NORGES HANDELSHØYSKOLE
Bergen, høst 2018

Alternativer til nett

Lønnsomhet under dagens regime for inntektsrammeregulering

Christina Flaatten Frivoll og Trine Maaø Langås

Veiledere: Endre Bjørndal og Mette Helene Bjørndal

Masterutredning i økonomi og administrasjon.
Hovedprofil: Økonomisk styring.

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer innestår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Sammendrag

Strømnettet i Norge har nådd teknisk levealder og har behov for oppgradering. I tillegg har et økt effektuttak på grunn av elektrifisering påvirket investeringsbehovet. Planlagt investeringsbeløp er estimert til å være 140 milliarder kroner i perioden 2016 – 2026. Dette vil medføre en betydelig økning i nettleien til kundene. På steder med få nettkunder kan denne kostnaden bli så høy at det ikke vil være mulig å kreve inn alt via nettleien. Da vil man enten måtte endre reguleringsmodellen eller finne alternative løsninger for kraftlevering. Vi velger å se på det siste, og vil med denne masterutredningen undersøke om det kan være lønnsomt med alternativer til nettinvesteringer for å redusere noe av investeringskostnadene.

Innledningsvis presenterer vi dagens nettverksstruktur og reguleringsmodell for å gi leseren grunnleggende forståelse før analysen introduseres. Vi ser på hvilke faktorer som påvirker behovet for nett, og presenterer hvordan de ulike faktorene kan bidra både til økt og redusert behov. Vi fokuserer blant annet på elektrifisering av transportsektoren og nye muligheter ved bruk av smarte målere. Deretter gjør vi rede for mikronett, vindturbiner, solceller og batteri. For å redusere nettinvesteringene i våre case vil disse formene for energiproduksjon og -lagring være de mest aktuelle alternativene.

For å analysere lønnsomheten av alternativer til nett i Norge, tar vi utgangspunkt i case vi har mottatt fra to nettselskap. Vi sammenligner reinvesteringer med alternativer til nettinvestering for å se hvilke prosjekter som vil være mest lønnsomme. Alternativene vi analyserer er mikronett og batteri etter ønske fra nettselskapene. Basert på årlig annuitet finner vi både mikronett og batteri mer lønnsomme enn nødvendige reinvesteringer. Ved mikronett og batteri vil det være endringer i oppgavevariablene, noe som påvirker lønnsomheten til nettselskapene. Vi finner at en reduksjon i nettstasjoner gir lavere lønnsomhet med dagens reguleringsmodell, og vil gjøre alternativene mindre lønnsomme sammenlignet med reinvestering. Videre ser vi at analysene er sensitive for en reduksjon i levetid. Forskning viser derimot at levetiden ved solcellepanel og batteri sannsynligvis vil øke.

Deretter diskuterer vi hvordan lovverket og reguleringen må endres for at mikronett og batteri skal være mulige løsninger på investeringsbehovet. Å eie eller drifte batteri er per i dag ansett som å drive med kraftproduksjon. Dette er noe nettselskap ikke har mulighet til, og regelverket må derfor endres før en batteriløsning kan være aktuelt. Avslutningsvis diskuteres det om alternativene har samfunnsøkonomisk nytte.

Abstract

The Norwegian power grid has reached the end of its lifetime and needs to be upgraded. Furthermore, an increased power outlet because of increasing electrification has affected investment needs. The grid investments will lead to a significant increase in customers tariff. In places with few customers, this cost may be so high that it will not be possible to claim enough through the tariff. The purpose of this master thesis is to investigate whether it can be profitable with alternatives to the grid to reduce the investment costs.

First, we explain the Norwegian electrical power grid structure and the regulation model to provide basic knowledge to the reader, before we introduce the analysis. Further, we discuss factors that affect the need for a grid, and present how the factors can contribute to increase and decrease the need for a power grid. We focus on increased use of electric vehicles and new possibilities by using smart meters. Then we introduce micro grids, wind turbine, solar panels and batteries. These forms of energy production and energy storage are relevant alternatives to grid in the analysis and are being elaborated throughout the thesis.

We present an analysis of the profitability of alternatives to the Norwegian power grid. The analysis is based on two separate cases provided by distribution system operators. We compare reinvestments with alternatives to grid investments to identify which projects that will be the most profitable. The alternatives we analyze are micro grids and battery. Based on annual payment we find both micro grids and battery to be more profitable projects than reinvestments. In the case of alternatives, it will be changes in the outputs, which will affect the profit. We find that a significant reduction in substations will reduce the profit and make the alternatives less profitable compared with reinvestment. Furthermore, we see that the analysis is sensitive to a reduction in lifetime of solar panel systems and battery. However, research shows that it is likely that the lifetime of these technologies will increase.

Thereafter we discuss how legislation needs to be changed in order for micro grids and battery to be possible solutions to the investment needs. To own or operate batteries is classified as power generation, and this is currently not allowed for distribution system operators. The legislation needs to be changed before the battery solution is possible to implement. Lastly, it is discussed whether the options have socio-economic benefits.

Forord

Denne masterutredningen inngår som selvstendig arbeid i hovedprofilen økonomisk styring, ved masterstudiet økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole. Utredningen er skrevet i samarbeid med prosjektet Elbench – effektivitetsanalyser og regulering av norske nettselskaper. Oppdragsgiverne for prosjektet er Skagerak Nett, Hafslund Nett, Eidsiva Nett, Lyse Elnett, BKK Nett, Helgeland Kraft, NVE og Energi Norge AS.

Vår motivasjon for valg av oppgave var at alternativer til nett er et dagsaktuelt tema, som vi ønsket å tilegne oss mer kunnskap om. Vi hadde lite forkunnskaper om den norske nettverksstrukturen og reguleringsmodellen på forhånd, og ønsket med dette å utfordre oss selv.

Vi vil takke våre veiledere, Mette Helen Bjørndal og Endre Bjørndal, for en interessant og utfordrende oppgave. Dere har bidratt med gode råd og innspill, og det har vært godt å ha dere tilgjengelig når vi har vært usikre.

Takk til referansegruppen vår, Mats-Eirik Elvik fra BKK Nett, Frode Nybakken fra Eidsiva Nett og Eivind Gramme fra Skagerak Nett, for gode innspill underveis. Vi vil rette en stor takk til BKK Nett og Eidsiva Nett for spennende case. Vi vil og takke Roar Amundsveen ved NVE for svar på alle spørsmål i forbindelse med reguleringsmodellen.

I tillegg vil vi takke Thomas Langås og André Sjuve for bistand og hjelp i programmeringsspråket, R, og Jens Langås for gode tips underveis i oppgaveskrivingen. Avslutningsvis vil vi takke familie, venner og kjæreste for god støtte i løpet av semesteret.

Bergen, desember 2018

Christina Flaatten Frivoll

Trine Maaø Langås

Forkortelser

AMS = Avanserte måle- og styringssystemet

CRS = Konstant skalautbytte

DEA = Data Envelopment Analysis

DMU = Decision Making Units

KILE = Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi

kV = Kilovolt

kVA = Kilovolt-Ampere

kW = Kilowatt

kWh = Kilowattime

kWp = Kilowatt peak, effektkapasitet ved standard testforhold

MW = Megawatt

MWh = Megawattime

NVE = Norges vassdrags- og energidirektorat

V = Volt

V2G = Vehicle to grid

VRS = Variabelt skalautbytte

Innholdsfortegnelse

Sammendrag I

Abstract II

Forord III

Forkortelser IV

Innholdsfortegnelse V

Tabelliste VII

Figurliste VIII

1. Innledning 1

1.1 Introduksjon 1

1.2 Problemstilling og formål 2

1.3 Definisjon av alternativer til nett 2

1.4 Avgrensninger 3

1.5 Oppgavens oppbygging 3

2. Dagens nettverksstruktur og regulering av nettselskaper 5

2.1 Nettverksstrukturen 5

2.2 Bakgrunn for reguleringen 6

2.3 Reguleringsmodellen 7

2.3.1 DEA-analysen 7

2.3.2 Inntektsrammer og tillatt inntekt 10

2.3.3 Referanserenten 12

2.3.4 Kostnadsnorm 13

2.3.5 Tariff 17

3. Direkte regulering 18

3.1 Leveringsplikt, tilknytningsplikt og anleggsbidrag 18

3.2 Fritak fra leverings- og tilknytningsplikt 21

3.3 Selskapsmessig og funksjonelt skille 22

4. Strømnettet i fremtiden 23

4.1 Behovet for nettinvestering 23

4.1.1 Teknologi 25

4.1.2 Strømkundene i endring 28

4.1.3 Oppsummering 31

4.2 Alternativer til nett på mindre steder 32

4.2.1 Mikronett 32

4.2.2 Solenergi 33

4.2.3 Vindkraft 35

4.2.4 Batteri – energilagring 37

4.2.5 THEMA-rapport 38

5. Datamodell **41**

5.1 Modell *41*
5.1.1 Investeringsanalyse 42

5.2 Data og forutsetninger *42*
5.2.1 Forutsetninger 42

5.3 Utvalg av selskaper *43*
5.3.1 Vårt utvalg 44

6. Investeringsanalyse av case fra Eidsiva **45**

6.1 Presentasjon av case – Nettkunder i grisgrendt strøk *45*

6.2 Forutsetninger for analysen *47*

6.3 Analyse av prosjektene *49*
6.3.1 Årlig annuitet 49
6.3.2 Effektivitetsutvikling 50
6.3.3 Kontantstrøm 52
6.3.4 Følsomhetsanalyse 54

6.4 Diskusjon av andre forhold *57*

7. Investeringsanalyse av case fra BKK **59**

7.1 Presentasjon av case – Øy med få nettkunder *59*

7.2 Forutsetninger for analysen *61*

7.3 Analyse av prosjektene *63*
7.3.1 Årlig annuitet 63
7.3.2 Effektivitetsutvikling 65
7.3.3 Kontantstrøm 67
7.3.4 Følsomhetsanalyse 69

7.4 Diskusjon av andre forhold *70*

8. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet **72**

9. Konklusjon og anbefalinger **74**

9.1 Konklusjon *74*

9.2 Styrker, svakheter og videre forskning *75*
9.2.1 Styrker og svakheter 75
9.2.2 Videre forskning 75

10. Litteraturliste **77**

Vedlegg **84**

Vedlegg 1: Selskaper i distribusjonsnettet *84*

Vedlegg 2: Selskaper i regionalnettet *85*

Tabelliste

Tabell 1 - Innsatsfaktorer (Amundsveen & Kvile, 2015) 14
Tabell 2 - Oppgavevariabler for regional- og transmisjonsnettet (Langset, 2017).....14
Tabell 3 - Oppgavevariabler for distribusjonsnettet (Langset, 2017) 14
Tabell 4 - Rammevilkårsvariabler (Langset, 2017) 16
Tabell 5 - Rammevilkårsvariabler (Langset, 2017) 16
Tabell 6 - Solinnstråling og forventet produsert energi avhengig av teknologi og helningsvinkel for fem byer i Norge (NVE, 2018h) 34
Tabell 7 - Ulike typer solcellesystem (NVE, 2018h).....35
Tabell 8 - Reinvestering av strømnettet 48
Tabell 9 - Mikronett ved nettstasjon 1 og 2 48
Tabell 10 - Årlig annuitet inkludert endring i oppgavevariablene.....50
Tabell 11 - Effektivitetstall med prosjekt 51
Tabell 12 - Årlig annuitet uten reduksjon i nettstasjoner.....56
Tabell 13 - Lønnsomhet ved mikronett med en reduksjon i 3 abonnenter og 2 nettstasjoner 58
Tabell 14 - Reinvestering av strømnettet 62
Tabell 15 - Høyspentnett.....62
Tabell 16 - Batteriløsning 62
Tabell 17 - Årlig annuitet ved de ulike prosjektene.....65
Tabell 18 - Effektivitetstall med prosjekt 65

Figurliste

Figur 1 - Slik fungerer strømnettet (BKK) 5
Figur 2 - Konstant skalautbytte og variabelt skalautbytte i DEA-analyse (Bjørndal et al., 2010) 9
Figur 3 - Investeringer i strømnettet 2016-2026 (Energi Norge, 2017).....23
Figur 4 - Forhold på forbrukersiden som påvirker bruken av nettet (THEMA, 2016).....24
Figur 5 - Duck curve, (Vox, 2018) 30
Figur 6 - Vindkraftproduksjon fra 1993 til 2017 (SSB, 2018) 36
Figur 7 - Oversikt over myke og harde eksklusjoner og reindriftsområder (NVE, 2018).....37
Figur 8 - Oversikt over avstand mellom de fire nettstasjonene (Eidsiva Nett, personlig kommunikasjon) 46
Figur 9 - Prosjektene med rho = 0 49
Figur 10 - Ingen endring i oppgavevariablene.....50
Figur 11 - Effektivitetsutvikling differanse med og uten prosjekt.....51
Figur 12 - Kontantstrøm inkludert endring i oppgavevariabler.....52
Figur 13 - Kontantstrøm for hvert trinn inkludert investering, mikronett 53
Figur 14 - Kontantstrøm for hvert trinn inkludert investering, reinvestering.....53
Figur 15 - Oversikt over hvordan oppgavevariablene påvirker annuiteten 55
Figur 16 - Endring i levetid ved prosjektene 56
Figur 17 - Situasjonen på Vassøy og Vatnøy (BKK Nett, personlig kommunikasjon).....60
Figur 18 - Prosjekt 1 og 2 med rho = 0.....63
Figur 19 - Prosjekt 3 med rho = 0.....63
Figur 20 - Prosjekt 1 og 2 – ingen endring i oppgavevariablene.....64
Figur 21 - Prosjekt 3 – ingen endring i oppgavevariablene.....64
Figur 22 - Effektivitetsendring ved en investering i prosjekt 1 og prosjekt 2 66
Figur 23 - Effektivitetsendring ved en investering i prosjekt 3 66
Figur 24 - Kontantstrøm inkludert endring i oppgavevariablene, reinvestering og høyspent 67
Figur 25 - Kontantstrøm inkludert endring i oppgavevariablene for batteri.....67
Figur 26 - Kontantstrøm for hvert trinn inkludert investering, reinvestering.....68
Figur 27 - Kontantstrøm for hvert trinn inkludert investering, høyspentnett 68
Figur 28 - Kontantstrøm for hvert trinn inkludert investering, batteri.....69
Figur 29 - Årlig annuitet ved endring i batteripris.....70

1. Innledning

1.1 Introduksjon

Det norske strømnettet nærmer seg teknisk levealder og norske nettselskaper skal investere 140 milliarder kroner i perioden 2016 – 2026. Videre har økt effektuttak og nye nasjonale klima- og fornybarmål bidratt til at strømnettet må skiftes ut (Reiten et al., 2014, s. 12). Utbyggingen av strømnettet vil føre til økte kostnader for nettselskapene, som igjen gir høyere nettleie for kundene. Kan alternativer til tradisjonelt nett være mindre kostbart for nettselskapene enn reinvestering, og implisere en lavere økning i nettleien?

Det grønne skiftet står i fokus hos forbrukerne, og har ført til en endring i forbrukeratferden. Et resultat av dette er økt effektbehov. Det er flere faktorer i atferden hos forbrukerne som påvirker effektbehovet, blant annet økningen av antall elbiler. De fleste lader elbilen på ettermiddagen når de kommer hjem fra jobb, og dagens strømnett vil sannsynligvis ikke takle økningen i effektuttaket (Skotland, Eggum & Spilde, 2016).

Utvikling av teknologi gir nye muligheter innenfor kraftsektoren. Solcelleteknologien blir rimeligere og levetiden til batteri utvides. Dette er essensielle faktorer når lønnsomheten til alternativene til nett skal vurderes. Med et marked i endring er det vanskelig å predikere hvordan fremtidens nett bør se ut. Ved å investere i alternativer som for eksempel mikronett, kan man utsette eller fjerne noe av behovet for nettinvestering (ENOVA, 2018). Mikronett og andre alternativer til nett er lite utbredt i Norge, og det finnes derfor lite forskning på lønnsomheten. Det er følgelig spennende å se på lønnsomheten ved eksempelvis å installere et mikronett kontra en ren reinvestering i strømnettet.

Forskningsprosjektet Elbench forsker på temaer knyttet til den norske reguleringsmodellen, blant annet benchmarking og alternativer til nett. I forbindelse med Elbench-prosjektet, presenterte vi i slutten av september foreløpig arbeid på Hafjell for et utvalg norske nettselskaper. Det var stor interesse for oppgavens tema, noe som indikerer at alternativer til nett er noe selskapene ønsker økt fokus på. Dette ønsker vi å belyse i vår masterutredning.

1.2 Problemstilling og formål

Det er kostbart å investere i nettkapasitet, og det kan tenkes at alternativer til nett kan bidra med å redusere kostnadene. Utviklingen av teknologi knyttet til mikronett- og batteriløsninger bidrar til en reduksjon i kostnader. Det gjør det mulig å vurdere slike løsninger både som en integrert del av nettet, og som erstatning til nettinvestering. Vi ønsker derfor å se hvilke implikasjoner slike løsninger kan ha for lønnsomheten til nettselskapene og samfunnet.

NVE regulerer inntektene til nettselskapene ved en hjelp av beregnede inntektsrammer. Dette gjør det mulig for oss å se på lønnsomheten ved ulike nettinvesteringer. Ettersom dette er en reguleringsmodell som er tilpasset det konvensjonelle strømnettet, kan vi møte på noen utfordringer underveis.

Med utgangspunkt i Elbench sin oppgaveutlysning og det som er presentert ovenfor, har vi formulert følgende problemstilling:

> *Hvilke alternativer til nett finnes for områder med få nettkunder, og er det lønnsomt for nettselskapene og samfunnet å ta i bruk disse alternativene? Hvilke utfordringer kan oppstå ved å ta i bruk alternativer til nett?*

Problemstillingen er bred og tar for seg et viktig tema da gjennomføringen av slike investeringer vil påvirke nettkundene i Norge. Hensikten er å belyse alternativer til nett og undersøke hvorvidt det kan være lønnsomt for nettselskapene sammenlignet med en reinvestering av dagens nett. I tillegg ønsker vi å kartlegge utfordringer knyttet til gjennomføring av alternativer til nettinvestering med tanke på dagens regime for inntektsrammeregulering.

1.3 Definisjon av alternativer til nett

NVE (2017e) har definert alternative løsninger på følgende måte: «Med alternative løsninger menes alternative tiltak som tilfredsstiller det identifiserte behovet for et planlagt tiltak». Dette inkluderer spenningsoppgradering av eksisterende linjer, utbygging av nye luftlinjer og sjøkabler. I begrepet alternativer til nett har vi valgt å ta utgangspunkt i deler av denne definisjonen. Vi velger å se bort ifra tradisjonelle alternativer, og inkluderer istedenfor

komponenter som tradisjonelt sett ikke har vært en del av strømnettet. Eksempelvis batteri, solceller og vindturbiner.

Definisjonen vi har lagt til grunn i denne masterutredningen er følgelig:

> *Alternativer til nett: tiltak som tilfredsstiller det identifiserte behovet, og bidrar til at nettinvestering kan utsettes eller fjernes.*

1.4 Avgrensninger

I denne masterutredningen har vi valgt å se på ulike alternativer til nett, selv om det er begrenset hva lovverket tillater. Avgrensningen er hensiktsmessig, da det tillater oss å se på alle alternativer som er aktuelle for nettselskapene. Ved bruk av alternativer til nettinvestering, vil det være hensiktsmessig å ha en regulering som sørger for rettferdig fordeling av tariff. NVEs reguleringsmodell er tilpasset det konvensjonelle strømnettet. Det kan derfor være utfordringer knyttet til regulering av alternativer til nett. Vi har valgt å se på alternativer til nett, uavhengig av om reguleringsmodellen er tilpasset dette.

1.5 Oppgavens oppbygging

Oppgaven er inndelt i ti kapitler, der det første er innledningen. Kapittel to starter med en introduksjon av nettverksstrukturen i Norge og bakgrunnen for reguleringen. Dette er for å oppnå en grunnleggende forståelse for hvordan det norske strømnettet fungerer. Videre utdypes reguleringsmodellen, hvor det blir redegjort for DEA-analyse, relevante variabler og tariff.

I kapittel tre forklares nettselskapenes plikter til nettkundene og muligheten for fritak fra leverings- og tilknytningsplikten. Behovet for nettinvestering og ulike alternativer til nett presenteres i kapittel fire. Vi går også i detalj i komponentene som kan inngå i mikronett. På slutten oppsummeres en rapport fra THEMA. Kapittel fem handler om modellen vi bruker for å gjennomføre analysene. Her introduserer vi nødvendige forutsetninger i modellen og begrunnelsen for utvalg av selskaper.

