonene i distribusjonsnettet, og en eventuell oppgradering av disse vil være kostbar. Et intervjuobjekt fra avdelingen for Nettutbygging forteller at transformatorstasjonene derfor overvåkes i større grad enn nettstasjonstransformatorene. Disse transformatorene er også installert med ekstra kjøling, gjerne i form av vifter og sirkulasjonssystem for transformatoroljen. Under Energi Norges Vinterkonferanse i Brussel fortalte daglig leder i Enfo, Victoria Fearnley Landmark, om en av AENs transformatorstasjoner i Aust-Agder mellom Arendal og Grimstad: Engene transformatorstasjon (Landmark, 2018). Denne transformatorstasjonen har AEN utfordringer med, og kjører årlig flere titalls timer i overlast. I samarbeid med AEN og andre samarbeidspartnere har de et pilotprosjekt på denne transformatorstasjonen, hvor Enfo tilbyr fleksible ressurser under transformatorstasjonen som kan kobles ut ved behov. Landmark forteller at Engene transformatorstasjon ville kostet i overkant av kr 50 mill. å oppgradere. Når vi nærmer oss verdier av denne størrelsesorden vil naturligvis forbrukerfleksibilitet kunne ha et mye større potensial enn det som forespeiles av resultatene fra

de 30 utplukkede nettstasjonene i denne utredningen. Forbrukerfleksibilitet vil derfor kunne være et aktuelt alternativ som tiltak i høyere nettnivå. Det er viktig å understreke at disse kr 50 mill. er utbyggingskostnader på investeringstidspunktet, og kan derfor ikke sammenlignes med verdiene som er resultat av denne utredningens metodikk. Engene transformatorstasjon ville ved et tidspunkt nådd sin levetid, og dermed måtte fornyes. Ved vurdering av verdien av forbrukerfleksibilitet er det nødvendig å vurdere hvor lenge forbrukerfleksibiliteten kan utsette investeringen slik at ikke verdien av forbrukerfleksibilitet overvurderes.

Resultatene som er presentert i delkapittel 6.2 vil komme i tillegg til øvrige verdier av forbrukerfleksibilitet, som eksempelvis utsatte og reduserte investeringer i transformatorstasjoner. Forbruksdata fra nettstasjonene som er tilknyttet en transformatorstasjon som ofte opererer i overlast vil kunne analyseres i modellen utarbeidet i denne oppgaven, og nettselskapet vil få opp hvilke nettstasjoner hvor besparingspotensialet vil være størst. Nettselskapene vil ha størst verdi av å kjøpe forbrukerfleksibilitet fra kunder hvor følgende tre punkter oppfylles:

1. Kundene tilhører en nettstasjon som ifølge oppgavens modell må oppgraderes uten tilgjengelig forbrukerfleksibilitet, men hvor investeringen kan utsettes med forbrukerfleksibilitet.
2. Nettstasjonen tilhører en transformatorstasjon hvor det er behov for forbrukerfleksibilitet.
3. Kundene tilknyttet nettstasjonen har lav reservasjonspris for forbrukerfleksibilitet.

Ved en fleksibilitetsløsning vil det gjerne være rettighetene til utkobling som kjøpes fra kunden, gitt visse kriterier (Broberg et al., 2014). I en rapport fra THEMA, som blant annet vurderer fleksibilitetsmarkeder, står det (Jenssen, Fiksen, Tennbakk, & Wikum, 2017, s. 16): «Verdien av fleksibilitet øker når den kan brukes til å løse utfordringer på flere områder». Om de to første punktene i forrige avsnitt innfris samtidig vil den tilbudte forbrukerfleksibiliteten gi verdi både for nettstasjon og transformatorstasjon, hvilket vil øke nettselskapets betalingsvillighet.

Sentrale personer i AENs avdelinger for Nettdrift, Nettutbygging og Nettstrategi og Analyse, og sentrale personer tilknyttet Agder Energis fleksibilitetsprosjekt, peker på utsatte investeringer i lavspent kabelstrekke og linjer og økt spenningskvalitet som andre potensielle gevinster til forbrukerfleksibilitet. Kostnadene til forsterking av lavspente kabler ut fra nettstasjonen er

inkludert i utredningens utarbeidede modell, men er i denne satt som en standard tilleggskostnad gitt 150 m i grøft. En ansatt i Nettutbyggingsavdelingen uttrykte følgende:

«Hvor langt vi vil forsterke en kabel varierer stort sett mellom 100 til 200 meter. Det må også tas hensyn til grunnforholdene; enkelte steder er det mye fjell, noe som kan kreve sprengning. Andre steder må kablene legges under veier, slik at vi må kutte i asfalten, for deretter å få veien asfaltert igjen.»

Uttalelsen peker på ulike forhold som ved enkelte nettstasjoner vil øke kostnadene ved oppgraderinger. Dette vil følgelig medføre at verdien av en utsatt investering øker.

Kostnader ved høyspentkabler og -linjer kan være betydelige og kan gi et stort besparingspotensial. En ansatt i avdelingen for Nettdrift uttalte:

«Kabler og luftstrekk er nok investeringer hvor forbrukerfleksibilitet kan gi vesentlige besparelser. Vi bruker en tommelfingerregel på kr 200 000 per kilometer for høyspent luftstrekk.»

Uttalelsen bekrefter at forbrukerfleksibilitet kan gi besparelser i det høyspente distribusjonsnettet. Oppgraderingskostnaden vil være mer for kabler enn for luftlinjer, da det med kabler medfølger graving. I rapporten «Hva betyr elbiler for strømmettet» (Heen Skotland, Eggum, & Spilde, 2016) er det blant annet undersøkt hvilke konsekvenser økt belastning vil ha på det høyspente kabelnettet. Resultatet av en økning i topplast på 1, 2 og 5 kW gav at henholdsvis 0,4, 4,7 og 11,6 prosent av lengden på det høyspente kabelnettet måtte oppgraderes. Kriteriet for overlast for kabler er i NVEs rapport definert til overstigning av 90 prosent av belastningsgraden, da dette regnes som kritisk belastning.

6.4.2 Forbrukerfleksibilitet til leveringssikkerhet

Forbrukerfleksibilitet kan bidra til å øke leveringssikkerheten. For eksempel ved feilhendelser i regionalnettet; i situasjoner hvor elektrisiteten må ledes alternative veier for å kunne forsyne kundene, kan dette føre til kapasitetsutfordringer. Ved å ta i bruk forbrukerfleksibilitet i slike situasjoner, kan belastningen på nettet reduseres for å hindre overbelastning av komponenter i strømmettet, og slik sikre elektrisitetsleveransen til kundene. Dette vil kreve en oversikt og kontroll i tilnærmet sanntid over de tilgjengelige ressursene som kan utkobles. I ekstremisituasjoner kan det bli behov for rasjonering av elektrisitet, og forbrukerfleksibilitet kan bidra til rasjoneringen, med

rullerende utkoblinger av kunder i det berørte området. AEN ser for seg at forbrukerfleksibilitet dermed kan redusere behovet for utkobling av strøm på høyere spenningsnivå, som gjør at færre kunder over kortere tid blir berørt av rasjoneringen.

6.4.3 Forbrukerfleksibilitet til spenningskvalitet

Forbrukerfleksibilitet kan gi nytteverdi innenfor spenningskvalitet. Nettselskaper er pliktige til å levere spenning i henhold til Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOL) (2004). Elektriske apparater som driftes på feil spenning kan i verste fall bli ødelagt, hvilket vil gjøre nettselskapene erstatningspliktige. Dersom nettselskapet mottar spenningsklager må det utføres målinger for å undersøke om spenningskvaliteten er innenfor grensene i FOL. Om nettselskapet finner at de bryter forskriften må nettet oppgraderes. Spenningsproblemene kan skyldes for høye tap i nettet og/eller for liten kapasitet på transformatoren. Kunder som ofte sliter med spenningsproblemer er gjerne kunder langt unna transformatoren på enden av lange strekk i lavspenningsnett. En ansatt i avdelingen for Nettutbygging uttalte følgende om hvordan en i dag håndterer spenningsproblemer i lavspenningsnett:

«For å forbedre spenningskvaliteten for kunder med spenningsproblemer kan vi enten flytte transformatoren nærmere kunden, eller forsterke kablene ut til kunden ved å legge en kabel med større tverrsnitt.»

Ved tilfeller hvor kunder har dårlig spenningskvalitet kan forbrukerfleksibilitet være en løsning for å unngå oppgraderinger i nettet, hvor nettselskapet kan kontrollere apparater i distribusjonsnett som kan kobles ut ved behov for å sikre spenningskvaliteten. Årlig mottar AEN mellom 70-80 spenningsklager, men ansatte i nettselskapet opplever at dette er et økende problem, og sannsynligvis er det færre som klager enn som har rett til å klage. Dette tyder på at problemet er større enn tallene tilsier. AEN påpeker at det blir stadig viktigere å redusere effekttopper for å kunne tilby tilstrekkelig spenningskvalitet.

6.4.4 Forbrukerfleksibilitet til reduserte tap i strømmettet

Forbrukerfleksibilitet kan også ha en verdi i å redusere tap under transport og transformasjon av elektrisitet. I strømmettet er det motstand i ledninger og kabler, og denne motstanden fører til varmeutvikling, altså tap. Effekttapet i kabler er proporsjonalt med kvadratet av strømmen, noe som betyr at en høyere belastning fører til større tap. Denne tapte energien må AEN erstatte ved å

kjøpe elektrisitet tilsvarende størrelsen på tapet. Å jevne ut forbrukstoppene ved hjelp av adferdsendringer hos kundene som følge av prissignaler i effekttariffer, samt forbrukerfleksibilitet, vil således gi en verdi i redusert tap i strømmettet.

6.4.5 Forbrukerfleksibilitet til dimensjonering

Strømmettet må dimensjoneres etter de største forbrukstoppene. Det er mulig å tenke seg at forbrukerfleksibilitet kan ha en innvirkning på dimensjoneringen ved utbygginger av nye anlegg, og utskiftninger og oppgraderinger i eksisterende anlegg, for komponenter som transformatorer og overføringsnett i distribusjons- og regionalnettet. Dersom nettselskapet kan kvantifisere den tilgjengelige forbrukerfleksibiliteten i det aktuelle området, kan nettselskaper muligens dimensjonere for lavere maksbelastning. Dimensjoneringen avhenger riktignok av flere forhold. Det at forbrukerfleksibilitet kan ha innvirkning på dimensjoneringen er mest aktuelt i regionalnettet, hvor merinvesteringen ved å dimensjonere for eksempel en transformatorstasjon til en høyere merkeytelse, vil være langt større enn i distribusjonsnettet. Samtidig vil det i regionalnettet koste tilsvarende mer enn i distribusjonsnettet å måtte oppgradere en transformatorstasjon og tilhørende anlegg i ettertid. I regionalnettet kan en ha en aggregert forbrukerfleksibilitet fra et stort antall kunder til å jevne ut forbrukstopper. I distribusjonsnettet er det færre tilknyttede kunder per transformator, noe som gjør at enkeltkunders adferd kan gi store utslag. Dette kan føre til større variasjoner i det lokale forbruket, noe som gjør det mer utfordrende å håndtere.

Ifølge en sentral person i Nettutbyggingsavdelingen i AEN vil de lave kostnadene til eksempelvis transformatorer i distribusjonsnettet gjøre at merkostnaden ved å dimensjonere én transformatorstørrelse høyere rettferdiggjør investeringen. Nettselskapet slipper å operere transformatoren med høyere belastning, noe som isolert sett fjerner behovet for forbrukerfleksibilitet. Dette minsker også tap i nettet, og vil bidra til økt levetid for komponentene.

Regionalnettet og transformatorstasjonene må dimensjoneres for fremtiden. Fremtidens elektrisitetsbehov er usikker, og en eventuell underdimensjonering vil koste nettselskapet dyrt. Ved et utfall i regionalnettet vil mange kunder bli berørt. I dimensjonering av regionalnettet

dimensjoneres det ofte etter prinsippet «N-1»¹². En sentral person i AENs avdeling for Nettstrategi og Analyse uttalte følgende:

«Ved dimensjonering av komponenter i regionalnettet bør ikke forbrukerfleksibilitet inngå, heller ikke i fremtiden. Når vi dimensjonerer nettet må vi også ta høyde for eventuelle feil som kan oppstå, og at nettet i størst mulig grad skal kunne håndtere disse. En tenkelig feil er at kommunikasjonssystemet som styrer forbrukerfleksibiliteten svikter. Dersom det er dimensjonert etter å ha tilgjengelig forbrukerfleksibilitet, men at en ikke får aktivert denne, kan det da oppstå overbelastning og utfall.»

Denne uttalelsen forteller at nettselskapet med andre ord vil sikre seg mot å underdimensjonere, men heller gå fremtiden i møte med å dimensjonere med en kapasitetsbuffer, for slik å kunne være best mulig rustet til å håndtere enhver mulig feilsituasjon.

¹² «N-1-kriteriet» betyr at utfall av en komponent, som for eksempel en linje eller en transformator, ikke skal medføre overlast eller svikt i det øvrige strømmettet. Dette er et planleggings- og driftskriterium som man tilstreber å overholde. (Statnett, 2014)

7 Konklusjon

Formålet med denne utredningen har vært å vurdere hvor stort problemet med effekttopper i strømnettet er, og å kartlegge verdien av forbrukerfleksibilitet som et virkemiddel til å utjevne effekttopper. For å avgrense og bistå besvarelsen av den overordnede problemstillingen, ble følgende problemstillinger introdusert:

1. Etablere modell for å vurdere virkemidlene effekttariff og fleksibilitetsavtale i distribusjonsnettet.
2. Anvende modellen på case i distribusjonsnettet hos Agder Energi Nett:
 - a. Hvor stort er problemet?
 - b. Hva er den økonomiske verdien av utsatte investeringer tilknyttet transformatoroppgraderinger som følge av forbrukerfleksibilitet?
3. Kartlegge for hvilke andre utfordringer Agder Energi Nett opplever at forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser.