I kapittel seks og syv presenteres casene vi har mottatt fra Eidsiva Nett og BKK Nett og nødvendige forutsetninger. Deretter gjennomføres investeringsanalysene og diskusjonen. I kapittel åtte diskuterer vi om casene vil være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Avslutningsvis

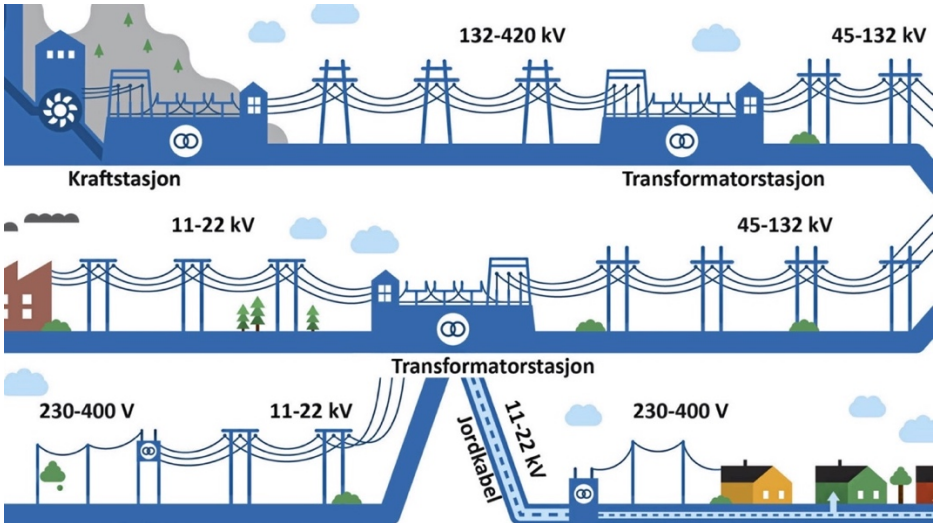
i kapittel ni konkluderer vi og introduserer mulig videre forskning på området. I kapittel ti finner vi referansegrunnlaget for oppgaven.

2. Dagens nettverksstruktur og regulering av nettselskaper

For å forstå NVEs regulering presenterer vi kort dagens nettverksstruktur og bakgrunnen for reguleringen, før vi utdyper reguleringsmodellen i detalj.

2.1 Nettverksstrukturen

Dagens strømnett består av to nettnivå, transmisjonsnettet og distribusjonsnettet. Transmisjonsnettet opereres av Statnett, og overfører strøm over store avstander, mellom regioner og til utlandet. Det er transmisjonsnettet som har det høyeste spenningsnivået, fra over 132 kV til 420 kV. Distribusjonsnettet har spenningsnivå fra 230 V til 220 kV (NVE, 2018a). De fleste sluttbrukere, som husholdninger og næringsvirksomhet, er tilknyttet distribusjonsnettet. Store forbrukere, som kraftprodusenter og enkelte næringsvirksomheter, kobles gjerne på transmisjonsnettet (Energifakta Norge, 2017).



Figur 1 - Slik fungerer strømnettet (BKK)

Tidligere opererte direktivet med tre nettnivå: sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. Transmisjonsnettet ble tidligere kalt sentralnettet, og var det samme som dagens transmisjonsnett. Distribusjonsnettet var inndelt i to spenningsnivåer, regionalnettet og distribusjonsnettet. Regionalnettet var bindeleddet mellom sentralnettet og distribusjonsnettet, hvor distribusjonsnettet forsynte sluttbrukerne med strøm (NVE, 2018a). I denne utredningen skal vi holde disse to nivåene separate, da reguleringsmodellen hos NVE fortsatt skiller mellom nivåene.

Eierskap

Statnett SF eier det meste av transmisjonsnettet. Det resterende nettet eies og drives av 140 selskaper rundt om i Norge. Regionalnettet og distribusjonsnettet er i hovedsak eid av offentlige eiere som staten, fylkeskommuner og kommuner. Det er mange små aktører, da 103 av nettselskapene har færre enn 10 000 kunder hver. Åtte av de største nettselskapene har flere enn 100 000 kunder som er tilknyttet, og leverer strøm til over 1,6 millioner nettkunder. De største selskapene befinner seg ved de store byene, mens de mindre aktørene befinner seg vest og nordvest i Norge (Energi Norge, u. å. a).

2.2 Bakgrunn for reguleringen

I bransjer hvor det oppstår høye inngangsbarrierer, typisk nettvirksomhet og veiutbygging, vil vi oppleve naturlig monopol. Formålet med energiloven er å sikre at produksjon, omforming, overføring, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, jf. Energiloven §1-2, 1990. Et av virkemidlene for å oppnå en effektiv drift, utvikling og utnyttelse av strømnettet, er regulering av inntektene til nettselskaper i Norge. Reguleringen kontroller at kundene ikke betaler en høyere nettleie enn nødvendig, og vi får et velfungerende kraftmarked.

Olje- og energidepartementet skiller mellom direkte og indirekte regulering. Indirekte regulering er insentivbasert, mens direkte regulering blir presentert i kapittel tre. Siden 1997 har nettvirksomheters inntekter blitt regulert ved bruk av insentiver (NVE, 2018c). Insentivreguleringen fra 1997 var basert på totalkostnader da ulik behandling av driftskostnader og kapitalkostnader kunne føre til negative insentiver. Dette skyldes substitusjonsmuligheter blant de to kostnadsgruppene. Videre estimerte de kostnadene basert på en lang tidshorisont, noe som ga gode insentiver for kostnadseffektivitet. Det ga derimot lave insentiver for å investere i nettet ettersom det tok lang tid før investeringskostnadene ble inkludert i modellen (Bjørndal, Bjørndal og Fange, 2010). Dagens reguleringsmodell har vært gjeldende siden 2007, og er en videreføring av insentivreguleringen fra 1997. Hvert enkelt nettselskap har en individuell inntektsramme som fastsettes hvert år av NVE (NVE, 2018c). Her oppdateres kostnadene årlig, og effektivitet måles gjennom en DEA-analyse.

Nettvirksomhet er et naturlig monopol. Det er for kostbart å bygge konkurrerende nett slik at kundene kan velge mellom flere nettleverandører. Utfordringen med monopol er at monopolisten vil fastsette en pris slik at fortjenesten blir høyest mulig. Monopolisten har ikke den samme risikoen knyttet til fortjeneste som en virksomhet vil ha i en konkurranseutsatt bransje. Kundene vil i en monopolsituasjon stå overfor høyere priser enn i et konkurranseutsatt marked. Reguleringen av inntektene til nettselskapene skal bidra til at beslutninger som fattes av nettselskapene ligger nært mot det som ville vært situasjonen i et marked med konkurranse (Gystad et al., 2004, s. 12-15).

2.3 Reguleringsmodellen

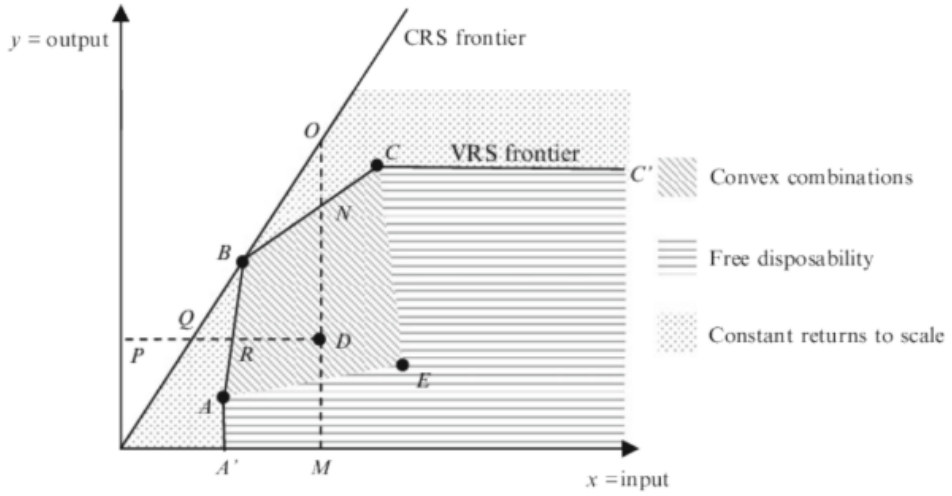
Dagens reguleringsmodell fastsetter årlige inntektsrammer for hvert enkelt nettselskap. Ut ifra modellen reguleres selskapenes tillatte inntekt. Inntektsrammen bestemmes ut ifra to komponenter: selskapets totale kostnader og en kostnadsnorm. Kostnadsnormen beregnes ut ifra andre selskapers kostnader. Selskapets egne kostnader blir vektet 40 prosent, mens kostnadsnormen blir vektet 60 prosent. Modellen sørger for at det blir en form for fiktiv konkurranse mellom selskapene, og det er mulig for dem å øke avkastningen sin ved å løse oppgavene på en mer kostnadseffektiv måte. Videre bidrar modellen til en effektiv og samfunnsøkonomisk lønnsom drift og utvikling av nettselskapene. DEA-analyse er et viktig verktøy for NVEs regulering av inntektsrammene. Vi vil derfor presentere hva en DEA-analyse er, før vi tar for oss reguleringsmodellen i detalj.

2.3.1 DEA-analysen

En DEA-analyse er en benchmarking modell, og er det første steget for å utforme selskapenes kostnadsnorm. Benchmarking er en mye brukt metode for å identifisere og adoptere den beste praksisen, og benyttes som et middel for å forbedre ytelse og produktivitet (Zue, 2014). DEA-analysen sammenligner ulike enheter ofte kalt Decision Making Units (DMUs). Sammenligningen gjøres ved å benytte virkelig data i en lineær programmeringsmodell for å konstruere en ikke parametrisk front. Deretter måler modellen hvor effektiv en bedrift er sammenlignet med andre bedrifter i datasettet. Modellen antar at det ikke er mulig å bli mer effektiv enn den mest effektive bedriften i datasettet (Bjørndal, Bjørndal & Fange, 2010).

Det er viktig å skille mellom effektivitet og produktivitet. Produktivitet er et mål som ser på produksjon relativt til innsatsfaktorene som benyttes, mens i DEA-analysen er det effektivitet vi ønsker å måle. Effektivitet måles ved å sammenligne observert produksjon med maksimal potensiell produksjon, dog er det vanskelig å definere hva som er maksimal produksjon (Fried, Lovell & Schmidt, 1993, s. 6-7). Ved å gjennomføre en sammenlignende analyse av DMUs dannes et produksjonsmulighetsområde. Dette området identifiseres ved at de mest effektive selskapene i analysen danner en effektivitetsfront, som illustrert i figur 2. Fronten viser de selskapene som har færrest innsatsfaktorer for å holde et visst produksjonsnivå, disse kalles for referanseselskaper. Disse selskapene vil være 100 prosent effektive, og mindre effektive selskaper blir målt opp mot referanseselskapene som ansees som optimale. Det betyr at det ikke er mulig å oppnå supereffektivitet i en tradisjonell DEA-analyse (Bogetoft & Otto, 2011, s. 115).

Det er tre grunnleggende forutsetninger for gjennomføring av DEA-analyse: fri avhending, konveksitet og antagelser om skalautbytte. Fri avhending betyr at et selskap som produserer en mengde med et gitt antall innsatsfaktorer, kan produsere samme mengde med mer av innsatsfaktorene. Det betyr også at et selskap kan produsere mindre mengde med redusert mengde innsatsfaktorer. Forutsetningen om konveksitet forteller at alle kombinasjonene av observerte innsatsfaktorer og produksjonsmengde er oppnåelige. Ettersom ingen selskaper er like, er forutsetningen om konveksitet viktig for å måle selskapets effektivitet. Den siste forutsetningen er antagelsen om skalafordeler. I hovedsak skilles det mellom variabelt skalautbytte (VRS) og konstant skalautbytte (CRS). VRS kan være både økende og avtagende. Økende skalautbytte vil si at produktiviteten øker med størrelsen på selskapet. Motsatt er avtagende skalautbytte hvor produktiviteten øker mindre enn økningen i innsatsfaktorene. Ved antagelse om CRS er det derimot en proporsjonal sammenheng mellom selskapets størrelse og avkastning (Bogetoft & Otto, 2011, s. 86).



Figur 2 - Konstant skalautbytte og variabelt skalautbytte i DEA-analyse (Bjørndal et al., 2010)

Fra figur 2 ser vi at en CRS-front går fra origo i en rett og endeløs linje, og at det kun er selskap B som ligger på fronten. Her observerer vi at B er det eneste selskapet som møter kriteriene for 100 prosent effektivitet. Derimot observerer vi at en VRS-front gir tre referanseselskaper: A, B og C (Bjørndal et al., 2010).

Forutsetninger for NVE sin DEA-analyse

NVE benytter DEA-analyse, men har lagt flere forutsetninger til grunn i tillegg til de som er presentert ovenfor. For det første åpner NVE for muligheten til å oppnå supereffektivitet. Det betyr at et selskaps målte effektivitet kan være over 100 prosent. Supereffektivitet måles ved å sammenligne referanseselskapene sin prestasjon i nåværende år mot gjennomsnittstall for innsatsfaktorene og produksjon. Dersom et frontselskap presterer bedre enn gjennomsnittet av de siste fem årene vil selskapet oppnå supereffektivitet. Ved å åpne for supereffektivitet, gir NVE referanseselskapene insentiver til å jobbe med å forbedre effektiviteten (Amundsveen & Kvile, 2015). Videre opererer NVE med en modell som er input-orientert med CRS. Å benytte en input-orientert DEA-modell gir mening ettersom oppgavevariablene til nettselskapene ofte er utenfor selskapenes kontroll. Oppgavevariablene vil være eksogene, som betyr at de blir påvirket av eksterne faktorer. De benyttet tidligere VRS, men da dette ga lave effektivitetsinsentiver har NVE benyttet CRS siden 2007. Dette gir selskapene bedre insentiver til å strekke seg etter den optimale størrelsen (Bjørndal et al., 2010).

2.3.2 Inntektsrammer og tillatt inntekt

Inntektsrammer

Reguleringsmodellen beregner hvor stor inntektsramme hvert nettselskap skal få bevilget ved utgangen av hvert år. Inntektsrammen baserer seg på kostnader som nettselskapet har hatt to år tidligere og effektiviteten til selskapet i forhold til konkurrentene. De nettselskapene som er gjennomsnittlig effektive vil få en inntektsramme som tilsvarer kostnadene deres, og vil oppnå kostnadsdekning. Nettselskapene som er mindre effektive enn gjennomsnittet vil få en inntektsramme som er lavere enn kostnadene deres, og motsatt for de som er mer effektive enn gjennomsnittet. Hvert nettselskap vil derfor ikke få dekket sine kostnader, men i sum vil bransjen få kostnadsdekning. Dette skal gi insentiver til å kjempe om å være mer effektive da de vil få en inntektsramme som er høyere på bekostning av andre. Inntektsrammen er definert i ligning 1 (NVE, 2018c).

$$IR_t = 0{,}40 \times K_t + 0{,}60 \times K_t^*$$

Ligning 1

Kostnadsnormen (Kt*) vektes 60 prosent i inntektsrammen og viser hva kostnadene til det aktuelle nettselskapet burde vært, gitt gjennomsnittlig effektiv drift (NVE, 2017). Vi vil senere utdype hvordan kostnadsnormen beregnes. Kostnadsgrunnlaget (Kt) er selskapets kostnader to år tilbake i tid, og tillegges en vekting på 40 prosent ved beregning av inntektsrammen. Kostnadsgrunnlaget er vist i ligning 2.

$$K_t = (DV_{t-2} + KILE_{t-2}) \times \left({KPI_t}/{KPI_{t-2}}\right) + NT_{t-2} \times P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} \times r_{NVE}$$

Ligning 2

Drifts- og vedlikeholdskostnadene er kostnader to år tilbake i tid som er oppjustert med konsumprisindeksen, KPI, for å kunne brukes som et estimat på årets kostnader. Det benyttes kostnader to år tilbake i tid da dette er de siste kostnadene som er tilgjengelige og godkjente for offentligheten. KILE er kostnader hvert selskap belastes for ved varige strømbrudd eller kvalitetsavvik, som er oppjustert med KPI (NVE, 2018c). KILE-kostnader skal gi nettselskapene insentiver til å drifte nettet på et samfunnsøkonomisk optimalt pålitelighetsnivå (NVE, 2016a). NVE legger økt press på nettselskapene for stabil strømforsyning, og fra neste år vil KILE-kostnadene bli enda høyere (Ellingsen, 2018). NT er nettap i MWh som oppstår ved transport av elektrisk energi. P er referanseprisen på kraft i område den leveres. AVS er

avskrivninger på investert kapital, og AKG er avkastningsgrunnlaget som består av selskapets bokførte verdier og 1 prosent arbeidskapital. Videre er r referanserenten som NVE benytter, denne beregnes årlig med utgangspunkt i estimert avkastning på egenkapital og gjeld (NVE, 2018c). Referanserenten vil utdypes senere i utredningen.

Tillatt inntekt

Selskapenes tillatte inntekt bestemmer hvor mye et nettselskap kan hente inn gjennom nettleien, og er gitt ved ligning 3.

$$TI_t = IR_t + E_t + KON_t + FoU_t - KILE_t + TE_t$$

Ligning 3

E er eiendomsskatt på anleggsmidlene knyttet til produksjonen, og KON er kostnader som selskaper har til overliggende strømnett som legges til inntektsrammen. Videre legges også forsknings- og utviklingskostnader til inntektsrammen, før KILE blir trukket ut (NVE, 2018c). KILE trekkes ut da det allerede er inkludert i inntektsrammen. I kostnadsnormen ligger referanseselskapets faktiske KILE, mens i kostnadsgrunnlaget ligger selskapets faktiske KILE. Er selskapets faktiske KILE høyere enn referanseselskapets KILE, vil selskapets tillatte inntekt bli redusert (NVE, 2016). Tilslutt legges TE til, som er en justering for tidsetterslep på investeringer. Ved beregning av inntektsrammen brukes avkastningsgrunnlag og avskrivninger fra to år tilbake i tid. Dette gjøres for at avkastningsgrunnlaget og avskrivningene skal være riktige før nettleien beregnes. Se ligning 4 (NVE, 2018c).

$$(AVS_t - AVS_{t-2}) + (AKG_t + AKG_{t-2}) \times r_{NVE}$$

Ligning 4

NVE kontrollerer nettselskapenes faktiske inntekter hvert år opp mot tillatt inntekt. Har nettselskapet tjent mer enn tillatt inntekt, skal dette tilbakebetales til kundene ved redusert nettleie senere år. Dersom nettselskapet har tjent mindre i faktisk inntekt enn tillatt inntekt, kan de velge å hente inn dette i form av høyere nettleie senere år. NVE overvåker om nettselskapene har hatt en mer- eller mindreinntekt, og saldoen styres mot null når nettselskapene justerer nettleien (NVE, 2018c).

2.3.3 Referanserenten

NVE fastsetter en årlig referanserente ved beregning av inntektsrammene til nettselskapene, denne er gitt ved ligning 5. Referanserenten er regulert i forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-3. Gitt at nettselskapene har effektiv drift og utnyttelse av nettet, skal referanserenten bidra til at de oppnår en rimelig avkastning på sine investeringer. Referanserenten beregnes ved bruk av en kapitalverdimodell, med utgangspunkt i estimert egenkapital og gjeld. Estimert referanserente for 2018 per juni 2018 er 6,0 prosent, mens beregnet referanserente for 2017 var 6,12 prosent (NVE, 2018d).

$$r = (1 - G) \times \left(R_f + Infl + \beta_e \times MP\right) / (1 - s) + G \times (Swap + KP)$$

Ligning 5

Faste parameter:
G: Fast gjeldsandel, 60 prosent.
Rf: Fast nøytral realrente, 2,5 prosent.
Be: Egenkapitalbeta, 0,875.
MP: Fast markedspremie, 5 prosent.
S: Skattesats lik gjeldende skattesats for nettselskap, 24 prosent i 2017 og 23 prosent i 2018.

Variable parameter:
Infl: Årlig justering for inflasjon beregnet som gjennomsnitt av de to siste årenes faktiske inflasjon basert på KPI og anslag for inflasjon de to neste årene. Alle tall er publisert av SSB. Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2016 – 2019 blir 2,33 prosent.
Swap: Årlig gjennomsnitt av 5-årig swaprente hos Nordea og DNB. For 2017 var gjennomsnittlig swaprente på 1,48 prosent.
KP: Årlig gjennomsnittlig bransjespesifikk kredittrisikopremie, som fremkommer av spredningen mellom 5-årige kraftobligasjoner og 5-årige swaprenter beregnet av DNB og Nordea. Gjennomsnittlig kredittrisikopremie var i 2017 på 0,65 prosent.

De faste parameterne er faste innenfor en periode. Videre estimeres de variable parameterne i forkant av hvert år, slik at inntektsrammene kan varsles. De variable parameterne blir fastsatt ved utgangen av hvert år, når de faktiske størrelsene er kjent (NVE, 2018d).

I denne utredningen blir regnskapsdata fra 2017 lagt til grunn. Vi vil derfor ha rapporterte regnskapstall fra 2015.

2.3.4 Kostnadsnorm

Kostnadsnormen kalkuleres i tre trinn. I det første trinnet gjennomføres en tilpasset DEA-analyse for å måle selskapenes effektivitet. Trinn to korrigerer effektivitetene for miljøvariabler. Korrigeringen skal påse at selskapene konkurrerer på like vilkår selv om de driver i forskjellige miljøer. Det siste trinnet kalkulerer og kalibrerer kostnadsnormen (Amundsveen & Kvile, 2015).

Trinn 1: DEA-modellen

En DEA-analyse benyttes for å måle forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og kostnader et gitt år. Videre måles forholdet mot en front som er basert på gjennomsnittlige kostnader og oppgaver for en periode over fem år. Ut ifra målingen får selskapene vite hvordan de presterer i forhold til fronten. DEA-analysen til NVE består av en innsatsfaktor og tre eller fire oppgavevariabler, avhengig om det er en analyse for distribusjonsnettet eller regional- og sentralnettet (Langset, 2017).

Innsatsfaktoren til NVE som vist i tabell 1, er totale kostnader ettersom de har valgt å legge alle kostnadene under en innsatsfaktor. Det er viktig at alle kostnadene er representert, da et nettselskap kan velge å øke vedlikeholdet og utsette nødvendige kapitalinvesteringer. Hadde NVE valgt å behandle kostnadene ulikt, ville det gitt insentiver til å favorisere kostnader. DEA-resultatene reflekterer både ineffektivitet og alder på kapitalen. Et selskap med eldre kapital vil ha lavere kapitalkostnad enn et selskap med nyere kapital. Konsekvensen av dette er at eldre nettanlegg vil få høyere effektivitetsscore, gitt at alt annet er likt. Reguleringsmodellen har blitt kritisert for at modellen ikke gir insentiver til å investere på et tidspunkt hvor nødvendigheten for investeringen er stor. Dette har NVE løst ved at de i trinn 3 av beregning av kostnadsnormen har introdusert mekanismer som skal redusere effekten av alder i trinn 1 (Amundsveen & Kvile, 2015).

Trinn 1 – Innsatsfaktorer
Drifts- og vedlikeholdskostnader
KILE
Nettap
Avskrivninger
Avkastning på bokført kapital

Tabell 1 - Innsatsfaktorer (Amundsveen & Kvile, 2015)

Oppgavevariablene i regional- og sentralnettet er beregnet ut fra NVEs vektsystem. Verdiene fastsettes på grunnlag av de enkelte delenes tekniske spesifikasjoner. Her brukes nettanleggene selskapene har fått konsesjon til å bygge som utgangspunkt, og skal forklare etterspørselstettheten til selskapet. Oppgavevariablene er oppgitt i tabell 2 og 3. I distribusjonsnettet beskriver oppgavevariablene forhold knyttet til etterspørselen etter nettjenester og tilknytningen. Nettselskapene er pliktige til å tilby nett til de kunder og produsenter som ønsker tilknytning til nettet. Investeringer til nytt nett er drevet av eksterne faktorer for tilbud og etterspørsel (Amundsveen & Kvile, 2015).

Trinn 1 – Oppgavevariabler i regional- og sentralnettet
Vektet verdi luftlinjer inkludert merking av luftfartshinder
Vektet verdi jordkabler
Vektet verdi sjøkabler
Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringsanlegg

Tabell 2 - Oppgavevariabler for regional- og transmisjonsnettet (Langset, 2017)

Trinn 1 – Oppgavevariabler i distribusjonsnettet
Antall kilometer høyspentnett
Antall nettstasjoner
Antall abonnenter

Tabell 3 - Oppgavevariabler for distribusjonsnettet (Langset, 2017)

Nettapet i regionalnettet kan ikke måles på en nøyaktig og rettferdig måte, derfor holdes kostnadene knyttet til nettap utenfor DEA-analysen i regionalnettet. Flere selskaper har begrenset med innflytelse på kraftflyten i nettet. Dersom selskapene har produksjonsselskaper tilknyttet kan dette medføre store svingninger i nettap, og det er følgelig en kostnad som ikke er egnet for benchmarking. Selskapene får dekket kostnadene til nettap basert på en referansepris for kraft (R. Amundsveen, personlig kommunikasjon, 22. Oktober 2018).

Inntektsrammen kalkuleres årlig, og DEA-analysen oppdateres årlig med ny data. Dette er fordelaktig da en endring i kostnader vil påvirke inntektene. NVE har derimot oppdaget at noen kostnader varierer betydelig gjennom årene, noe som kan påvirke fronten til benchmarkingmodellen. Dette gjør at bransjen ser på modellen som ustabil og upålitelig, og mister tillit til reguleringsmodellen. NVE anser det derfor som mer fordelaktig å ha en mer stabil front. De benytter en front som er beregnet med gjennomsnittsdata over fem år, og evaluerer hvert selskap med årlig data mot fronten. Dette gjør det mulig for selskapene å oppnå supereffektivitet (Amundsveen & Kvile, 2015).

Trinn 2: Korrigere effektivitetene for miljøvariabler i ulike miljøer

I trinn 2 korrigeres DEA-resultatene fra trinn 1 for geografiske rammevilkår. I Norge er dette lovregulert ettersom Norge er et land med en lang kystlinje, mye skog og høye fjell. Det gjør at nettselskap kan operere i svært ulike miljø, og for at nettselskapene skal konkurrere på like vilkår må effektivitet korrigeres. NVE benytter en Geographic Information System (GIS) analyse for å avdekke geografiske variabler. Her kombineres ulike tematiske kart med geografiske nettverksdata som beskriver miljøforholdene hvor nettverket er etablert (Amundsveen & Kvile, 2015).

Mange av miljøvariablene som fremkommer av analysen korrelerer sterkt med hverandre. Dette skaper problemer ved bruk av en lineær regresjonsmodell, slik at NVE har benyttet en faktoranalyse på de mest korrelerte variablene og konstruert to sammensatte variabler. Det er tilsammen fem geografiske variabler i modellen, som fanger forhold som kyst-, by- og skogsmiljø og avstand til veier. Variablene er spesifisert i tabell 4 og 5.

Trinn 2 – Rammevilkårsvariabler i distribusjonsnettet
Andel jordkabler
Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet
Geo 1: Helning, småkraft og andel luftlinjer i løvskog
Geo 2: Kystklima, antall øyer og andel sjøkabel
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur

Tabell 4 - Rammevilkårsvariabler (Langset, 2017)

Trinn 2 – Rammevilkårsvariabler i regional- og sentralnettet
Geo 3R: Helning og skog med høy og særs høy bonitet

Tabell 5 - Rammevilkårsvariabler (Langset, 2017)

NVE introduserte i 2010 en to-stegs prosedyre for å justere for DEA-scorene til de ulike miljøvariablene. Hvert nettselskap i analysen måles opp mot et referanseselskap fra den effektive fronten. Her benyttes ikke de fem geografiske variablene, men forskjellen mellom de geografiske variablene for nettselskapene og referanseselskapet deres. Dette kan føre til at selskapenes effektivitetsmål justeres opp eller ned (Amundsveen & Kvile, 2015).

Trinn 3: Kalibrering av kostnadsnorm

Det siste trinnet for beregning av kostnadsnormen er kalibrering av effektivitetsscorene. Kalibreringen gjør at bransjens totale kostnadsgrunnlag blir betalt tilbake til selskapene i form av inntekter. Når kostnadsnormen er kalkulert, er det kun de selskapene som er mest effektive som vil ha en kostnadsnorm lik deres kostnadsgrunnlag. Det er flere faktorer som kan begrense selskapenes muligheter til å motta en rimelig avkastning i modellen. Hovedfaktoren er bruken av bokført kapital som fører til forsinket kontantstrøm og mangel på sammenlignbarhet (Amundsveen & Kvile, 2015). En annen faktor er at maksimal effektivitet for enkeltselskaper i utgangspunktet er lik 100 prosent, noe som gjør at bare de beste selskapene vil klare å oppnå normalavkastning (Bjørndal et al., 2010, s. 338-339). NVEs svar på dette er å kalibrere kostnadsnormen, slik at kostnadsnormene er lik summen av kostnaden i bransjen. Det vil si at et selskap som har et gjennomsnittlig effektivitetsmål vil motta en avkastning som er regulatorisk. Har et selskap høyere effektivitetsmål enn gjennomsnittet, kan de få en avkastning som er høyere (Amundsveen & Kvile, 2015).

I kalibrering av kostnadsnormer, kalkuleres forskjellen mellom kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormer for bransjen. Forskjellen fordeles tilbake til bransjen basert på hvert nettselskap sin del av avkastningsgrunnlaget. Ved å benytte avkastning på bokført kapital som fordelingsfaktor, vil alderseffekten i trinn 1 bli redusert. I trinn 1 var det favoriserende med et lavt avkastningsgrunnlag, men i trinn 3 er det motsatt (Amundsveen & Kvile, 2015).

Noe av usikkerheten knyttet til modellen er i dette trinnet redusert. Reguleringen sørger for at all ineffektivitet i bransjen gis tilbake til selskapene. Siden nettselskapene deler en gitt størrelse av den totale inntektsrammen og analysen repeteres hvert år, gir det sterke insentiver til å redusere kostnadene. For å oppnå et gitt avkastningsnivå, må selskapet holde tritt med utviklingen av det «gjennomsnittlige selskapet» (Amundsveen & Kvile, 2015).

2.3.5 Tariff

Prisen nettkundene betaler for å få elektrisitet kalles nettleie eller tariff. Som tidligere nevnt er det nettselskapet selv som fastsetter nettleien, men NVE kontrollerer at den ikke er høyere enn tillatt. Nettleien består av en variabel del og en fast del, og skal gjenspeile kostnadene i overføringsnettet. Noen av disse kostnadene er variable kostnader knyttet til tapene i nettet. Den faste delen er størst og består av faste kundespesifikke kostnader samt kapital- og vedlikeholdskostnader. Selskapene har noe frihet til å velge hvordan de skal fordele kostnadene ved den faste delen og den variable delen. Fastleddet i distribusjonsnettet skal minimum dekke de kundespesifikke kostnadene, og den variable delen skal minimum dekke de marginale tapskostnadene (NVE, 2018k). Et høyt fastledd vil føre til at kunder med lavt forbruk betaler mer per kWh enn de med høyere forbruk som er tilknyttet samme nettselskap (Reiten et al., 2014, s. 25).

3. Direkte regulering

Dette kapittelet tar for seg den direkte reguleringen av det norske kraftmarkedet. Ifølge Olje- og energidepartementet er direkte reguleringer «... i form av spesifikke krav og plikter ...». I dag blir elektrisk anlegg regulert av energiloven fra 1990. Elektrisk anlegg er en fellesbetegnelse på elektrisk utrustning og tilhørende bygningstekniske konstruksjoner for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi, jf. § 1-3 (1). Loven stiller krav til konsesjon, leveringsplikt og tilknytningsplikt.

3.1 Leveringsplikt, tilknytningsplikt og anleggsbidrag

Konsesjoner

For å drive, eie og bygge kraftledninger og andre elektriske anlegg, må nettselskapet inneha konsesjon etter energiloven §§ 3-1 og 3-2. Vi skiller mellom anleggskonsesjon og områdekonsesjon. Anleggskonsesjon er en tillatelse til å bygge og drive et spesifikt anlegg som behandles av NVE (NVE, 2018a). Områdekonsesjon er en tillatelse til å bygge ut distribusjonsnettet med spenning opptil 22 kV innenfor et geografisk område. Konsesjonen kan i noen byer også gjelde kabelanlegg opptil 132 kV. En kommune er et eksempel på et geografisk område. I utgangspunktet må nettselskap med områdekonsesjon forsyne alle kundene i sitt konsesjonsområde med elektrisk energi, men de kan søke fritak fra leveringsplikten (NVE, 2018b).

Leveringsplikt

Leveringsplikten er regulert i energiloven § 3-3, og består av to deler. Den ene delen tar for seg plikten til å levere strøm og blir adressert i dette avsnittet. Den andre delen kalles for tilknytningsplikt og vil bli forklart i neste avsnitt. Leveringsplikten pålegger nettselskapene med områdekonsesjon å levere kraft til forbrukskundene innenfor sitt område. Leveringsplikten gjelder for kunder i distribusjonsnettet, og skal sørge for at strømmen føres hele veien til de ordinære sluttbrukerne. Områdekonsesjonærene er pliktige til å levere strøm i henhold til vilkårene for levering. Vilkårene blir beskrevet i leveringskvalitetsforskriften (2004). Forskriften stiller krav til pålitelighet og spenningsnivå og beskriver rutiner for varsling og rapportering av avvik. I tillegg innebærer leveringsplikten at nettselskapet har ansvar for å reinvestere i de anlegg som er nødvendig for å kunne levere strøm til eksisterende kunder. Likevel har ikke kundene rett på vederlagsfri tilknytning til strømnettet. Netteierne

har mulighet til å kreve anleggsbidrag for kostnaden som oppstår ved å gjennomføre tilknytningen (NVE, 2016b). Vi ser nærmere på anleggsbidrag senere i kapittelet.

Tilknytningsplikt

Tilknytningsplikten sikrer at alle som ønsker har mulighet til å koble seg på nettet. Tilknytningsplikten gjelder for store uttakskunder og kraftprodusenter i tillegg til vanlige forbrukere. Kraftprodusenter og store uttakskunder kan for eksempel være vannkraftverk og industribedrifter. Disse er kun omfattet av tilknytningsplikten og ikke leveringsplikten. Loven skiller mellom produsenter og forbrukere. Olje- og energidepartementet kan gi nettselskapene fritak for tilknytning til produsenter dersom det er samfunnsmessig rasjonelt. For forbrukere sier loven at det kun kan gjøres unntak dersom det er ekstraordinære tilfeller. Tilknytningsplikt blir regulert i energiloven og har hjemmel i §§ 3-3 og 3-4.

Hvis en bedrift ønsker eller planlegger økt kraftproduksjon må den søke om tilknytning. Det er viktig å skille mellom driftsmessig forsvarlig og samfunnsøkonomisk rasjonelt. Før nettselskapet tillater tilknytning til nettet, må nettselskapet sørge for at det er driftsmessig forsvarlig. En vurdering om det er driftsmessig forsvarlig innebærer at tilknytningen ikke rammer leveringskvaliteten til de etablerte kundene. Det er en vurdering om nettet håndterer en slik tilknytning uten å bryte med krav til fysikken, som for eksempel spenningsnivå. For at det skal være driftsmessig forsvarlig må det også være forsvarlig for overliggende nett. Dersom nettselskapet ikke vurderer det driftsmessig forsvarlig å knytte bedriften til nettet, må nettselskapet og eventuelt andre berørte konsesjonærer utrede situasjonen, søke om konsesjon og deretter investere i nødvendig nett slik at de kan overholde tilknytningsplikten. (NVE, 2015a). Hvis nettselskapet mener at en investering ikke er samfunnsøkonomisk rasjonell kan nettselskapet søke om fritak fra leverings – og tilknytningsplikten. I kapittel 3.2 presenteres muligheten for fritak fra leverings – og tilknytningsplikt og eksempler på dette.

Anleggsbidrag

Som nevnt over innebærer leveringsplikten at netteier selv må ta ansvar for reinvestering i nettet til allerede eksisterende kunder (NVE, 2016b). Dersom eksisterende kunder ønsker forsterkning eller nye kunder ønsker tilknytning til nettet, kan nettselskapet be om anleggsbidrag. Dette avsnittet belyser hva anleggsbidrag er, og i hvilke situasjoner nettselskapet kan be om anleggsbidrag.

Et anleggsbidrag er et bidrag til investeringen fra nye eller eksisterende kunder og har hjemmel i forskrift om kontroll av nettvirksomhet (1999). Forskriften regulerer i hvilken grad nettselskapet har rett til å belaste kundene med anleggsbidrag. Nettselskapet kan kun kreve et slikt bidrag dersom det er kunden som etterlyser økt kapasitet eller utløser behov for nettinvestering. Anleggsbidraget er et engangsbeløp som skal dekke kostnaden for tilkobling av kunden fratrukket fremtidige investeringer planlagt av nettselskapet. Fremtidige investeringer kan for eksempel være reinvestering av gammel infrastruktur. Anleggsbidraget kan maksimalt settes til investeringskostnaden fratrukket tilknytningsgebyr. Dette skal fastsettes uavhengig av kundens energiforbruk. Nettselskapet har mulighet til å fordele anleggsbidraget mellom de kunder som tilknyttes ved gjennomføring av investeringen og de kundene som knytter seg til nettet senere, maksimalt 10 år etter anlegget har blitt oppført (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, § 17-5). Formålet med anleggsbidrag er å fordele kostnadene mellom de som utløser kostnaden og eksisterende nettkunder. Videre skal anleggsbidrag synliggjøre kostnaden ved investeringer, og bidra til at kunden vurderer sitt behov for nett (Olje- og energidepartementet, 2017). Nettselskapene er ikke pålagt å kreve anleggsbidrag, men er nødt til å ha en objektiv og ikke diskriminerende praksis rundt dette. Dersom et nettselskap velger å ha anleggsbidrag må dette kreves ved alle nye tilknytninger og forsterkninger av nettet. Nettselskapet kan kreve opptil 100 prosent av investeringene, hvor formålet er å gi kunden insentiver til å vurdere andre alternativer enn nettilknytning (NVE, 2017b). Hva som er optimalt å kreve vil imidlertid avhengige av hvilken effektivitetsscore nettselskapet har (Eden, M. & Hooper, R. G., 2010)

Dersom den økte kapasiteten eller kvaliteten krever utbedringer og investeringer, kan netteierne kreve en forholdsmessig andel hvis det er i radielle fellesanlegg. Er det derimot i masket nett, kan det kun kreves anleggsbidrag ved ekstraordinære tilfeller (Forskrift om kontroll av nettvirksomhet, 1999, § 17-5). Radielle fellesanlegg forsyner en avgrenset og identifiserbar kundegruppe, mens masket nett har flere tilførselsmuligheter (NVE, 2015c). Per i dag kan ikke nettselskapene kreve anleggsbidrag fra kunder i regional- og transmisjonsnettet som ønsker økt kapasitet. NVE vedtok i år endringer i forskriften som tar for seg kontroll av nettvirksomhet. De nye endringene innebærer at nettselskapene skal be om anleggsbidrag fra kunder i regional- og transmisjonsnettet (NVE, 2018m). Ved å innføre anleggsbidrag vil det være større insentiver til å vurdere andre lokasjoner og om det faktisk er en nødvendig etablering. Det vil også bidra til mer rettferdig nettleie overfor andre kunder. Endringene trer i kraft fra 1. januar 2019 (NVE, 2018e).

3.2 Fritak fra leverings- og tilknytningsplikt

Netteierne kan få fritak fra leveringsplikten dersom «det er særlige grunner til det» (Energiloven § 3-3). Forarbeidene til loven forteller at dispensasjon kan gis i tilfeller der «... tilknytningen ikke med rimelighet kan etableres på vanlige betingelser». Et eksempel på særlige grunner hvor netteier kan søke om fritak er hvis det ikke er noen fastboende i området, som for eksempel hytteområder (Hofstad og Eggan, 1999). Det tilhører sjeldenheten at det gis fritak der det er fastboende. En mulig løsning som NVE (2016b) foreslår ved fritak fra leveringsplikten er å opprettholde strømforsyningen med lokal el-forsyning. Ved en vurdering hvorvidt dispensasjon skal gis til netteierne, må det gjøres en vurdering av de samfunnsmessige konsekvensene. De skjønnsmessige begrepene «særlige grunner» og «med rimelighet» omhandler som oftest kostnadsmessige forhold. Dersom kostnadene blir så høye at de ansees som urimelige vil det være grunn til å avvike fra leveringsplikten (Hofstad og Eggan, 1999).

Nettselskapene kan søke om fritak fra tilknytningsplikten hvis tiltak innen nett og produksjon ikke vurderes til å være samfunnsmessig rasjonelt, jf. Energiloven § 3-4 (2). For å vurdere om tiltaket er samfunnsmessig rasjonelt, sammenlignes samlede inntekter fra produksjonsanlegg og nettanlegg med samlede kostnader (NVE, 2015b).