Dette kapittelet vil oppsummere og konkludere utredningens viktigste funn, basert på de avgrensede problemstillingene. Kapittelet avsluttes med å diskutere utredningens begrensninger, samt forslag til videre studier innenfor utredningens tema.

7.1 Etablere modell for å vurdere virkemidlene effekttariff og fleksibilitetsavtale i distribusjonsnettet

For å vurdere potensialet for forbrukerfleksibilitet som et tiltak for transformatorer i distribusjonsnettet er det nødvendig å kartlegge differansekontantstrømmen (ref. figur 13) med og uten tilgjengelig forbrukerfleksibilitet. Med tilgjengelig forbrukerfleksibilitet vil investeringer til transformatoroppgraderinger kunne utsettes tilsvarende transformatorens gjenværende levetid. Ved endt levetid vil transformatoren uansett måtte oppgraderes, og for å sammenligne alternativene på likt grunnlag er det derfor nødvendig å definere en resterende verdi for investeringen i alternativet uten tilgjengelig forbrukerfleksibilitet. Det kan tenkes at med tilgjengelig forbrukerfleksibilitet vil transformatorer ved endt levetid kunne erstattes med en transformator av tilsvarende kapasitet. En ansatt i Nettutbyggingsavdelingen i AEN sier at dette ikke vil være beslutningen i praksis, da merkostnaden ved å oppgradere transformatorstørrelse er lav i distribusjonsnettet.

Forbrukerfleksibilitet kan være et tiltak for å utsette investeringer ved tungt belastede nettstasjonstransformatorer. Hvorvidt en transformator opererer i overlast avhenger blant annet av dens omgivelsestemperatur, hvor en lav omgivelsestemperatur vil gi en avkjølende effekt. Lave omgivelsestemperaturer tillater transformatoren å operere ved høyere belastning uten at det kategoriseres som overbelastning. Forbruket ved transformatorene sammenlignes derfor opp mot en overbelastningskurve, hvor det vurderes belastningsgrad i sammenhengende timer ved ulike omgivelsestemperaturer (ref. figur 11). For å identifisere aktuelle transformatorstasjoner filtreres nettselskapets transformatorer på bakgrunn av sammenhengende timer i overlast, gjennomsnittsbetlastning og levealder. Basert på størrelsen på populasjonen etter filtreringen, foretas det et tilfeldig utvalg som danner grunnlaget for videre analyser.

Elektrisitetsforbruket er i stadig endring og de kommende årenes forbruk vil avhenge av en rekke forhold. Dette er forsøkt tatt høyde for ved å opprette tre scenarier, hvor en økning i elektrisitetsforbruk som følge av økt elbilandel, og en reduksjon i topplast som følge av adferdsendringer fra en ny effektbasert nettleiemodell inngår. Tilgjengelig forbrukerfleksibilitet vil fordeles mellom implisitt og eksplisitt forbrukerfleksibilitet, hvor en stor reduksjon i topplast som følge av effekttariffer vil medføre mindre tilgjengelig eksplisitt forbrukerfleksibilitet, og motsatt. Basisscenariet i denne utredningen er scenario 2 (ref. tabell 3), hvor parameterne er basert på tidligere studier og anbefalinger fra litteraturen.

Beslutningstreet i figur 15 viser hvordan variablene fra scenariene blir tillagt transformatorenes forbruksverdier. Dersom forbruksverdiene etter tillagte variabler ikke overstiger overbelastningsgrensene i overbelastningskurven, kan investeringen utsettes. Nåverdiberegninger til den utsatte investeringen vil gi nettselskapets øvre betalingsvillighet for forbrukerfleksibilitet. Utredningens modell er nybrottsarbeid, hvor metodikken er et av utredningens viktigste funn.

7.2 Anvende modellen på case i distribusjonsnettet hos

Agder Energi Nett

Formålet med utredningens utarbeidede modell er at den skal være anvendelig på nettselskapers transformatorer i distribusjonsnettet. I denne utredningen har vi hatt tilgang til forbruksdata ved 5314 nettstasjonstransformatorer hos AEN. Forbruksdataene er behandlet etter metodikken fra den utviklede modellen i kapittel 5, og tillagt de ulike scenariene.

For å studere hvor stort behovet for effektreduksjon er, ble forbruksdataene for samtlige nettstasjonstransformatorer med tilgjengelige data analysert. Av disse hadde 360 nettstasjonstransformatorer en maksbelastning på over 100 prosent av sin merkeytelse, hvilket tilsvarer 7 prosent av AENs nettstasjonstransformatorer. Av disse 360 transformatorene, hadde 108 transformatorer en maksbelastning på over 120 prosent, hvilket tilsvarer 2 prosent av AENs nettstasjonstransformatorer. Dette medfører at 93 prosent av de studerte transformatorene i den studerte perioden opererer under sin merkeytelse, hvilket viser at overbelastning ikke er et stort problem i AENs distribusjonsnett.

Utredningen startet med en hypotese om at det var et betydelig potensial tilknyttet utsatte investeringer til transformatoroppgraderinger i distribusjonsnettet. Det økonomiske potensialet av utsatte investeringer vurderes, isolert sett, til å være begrenset: Selv ved scenarioet som tilrettelegger for størst potensial for forbrukerfleksibilitet, overstiger ikke den øvre betalingsvilligheten for forbrukerfleksibilitet to millioner kroner (oppskalert). Utvikling av en markedsløsning med piloter og utvikling av tekniske løsninger, i tillegg til transaksjonskostnader i handel av forbrukerfleksibilitet, vil trolig overstige den øvre betalingsvilligheten som er beregnet i modellen. Det er viktig å understreke at vurderingen av det økonomiske potensialet kun er isolert til investeringer knyttet til oppgradering av transformatorer og tilhørende nettstasjoner. Det kan derfor finnes andre gevinster ved forbrukerfleksibilitet som rettferdiggjør en igangsettelse av prosjekter som tilrettelegger for en forbrukerfleksibilitetsløsning. Således vil det økonomiske potensialet funnet i denne utredningen tillegges øvrig økonomisk potensial fra andre områder i strømmettet. Dersom det allerede hadde eksistert en ordning for forbrukerfleksibilitet, vil AENs øvre årlige betalingsvillighet for forbrukerfleksibilitet ved en av de studerte nettstasjonene være kr 2 190 per kunde. Sammenlignet med studien til Broberg et al. (2014) av kundens kompensasjonskrav vedrørende forbrukerfleksibilitet i Sverige på kr 575, er den øvre betalingsvilligheten for forbrukerfleksibilitet ved den nevnte nettstasjonen omtrent fire ganger høyere.