Det finnes eksempler på at netteiere har fått dispensasjon fra hele eller deler av leveringsplikten. Helgeland Kraft AS forsynte øya Gåsvær med elektrisitet via en sjøkabel som var moden for å byttes ut. I 2011 søkte Helgeland Kraft om fritak for leveringsplikten og tilknytningsplikten for samtlige kunder på øya. På det tidspunktet var det en fastboende, noen fritidsboliger og turisthytter på øya. Søknaden ble avslått av NVE, men de informerte om muligheten til å sende inn en ny søknad hvor de kunne søke om fritak for kun tilknytningsplikten. I 2013 søkte de på nytt om fritak for leveringsplikten og tilknytningsplikten for fritidsboligene. Denne gangen søkte de kun om fritak for tilknytningsplikten for den fastboende og næringsvirksomheten. Helgeland Kraft fikk medhold fra NVE da ulempene i form av kostnader ved en reinvestering var større enn fordelene ved å beholde dagens situasjon. Grunnlaget for vedtaket var energilovens § 3-3 «Departementet kan dispensere fra leveringsplikten når særlige grunner tilsier det». I dette tilfellet var investeringen svært ulønnsom (Helgeland Kraft AS – vedtak, 2015).

Et annet eksempel er Mørenett AS. I 2016 søkte Mørenett om fritak fra leveringsplikten til tre fritidsboliger som ligger på Raudøya. Samtlige av de berørte abonnentene hadde lavt strømforbruk. Kostnadene knyttet til å opprettholde nettilknytning var forventet å koste mer enn hva nettleieinntektene ville innbringe. NVE ga søknaden medhold etter energiloven § 3- 3, og foreslo det mer rasjonelt å etablere lokal strømforsyning (Mørenett AS – vedtak, 2017).

3.3 Selskapsmessig og funksjonelt skille

Krav om selskapsmessig og funksjonelt skille har hjemmel i energiloven §§ 4-6 og 4-7. Selskapsmessig skille innebærer at nettselskapene i energiforetak må skilles fra konkurranseutsatt virksomhet i foretaket. Det betyr at de må være selvstendige rettssubjekter. Bakgrunnen for skillet er at nettvirksomhet er naturlig monopolvirksomhet der kundene ikke har mulighet til å velge nettleverandør. Videre vil selskapsmessig skille si at nettselskapet ikke kan eie eller eies av enheter som driver med annet enn nettvirksomhet (NVE, 2018l).

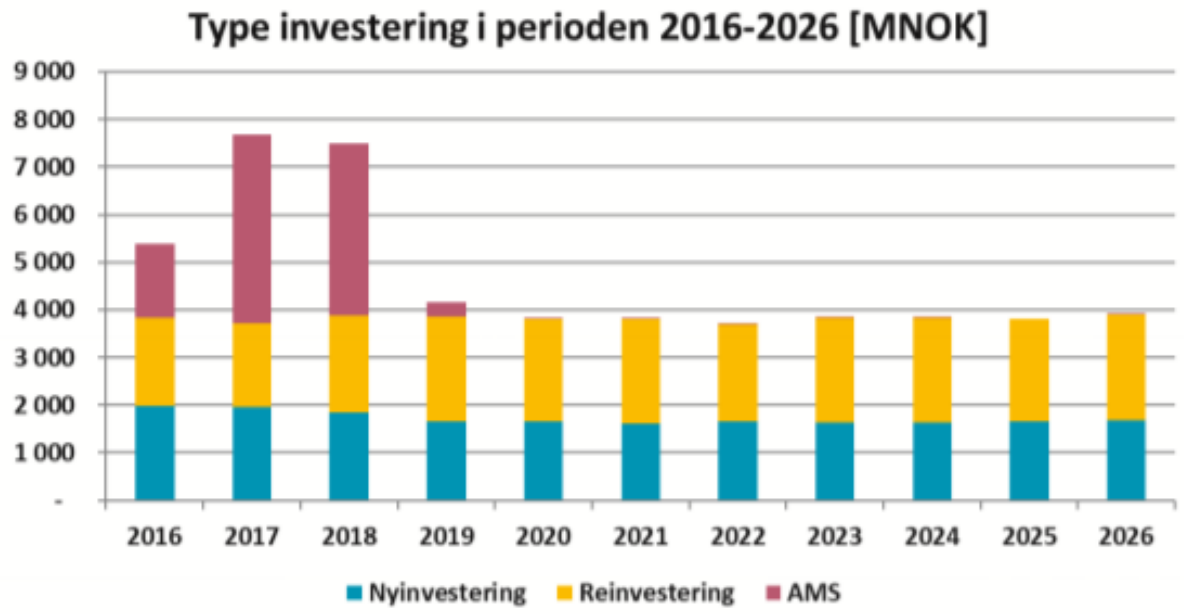
Kravet om funksjonelt skille innebærer at selskapets ledende personer ikke kan være i ledelsen i den konkurranseutsatte virksomheten i konsernet. Dagens lov om selskapsmessig og funksjonelt skille gjelder for selskaper med mer enn 100 000 abonnenter. I 2016 ble det vedtatt at fritaksgrensen på 100 000 abonnenter skal fjernes. I praksis betyr det at også de mindre bedriftene er nødt til å ha separat regnskap og budsjett for de ulike områdene. Selskapsmessig skille skal gjelde alle nettselskap uavhengig av antall kunder. Det er derimot fremmet et representantforlag om fritak fra funksjonelt skille for nettselskap med under 30 000 abonnenter. Det er vedtatt at departementet vil legge frem et slikt lovforslag (Stortinget, 2018). Det er derfor mulighet for at selskaper med færre enn 30 000 abonnenter får fritak for funksjonelt skille. Imidlertid forteller loven at det kan gis dispensasjon for deler av eller hele kravet om selskapsmessig og funksjonelt skille. Den nye loven vil tre i kraft 1. januar 2021 og vil føre til strengere krav for nettselskapene (NVE, 2018l).

4. Strømnettet i fremtiden

I samarbeid med Enova har Statnett forsknings- og utviklingsprosjektet «Alternativer til nett». Rapporten tar for seg ulike alternativer til nett som kan være med på å senke eller utsette behovet for investering i nettet. I løpet av levetiden til reinvesteringene er det tenkelig at det vil komme andre løsninger og at mindre etablerte alternativer vil bli forbedret. I dette kapitlet skal vi presentere behovet for nettinvestering og se på hvilke alternativer til nett som finnes.

4.1 Behovet for nettinvestering

Dagens strømnett har behov for opprustning da det nærmer seg teknisk levealder. Hovedstrømnettet som vi har i dag ble bygget på 50- og 60-tallet (Statnett, 2016). Fra 2016 til 2026 skal det investeres 140 milliarder kroner i det norske strømnettet ekskludert utenlandskabler. Energi Norge har forsøkt å kartlegge hvor mye selskapene forventer å investere fra 2016 frem til 2026, dette er illustrert i figur 3. Det er usikkerhet knyttet til investeringene, og investeringene som skjer langt frem i tid vil være mer usikre enn de med kortere tidshorisont.



Figur 3 - Investeringer i strømnettet 2016-2026 (Energi Norge, 2017)

Vi observerer størst investeringsbeløp fra år 2016 – 2019 når det installeres AMS-målere i alle norske husstander. Omtrent 40 prosent av investeringsbeløpet går til renovering av det norske

hovednettet ettersom anlegget er nær teknisk alder. Videre er om lag 60 prosent nyinvesteringer, og utgjør den største kostnaden (Energi Norge, 2017). Hvordan nettet skal dimensjoneres tar utgangspunkt i den kaldeste timen på den kaldeste dagen, når effektuttaket er på det aller høyeste. På grunn av økt elektronisk utstyr og endring i bruksmønster er det forventet at effektuttaket vil øke i fremtiden. Økningen i bruk av elbiler og varmepumper er eksempler på utstyr som bidrar til endring i bruksmønster (Reiten et al., 2014). Nettet må derfor være dimensjonert for å håndtere den maksimale belastningen.

Det er forventet at det økende effektbehovet vil fortsette å øke i tiden fremover. For å kunne si noe om investeringsbehovet, er det viktig å se på hvordan kraftsystemet kan utvikle seg i tiden som kommer. Figur 4 viser ulike forhold på forbrukersiden som vil påvirke bruken av nettet i tiden fremover, og øke behovet for investeringer i nettet.

Figur 4 - Forhold på forbrukersiden som påvirker bruken av nettet (THEMA, 2016)

Prosjektet Enova og Statnett har utviklet ser på tiltak for å redusere eller flytte strømforbruket på de tidspunktene det brukes mest strøm, for eksempel en kald vinterdag. Vista Analyse har sett på løsninger på oppdrag fra Enova og Statnett, og et eksempel de har sett på er yrkesbygg. Hvis temperaturen ikke senkes på natten, men holdes lik som på dagen eller heves, vil effektbehovet neste morgen reduseres når alle bygg skal varmes opp (Enova, 2018). En effektreduserende utvikling vil kunne spare nettselskapene for store nettinvesteringer.

4.1.1 Teknologi

Eltransport

Innen 2020 skal Norge redusere sine klimagassutslipp med 30 prosent. Det er oljeindustrien og transportsektoren som har høyest utslipp per i dag, men ved bruk av flere elbiler skal utslippene i transportsektoren reduseres (Naturvernforbundet, u. å.). Stortinget ønsker at transportsektoren skal ha en større andel el-transport for å få ned klimagassutslippene. Transportsektoren står for en tredjedel av Norges klimagassutslipp, og bidrar til lokal forurensing. Med stortingets ønske om nullutslippskjøretøy, kan alt nybilsalg fra 2025 være elbiler. Dagens prognoser for el-transport, viser at det vil være 1,5 millioner elbiler på veiene i 2030. Det vil føre til endringer i strømforbruket, både i form av økt strømforbruk og endring i forbruksmønsteret (Skotland, Eggum & Spilde, 2016).

I dag lader forbrukerne elbilene mest om nettene. Om natta er det lavere belastning på nettet slik at strømnettet vil tåle den belastningen som kommer med økt antall elbiler. Det vil derimot kunne bli et problem dersom mange i samme område lader bilen sin samtidig. Ved økt elbillading i svake nett kan spenningskvaliteten bli dårligere. I forbindelse med reinvesteringen av strømnettet bør det investeres i mer kapasitet enn i dag, slik at det nye strømnettet vil takle en 100 prosent elektrisk transportsektor (Skotland, Eggum & Spilde, 2016).

Ved bruk av smart lading og flytting av last kan noen av utfordringene knyttet til økt eltransport reduseres. De nye AMS-målerne som blir installert i alle husholdninger innen 2019, vil bidra til smart lading med riktige insentiver (Skotland, Eggum & Spilde, 2016). Flere vil mest sannsynlig få insentiver til å lade elbilen om natten i stedet for på dagen. Dette vil føre til lavere maksimallast på strømnettet (Skotland & Høivik, 2017, s. 34). Ifølge beregninger utført av NVE i 2016 vil strømnettet ha kapasitet til å levere strøm til de 1,5 millioner elbilene som forventes å være på veiene i 2030, gitt at lading blir flyttet til ut av topplasttimene (NVE, 2016c).

Teknologien vehicle-to-grid (V2G) kan utgjøre en betydelig effektreserve i det norske kraftnettet i fremtiden. V2G innebærer at batteriet i elbilene kan levere strøm tilbake til strømnettet ettersom elbilene i fremtiden vil ha en to-veis ombordlader. De vil også ha muligheten til å levere strøm til sine private hjem (Statsbygg, 2018). Videre blir batteriene til elbilene bedre ved at de kan lades opp på kortere tid og har større rekkevidde. Fisker Inc. har

utviklet en teknologi med solid state-batterier, hvor batteriene vil ha en høyere energitetthet enn litiumbatteriene. De vil ha en rekkevidde på opptil 800 kilometer og kan lades på rundt ett minutt (Olsen, 2018). Selvladende biler med innebygde solceller er også under utvikling (Edgren, 2018). Lykkes denne utviklingen, kan noe av behovet for nettinvestering reduseres.

I tillegg til økning i antall elbiler antar NVE at alle bybusser vil bli elektriske, og to av tre fergesamband skal drives med elektriske ferger innen 2030. Videre tror de at 30 landstrømanlegg skal levere strøm til skip i de største havnene. Lading av elbussene vil i stor grad foregå på dagtid ved bruk av hurtiglading. På dette tidspunktet er nettet høyt belastet fra før. Elfergene skal lade når de ligger til kai, for eksempel de fem minuttene de bruker for å slippe biler av og på. Effektuttaket vil øke, og føre til et økt investeringsbehov. Over 100 transformatorer vil bli overbelastet innen 2030, hvor omtrent ⅓ vil skyldes elektrifisering av transport. Det er i hovedsak elfergene og elbilene som vil stå for flest overbelastninger, og overbelastningene som følge av elfergene vil være relativt høye. Denne overbelastningen vil kreve oppgradering av nettet (Skotland & Høivik, 2017, s. 8-17).

Energieffektivisering

Energieffektivisering vil si at vi bruker mindre energi på for eksempel å varme opp et bygg enn tidligere. Energieffektivisering av bygg vil bidra til å redusere behovet for investeringer i kraftnettet, og da spesielt tiltak som reduserer vinterlasten (Energi Norge, u. å. b). God isolering og moderne ventilering er tiltak som vil redusere energiforbruket på vinteren. Videre har energimerking av produkter bidratt til å holde energibruken nede. Elforbruket knyttet til apparater som kjøleskap, stekeovn og vaskemaskin har gått ned siden 2011 selv om befolkningen vokser. NVE antar at energibruken knyttet til disse apparatene vil reduseres ytterligere frem mot 2030. Grunnen til nedgangen i elforbruket skyldes mer energieffektive apparater (NVE, 2018f).

Energilagring

I fremtiden kan samfunnets viktigste substitutt for strømnettet være lokal lagring. Lagringsteknologien spiller en viktig rolle for å forbedre den generelle stabiliteten og påliteligheten til kraftanlegg. Lagring kan bidra til å utsette og redusere kostnadene knyttet til forbedring av transmisjons- og distribusjonsnettet (Divya & Østergaard, 2009, s. 512). Energilagring er spesielt viktig når det kommer til fornybare energikilder som er ikke kontrollerbare fenomener, eksempelvis vind, sol, nedbør og tidevann. Solceller vil typisk generere energi når behovet er på det laveste, det vil si på dagtid og om sommeren. Selv om

bruken av solceller øker er det i dag ingen mulighet for økonomisk og effektiv langtidslagring av solenergi, derfor vil det fortsatt være behov for tilkobling til nettet. Ettersom vintrene er kalde benyttes mer energi om vinteren enn i sommermånedene. For å kunne tilpasse energiproduksjonen til forbruket er vi nødt til å kunne lagre energi i kortere og lengre perioder. I Norge lagrer vi store vannmengder i magasiner, dette er en form for mekanisk lagring som gjør det mulig med sesonglagring. Vannmagasiner er vår viktigste form for energilagring da det sikrer at vi kan håndtere variasjonene i etterspørsel knyttet til sesong og tid på døgnet (Rosvold & Hofstad, 2017).

En form for energilagring som vil være viktig i fremtiden er batterier. Denne formen for lagringsteknologi har utviklet seg raskt de senere årene. Det er forventet at batteri vil få ytterligere kapasitet og bli rimeligere i årene som kommer (THEMA, 2016, s. 3). Energilagring er en av driverne som påvirker hvordan vi bør utvikle strømnettet (THEMA, 2016, s. 12).

Hvor kostbart det vil være å utvikle teknologien, hva en sparer ved å benytte lagringen og hvor lett det er å bruke lagringsalternativene er faktorer som vil påvirke utbredelsen av energilager. Utviklingen av batteri kan bidra til lavere kostnader. Ved lavt nok kostnadsnivå kan batteri som lager være lønnsomt ettersom det gir muligheten til å benytte lagret energi i perioder hvor strømmen er dyr. Dersom det blir utviklet en god batteriløsning i fremtiden, kan det påvirke nettinvesteringen. Økt bruk av batteri og termisk lagring vil øke bruken av egenprodusert strøm som ikke sendes inn på nettet (THEMA, 2016, s. 11-25).

AMS-målere

Fra og med 1. januar 2019 skal det være installert smarte strømmålere hos alle strømkunder i Norge. De smarte strømmålerne er en del av «Avanserte Måle- og Styringssystemer». Målerne vil gi mer nøyaktig avregning og informasjon om eget strømbruk. I tillegg vil målerne gjøre det mulig å styre strømforbruket sitt automatisk (NVE, 2018g).

Bruken av AMS utløser et nytt handlingsrom for forbrukerne. AMS-målerne gir muligheten til å få innsikt i eget forbruk via applikasjoner på mobil, nettbrett eller et eget energidisplay. Den nye teknologien kan bidra til at sluttbrukerne får et mer bevisst forhold til sitt eget strømforbruk og dermed minske forbruket. Ifølge en rapport fra VaasaETT, kan slike formidlingsløsninger bidra til at strømforbrukerne sparer minimum 11 prosent, og tallet kan antagelig dobles om løsninger for automasjon og styring tas med i beregningene (NVE, 2017d).

Smarte målere kan bidra til forbrukerfleksibilitet. NVE definerer forbrukerfleksibilitet som «forbrukernes evne og vilje til å bytte energibærer eller endre sitt energiforbruk på kort eller mellomlang sikt» (Meland, Tjeldflåt & Wahl, 2006, s. 7). Et alternativ til å investere i nett for å møte behovet for økt nettkapasitet, kan være å kutte eller redusere strømforbruket i de timene hvor det er sprengt kapasitet (NVE, 2017d). Informasjonen forbrukeren får fra AMS-målere kan gi viktig informasjon om investerings- og kapasitetsbehov, og kan påvirke behovet for nettinvestering. Bruk av effekttariffer er noe som blir mulig å benytte på en rettferdig måte med AMS. Med effekttariffer forventes kundene å flytte noe av strømforbruket til en tid på døgnet med mindre belastning (THEMA, 2016, s. 32).

4.1.2 Strømkundene i endring

Befolkningsvekst

Folketallet i Norge har de siste tiårene hatt en kraftig vekst. Dette er det flere årsaker til, blant annet høy nettoinnvandring, høy fruktbarhet og få personer i aldre hvor det er vanlig å dø. Ifølge befolkningsframskrivingene vil befolkningsveksten flate ut de neste tiårene, før den synker. Det vil likevel være en positiv befolkningsvekst gjennom hele dette århundre. Befolkningsveksten vil være høyest i byer og sentrale strøk, mens mange av distriktene vil oppleve en nedgang i folketallet (Tønnessen, 2018). På grunn av befolkningsvekst, øker også strømforbruket. Videre vil økt urbanisering føre til at flere husholdninger må koble seg på nettet i byene, mens færre vil være tilknyttet nettet i distriktene. Et økt befolkningstall gjør at flere får behov for et sted å bo, og behovet for helsetjenester og undervisningsbygg øker. Den nye bygningsmassen vil i snitt bli mer energieffektiv og bruke mindre energi per arealenhet. Det vil derfor ikke nødvendigvis være en økning i strømforbruket på grunn av flere bygninger, men heller på grunn av økt elektrifisering. For eksempel øker forbruket av elbiler, noe som vil øke mer ved økt befolkning.

Forbrukerfleksibilitet og effekttariffer

På bakgrunn av behovet for nytt og oppgradert nett, befolkningsvekst, sannsynligheten for økt effektuttak og endringer i klimamål, foreslo NVE i 2017 å innføre effekttariffer.

Effekttariff er et relativt nytt fenomen i norsk sammenheng, og kan være et alternativ til de kostbare investeringene som er nødvendig i strømnettet. I dag avhenger forbrukernes kostnad av det samlede energiforbruket. Med effekttariff vil derimot fakturaen til sluttbrukerne avhenge av mengden strøm som benyttes på en gang (Hansen, Jonassen, Løchen & Mook,

2017, s. 1). Hansen et al. (2017) definerer effekt som «den momentane belastningen i nettet og måles i kilowatt». Bruken av AMS-målere gjør det mulig å utforme rettferdige effekttariffer. Riktig utforming kan gi insentiver til å endre forbruket, og dermed redusere makslasten på strømnettet. Redusert eller lavere vekst i maksimal last vil igjen kunne bidra til mindre investeringsbehov i strømnettet (Ingeberg, 2015, s. 4). Ifølge Ingeberg er det mulig å spare inn 6 – 7,5 milliarder kroner dersom forbrukerne kan redusere makseffekten med 2 prosent.

Det er tre ulike strategier innenfor forbrukerfleksibilitet. Den første strategien er at forbrukerne reduserer etterspørselen sin i høyprisperiodene uten å endre forbruket ytterligere. En annen strategi er lastskifte, som vil si at forbrukerne flytter strømforbruket fra en tid med høy belastning til en tid på døgnet med mindre belastning. Den siste strategien er at sluttbrukerne benytter andre energikilder enn strøm, det kan være blant annet gass eller brensel for å dekke sitt strømbehov (Sæle & Grande, 2011, s. 103). Effekttariffer kan bidra til å motivere forbrukerne til endring i atferd. Dette gjøres ved at sluttbrukere som belaster nettet med høyt effektuttak vil bli belastet mer enn de som i mindre grad belaster nettet (Hansen et al., 2017, s. 4, 7).