For det studerte området av forbrukerfleksibilitet vurderer vi det økonomiske potensialet til å være begrenset, da det er få nettstasjoner hvor fleksibilitet kan være en problemløser. For nettstasjonstransformatorene hvor forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser, vil den øvre betalingsvilligheten sannsynligvis være tilstrekkelig.

Utredningens resultater gir AEN en oversikt over antallet nettstasjonstransformatorer som er høyt belastet, og antallet nettstasjoner hvor forbrukerfleksibilitet kan utsette investeringer. I tillegg kartlegges AENs øvre betalingsvillighet til forbrukerfleksibilitet på bakgrunn av potensielle utsatte investeringer. Til vår kjennskap eksisterer det ingen tidligere forskning på det økonomiske potensialet for forbrukerfleksibilitet i distribusjonsnettet i Norge, og utredningen kan således være et bidrag mot å tette dette kunnskapshullet.

7.3 Kartlegge for hvilke andre utfordringer Agder Energi Nett opplever at forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser

I tillegg til kartlegging av det økonomiske potensialet tilknyttet utsatte investeringer til transformatoroppgraderinger i distribusjonsnettet hadde utredningen som formål å kartlegge innenfor hvilke øvrige områder AEN vurderer at forbrukerfleksibilitet kan bli en problemløser i distribusjons- og regionalnettet. Kartleggingen er gjort med bakgrunn i intervjuer med flere sentrale personer i AENs avdelinger for Nettstrategi og Analyse, Nettutbygging og Nettdrift. Følgende området ble trukket frem av AENs ansatte:

- Utsatte investeringer til forsterking av strømmettet
- Leveringssikkerhet
- Spenningskvalitet
- Nettap

Områdene i strømmettet hvor forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser er kartlagt i flere tidligere studier og rapporter, hvor forbrukerfleksibilitet som problemløser spesifikt for nettselskaper er gjengitt i kapittel 3.1.2. Områdene kartlagt fra AEN samsvarer med teorien, og utredningens resultat er således et bidrag som forsterker den eksisterende teorien.

7.4 Avsluttende kommentarer

Forbrukerfleksibilitet vil redusere og jevne ut effekttopper, og slik sikre en mer effektiv utnyttelse av det eksisterende strømmettet. I denne utredningen er det gjennomført en «nedenfra-og-opp-analyse» for hvorvidt forbrukerfleksibilitet kan være et alternativ til nettinvesteringer, og det er foretatt en intensiv analyse av den økonomiske verdien av potensielle utsatte investeringer i distribusjonsnettet til AEN. Forbruksdataene analysen er basert på er fra tre vintermåneder;

perioden hvor de største effektoppene oppstår og hvor kapasitetsutfordringer historisk sett er størst. Resultatene fra analysen viser at det er få nettstasjonstransformatorer som er tungt belastet, og svært få hvor forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser. På grunn av omfattende datamengder var det nødvendig å gjøre et tilfeldig utvalg på 30 av 102 nettstasjonstransformatorer. Blant utvalget på 30 var det kun to nettstasjonstransformatorer hvor forbrukerfleksibilitet ifølge modellen kan være en problemløser. Det er knyttet usikkerhet til oppskaleringen av resultatene fra utvalget, men tatt i betraktning de relativt lave verdiene knyttet til hver utsatt investering, mener vi det ikke ville forandret konklusjonen. Ved å inkludere verdier på de øvrige områdene hvor forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser, ville dette gitt et mer helhetlig bilde på den totale verdien av forbrukerfleksibilitet for AEN.

Modellen og dens metodikk som er utviklet i denne utredningen mener vi er generaliserbar til andre nettselskaper. Resultatene som følge av anvendelse av modellen med AEN som case er ikke i like stor grad generaliserbare, da andre nettselskapers distribusjonsnett kan ha andre karakteristikk, med tanke på kundesammensetning, generell alder på komponenter i distribusjonsnettet og tidligere beslutninger på hvordan en har dimensjonert.

7.5 Utredningens begrensninger og forslag til videre studier

Utredningen er et bidrag til forskningen rundt hvordan forbrukerfleksibilitet kan løse problemer og utfordringer i strømmettet, men har tydelige begrensninger. Forbrukerfleksibilitet og dets potensiale er komplekst og kan gi verdier på flere områder, og denne utredningen avdekker kun en liten del av det totale bildet. Det er derfor ikke grunnlag for å si noe om forbrukerfleksibilitets totale økonomiske potensial i strømmettet på bakgrunn av denne utredningen.

På bakgrunn av tidsbegrensninger i utarbeidelsen av denne utredningen, for å ha tilstrekkelig tid til å analysere dataene og validere funnene, er forbruksdataene begrenset til å gjelde frem til og med 1. mars 2018. I typiske hytteområder er det stor sannsynlighet for at nettstasjoner i slike områder har sine største årlige forbrukstopper i påsken. Dette gjør at eventuelle kapasitetsutfordringer ved disse nettstasjonstransformatorene, og størrelsene på utfordringene, ikke fanges opp i utredningens resultat. Begrensninger på tilgangen til historiske forbruksdata gjør at den studerte perioden kun dekker tre måneder fra den samme vinteren, og inkluderer ikke data fra tidligere år. Resultatene (ref. kapittel 6.2) vil derfor avhenge av de tilgjengelige

forbruksdataene, og år med andre omgivelsestemperaturer og andre forbruksverdier ville muligens resultert i et noe annet økonomisk potensial.

En begrensning ved utredningens generaliserbarhet er at det kun er ett nettselskaps som er studert. Ved tilgang på forbruksdata fra flere nettselskaper ville dette kunne økt resultatenes ytre validitet til å kunne generaliseres utover det studerte nettselskapet. Å anvende utredningens metodikk for å vurdere det økonomiske potensialet for forbrukerfleksibilitet hos andre nettselskaper vil være et naturlig forslag til videre studier.

En annen begrensning med utredningen er at det på grunn av omfattende datamengder måtte foretas analyser på et mindre, tilfeldig valgt, utvalg av nettstasjonstransformatorer. I et forsøk på å si noe om det totale økonomiske potensialet for forbrukerfleksibilitet, som følge av utsatte investeringer i distribusjonsnettet til AEN, ble resultatene fra utvalgsanalysen oppskalert. I denne prosessen medfølger det usikkerhet til hvorvidt utvalget er representativt. Dette gjelder både for det tilfeldige utvalget på 30 av den nedfiltrerte populasjonen på 102 nettstasjonstransformatorer, og for de 5314 av den totale populasjonen på 8433 nettstasjonstransformatorer. For å unngå usikkerheten til det tilfeldige utvalget kunne samtlige 102 nettstasjonstransformatorer vært analysert i modellen, men til dette vil det være fordelaktig å bruke alternative dataverktøy enn hva som er brukt i denne utredningen. Når det blir tilgjengelige forbruksdata fra samtlige 8433 nettstasjonstransformatorer vil en ha et bedre grunnlag for å vurdere det totale potensialet for utsatte investeringer.

Før arbeidet med utredningen startet, var AENs hypotese at det var et betydelig potensial til forbrukerfleksibilitet for utsatte investeringer tilknyttet transformatoroppgraderinger i distribusjonsnettet. Denne utredningen konkluderer med at det økonomiske potensialet for forbrukerfleksibilitet innenfor dette området virker å være begrenset. For videre studier på forbrukerfleksibilitets økonomiske potensial, anbefaler vi å følge Willie Suttons lov: «Gå dit pengene er». Kartleggingen av AENs vurdering av hvilke øvrige områder hvor forbrukerfleksibilitet kan være en problemløser (ref. kapittel 6.4) kan være et utgangspunkt til videre studier i kartleggingen av økonomiske potensial til forbrukerfleksibilitet innenfor andre områder i strømmettet.

8 Referanser

- ABB Kraft. (u.d.). *Oljefylte fordelingstransformatorer*. Steinkjer. Hentet fra www.norrafo.no/lastned.asp?Filnavn=brosjyrenyproduksjonabbst.pdf
- Agder Energi Nett. (u.d.). *Vår virksomhet*. Hentet fra <https://www.aenett.no/virksomhet/om-aenett/var-virksomhet/>
- Agder Energi. (u.d.). *Om Agder Energi*. Hentet fra <https://www.ae.no/konsernet/>
- Beck Landet, I., & Borsche, T. (2018). T-CG Insight 2-2018. *Vil vannkraften få konkurranse som leverandør av fleksibilitet?* THEMA Consulting Group. Hentet fra <https://www.thema.no/wp-content/uploads/2018/02/T-CG-Insight-2018-02-Konkurransekortsiktig-fleksibilitet.pdf>
- Biggam, J. (2008). *Succeeding with your Master's Dissertation*. Berkshire: McGraw-Hill.
- Bjerkan, E., von Heyden, H., Fearnley Landmark, V., & Roos, A. (2016). *Fleksibilitet – fremtidig organisering av monopol og marked*. Energi Norge. Hentet fra <https://www.energinorge.no/contentassets/e393a68f81e74426a3c510b93d942e3d/fleksibilitet--fremtidig-organisering-av-monopol-og-marked.pdf>
- Bremdal, B. (2014). DeVID Rapport 2014. *Undersøkelse og utnyttelse av regional forbrukerfleksibilitet*, 21-22. Steinkjer: DeVID ved prosjekteier NTE Holding.
- Broberg, T., Brännlund, R., Kazukauskas, A., Persson, L., & Vesterberg, M. (2014). *En elmarknad i förändring - - Är kundernas flexibilitet till salu eller ens verklig?* Umeå Universitet. Hentet fra <http://umu.diva-portal.org/smash/get/diva2:747928/FULLTEXT01.pdf>
- Bryman, A. (2008). *Social Research Methods*. New York: Oxford University Press.
- Chapman, S. J. (2012). *Electric Machinery Fundamentals*. New York: McGraw-Hill.
- Dalland, O. (2007). *Metode og oppgaveskriving for studenter*. Oslo: Gyldendal Norsk Forlag.
- Easterby-Smith, M., Thorpe, R., & Jackson, P. R. (2015). *Management & Business Research*. London: SAGE Publications.
- Energi Norge. (2018). *Hørings svar - Forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet - Tariffer i distribusjonsnettet*. Hentet fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2330154>
- Enova SF. (2017). *Markedsutviklingen 2017*. (Enovarapport 2017:4). Trondheim: Enova SF.
- Faruqui, A., & Sergici, S. (2010). Journal of Regulatory Economics. *Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments(2)*, 38, 193-225. Springer US. doi:10.1007/s11149-010-9127-y
- Faruqui, A., Hledik, R., & Palmer, J. (2012). *Time-varying and dynamic rate design*. The Regulatory Assistance Project (RAP). Hentet fra <https://www.raponline.org/wp->

- content/uploads/2016/05/rap-faruquihledikpalmer-timevaryingdynamicratedesign-2012-jul-23.pdf
- Fiksen, K. (2016). *Sammenligning av ulike effekttariffer*. (THEMA Notat 2016-06): Energi Norge. Hentet fra <https://www.energinorge.no/contentassets/e9be03a275af43868b6f2c6d187e8296/thema-sammenligning-av-ulike-effekttariffer.pdf>
- Finansdepartementet. (2014). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv.* (R-109/14). Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2014.pdf
- Forbrukerrådet. (u.d.). *Hva betyr det?* Hentet fra <https://www.strompris.no/ordliste/>
- Forskrift om kontroll av nettvirksomhet. (1999). Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer m.v. av 11 mars 1999 nr. 302. Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>
- Fortum Corporation. (2018). *A thousand Fortum customers' homes form a one-megawatt virtual battery*. Hentet fra <https://www3.fortum.com/media/2018/01/thousand-fortum-customers-homes-form-one-megawatt-virtual-battery>
- Fortum. (u.d.). *Fortum Fiksu Energiänsuranta - uusi palvelu suoräsähköllä lämmittäville*. Hentet fra <https://www.fortum.fi/kotiasiakkaille/fiksu-koti/fortum-fiksu-energiänsuranta-uusi-palvelu-suorasahkolla-lammittaville>
- Gils, H. C. (2014). Energy. *Assessment of the theoretical demand response potential in Europe*, 67, 1-18. Elsevier. doi:10.1016/j.energy.2014.02.019
- Hafslund Nett. (u.d.). *Full fart i installasjonen av automatiske strømmålere*. Hentet fra <https://www.hafslund.no/omhafslund/nett/12414>
- Hansen, H., Jonassen, T., Løchen, K., & Mook, V. (2017). *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. (Høringsdokument nr. 5-2017). Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat .
- Heen Skotland, C., Eggum, E., & Spilde, D. (2016). *Hva betyr elbiler for strømmettet?* (Rapport nr 74-2016). Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Hem, K.-G. (1983). *Energiundersøkelsen 1980*. (Rapporter 83/12). Oslo: Statistisk Sentralbyrå.
- Holstad, M., & Ljåstad Pettersen, F. E. (2011). *Hvordan reagerer strømforbruket i alminnelig forsyning på endringer i spotpris?* Oslo: (Rapporter 2011/15). Statistisk sentralbyrå.
- Høyte, F. (2018). *Transformator*. Hentet fra <https://snl.no/transformator>
- Jacobsen, D. I. (2000). *Hvordan gjennomføre undersøkelser?* Kristiansand: Høyskoleforlaget.
- Jacobsen, D. I. (2015). *Hvordan gjennomføre undersøkelser?* Cappelen Damm.