Det er flere ulike former for effekttariffer, og NVE har forslått å benytte abonnert effekt. Abonnert effekt består av leddene: fast, overforbruk og energi. Formålet med abonnert effekt er at overforbruksleddet skal gi forbrukerne insentiver til å jevne ut forbruket. Det vil si at de skal redusere forbruket i topplasttimene. Det vil bidra til at kundene ønsker å redusere strømforbruket for å holde seg innenfor sitt abonnement (Hansen et al., 2017, s. 11). En annen form for effekttariffer er time-of-use, og består av et fastledd og et energiledd. Fordelen med denne formen for effekttariff er at nettselskapene kan sette opp prisen i perioder hvor nettet har høylast, noe som vil gi insentiver til å redusere eller flytte forbruket (Hansen et al., 2017, s. 9, 14).

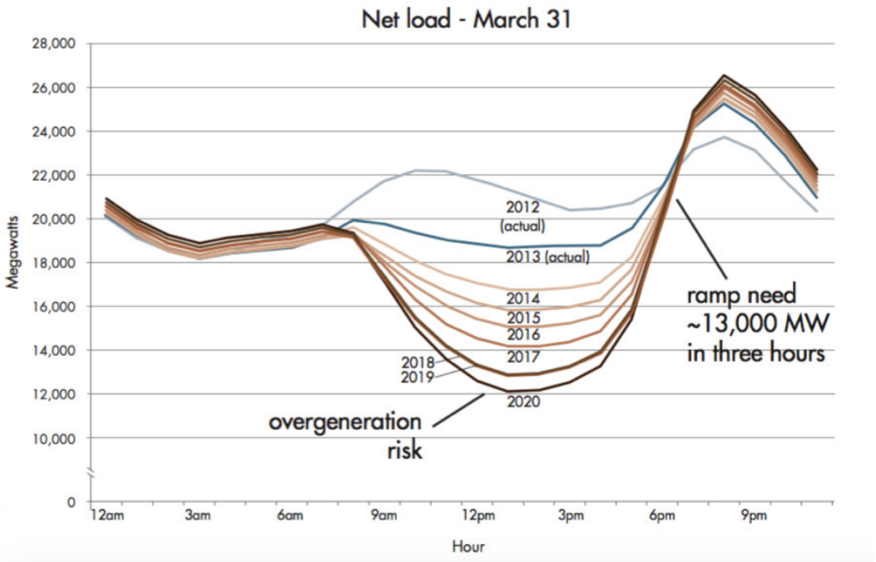
Plusskunder

Kundene som bidrar med egenprodusert strøm inn til nettet, kalles plusskunder. NVE (2017c) definerer plusskunder som «sluttforbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon». Plusskunder er per i dag ikke særlig utbredt i Norge, men ny teknologi og ny regulering vil gjøre det enklere å bli

plusskunde. Det legges blant annet opp til at plusskundene kan velge en kraftleverandør som kjøper overskuddsstrømmen. I dag er de avhengige av at nettselskapene kjøper kraften fra dem (Statnett, 2017). Det er mest vanlig å produsere strøm lokalt ved bruk av solcellepanel, men det er flere muligheter, for eksempel vindturbiner og vannturbiner.

Ved å produsere elektrisitet lokalt kan vi utsette eller redusere behovet for nettinvestering i både transmisjons- og distribusjonsnettet. Dette kan skape betydelige økonomiske besparelser (Rickerson et al., 2014). For at plusskunder skal kunne redusere behovet for nettinvesteringer i distribusjonsnettet, bør forbruk i topplasttimer sammenfalle med produksjonen fra solcellesystemet. I dette tilfellet kan plusskunden bruke egenprodusert elektrisitet, og derav hente ut mindre elektrisitet fra strømnettet. Videre kan dette føre til redusert bruk av transmisjonsnettet, som vil redusere behovet for nettinvesteringer ved nettnivået (Schill, Zerrahn & Kunz, 2017).

Det er imidlertid slik at produksjonen i solcellesystemet ikke sammenfaller med tidspunktene det brukes mye kraft. Etterspørselen etter strøm er høyest på kvelden, men på denne tiden er solenergiproduksjonen på sitt laveste. Solenergiproduksjonen er på sitt høyeste midt på dagen, noe som vil fører til at etterspørselen etter annen energi synker. Forskere i California kaller denne tilsynelatende nedgangen for duck curve, presentert i figur 5. Jo mer solenergikapasiteten øker, desto mer ser kurven ut som magen på en and. All den solenergien som ikke brukes midt på dagen, vil bli sløst bort om den ikke lagres til etterspørselen er høyere (Waters, 2018). På grunn av at solenergiproduksjonen ikke samsvarer med forbruket, vil det være vanskelig å være uavhengig av strømnettet.



Figur 5 - Duck curve, (Vox, 2018)

Fritidsboligene i Norge er ofte plassert i områder hvor det er lav kundetetthet, noe som kan gjøre det svært kostbart for nettselskapet å investere i nett hos disse kundene. Ved for eksempel sommerhytter kan det være mer lønnsomt med investering i et solcellesystem og lokal lagring fremfor å knytte hyttene til nettet.

Egenproduksjon av strøm og varme

Skal man bli uavhengig av nettet, må forbrukerne være selvforsynte med strøm til alle døgnets tider i alle årstider, enten alene eller ved mikronett. En måte å forsyne seg med strøm på uten å være tilkoblet distribusjonsnettet, er ved bruk av solceller. Da solenergi ikke kan lagres over sesonger, vil ikke solcellepanel kunne forsyne en forbruker med nok kraft hele året. Selv lavenergibygg vil være avhengig av å hente nesten all strøm om vinteren fra nettet, selv om strømproduksjonen deres om sommeren overstiger forbruket. Batterier kan benyttes til å lagre strøm over korte tidsperioder, men det er ikke mulig å benytte batterier til å lagre strøm fra sommer til vinter. Det er i dag vanskelig å se for seg at noen kan koble seg av nettet, for å kun benytte solceller som strømproduksjon (THEMA, 2016, s. 2-3). At flere benytter seg av solceller vil kunne redusere kapasitetsbehovet i strømnettet, men kan også gjøre det mer krevende ettersom strømnettet må håndtere at kundene også produserer strøm som sendes tilbake (enerWE, 2017).

Krav om økt leveringssikkerhet

Dagens samfunn er avhengig av et robust strømnett ettersom vi er mer avhengige av strømnettet nå enn tidligere. Produksjon av varer, tjenester og livsviktige funksjoner i samfunnet hemmes uten elektrisitet. Sårbarheten ved et strømbrudd har økt mye de siste årene, noe det er flere årsaker til. I vårt moderne samfunn hvor elektrisitet benyttes på omtrent alle områder er det ikke like akseptabelt med strømbrudd som tidligere. En annen årsak er at produksjonen av varer og tjenester raskt stopper opp ved strømbrudd da næringsliv og offentlig sektor er avhengig av IKT. Sykehus, transport og elektronisk kommunikasjon fungerer ikke over lengre perioder uten strøm. Det er behov for oppgradering av nettet og nettinvesteringer for at nettet skal kunne bli enda mer robust (Reiten et al., 2014, s. 15-16).

4.1.3 Oppsummering

Det er flere faktorer som kan bidra til å redusere investeringsbehovet i strømnettet, men det vil fortsatt være nødvendig med flere nettinvesteringer. Som nevnt i avsnitt 4.1.1, mener NVE

at det er nok kapasitet i strømnettet i dag til å forsyne 1,5 millioner elbiler med strøm. Dette er gitt at lading flyttes ut av topplasttimene. Det vil likevel være problemer i områder hvor det er svake nett ettersom mange vil lade bilen samtidig. AMS-målerne som blir installert hos alle strømkunder i Norge innen 1. januar 2019 skal gi insentiver til å redusere strømforbruket. Noe av grunnen for at det er et investeringsbehov i strømnettet er nettkapasiteten. Ved hjelp av AMS-målerne kan strømkundene se forbruket sitt til enhver tid. Dette gjør at de kan flytte forbruket sitt til tider på døgnet hvor det ellers er lavt forbruk, og behovet for økt nettkapasitet kan reduseres. For å gi strømkundene insentiver til å flytte forbruket sitt, har NVE et forslag om å innføre tariffer for de som har overforbruk i topplasttimene.

Ny teknologi vil gjøre det enklere å bli plusskunde, noe som i utgangspunktet kan redusere strømforbruket. I Norge vil det derimot være vanskelig å leve helt off-grid ettersom det typisk produseres lite strøm lokalt når det er høyest forbruk. Batteri har kort lagringskapasitet, slik at strøm ikke kan lagres over lengre tidsperioder. Strømnettet må også tåle at strømmen som produseres sendes tilbake til nettet dersom det produseres mer enn det som er nødvendig.

4.2 Alternativer til nett på mindre steder

Det vil være spesielt kostbart med reinvestering av nettet i områder der det er få nettkunder. Kostnader til investeringer i nettet vil bli dekket gjennom nettleien. På steder med få nettkunder kan det være vanskelig å få dekt investeringskostnaden gjennom nettleien. Dette på grunn av at nettleien vil bli svært høy for nettkundene, og nettselskapene må derfor dekke noe av kostnadene selv. Mange steder kan en reinvestering i nettet være svært kostbart sammenlignet med alternative løsninger. Vi skal i dette kapitlet presentere hva mikronett er, og hvordan dette kan være en løsning på behovet for nettinvesteringer. Videre vil vi presentere noen energikilder som kan forsyne mikronettet uten at det er tilkoblet nettet.

4.2.1 Mikronett

Mikronett kan være løsningen på noe av investeringsbehovet. Det er en gruppe sammenkoblede laster og produksjonsenheter, som ikke er avhengig av nettilknytning. Dette inkluderer distribuerte energikilder, og er en nedskalert versjon av kraftsystemet. Vi skiller i hovedsak mellom isolerte og nettilknyttede mikronett (Ye, Walling, Miller, Du & Nelson, 2005). Isolerte mikronett er mikronett til øydrift. IEA mener at omtrent 70 prosent av

øygruppene og landlige områder vil forsynes med anvendelse av "kortreist grønn strøm". Nettilknyttede mikronett er koblet mot nettet, og kan benytte nettet ved behov.

Det kan være billigere å etablere et mikronett fremfor de tradisjonelle løsningene for nettinvesteringer. Dette kan føre til lavere nettleie, og mikronett vil være en gevinst for blant annet øysamfunn og små lokalsamfunn på fastlandet. Noen av kostnadsdriverne for mikronett er solcellepanel, batteri og vindturbiner. I Norge er imidlertid mikronett lite utbredt, og det er vanskelig å si noe om hvor stort innsparingspotensialet vil være. Tilhørende drift- og vedlikeholdskostnader vil være noe usikkert. I tillegg kan det oppstå noen barrierer fordi det kan være svakheter i deler av lavspentnettet (Fosso, Molinas, Sand & Coldevin, 2014, s. 1862). En utfordring med mikronett til øydrift er stabilitet. For at et isolert mikronett skal være stabilt, må minst en av de distribuerte energiressursene i nettet være ansvarlig for stabilitet. Dette er ofte energilagringssystemet, som kompenserer for ubalansen mellom forbruk og produksjon. Problemet med energilagringssystemer er at de ikke er stabile når de når maksimums- og minimumsgrensen for lagring. Under disse forholdene kan reguleringen styres ved en annen produksjonsenhet i nettet som har nok kapasitet eller ved at strømbalansen i nettet justeres (Díaz, Vasquez & Guerrero, 2017).

4.2.2 Solenergi

Ifølge NVE (2018h) har solenergi potensiale til å bli den viktigste fornybare energikilden i fremtiden. Ved vurdering av utnyttelse av solenergi, er solinnstråling den viktigste faktoren. For å sette det i perspektiv kan vi notere oss at de mest solrike stedene i verden har en solinnstråling på en horisontal flate opptil 2500 kWh/m2 år. Til sammenligning er det sør i Norge ca. 1000 kWh/m2 år solinnstråling.

Solinnstrålingens intensitet avhenger av flere faktorer. Breddegrad er den viktigste faktoren, men lokale klimaforhold og tid på døgnet og året har også betydning. Anleggsspesifikke faktorer vil i tillegg påvirke energiproduksjonen, blant annet helningen på solcellene, himmelretning og skygge fra bygg (NVE, 2018h).

Det er to former for solenergiteknologi: solceller og solfangere. Solceller omdanner energien i solstrålene til elektrisitet, mens solfangere omgjør solstrålene til varme. I dag er solceller for det meste laget av silisium. Disse fanger kun opp 20 prosent av solstrålene, men teoretisk er

det mulig å utnytte 30 prosent. Det er mulig at fremtidens solceller kan bli mer effektive. I dag forsøker forskere å utvikle solceller som kan fange opptil 40 prosent (Vogt, 2017).

I tabell 6 er det en oversikt over solinnstråling og forventet produksjon av energi i fem ulike byer i Norge i ulike deler av landet. Tabellen viser produsert energi ved solenergianleggene vendt mot sør både i 30 graders vinkel og 90 graders vinkel.

Sted	**Solinnstråling mot horisontalplanet [kWh/m² år]**	**Produsert energi – soleller [kWh/m² år]**		**Produsert energi – solfanger [kWh/m² år]**	
		Skrå vinkel, ca 30°	**90° vinkel**	**Skrå vinkel, ca 30°**	**90° vinkel**
Oslo	875	140	110	450	315
Kristiansand	965	150	115	500	350
Bergen	790	110	80	390	273
Trondheim	800	130	100	400	280
Tromsø	700	110	80	350	245

Tabell 6 - Solinnstråling og forventet produsert energi avhengig av teknologi og helningsvinkel for fem byer i Norge (NVE, 2018h)

De siste årene har markedet for solenergi og solvarme endret seg. Prisen på solceller har sunket og installasjonene har økt i hyppighet. Dette har bidratt til voksende interesse for solenergi i Norge. En annen faktor som bidrar til økt etterspørsel er økende fokus på klima og miljø. De viktigste markedene for solenergi er eneboliger, næringsbygg og frittstående anlegg. I dag er det vanligst med solceller integrert i bygningene, men det observeres en økning i frittstående anlegg (NVE, 2018h).

Et solcellesystem består av ulike deler: solcellemoduler, vekselretter, styringssystemer og elektrisk utstyr som kabler og sensorer. Solcellesystemer kan deles i tre ulike typer, presentert i tabell 7.

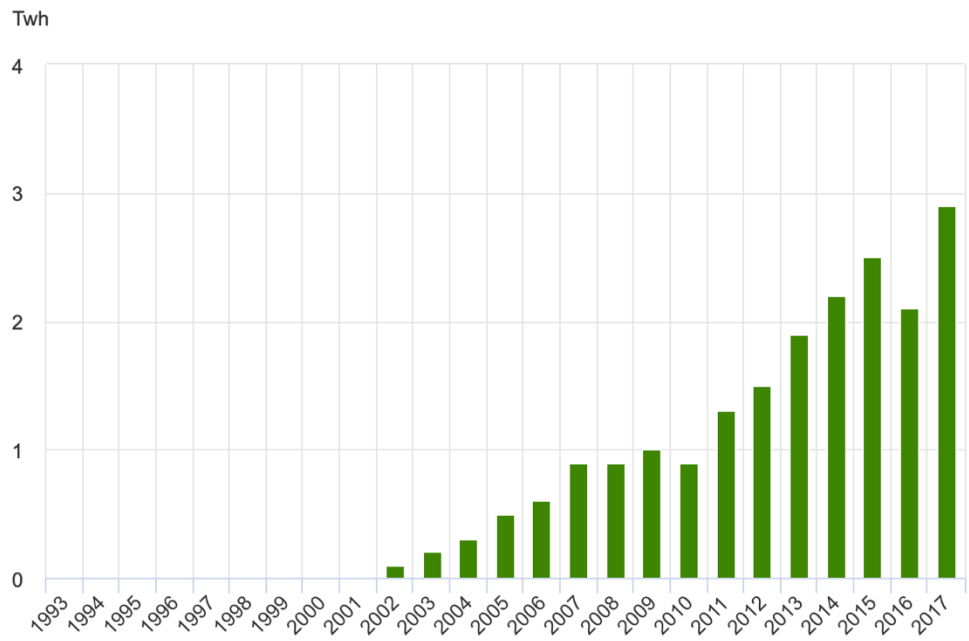
Typer solcellesystem	Effekt
Enebolig	Ca. 5-10 kWp
Næringsbygg	Ca. 50-500 kWp
Bakkemonterte anlegg	> 500 kWp

Tabell 7 - Ulike typer solcellesystem (NVE, 2018h)

I Norge produserer et anlegg ca. 140-150 kWh/m2 i Sør-Norge og 90-110 kWh/m2 i Nord-Norge. I tillegg til materialer og produksjonsmetode, blir virkningsgraden til solcellene påvirket av utetemperaturen. Effekten øker ved lavere temperatur, slik at det norske klimaet er positivt for strømproduksjon fra solceller, spesielt årstidene vår og høst. I dag er det relativt høye investerings- og installasjonskostnader knyttet til solcelleanlegg. Installasjonskostnadene er forventet å synke ved økt etterspørsel (NVE, 2018h). Ettersom solcellepanel ikke består av bevegelige deler, er det lite vedlikehold knyttet til slike anlegg. Solcellepanel har en teknisk levetid på 20 til 30 år (Halvorsen et al., 2011 s. 14).

4.2.3 Vindkraft

Norge er et av landene i Europa som har den beste forutsetningen for etablering av vindkraftproduksjon. Det er mye vind spredt utover store arealer og det blåser mye i vinterhalvåret hvor elektrisitetsforbruket er høyt (NVE, 2018i). Det har aldri blitt bygget så mye vindkraft i Norge som i 2017, og det forventes å øke i tiden fremover. Vi kan i figur 6 se oversikten over vindkraftproduksjonen siden 1993, hvor vi ser en betydelig økning det siste tiåret. I løpet av første halvår i 2018 har vindkraftproduksjonen steget med 35 prosent sammenlignet med samme periode i 2017 (Fredriksen, 2018).



Figur 6 - Vindkraftproduksjon fra 1993 til 2017 (SSB, 2018)

Vind er en ujevn energikilde, slik at vindkraft må enten kombineres med energilagringssystemer eller dekke kun deler av energiforsyningen. Vindhastighet må være minst tre meter per sekund (m/s) for at vindturbinene kan produsere kraft. Maksimal effekt oppnås når vindhastigheten er 13 m/s. Er det 25 m/s eller mer, slår vindturbinen seg av for å forhindre skade på møllen, og det vil ikke produseres elektrisitet (Statkraft, u.å.). Det er forskjellig vindhastig i forhold til høyde over bakken, og den øker forskjellig ved ulike landskap og overflater. Vindhastigheten er for eksempel lavere i skog enn ved hav, selv om det er samme høyde over bakken (Vindportalen, u.å.). I Norge er gjennomsnittlig vindhastighet ved kysten og flere steder i innlandet 7-9 m/s ved 80 meters høyde over bakken.

NVE har utarbeidet en oversikt over områdene i Norge som er mest egnet for vindkraft. De har utarbeidet et kart over myke og harde eksklusjoner, hvor harde eksklusjoner er områder som er uaktuelle for vindkraft. Myke eksklusjoner er områder som ikke nødvendigvis er uaktuelle, men områder der vindkraft ikke bør bygges ut på grunn av enkeltinteresser. I figur 7 ser vi at det er flere steder langs kysten hvor vindkraft er aktuelt. For å få en oversikt over hvilke områder som er mest egnet, har NVE analysert ulike områder, hvor de har sett på kostnader, rapporter og viktige lokale innspill (NVE, 2018j).

Figur 7 - Oversikt over myke og harde eksklusjoner og reindriftsområder (NVE, 2018)

4.2.4 Batteri – energilagring

Den vanligste måten å lagre elektrisk energi på er ved hjelp av batterier. Det er flere batterier som blir benyttet til lagring, blant annet blybatterier og litium-ionbatterier. Blybatterier er det mest utbredte batteriet i forbindelse med lagringsformål. Disse batteriene er rimelige og egner seg i store sykluser, og er derfor et praktisk valg til lagring (Frank, Dynge, Unneland, Nygaard & Robertson, 2013). Likevel har blybatterier flere begrensninger blant annet har batteriene lav holdbarhet for lagring av store mengder, de har relativt kort levetid på 3-10 år og de er lite miljøvennlige.

Batteriene som blir benyttet i mobiltelefoner og bærebare datamaskiner kalles litium-ionbatterier. Denne batteriteknologien har utviklet seg hurtig og for småelektronikk er

batteriene å betrakte som en moden teknologi. I sammenheng med strømnett og mikronett er imidlertid litium-ionbatterier fortsatt under utvikling. Denne batteritypen er den samme som Tesla benytter i sine biler. Litium-ionbatteriene koster mer enn bant annet blybatteriet, men har til gjengjeld lengre levetid. Levetiden for slike batterier er per i dag opptil 15 år (IRENA, 2012).