- Jenssen, Å., Fiksen, K., Tennbakk, B., & Wikum, M. (2017). *Aggregatorrollen, fleksibilitetsmarkeder og forretningsmodeller i energisystemet*. (THEMA Rapport 2017-20). Oslo: THEMA Consulting Group.
- Kjølle, G. (2011). *KILE-satsene og hva de dekker*. SINTEF Energi AS. Hentet fra https://www.sintef.no/globalassets/project/kile/prosjektnotat_kile-satser_v4_2011-01-20.pdf
- Kjølseth, O. (1971). *Elektromaskiner : motordrifter og elektromagnetiske apparater*. Oslo: Teknologisk Forlag.
- Klingenberg, M. (2017, November 24). Teknisk Ukeblad. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/effektuttaket-i-elnett-oker-raskere-enn-energibruken-her-er-losningene-som-kan-forhindre-masseutfall/412833>
- Kolokathis, C., Hogan, M., & Jahn, A. (2018). *Cleaner, Smarter, Cheaper: Network tariff design for a smart future*. Brussels: The Regulatory Assistance Project (RAP).
- Kringstad, A., Holmefjord, V., & Aarstad, J. (2018). *Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet*. Statnett SF. Hentet fra <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Media/Nyheter%202018/Fleksibilitet%20i%20det%20nordiske%20kraftmarkedet%202018-2040.pdf>
- Kruise, E. (2005). *Kvantitative forskningsmetoder - i psykologi og tilgrænsende fag*. Dansk psykologisk Forlag.
- Landmark, V. F. (2018). *Mot nye markeder for fleksibilitet*. Brussel: Konferanseinnlegg på Energi Norges Vinterkonferanse 2018. Hentet fra <http://video.energinorge.no/video/9391>
- Leveringskvalitetsforskriften. (2004). Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet m.v. av 30 november 2004 nr. 1557. Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>
- Lislebø, O., Renée Naper, L., Havskjold, M., & Bakken, E. (2017). *Nettplan Stor-Oslo: Alternativer til nettutbygging. En potensialstudie for Oslo og Akershus*. Oslo: Statnett SF.
- Longva, K. (1999). *Fordelingstransformatorer og levetid*. Møre Trafo. Hentet fra moretrafo.no/download/?id=1659
- Lyse Elnett. (2018). *Høringssvar - Utforming av uttakstariffer i distribusjonsnettet*. Hentet fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2332258>
- Maxwell, J. A. (2013). *Qualitative Research Design*. Thousand Oaks: SAGE Publications.
- McLaughlin, S., Holbert, B., Fawaz, A., Berthier, R., & Zonouz, S. (2013). A Multi-Sensor Energy Theft Detection Framework for Advanced Metering Infrastructures. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, 31(7), ss. 1319-1330. doi:10.1109/JSAC.2013.130714

- Møller Andersen, F., Grenaa Jensen, S., Larsen, H. V., Meibom, P., Ravn, H., Skytte, K., & Togeby, M. (2006). *Analyses of Demand Response in Denmark*. (Risø-R-1565).: Risø National Laboratory. Hentet fra http://orbit.dtu.dk/fedora/objects/orbit:88362/datastreams/file_7703292/content
- Nordic Council of Ministers. (2017). *Demand side flexibility in the Nordic electricity market*. (TemaNord 2017:564). Copenhagen: Nordic Council of Ministers.
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2017a). *Kostnadsnormen*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/kostnadsnormen>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2017b). *Nettleie for forbruk*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2018a). *Økonomisk regulering av nettselskap*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2018b). *Smarte strømmålere (AMS)*. Hentet fra <https://www.nve.no/stromkunde/smarte-strommalere-ams/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2018c). *Nettleie*. Hentet fra <https://www.nve.no/stromkunde/nettleie>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. (u.d.). *Du bestemmer hvem som skal få data fra smarte strømmålere*. Hentet fra <https://www.nve.no/Media/5403/du-bestemmer-hvem-som-skalf%C3%A5r-data-fra-smarte-str%C3%B8mm%C3%A5lere.pdf>
- Olje- og energidepartementet. (2015). *Fakta 2015: Energi- og vannressurser i Norge*. Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Personopplysningsloven. (2000). Lov om behandling av personopplysninger m.v. av 14 april 2000 nr. 31. Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2000-04-14-31>
- Petersen, P. E. (1996). *Elektriske maskiner*. København: Bogfondenes Forlag .
- Powerswitch. (2018). *Price Trends*. Hentet fra <https://www.powerswitch.org.nz/trends/auckland>
- Regjeringen. (2018). *Politisk plattform for en regjering utgått av Høyre, Fremskrittspartiet og Venstre*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/e4c3cfd7e4d4458fa8d3d2bb1e43bcbb/plattform.pdf>
- Rosvold, K. A. (2018). *Nettstasjon*. Hentet fra <https://snl.no/nettstasjon>
- Samferdselsdepartementet. (2014). *Alternative drivstoff, elbiler og nullutslippsteknologi*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/no/tema/transport-og-kommunikasjon/veg_og_vegtrafikk/biler-og-lavutslippsteknologi/id2076451/

- Sanderud, P. (2018). *Transport av elektroner til lavutslippssamfunnet*. Brussel: Konferanseinnlegg på Energi Norges Vinterkonferanse 2018. Hentet fra <http://video.energinorge.no/video/9397>
- Sekaran, U. (2003). *Research methods for business*. New York: John Wiley & Sons.
- Skagerak Nett. (2018). *Skagerak Nett AS' innspill til NVEs høring om endring i kontrollforskriften*. Hentet fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2332098>
- Smart Energy Demand Coalition. (2016). *Monitoring Demand-Side Flexibility. Assessing the potential and market uptake of Demand-Side Flexibility in the European energy system*. Smart Energy Demand Coalition. Hentet fra <http://www.smartenergy.eu/2016/07/25/monitoring-demand-side-flexibility-assessing-the-potential-and-market-uptake-of-demand-side-flexibility-in-the-european-energy-system-july-2016/>
- Spiliotis, K., Gutierrez, A. I., & Belmans, R. (2016). Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids. *Applied Energy*, 182, 613-624. Elsevier Ltd. doi:10.1016/J.APENERGY.2016.08.145.
- Statistisk sentralbyrå. (2014). *Energibruk i husholdningene*. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/husenergi>
- Statistisk sentralbyrå. (2017). *Inntekts- og formuesstatistikk for husholdninger*. Hentet fra <https://www.ssb.no/inntekt-og-forbruk/statistikker/ifhus>
- Statistisk Sentralbyrå. (2018a). *Elektrisitetspriser*. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elkraftpris>
- Statistisk Sentralbyrå. (2018b). *Over 140 000 elbiler i Norge*. Hentet fra <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/artikler-og-publikasjoner/over-140-000-elbiler-i-norge>
- Statnett. (2014). *Energiskolen Lærehefte*. Hentet fra http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Milj%C3%B8%20og%20samfunn/Energiskolen/statnett_1%C3%A6rehefte_oppslag.pdf
- Statnett SF. (2018). *Systemansvaret (fos)*. Hentet fra <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Systemansvaret/>
- THEMA Consulting Group. (2014). *Demand response in the Nordic electricity market*. Copenhagen. (TemaNord 2014:553): Nordic Council of Ministers.
- TrønderEnergi Nett. (2018). *Innspill til høringsdokument 5/2017 tariffer i distribusjonsnettet*. Hentet fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2330356>
- Universitetsbiblioteket i Bergen. (u.d.). *Informasjonskunnskap for realfagene*. Hentet fra <http://www.ub.uib.no/fag/mn-fag/kjemi/Kurs3/Informasjonstyper.htm>

- Valentinsen, K. (2015). *Betre utnytting av distribusjonstransformatorane til Hafslund Nett gjennom tilstandsovervaking og teknisk-økonomiske analyser*. Trondheim: NTNU Institutt for elkraftteknikk.
- Varian, H. R. (2009). *Intermediate Microeconomics*. London: W. W. Norton & Company.
- Vista Analyse. (2017). *Flexible demand for electricity and power*. (TemaNord 2017:567). Copenhagen: Nordic Council of Ministers.

9 Vedlegg

Vedlegg A1

Tabellen viser resultatene fra scenario dagens scenario.

Nett-stasjoner	Antall målepunkter	Gjen-værende levetid [år]	Plassering	Kapasitet [kVA]	Full kostnad oppgradering	Passerer med fleksibilitet	Passerer uten fleksibilitet	Kostnad	Årlig betalingsvillighet til fleksibilitet
1	53	2	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
2	14	18	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
3	7	1	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
4	23	6	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
5	21	15	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
6	100	7	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
7	53	10	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
8	41	6	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
9	56	5	Mast	100	kr 488 049	Ja	Nei	kr 136 545	kr 30 672
10	46	9	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
11	40	5	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
12	86	15	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
13	10	8	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
14	31	11	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
15	15	5	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
16	8	10	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
17	21	11	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
18	13	3	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
19	45	14	Kiosk	100	kr 183 849	Ja	Nei	kr 98 674	kr 9 341
20	16	24	Mast	200	kr 497 272	Ja	Ja	kr 0	kr 0
21	23	8	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
22	20	2	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
23	34	6	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
24	64	20	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
25	85	8	Kiosk	500	kr 226 619	Ja	Ja	kr 0	kr 0
26	20	15	Kiosk	100	kr 183 849	Ja	Ja	kr 0	kr 0
27	44	6	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
28	29	33	Mast	50	kr 87 585	Nei	Nei	kr 0	kr 0
29	49	13	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
30	25	31	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
								kr 235 219	kr 40 013
							Oppskaleringskostnader	kr 1 269 147	
							Antall trafoer aktuelt for	10,79	

Vedlegg A2

Tabellen viser resultatene fra scenario 1.

Nett-stasjoner	Antall måle-punkter	Gjen-værende levetid [år]	Plassering	Kapasitet [kVA]	Full kostnad oppgradering	Passerer med fleksibilitet	Passerer uten fleksibilitet	Kostnad	Årlig betalings-villighet til fleksibilitet
1	53	2	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
2	14	18	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
3	7	1	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
4	23	6	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
5	21	15	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
6	100	7	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
7	53	10	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
8	41	6	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
9	56	5	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
10	46	9	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
11	40	5	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
12	86	15	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
13	10	8	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
14	31	11	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
15	15	5	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
16	8	10	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
17	21	11	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
18	13	3	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
19	45	14	Kiosk	100	kr 183 849	Ja	Ja	kr 0	kr 0
20	16	24	Mast	200	kr 497 272	Ja	Ja	kr 0	kr 0
21	23	8	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
22	20	2	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
23	34	6	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
24	64	20	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
25	85	8	Kiosk	500	kr 226 619	Ja	Ja	kr 0	kr 0
26	20	15	Kiosk	100	kr 183 849	Ja	Ja	kr 0	kr 0
27	44	6	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
28	29	33	Mast	50	kr 87 585	Ja	Nei	kr 55 388	kr 3 052
29	49	13	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
30	25	31	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
								kr 55 388	kr 3 052
							Oppskalerings-kostnader	kr 298 850	
							Antall trafoer aktuelt for	5,40	

Vedlegg A3

Tabellen viser resultatene fra scenario 3.

Nett-stasjoner	Antall måle-punkter	Gjen-værende levetid [år]	Plassering	Kapasitet [kVA]	Full kostnad oppgradering	Passerer med fleksibilitet	Passerer uten fleksibilitet	Kostnad	Årlig betalingsvillighet til fleksibilitet
1	53	2	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
2	14	18	Mast	50	kr 87 585	Ja	Nei	kr 49 771	kr 3 932
3	7	1	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
4	23	6	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
5	21	15	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
6	100	7	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
7	53	10	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
8	41	6	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
9	56	5	Mast	100	kr 488 049	Ja	Nei	kr 136 545	kr 30 672
10	46	9	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
11	40	5	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
12	86	15	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
13	10	8	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
14	31	11	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
15	15	5	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
16	8	10	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
17	21	11	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
18	13	3	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
19	45	14	Kiosk	100	kr 183 849	Ja	Nei	kr 98 674	kr 9 341
20	16	24	Mast	200	kr 497 272	Ja	Ja	kr 0	kr 0
21	23	8	Kiosk	315	kr 210 882	Ja	Ja	kr 0	kr 0
22	20	2	Mast	50	kr 87 585	Ja	Ja	kr 0	kr 0
23	34	6	Mast	50	kr 87 585	Ja	Nei	kr 24 627	kr 4 698
24	64	20	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
25	85	8	Kiosk	500	kr 226 619	Ja	Ja	kr 0	kr 0
26	20	15	Kiosk	100	kr 183 849	Ja	Ja	kr 0	kr 0
27	44	6	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
28	29	33	Mast	50	kr 87 585	Ja	Nei	kr 55 388	kr 3 052
29	49	13	Kiosk	200	kr 193 072	Ja	Ja	kr 0	kr 0
30	25	31	Mast	100	kr 488 049	Ja	Ja	kr 0	kr 0
								kr 365 005	kr 51 695
								Oppskalerings-kostnader	kr 1 949 420
								Antall trafoer aktuelt for	26,98