Et eksempel på bruk av litium-ionbatteri finner vi i delstaten South Australia i Australia. Der har Tesla bygget verdens største litium-ionbatteri for å sikre en stabil strømforsyning ved strømbrudd. Batteriet på 100 MW er koblet til et vindkraftverk, og skal forsyne 30 000 husstander med strøm ved strømbrudd (Hovland, 2017).

4.2.5 THEMA-rapport

THEMA skrev i 2017 en rapport hvor de så på ulike alternativer til nettinvestering, ved fem ulike case. I de fleste tilfeller så de på batterier, effekttariffer og forbrukerfleksibilitet som en mulig løsning fremfor en nettinvestering. Da enkelte av disse situasjonene har likhetstrekk med casene vi skal se på, vil de bli presentert under.

Kortvarig overlast på linje til øy

I det første caset ser THEMA på fire ulike alternativer til å investere i en ny sjøkabel ut til ei øy. Øya består av 200 hytter som abonnerer på 5 kW, og overgår denne grensen med 2 kW i syv timer når terrassevarmeren er i bruk. Det første alternativet er effektbaserte tariffer, som innebærer at nettkundene må holde seg innenfor avtalt effektbruk, hvis ikke må de betale for overforbruket. Det er per dags dato ingen som benytter seg av effektbaserte tariffer, men dagens forskrift kan tolkes dithen at det er mulig. Dette hadde vært den enkleste løsningen, men sannsynligheten er liten for at de tilpasser forbruket sitt. Overforbruket til hytteeierne er moderat, og tariffene medfører kun en liten ekstrakostnad. Videre er enkel forbrukerfleksibilitet et alternativ, hvor nettselskapet fjernstyrer enkelte laster. Instrumenteringen koster nettselskapet 5000 kroner per kunde, og er en kostnad som nettselskapet må dekke. Per dags dato kan ikke nettselskaper overstyre forbruket hos kundene sine, og derav ikke ta i bruk dette alternativet. Det tredje alternativet er en kombinasjon av solceller og mikronett for å sikre forsyningen lokalt. Dette er en svært kostbar løsning da kundene ikke kan selge overskuddsenergien, og vil derfor ha en lav brukstid på anlegget. Tilslutt har THEMA vurdert et alternativ med batterier. I dette tilfellet investerer nettselskapet i tilstrekkelig batterikapasitet for å dekke overlasten. Totalkostnaden er på rundt 3,2 millioner

kroner, og er betydelig lavere enn en nettinvestering. I og med at effekttariffer mest sannsynlig ikke vil løse problemet, er ikke dette alternativet vurdert. Det er fjernstyring av forbruk som kommer best ut økonomisk for nettselskapet. Videre er også batteri et alternativ som vil være rimeligere enn en nettinvestering (THEMA, 2017, s. 10).

Kortvarig overlast på trafo i D-nettet

Effektbaserte tariffer og forbrukerfleksibilitet er to alternativer som kan løse problemet med overlast på trafo i distribusjonsnettet. På grunn av usikkerheten rundt responsen til nettkundene ved bruk av tariffer vil ikke dette være et foretrukket alternativ. Det er vanlig å skille mellom to ulike typer forbrukerfleksibilitet: prisbasert og insentivbasert. Ved prisbasert forbrukerfleksibilitet må forbrukeren selv passe på å holde seg innenfor forbruket som er satt. Nettselskapene vil derfor ikke være sikret en respons når behovet oppstår. Den andre varianten forbrukerfleksibilitet er insentivbasert. Dette vil være en kostbar løsning ettersom nettselskapet betaler kundene for å redusere forbruket sitt i perioder med overlast. Det siste alternativet som er diskutert er bruk av batterier, men det vil være kostbart. En oppgradering av trafoen vil være en rimeligere og bedre løsning sammenlignet med alternativene (THEMA, 2017, s. 10-11).

Kortvarig overlast på trafo i R-nettet

Alternativene som er vurdert for oppgradering av trafoen i dette tilfellet er forbrukerfleksibilitet og batterier. Kjøp av fleksibilitet har en lav investeringskostnad, men driftskostnadene vil øke på grunn av årlige kostnader til kjøp av fleksibilitet. Årlig kompensasjon for deltakelse er på 40 000 kroner, mens investeringskostnaden er på 25 000 kroner. Det vil være mer kostbart å investere i batterier fremfor å investere i en ny trafo. Investeringer som aktiveres vil gi høyere inntektsramme enn tilsvarende økte driftskostnader. Derfor vil løsningen med forbrukerfleksibilitet komme mer negativt ut ved inntektsrammeberegning, og det vil være mer gunstig å investere i ny trafo (THEMA, 2017, s. 11).

Lokale spenningsutfordringer

THEMA har vurdert tre alternativer fremfor å investere i nett: investere i en autotrinnet trafo, reaktiv effekt fra solcelleanlegg og batterier. En autotrinnet trafo justerer automatisk utgangsspenningsnivået for å håndtere driftssituasjonen i det aktuelle nettet. Varierer spenningssituasjonen mye, kan dette være en alternativ løsning. Dette alternativet vil være mer kostbart enn å investere i nettet, og er derav ikke aktuelt. Et annet alternativ er solcelleanlegg

i distribusjonsnettet som skal kunne tilpasse leveranse av reaktiv effekt for spenningsstøtte. Dette er en rimelig løsning for nettselskapet, men det er usikkert om løsningen er tilstrekkelig. Det siste alternativet er batterier som kan håndtere både for lav og for høy spenning. Alternativet med batterier vil være mer kostbart enn økt nettkapasitet. Nettselskapet bør derfor øke nettkapasiteten fremfor alternativene som er diskutert (THEMA, 2017, s. 11-12).

Økt nettbehov til utvidelse av produksjon

I det siste caset er det produsenten som vurderer alternativer til nettinvesteringer for å unngå et stort anleggsbidrag for økt kapasitet på en radial. Det er viktig at løsningen gir tilstrekkelig kapasitet i nettet, derfor må nettselskapet godkjenne løsningen. THEMA har foreslått fire alternativer til nettinvestering: hydrogenproduksjon, curtailment, Dynamic Line Rating og batterier. Ved det første alternativet samlokaliserer produsenten hydrogenproduksjon med anlegget for kraftproduksjon. Dette er en svært lønnsom løsning sammenlignet med å investere i anleggsbidrag, og vil være interessant for produsenter med høye nettkostnader. Curtailment vil si at produksjonen begrenses i tidsperiodene med kapasitetsbegrensninger. Dette alternativet vil ikke være lønnsomt sammenlignet med en nettforsterkning, og med dagens nettregulering er ikke dette en løsning nettselskapet kan akseptere. Dynamic Line Rating går ut på at overføringskapasiteten på linjen settes dynamisk som en funksjon av temperatur, vær og vind. Basert på erfaring fra USA kan dette være tilstrekkelig for å øke nettkapasiteten som behøves i dette tilfellet. Det er imidlertid ikke testet under norske forhold, dermed er det mulig at dette ikke vil være en tilstrekkelig løsning. Det siste alternativet er batterier som lagrer overskuddsproduksjon. Kostnaden er imidlertid for stor, og brukstiden for lav til at dette vil være en god løsning.

Oppsummering

I flertallet av casene THEMA presenterer, var alternativene en dårligere løsning enn nettforsterkning. Batterier bør kun vurderes av nettselskapet ved en kortvarig overlast på linje til øy. Videre er forbrukerfleksibilitet mer gunstig for nettselskapet, enn nettforsterkning. For alle de tre neste casene, vil nettforsterkning være den beste løsningen. I det siste caset er hydrogenproduksjon rimeligere enn nettforsterkning, og er derfor en aktuell løsning.

5. Datamodell

For å se om alternativer til nett kan være lønnsomt under dagens regime for inntektsregulering, skal vi analysere to ulike case hvor det er behov for nettinvestering. Casene har vi fått fra BKK Nett og Eidsiva Nett. I dette kapittelet presenterer vi dataene som anvendes i analysemodellen og selve modellen som brukes for å utføre investeringsanalysene for de to casene. I hvert case skal vi se på to eller tre prosjekter som er mulige investeringer. Generelle forutsetninger som legges til grunn for modellen vil bli beskrevet, men noen forutsetninger eller endringer i modellen vil være basert på hvert enkelt prosjekt. Disse vil bli presentert og forklart i analysekapitlene. Tilslutt beskrives utvelgelsesprosessen som er tilpasset våre data.

5.1 Modell

Modellen vi benytter for å utføre våre analyser er basert på NVE sin reguleringsmodell. Modellen ble i utgangspunktet laget i forbindelse med en masteroppgave av Haugen og McGeorge i 2017, og er benyttet i en masteroppgave av Hæsken og Wormsen våren 2018. Vi har tilpasset modellen noe, slik at den passer til analysene vi skal gjennomføre. Først beregner modellen kostnadsgrunnlaget, før den utfører en DEA-analyse og foretar nødvendige korrigeringer for ulike geografiske variabler. Videre fastsetter den tillatt inntekt, og tilslutt er det en prosjektspesifikk del. Prosjektdelen gjør det mulig å ta hensyn til reguleringen i analysen til prosjektene.

NVE benytter gjennomsnittsverdier i modellen for å definere fronten, og måler årets verdier opp mot denne. Dette gjøres også i vår modell, hvor vi i tillegg benytter gjennomsnittsverdier til å måle prosjektets effektivitet mot fronten. Gjennomsnittstallene er beregnet ut ifra selskapenes kostnader de fem siste rapporteringsårene, som i vårt tilfelle er fra 2012 til 2016. Vi har valgt å benytte gjennomsnittsvariabler ved beregning av oppgavevariablene ettersom kostnadene og oppgavene avhenger av hverandre. Da vi bruker snitt mot snitt, vil muligheten for å oppnå supereffektivitet etter trinn 1 falle bort.

Vi skiller mellom teknisk og økonomisk levetid for investeringene i den prosjektspesifikke delen. Økonomisk levetid er den tiden det er lønnsomt for en virksomhet å bruke eiendelen før den skiftes ut. På grunn av den teknologiske utviklingen, vil økonomisk levetid ofte skille seg fra den teknisk mulige brukstiden (Gårseth-Nesbakk, 2017). Økonomisk levetid vil ofte

tilsvare den reelle levetiden, og vil ikke overstige den tekniske levetiden. Avskrivningene vi har lagt til grunn i modellen er lineære, med utgangspunkt i den økonomiske levetiden.

I analysene skal vi vurdere om det vil være mer lønnsomt for nettselskapene med alternativer til nett fremfor en reinvestering i nettet. Dette kan føre til endringer i oppgavevariablene i distribusjonsnettet. Vi har derfor inkludert eventuelle endringer i antall kilometer høyspentnett, antall nettstasjoner og antall abonnenter i modellen.

5.1.1 Investeringsanalyse

Analysene vil være noe ulik en klassisk investeringsanalyse, ettersom kontantstrømmen beregnes basert på effektivitetsmålet og kostnadene som følger av prosjektet. Vanligvis vil kontantstrømmen ved en investeringsanalyse ta utgangspunkt i inntektene som genereres fratrukket kostnadene. For å beregne hvilken løsning som er mest lønnsom, sammenlignes årlig annuitet ved de ulike investeringene. Resultatene i analysen er sett i forhold til dagens situasjon. Annuitet beregnes ved å sammenligne selskapets tillatte inntekt med dagens nett og prosjektet, som i vårt tilfelle vil være en utbedring i distribusjonsnettet. Økte kostnader vil i utgangspunktet generere en høyere kontantstrøm, men det er ikke gitt at de vil bli dekket gjennom tillatt inntekt. Effektivitetsmålet vil avgjøre hvor stor andel av kostnadene som vil bli dekket.

5.2 Data og forutsetninger

Grunnlagsdata er dataen som blir benyttet for beregning av inntektsrammene. Våre investeringsanalyser er basert på NVE sine grunnlagsdata for beregning av inntektsrammene for 2018. I grunnlagsdataene er det informasjon om kostnader, kapitalverdier, vektede verdier av linjer, kabler samt nettstasjoner og rammevilkår for hvert selskap. Beregningene i analysene er foretatt med bakgrunn i reguleringsmodellen for å få mest mulig reelle resultater.

5.2.1 Forutsetninger

I analysene benyttes samme verdier for referanserente, geo-koeffisienter, KPI og referansepris på kraft som NVE forutsetter ved beregning av inntektsrammen for 2018. NVE har satt inflasjonen for 2018 til 1,9 prosent, men vi velger å følge Norges Bank sitt inflasjonsmål på 2

prosent. Grunnen til at vi velger 2 prosent fremfor 1,9 prosent, er fordi inflasjonen over tid vil være nær 2 prosent (Norges Bank, 2018). Vi har tatt utgangspunkt i nominelle verdier i analysene.

Data tilhørende casene har vi mottatt fra BKK Nett AS og Eidsvia Nett AS. Dataene inneholder oversikt over investerings- og reinvesteringskostnader og forventet levetid til reinvestering av strømnettet. Videre har vi fått bistand fra begge selskapene for å finne reelle data til alternativer til nett. Dette gjør analysene så virkelighetsnære som mulig. Som nevnt over har vi tilpasset modellen noe i forhold til prinsippene NVE legger til grunn. Effektivitetstallene våre vil derfor ikke samsvare fullstendig med effektivitetstallene til NVE. Vi har valgt å benytte gjennomsnittstall i analysene. Dette er for å jevne ut unormale variasjoner da vi skal se på lønnsomheten over hele levetiden til prosjektene.

5.3 Utvalg av selskaper

NVE fjerner noen selskaper fra grunnlagsdataene for å få et rettferdig sammenligningsgrunnlag. For små og spesielle selskaper er det utarbeidet alternative måter å beregne kostnadsnormen på. Det vil være vanskelig å utføre rettferdige sammenligninger med disse inkludert i analysen. NVE har utarbeidet noen kriterier som brukes for å avgjøre om selskapene skal inngå i hele eller deler av DEA-analysen, og hvilke som skal behandles i en egen modell (Langset, 2017).

Det er noen selskaper som vurderes i egen modell både i regionalnettet og distribusjonsnettet. Disse selskapene inngår ikke i DEA-analysen. Selskaper i distribusjonsnettet som har færre enn 500 abonnenter er blant selskapene som evalueres i egen modell. Videre blir også selskaper som har mindre høyspentnett enn 100 kilometer også vurdert i egen modell. I regionalnettet vil selskaper med mindre enn 4000 i total oppgave eller med 0 kilometer luftlinjer inngå i en egen modell. Selskapenes oppgaver og kostnader måles mot et 5-årig gjennomsnitt (Langset, 2017).

I regionalnettsmodellen vurderer NVE om selskapene som inngår i DEA-analysen også skal få definere fronten for andre selskaper. For å definere fronten må nettselskapet ha en totalkostnad til DEA-analysen på minimum 15 millioner kroner. Denne totalkostnaden er et snitt basert på totalkostnaden de fem siste årene. De selskapene som ville definert fronten uten

dette kriteriet, tas ut og evalueres i en separat DEA-kjøring. Det forhindrer at selskapet påvirker andre selskapers DEA-resultat. Selskaper med en gjennomsnittlig totalkostnad mellom 7 og 15 millioner kroner inkluderes i ordinære beregninger, gitt at de ikke blir frontselskaper. Disse inngår også i den påfølgende regresjonen i trinn 2. De selskapene som har en gjennomsnittlig totalkostnad på under 7 millioner kroner beholdes i den ordinære beregningen, gitt at de ikke blir frontselskaper. De vil derimot ikke bli inkludert i regresjonen (Langset, 2017).

De selskapene som har 0 i definert oppgavemengde eller store årlige variasjoner i data, holdes utenfor evalueringen i DEA-analysen (Langset, 2017).

5.3.1 Vårt utvalg

Utvalget av selskaper i vår analyse er gjort etter NVE sine kriterier. Vi har tatt utgangspunkt i «Grunnlagsdata 2018» publisert av NVE. I distribusjonsnettet har vi fulgt kriteriene til NVE, og fjernet nettselskaper som har færre enn 500 abonnenter. Videre har vi også fjernet selskaper som har mindre enn 100 kilometer i høyspentnett. I regionalnettet har vi summert vektet verdi av luftlinjer, jordkabler, sjøkabler og stasjonskomponenter, og fjernet selskapene som har totale oppgaver på mindre enn 4000. Selskapene som har 0 kilometer i luftlinje er også utelatt. Etter denne prosessen består distribusjonsnettet av 106 selskaper, presentert i vedlegg 1. Regionalnettet består av 55 selskaper, og er presentert i vedlegg 2.

Som forklart over kan ikke selskaper med mindre enn 15 millioner kroner i totalkostnad bli frontselskaper. Disse selskapene skal i utgangspunktet evalueres i en egen DEA-kjøring. Selskaper med en totalkostnad mindre enn 15 millioner kroner kan bli evaluert i analysen, så lenge de ikke blir frontselskaper. Dette vil ikke ha noen betydning for investeringsanalysen av BKK Nett og Eidsiva Nett. Vi har derfor inkludert de i analysen, men satt en begrensning på at de ikke kan definere fronten. Selskapene som har en totalkostnad på mindre enn 7 millioner kroner, skal ifølge NVE ikke inkluderes i regresjonen. Vi har valgt å filtrere ut alle selskapene i regionalnettet med totalkostnad lavere enn 7 millioner kroner fra hele analysen. Dette vil ikke påvirke investeringsanalysene vi skal utføre ettersom vi tar for oss kun BKK Nett og Eidsiva Nett. Selskapene vi har filtrert ut, ville hos NVE blitt evaluert i en egen modell.

6. Investeringsanalyse av case fra Eidsiva

Eidsiva Nett AS er et av fem datterselskaper i Eidsivakonsernet. Eidsiva Nett drifter og eier regional- og distribusjonsnettet i Hedmark og Oppland. Strømnettet de drifter har en utstrekning på over 22 000 kilometer. Eidsiva Nett har en kundemasse på 162 000 kunder, og er et av de største nettselskapene i landet. De investerer årlig over 500 millioner kroner i fornyelse og videreutvikling, og ca. 470 millioner kroner brukes til drift og vedlikehold (Eidsiva, u.å.).

I dette kapittelet presenteres analysen av en reinvestering i nettet og en alternativ løsning. Den alternative løsningen vil i dette caset være mikronett. Vi skal sammenligne disse to prosjektene, for å se hvilken løsning som vil være den mest lønnsomme for nettselskapet. I analysen vil vi utføre en følsomhetsanalyse for å se hvor sensitiv prosjektene vil være. Tilslutt vil vi diskutere andre forhold som kan ligge til grunn for valg av prosjekt. Caset vil være anonymisert med hensyn til berørte parter.

6.1 Presentasjon av case – Nettkunder i grisgrendt strøk

Som nevnt i kapittel fire skal det investeres flere milliarder i strømnettet i årene fremover. Eidsiva Nett står overfor en utfordring i et grisgrendt strøk, hvor det er få nettkunder. Dagens nett må fornyes da det har nådd teknisk levealder. Her behøves det en reinvestering ved fire nettstasjoner og 10,15 kilometer høyspentnett. Det er tilsammen ti nettkunder ved de fire nettstasjonene. Ved to av nettstasjonene (nettstasjon 3 og 4) er det tilsammen tre nettkunder, hvor alle kundene er registrert som hytter. De resterende syv nettkundene er registrert som et gårdsbruk, to boliger og fire hytter. Gårdsbruket er tilknyttet nettstasjon 1, mens hyttene og de to boligene er tilknyttet nettstasjon 2. Ifølge lokale prosjektingeniører er det kun fastboende ved den ene boligen.

Figur 8 - Oversikt over avstand mellom de fire nettstasjonene (Eidsiva Nett, personlig kommunikasjon)

Forbruket ved nettstasjon 1 er på 30 350 kWh per år, hvor denne trafoen har effekt på 50 kVA. Ved nettstasjon 2 er forbruket for de to boligene på henholdsvis 9 304 kWh per år og 5 786 kWh per år, med en effekt på 100 kVA. Det desidert laveste forbruket finner vi ved nettstasjon 3, hvor årsforbruket er kun 376 kWh. Totalt årsforbruk ved nettstasjon 4 er på 13 436 kWh, og effekten er på 50 kVA både ved nettstasjon 3 og 4. I figur 8 er det oppmerket hvor mange kilometer det er mellom nettstasjonene, delingspunkt og avgreininger.