Vedlegg B

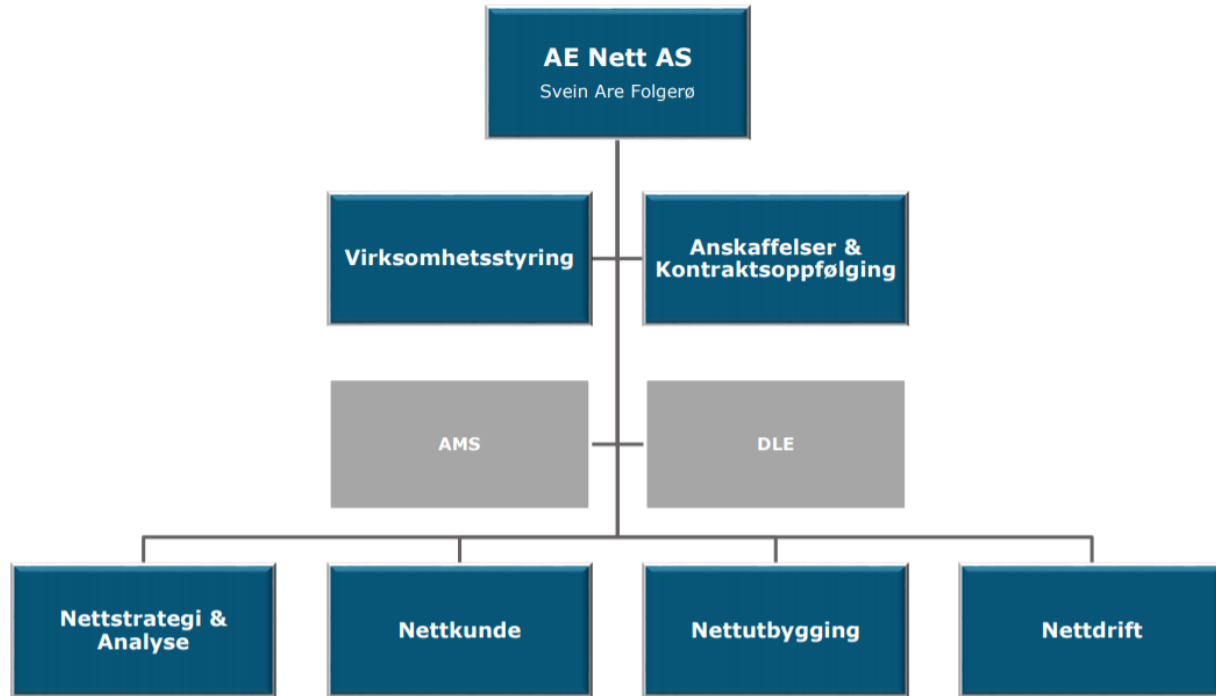
Tabellen viser prisene for nye transformatorer per kapasitetsstørrelse. Prisene er omtrentlige, men representative.

Kapasitet [kVA]	Pris [kr]
50	32 694
100	53 685
200	68 899
315	78 122
500	95 932
630	111 669
800	132 305
1000	146 724
1250	186 344
1600	205 010

Vedlegg C

Organisasjonskart Agder Energi Nett.

ORGANISASJON



agder energi

Vedlegg D

Dette vedlegget omhandler finansielle verktøy anvendt i utredningen. Teorien er hentet fra:

Bøhren, Ø. & Gjørsum, P.I. (2016). *Finans: Innføring i investering og finansiering*.
Bergen: Fagbokforlaget.

Nåverdiberegninger

Nåverdiberegning er en regneoperasjon for å finne ut hva et fremtidig beløp er verdt i dag. For å sammenligne to ulike kronebeløp, er en forutsetning at beløpene sammenlignes ved samme tid.

Forklaringen er at jo tidligere du har et kronebeløp, dess lenger kan du tjene renter på kronebeløpet. 100 000 kr i dag vil derfor være mer verdt enn 100 000 kr lenger frem i tid.

Nåverdien av et fremtidig beløp avhenger av størrelsen på det fremtidige beløpet, hvor langt frem i tid det fremtidige beløpet befinner seg, og med renten beløpet diskonteres med. I denne utredningen er nåverdiberegninger interessante for å få nettselskapenes verdi av utsatt investering. Nåverdien av et fremtidig beløp kan skrives som (Bøhren s. 117):

$$X_0 = \frac{X_T}{(1 + r)^T}$$

Hvor X_0 = Nåverdi,

X_T = Sluttverdi etter T perioder,

r = Renten pr. periode.

Annuitet fra nåverdi

En annuitet er et tilfelle hvor kontantstrømselementet er det samme i hver periode over hele levetiden (Bøhren s. 122). I denne utredningen vil annuitetsberegninger være aktuelt for å prissette forbrukerfleksibiliteten. Resultatet fra nåverdiberegningene vil bli et beløp som nettselskapet kan spare i investeringer gitt tilgjengelig forbrukerfleksibilitet. Det totale beløpet fordeles på den gjenværende levetiden av transformatoren for å finne årlig beløp forbrukerfleksibiliteten er verdt for nettselskapene. Nåverdibeløpet omgjøres til en fremtidig annuitetsstrøm, hvor annuiteten regnes ut fra følgende formel (Bøhren s. 136):

$$X = NV \cdot \frac{r \cdot (1 + r)^T}{(1 + r)^T - 1}$$

Hvor X = Annuiteten,

T = Antall perioder

r = Renten pr. periode

Vedlegg E

Vi bruker prislister fra Vedlegg B og fulle kostnader til transformatoroppgraderinger hentet fra Tabell 4 som tall til eksempelutregningen i dette vedlegget. Vi studerer en oppgradering av Nettstasjon 9. Nettstasjon 9 er av størrelse 100 kVA, og vil ved en oppgradering oppgraderes til 200 kVA.

	Inkluderer	Verdi
Full kostnad til oppgradering (B)	Transformatorpris (200 kVA), arbeidskostnader, ombygging av nettstasjon fra mast til kiosk, kostnader til kabler og graving	Kr 488 049
Kostnad av ny transformator av tilsvarende størrelse som dagens installerte transformator (C)	Transformator (100 kVA)	Kr 53 685
Alder gammel transformator		30 år
Realavkastningskrav		4 %

Utregning nåverdi:

$$NV = 488\,049 - 53\,685 \cdot \frac{35 - 30}{35} - 488\,049 \cdot \frac{\frac{30}{35}}{(1 + 0,04)^{35-30}}$$

$$NV = 488\,049 - 7\,669 - 343\,835 = 136\,545$$

Verdien av utsatt investering vil i dette tilfellet være kr 136 545.

For å finne den årlige verdien fordeles verdien av den utsatte investeringen på resterende levetid, i dette tilfellet 5 år. For denne nettstasjonen blir den årlige verdien kr 30 672, vist i formelen under.

$$X = 136\,545 \cdot \frac{0,04 \cdot (1 + 0,04)^5}{(1 + 0,04)^5 - 1} = 30\,672$$