En reinvestering av nettet ved de fire nettstasjonene vil koste Eidsiva Nett 7,75 millioner kroner. Det er inkludert nødvendige forbedringer i lavspentnettet ved nettstasjon 2 og 3 på totalt 450 000 kroner. Med dette kostnadsbildet har Eidsiva Nett vurdert mikronett som en alternativ løsning. Mikronett vil være en alternativ løsning ved nettstasjon 1 og 2, mens nettstasjon 3 og 4 er tenkt frakoblet fra nettet med engangskompensasjon. Det vil være et mikronett ved nettstasjon 1 og et mikronett ved nettstasjon 2. For å forsyne mikronettene med energi, skal det installeres solceller og vindturbiner, hvor batteri skal benyttes for å lagre energien som blir produsert. Videre skal et aggregat bistå med energi når solcellene og vindturbinene ikke kan produsere ønskelig behov.

6.2 Forutsetninger for analysen

For å gjennomføre analysene av caset i modellen, tar vi noen forutsetninger. Mikronett er lite utbredt og relativt nytt. Det er derfor vanskelig å fastsette spesifikk levetid med dagens kunnskap. Videre benyttes solceller, vindturbiner og batterier som en kombinasjon i mikronettet, hvor batterier har en lavere forventet levetid enn både solceller og vindturbiner. Batterier har per i dag en levetid på ca. 10 til 15 år, mens solceller og vindturbiner har en levetid på 25 år. På grunn av ulik levetid velger vi to separate investeringskostnader i modellen. Investeringskostnaden til batteri avskrives over 12,5 år, og etter 12,5 år investeres det i et nytt batteri. Resterende investeringskostnader avskrives over 25 år.

Vi velger å slå sammen kostnadene ved de to separate mikronettene i modellen. De to mikronettene har ulike investerings- og driftskostnader på grunn av ulikt behov ved de to nettstasjonene. Det vil ikke være et reelt scenario med mikronett kun ved en nettstasjon. Vi velger derfor å slå sammen kostnadene for begge mikronettene fordi vi ønsker å analysere totalkostnaden. Nettstasjon 3 og 4 er tenkt frakoblet fra nettet med engangskompensasjon. Vi vil i analysen beregne hvor høy kompensasjonen kan være, for at mikronett skal være en lønnsom løsning fremfor reinvestering.

Etter personlig kommunikasjon med Eidsiva Nett, setter vi driftskostnaden lik 1,5 prosent av investeringskostnaden ved en reinvestering av strømnettet. Vi antar videre at driftskostnadene i dagens strømnett vil ligge på samme nivå som ved en reinvestering. Ved en reinvestering vil det derfor ikke være noen endring på driftskostnadene. I analysen av mikronett vil vi derimot få en reduksjon i driftskostnader. Det vil ikke være noen merkbare endringer i KILE-kostnadene, vi har derfor valgt å se bort ifra dette i analysen.

Kostnadene, levetid og en eventuell endring i oppgavevariabelene i distribusjonsnettet, er oppsummert i tabell 8 og 9.

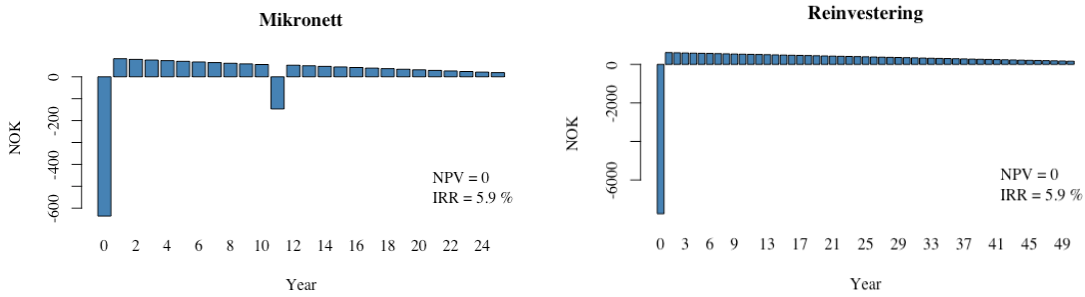
Prosjekt 1 – Reinvestering	
Investeringskostnad	7 751 581 kr
Driftskostnad – årlig	116 274 kr
Økonomisk levetid	45 år
Teknisk levetid	60 år
Endring antall km høyspentnett	0
Endring antall nettstasjoner	0
Endring antall abonnenter	0

Tabell 8 - Reinvestering av strømnettet

Prosjekt 2 – Mikronett	
Investeringskostnad	1 244 000 kr
Driftskostnad – årlig	105 477 kr
Økonomisk levetid	25 år
Teknisk levetid	25 år
Endring antall km høyspentnett	-10.15
Endring antall nettstasjoner	-4
Endring antall abonnenter	-10

Tabell 9 - Mikronett ved nettstasjon 1 og 2

I avsnitt 2.3.2 presenterte vi hvordan NVE beregner tillatt inntekt. I vår modell bruker vi tilsvarende fremgangsmåte, bortsett fra siste ledd hvor det korrigeres for tidsetterslep. NVE korrigerer for tidsetterslep da det brukes regnskapstall fra to år tilbake i tid. Vi antar at det ikke er noe tidsetterslep, og vil derfor ikke korrigere noe for dette. For å kontrollere at denne forutsetningen ikke påvirker lønnsomheten av investeringene, utfører vi en test i modellen der vi setter rho lik null. Testen vil også kontrollere om de øvrige momentene i modellen er riktig konstruerte. Prosjektene skal oppnå en nåverdi lik null og en internrente lik NVEs referanserente på 5,9 prosent. Selskapene i bransjen skal få en tillatt inntekt lik sine totale kostnader pluss en avkastning på investert kapital lik referanserenten.



Figur 9 - Prosjektene med rho = 0

Som vi ser i figur 9 er netto nåverdi lik 0 og internrente lik 5,9 prosent for begge løsningene. Dette forteller oss at modellen vår er konstruert riktig med tanke på forutsetningene vi legger til grunn.

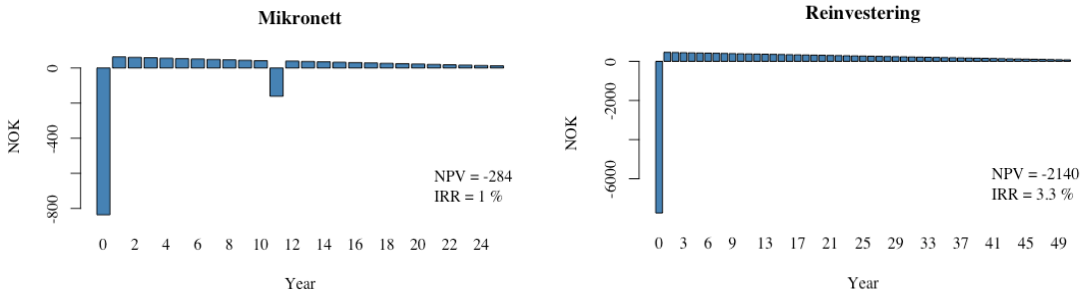
6.3 Analyse av prosjektene

Formålet med analysen er å drøfte hvilket prosjekt som vil være det mest lønnsomme. Vi sammenligner annuitet for begge prosjektene og studerer kontantstrømmen. Videre vil vi analysere effektivitetsutviklingen i hvert trinn. Avslutningsvis vil vi foreta en følsomhetsanalyse for å se hvordan en endring i ulike variabler vil påvirke prosjektene.

6.3.1 Årlig annuitet

Først ønsker vi å se hvilket prosjekt som vil være det mest lønnsomme, gitt ingen endring i oppgavevariablene. I figur 10 kan vi se at mikronett i utgangspunktet vil være den beste løsningen. Netto nåverdi er rundt 1 800 000 kroner mindre negativ ved mikronett enn en reinvestering. Det vil dog være misvisende å sammenligne to prosjekter med ulik levetid. Vi velger derfor å se på årlig annuitet i stedet. Årlig annuitet ved mikronett og reinvestering er henholdsvis 21 930 kroner og 133 500 kroner. Totalt vil mikronett være hele 1 897 450 kroner mer lønnsom enn en reinvestering, hvis vi antar at valget av prosjekt skal gjentas i det uendelige.[1] Bakgrunnen for at vi har valgt å se på lønnsomheten når prosjektet gjentas uendelig, er fordi vi antar et investeringsbehov i fremtiden. Vi vil altså ha et uendelighetsperspektiv på selskapet.

[1] Formel for beregning: $\text{Årlig annuitet mikronett} - \text{årlig annuitet reinvestering} = \text{differanse mikronett og reinvestering}. \frac{\text{Differanse}}{\text{NVE-rente}} = \text{totalt mer lønnsom}.$



Figur 10 - Ingen endring i oppgavevariablene

Da det ved mikronett vil bli en reduksjon i antall abonnenter, antall kilometer høyspentnett og antall nettstasjoner, er det viktig å se på effekten av dette. Oppgavevariablene inkluderes allerede i trinn 1 ved beregning av kostnadsnormen. En reduksjon i antall abonnenter og nettstasjoner vil redusere lønnsomheten ved mikronett da Eidsiva Nett i utgangspunktet ikke vil tjene på å miste abonnenter.

Årlig annuitet	
Mikronett	126 896 kr
Reinvestering	133 500 kr
Differanse mellom prosjektene	6 604 kr
Differanse / NVE-rente	6 604 kr / 0.0588 = 112 313 kr

Tabell 10 - Årlig annuitet inkludert endring i oppgavevariablene

I tabell 10 ser vi at den årlige annuiteten for mikronett er bedre enn for reinvestering av nettet. Differansen mellom annuitetene er 6 604 kroner, i favør mikronett. Ved en antagelse om at prosjektene gjentas uendelig vil mikronett være 112 313 kroner mer lønnsomt enn reinvestering. Det må betales engangskompensasjon til tre hytteeiere ved prosjekt mikronett. Eidsiva kan betale 37 438 kroner til hver hytteeier før reinvestering vil bli en mer lønnsom løsning.

6.3.2 Effektivitetsutvikling

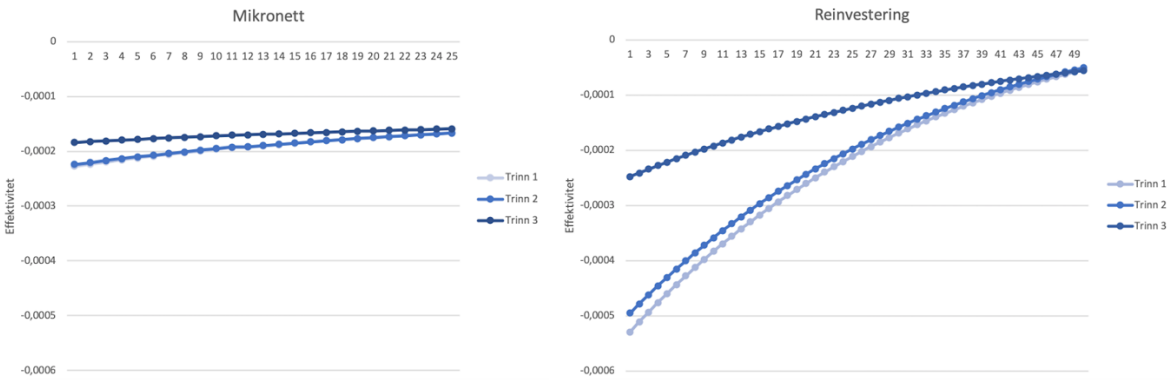
For å kunne si noe om hvorfor mikronett fremstår som mer lønnsom enn reinvestering, må vi se nærmere på tallene som ligger til grunn for den tillatte inntekten. Kostnadsnormen benyttes for å sammenligne produktiviteten mellom selskapene, og blir bestemt ut ifra effektivitetsscoren til selskapet. Dette blir målt ved en DEA-analyse.

Effektivitetstallene endrer seg ikke stort fra år til år ved de ulike trinnene, men effektiviteten blir en del høyere etter kalibreringen. Videre er det ikke stor forskjell på effektiviteten ved prosjektene. Det kan derfor argumenteres om det er mulig å påstå hvilket prosjekt som fremstår som det mest lønnsomme, kun basert på effektivitetstallene. I tabell 11 ser vi likheten av effektivtetstallene i år 1 ved de to prosjektene.

	Mikronett	**Reinvestering**
Effektivitetstall trinn 1	0.8265840	0.8262822
Effektivitetstall trinn 2	0.8024320	0.8021610
Effektivitetstall trinn 3	0.9727429	0.9726789

Tabell 11 - Effektivitetstall med prosjekt

I figur 11 har vi beregnet differansen mellom effektivitet i hvert av prosjektene sammenlignet med om de ikke hadde investert. Vi har beregnet differansen mellom Eidsiva Nett sin opprinnelige effektivitetsscore og den effektivitetsscoren de oppnår ved å investere i prosjektene. Dette har vi gjort for hver periode gjennom levetiden til prosjektene. X-aksen illustrerer levetiden til prosjektene. Tillatt inntekt beregnes i trinn 3, og det er dette trinnet som direkte påvirker kontantstrømmen. Vi ser i figur 11 at effektiviteten øker gjennom levetiden hos begge prosjektene, og flater ut mot slutten av levetiden. Videre får Eidsiva Nett en redusert effektivitet ved å investere i begge prosjektene. Prosjekt reinvestering har en brattere økning i effektivitet gjennom levetiden sammenlignet med prosjekt mikronett. Vi observerer at prosjekt reinvestering nærmer seg effektivitet lik 0 mot slutten av levetiden.

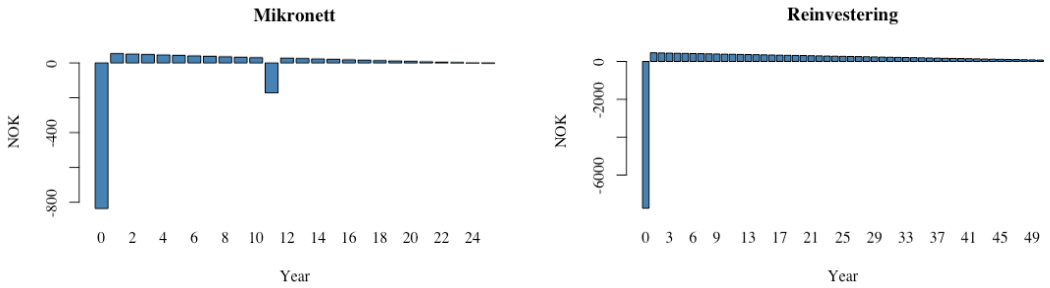


Figur 11 - Effektivitetsutvikling differanse med og uten prosjekt

I tillegg observerer vi i figur 11 en forskjell mellom trinn 2 og 3 ved mikronett og reinvestering. Det er et større gap mellom trinn 2 og 3 ved reinvestering enn det er ved mikronett. I trinn 3 i kostnadsnormen introduserer NVE mekanismer som skal redusere effekten av alder i trinn 1. Forskjellen i gapet mellom reinvestering og mikronett kan derfor skyldes størrelsen på bokført kapital ettersom det er høyere investeringskostnader ved reinvestering. Ut ifra effektivitetsutviklingen kan det se ut som reinvestering er det prosjektet som vil være mest lønnsomt for Eidsiva Nett.

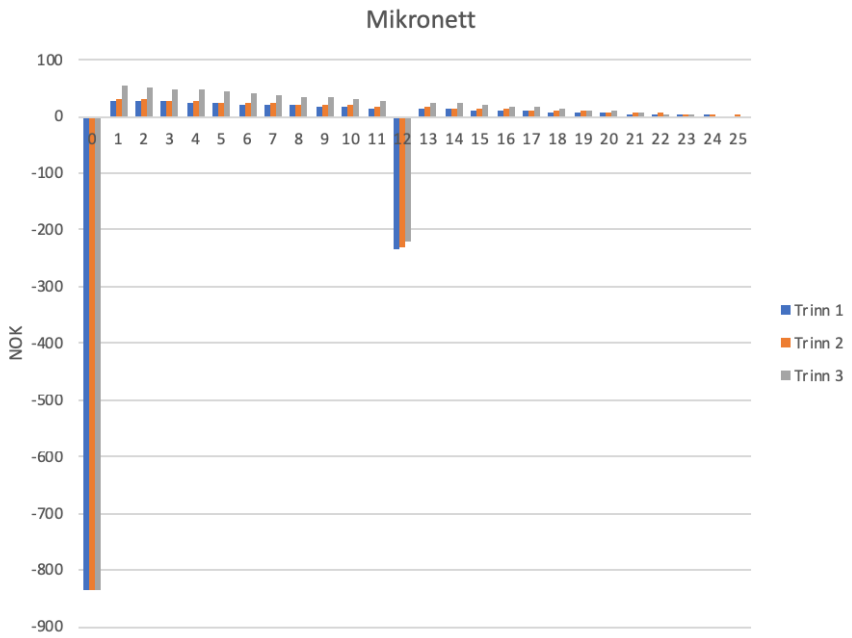
6.3.3 Kontantstrøm

Etter å ha sett utviklingen til effektivitetstallene ved hvert trinn i reguleringsmodellen, skal vi se hvordan kontantstrømmen forandrer seg ved hvert trinn. Kontantstrømmen består av den tillatte inntekten generert av prosjektet, fratrukket tillatt inntekt uten prosjektet og årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. Den avtakende profilen kommer i hovedsak fra neddiskontering. På grunn av en økning i effektivitet hvert år, reduseres noe av effekten fra neddiskonteringen. I figur 12 kan vi se at investeringsutgiften er forholdsvis høy i forhold til kontantstrømmen. Det vil ta flere år før investeringen er ferdig avskrevet. Prosjektene vil derfor være sensitive i forhold til kutt i levetid.

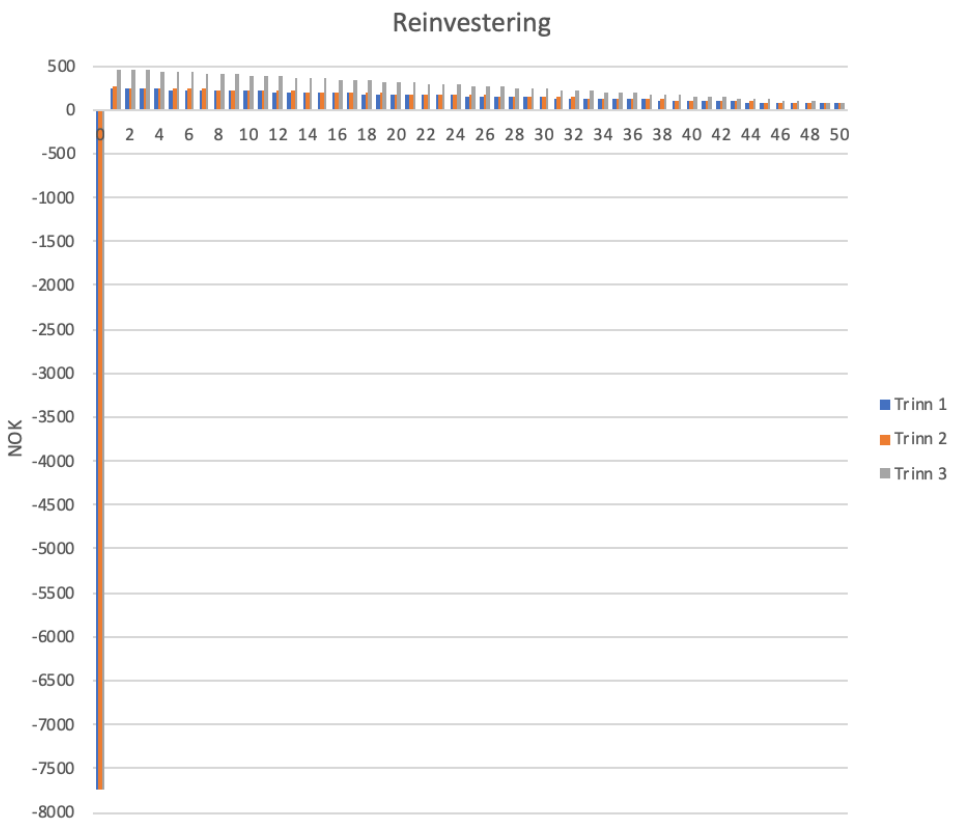


Figur 12 - Kontantstrøm inkludert endring i oppgavevariabler

Figur 13 og 14 illustrerer kontantstrømmen etter hvert trinn. Trinn 1 og 2 er forholdsvis like, hvor begge trinnene representerer en positiv kontantstrøm. Kontantstrømmen ved trinn 3 er noe høyere, som kommer av kalibreringen av kostnadsnormen. Her blir blant annet avkastning på bokført kapital benyttet som fordelingsfaktor, for å fordele forskjellen mellom kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormer for bransjen. I trinn 1 er det favoriserende med et lavt avkastningsgrunnlag, mens i trinn 3 er det motsatt.



Figur 13 - Kontantstrøm for hvert trinn inkludert investering, mikronett



Figur 14 - Kontantstrøm for hvert trinn inkludert investering, reinvestering

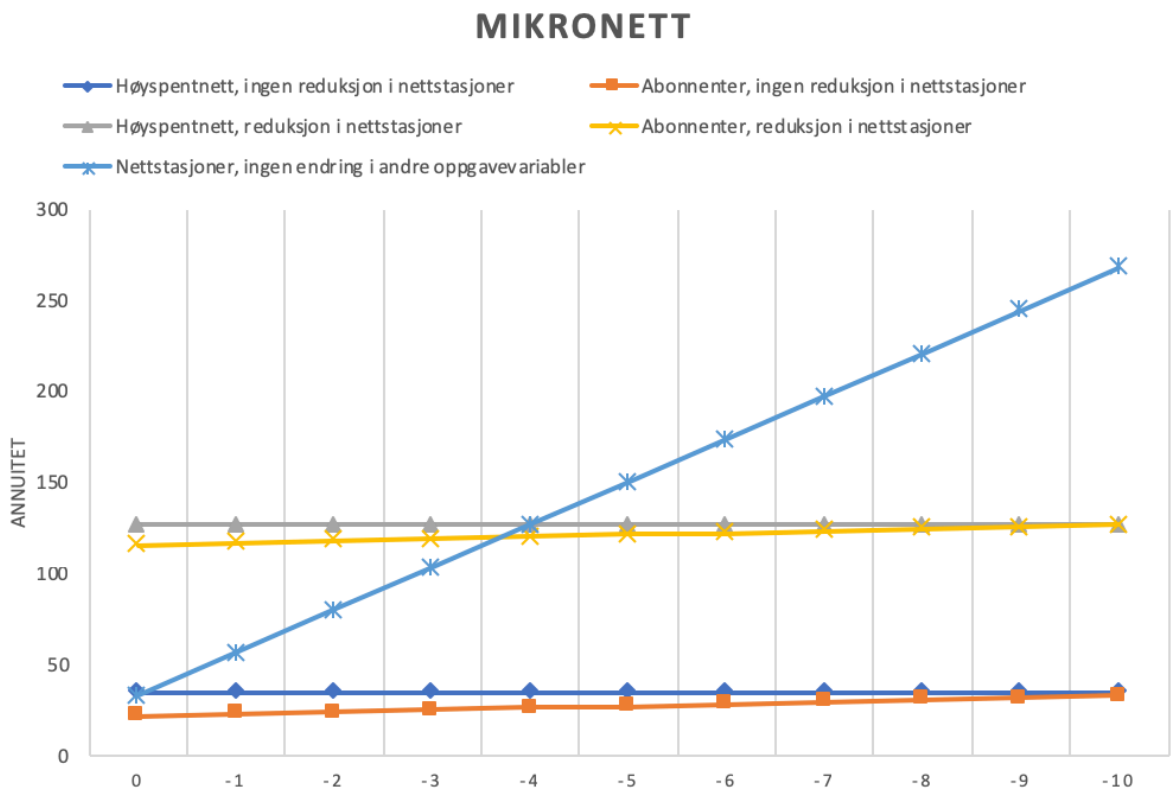
Både mikronett og reinvestering har en kontantstrøm som nærmer seg null mot slutten av levetiden til prosjektene. Kontantstrømmen trenger ikke nødvendigvis å ha noen sammenheng

med resultatet. Det er derfor vanskelig å trekke noen konklusjoner om hvilket prosjekt som fremstår som mest lønnsomt i dette tilfellet.

6.3.4 Følsomhetsanalyse

En følsomhetsanalyse viser effekten av å endre på en eller flere variabler i analysen. Dette er en analyse av prosjekter som skal gjennomføres i distribusjonsnettet. Vi vil derfor se hvordan en endring i oppgavevariablene vil påvirke lønnsomheten. Endringen vil kun påvirke mikronettet da det ikke vil være noen endringer ved reinvestering. En endring i oppgavevariablene vil være relevant i forhold til trinn 1 i analysen. Redusert levetid er også noe som kan påvirke lønnsomheten ved prosjektene på grunn av høy investeringskostnad. Vi vil derfor se hvilket prosjekt som vil være mest lønnsomt ved redusert levetid.

I figur 15 kan vi se hvordan en reduksjon i antall nettstasjoner, antall kilometer høyspentnett og antall abonnenter påvirker Eidsiva Nett. De mørkeblå og oransje linjene illustrerer hvor mye annuiteten endrer seg ved endring i antall kilometer høyspentnett og abonnenter, gitt ingen endring i nettstasjoner. Linjene som er grå og gul viser de samme oppgavevariablene, men da med en reduksjon av nettstasjoner. Den lyseblå linja illustrerer annuitet ved reduksjon i antall nettstasjoner, gitt ingen endring i verken antall kilometer høyspentnett og abonnenter. Vi observerer at det er oppgavevariabelen nettstasjoner som har størst påvirkning på annuiteten. En reduksjon av abonnenter vil også påvirke annuiteten, men i mye mindre grad enn nettstasjoner. Det er en korrelasjon mellom nettstasjoner og abonnenter fordi en økning av abonnenter kan gjøre det nødvendig med en økning i nettstasjoner. Imidlertid er det mulig å redusere antall abonnenter uten å redusere nettstasjoner. Videre har vi derfor valgt å fokusere på hva en reduksjon i antall nettstasjoner utgjør for Eidsiva Nett.



Figur 15 - Oversikt over hvordan oppgavevariablene påvirker annuiteten

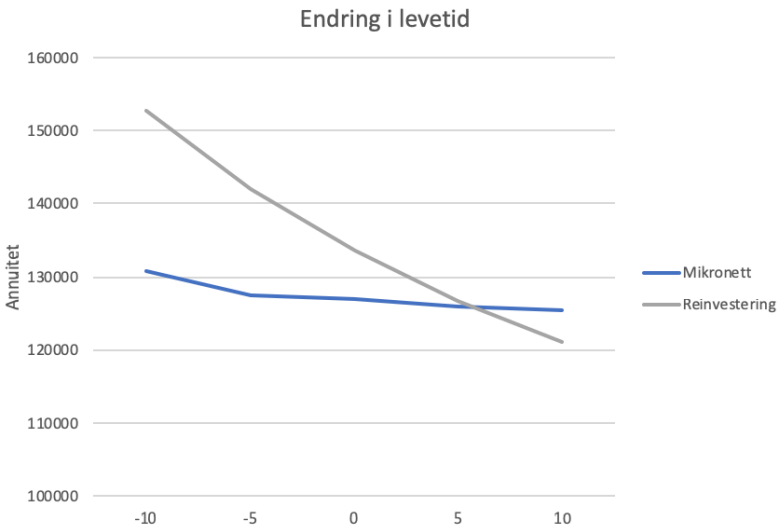
Annuiteten ved en reinvestering er oppgitt i tabell 9, og er 133 500 kroner. En reinvestering vil ikke redusere antall nettstasjoner ettersom oppgavevariablene vil være uendret. Figur 16 viser at en reduksjon av fem nettstasjoner genererer en annuitet på 150 000 kroner, og annuiteten øker for hver nettstasjon som blir fjernet. Det vil derfor være mest lønnsomt med en reinvestering ved en reduksjon av fem eller flere nettstasjoner ved mikronett.

Videre har vi beregnet hvor stor påvirkning en reduksjon i nettstasjoner har på den årlige annuiteten. Som vi kan se i tabell 12 ser vi at den årlige annuiteten for et mikronett er bedre enn for en reinvestering av nettet. Differansen mellom annuitetene er 100 488 kroner, i favør mikronett. Vi antar prosjektene gjentas uendelig, og mikronett vil være 1 708 980 kroner mer lønnsom enn reinvestering. Det må betales engangskompensasjon til tre hytteeiere ved prosjekt mikronett. Eidsiva kan betale 569 660 kroner til hver hytteeier før reinvestering vil bli en mer lønnsom investering. Ved en reduksjon med fire nettstasjoner var engangskompensasjonen nede i ca. 37 400 kroner.

Prosjekt	
Mikronett	33 012 kr
Reinvestering	133 500 kr
Differanse mellom prosjektene	100 488 kr
Differanse / NVE-rente	100 488 kr / 0.0588 = 1 708 980 kr

Tabell 12 - Årlig annuitet uten reduksjon i nettstasjoner

I figur 16 kan vi se hvordan årlig annuitet forandrer seg ved en endring i levetiden hos prosjektene. X-aksen tilsvarer antall år reduksjon eller økning i levetid i sammenlignet med dagens situasjon. Reinvesteringen vil være sensitiv for en reduksjon i levetiden, da investeringskostnaden ved dette prosjektet er relativt høy. Ved en økning i levetiden på fem år hos begge prosjektene, vil de være like lønnsomme. Det er ikke tatt høyde for engangskompensasjonen som må betales til tre hytter ved mikronett i figur 16. Tar vi hensyn til engangskompensasjonen vil reinvestering være det mest lønnsomme prosjektet ved en økning i levetid på mer enn fem år, uansett hvilken levetid mikronettet vil ha.



Figur 16 - Endring i levetid ved prosjektene

På grunn av utviklingen i teknologien, vil levetiden på komponentene i mikronett mest sannsynlig øke. Det er mer sannsynlig at levetiden til solceller og batteri øker, enn reduseres. Spesielt interessant vil det være om levetiden til batteri øker, da vi i analysen har antatt en levetid på 12,5 år. Det er batteri som er den komponenten i mikronettet med lavest levetid, og ved en økning i levetid på batteri vil nødvendige antall batteri reduseres. Per i dag er det lite

sannsynlig at det vil bli noen endringer i levetid ved en reinvestering. Mikronett vil derfor være det prosjektet som forblir mest lønnsomt, uansett endring i levetiden.

6.4 Diskusjon av andre forhold

Det kan være andre forhold enn kun lønnsomhet som påvirker valg av prosjekt. Ved mikronett må Eidsiva Nett ta stilling til om dette skal driftes og vedlikeholdes av dem. Skal mikronettet driftes av Eidsiva Nett er det relevant å diskutere hvordan tariffen skal reguleres. Det kan og være interessant å se hvordan annuiteten ved mikronett endrer seg ved at vi kun fjerner oppgavevariablene for nettstasjon 3 og 4. Det er ved disse nettstasjonene det skal betales engangskompensasjon ved installering av mikronett ved nettstasjon 1 og 2.

I vår analyse har vi tatt utgangspunkt i at Eidsiva Nett skal drifte og vedlikeholde mikronettet. Videre har vi redusert antall abonnenter, slik at de som skal forsynes av mikronettet ikke er registrert som abonnenter hos nettselskapet. Dette er et valg tatt sammen med vår kontaktperson i Eidsiva Nett. Årsaken til at abonnenter er redusert, er på grunn av at dagens reguleringsmodell ikke er tilpasset kunder som forsynes av strøm fra et mikronett. Selv om vi har sett bort ifra mikronettkundene i modellen når tillatt inntekt beregnes, bør de fortsatt betale en tariff. Hvis mikronettkundene ikke skal betale tariff, vil det være nettselskapet eller de resterende abonnentene som må betale for de tapte inntektene. De resterende abonnentene vil i utgangspunktet få en høyere nettleie, da Eidsiva Nett vil få færre abonnenter å fordele kostnadene på. Hvis nettselskapet kan innføre en tariff til mikronettkundene, kan de motvirke at de andre abonnentene eller Eidsiva Nett blir belastet av installering av mikronett.

For at Eidsiva Nett skal kunne innføre tariff for mikronettkundene, må reguleringsmodellen endres. Reguleringsmodellen er per i dag ikke tilpasset alternativer til nett, og det er mulig at reguleringsmodellen ville favorisert en investering i nett fremfor alternativer. Videre må kundene av mikronettet inkluderes i reguleringsmodellen. Tariffen til mikronettkundene bør reguleres på samme måte som de andre nettkundene for en rettferdig tariff. Dette er essensielt da Eidsiva Nett vil være i en monopolsituasjon.

Ettersom Eidsiva Nett har tatt utgangspunkt i at mikronettet skal driftes og vedlikeholdes av dem, vil det være rimelig at mikronettkundene opprettholdes som abonnenter. Vi har derfor utført en beregning av årlig annuitet for mikronett, hvor abonnenter reduseres med tre i stedet

for ti. I tillegg har vi antatt at to nettstasjoner vil bli opprettholdt, slik at nettstasjoner reduseres med to. Høyspentnettet reduseres med 10,15 kilometer, men en liten endring i denne oppgavevariabelen påvirker lønnsomheten i svært liten grad. Kapittel 6.3.1 viste at mikronett var litt over 100 000 kroner mer lønnsomt enn reinvestering. Ved å ta hensyn til en mer rimelig reduksjon av oppgavevariablene ser vi i tabell 13 at mikronett er over 1 million kroner mer lønnsom enn reinvestering. Dette vil være en rimeligere løsning i og med at mikronettkundene fortsatt vil være kunder av Eidsiva Nett som alle andre strømkunder.

Lønnsomhet	
Årlig annuitet mikronett	72 202 kr
Årlig annuitet reinvestering	133 500 kr
Differanse	61 298 kr
Differanse / NVE-rente	61 298 kr / 0,0588 = 1 042 483 kr

Tabell 13 - Lønnsomhet ved mikronett med en reduksjon i 3 abonnenter og 2 nettstasjoner

Ved en investering i mikronett skal det i utgangspunktet betales engangskompensasjon til tre hytter for å slippe å investere i nett ved deres nettstasjoner. Det er tiltenkt at engangskompensasjon skal benyttes til å løse investeringsbehovet ved de tre hyttene. Denne kompensasjonen bør derfor kunne dekke en installering av for eksempel solceller og aggregat. Eidsiva vil i utgangspunktet tape penger ved å ikke beholde de som nettkunder, da de ikke vil få nettleieinntekter fra dem. Med utgangspunkt i dette er det viktig å ta stilling til om det ville vært mer lønnsomt å opprettholde kundeforholdet og forsyne disse tre hyttene med elektrisitet. Eidsiva Nett har tatt utgangspunkt i at det vil være mer kostbart å oppgradere strømnettet, fremfor å koble hyttene fra nettet.

Avslutningsvis kan det nevnes at ved hjelp av ny teknologi er det mer sannsynlig at investeringskostnaden på solceller og batteri reduseres fremfor å øke. Da dette er komponenter som vanligvis inngår i et mikronett, vil det være av betydning for Eidsiva Nett. Vi har ikke noe grunnlag for å påstå det samme om kostnaden for å reinvestere i det tradisjonelle nettet. Som presentert i analysen, vil også levetiden for komponenter i et mikronett mest sannsynlig øke. Dette taler for at alternativer til nett kan være mer lønnsomt enn reinvesteringer i fremtiden.

7. Investeringsanalyse av case fra BKK

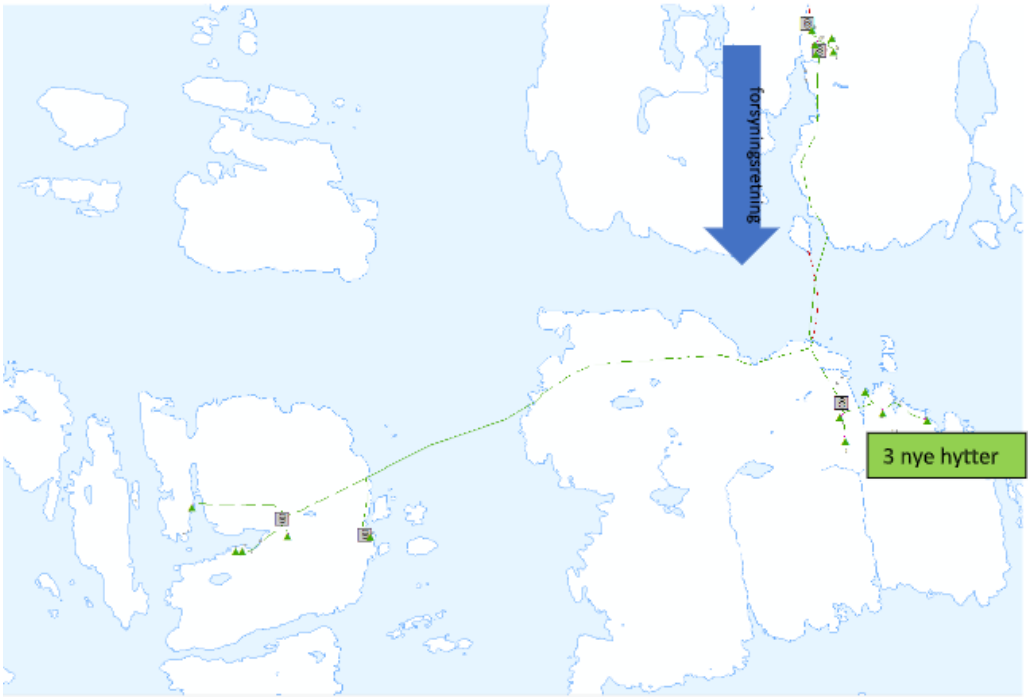
BKK AS er det største energiselskapet på Vestlandet, og er en av Norges største distributører av strøm. BKK er et konsern som opererer i fire ulike områder: nett, innovasjon og utvikling, produksjon og entreprenør og marked. Strømnettet driftes og eies av BKK nett. Strømnettet er på 16 500 kilometer og leverer elektrisitet til 215 000 kunder. BKK Nett eies av BKK AS som er eid av Statkraft, Tysnes kraftlag, Etne kraftlag og 17 kommuner fra Hardangerfjorden til Sognefjorden (BKK, u.å.).

I dette kapittelet presenteres en investeringsanalyse av to ulike reinvesteringsløsninger i strømnettet og av et alternativ til reinvestering i nettet. Deretter vil vi gjøre en sammenligning av de tre løsningene. Vi ønsker å se hvilket av alternativene som er mest lønnsomt fra et bedriftsøkonomisk perspektiv. Følgende gjennomføres en følsomhetsanalyse av parameteren batterikostnad og til slutt en diskusjon av andre forhold.

7.1 Presentasjon av case – Øy med få nettkunder

BKK Nett leverer strøm til Vassøy og Vatnøy, to øyer med beliggenhet sør i Sogn og Fjordane. I dag er er det 10 nettkunder på de to øyene hvor samtlige nettkunder er fritidsboliger. De forsynes med strøm via et lavspentnett med 1000 og 240 V. Tre nye hytter har søkt om tilknytning til strømnettet. Dagens nett har ikke kapasitet til å knytte de nye hyttene til nettet, hverken med tanke på effektoverføring eller spenningskvalitet. I tillegg er det eksisterende nettet er gammelt og holder ikke tilfredsstillende standard, det er derfor behov for fornying.

Årsforbruket til de eksisterende nettkundene er i sum 30 000 kWh. Utfordringen til BKK Nett er makseffekten, ikke det å forsyne kundene med nok energi. Fritidsboligene på øyene har relativt beskjeden brukstid. Problemet oppstår når hyttene blir brukt samtidig. De tre nye hyttene har et effektbehov på 10 kW hver. Dette kommer i tillegg til de etablerte hyttenes effektbehov. Dagens nett har ikke kapasitet til å overføre denne mengden strøm samtidig. Utfordringen er på linjen som går fra Vilsvika nettstasjon ut til øya Vassøy, som i dag er en sjøkabel på rundt en halv kilometer. Fra Vassøy går det en linje ut til Vatnøy på 1000 V. Situasjonen er illustrert i figur 17 nedenfor.



Figur 17 - Situasjonen på Vassøy og Vatnøy (BKK Nett, personlig kommunikasjon)

BKK Nett har identifisert to løsninger basert på konvensjonell bygging av nettet for å erstatte linjen som går fra Vilsvika til Vassøy. Den første løsningen går ut på å investere i to kurser med 1000 V til Vassøy, dette vil gi en investeringskostnad på 2,3 millioner kroner. Investeringen vil gi tilstrekkelig kapasitet med kjente tilknytninger. Den andre løsningen er å investere i høyspentnett, en 22 kV forbindelse frem til Vassøy. Denne løsningen vil koste BKK Nett omtrent 2,7 millioner kroner. Høyspentnett vil gi høyere effektkapasitet dersom det i fremtiden skulle være aktuelt med flere tilknytninger. Begge alternativene krever store investeringer, og BKK Nett er åpen for å vurdere alternativer til nett dersom det viser seg lønnsomt. Den siste løsningen er et alternativ til nettinvestering. Det som vurderes aktuelt i dette caset er å sette opp en batteripakke som blir matet av den allerede eksisterende linjen. Batteriet må kunne forsyne det maksimale forbruket til kundene i et gitt antall timer, slik at det vil dekke det ekstra effektuttaket ved tilknytning av tre nye hytter.

Nettselskapet har muligheten til å kreve anleggsbidrag for de tre hyttene som søker om tilknytning. Dersom det er nødvendig med reinvestering i nettet, kan anleggsbidrag kun kreves for de kostnadene som overgår den nødvendige investeringen. Dette er tilfellet i BKK-caset, da det er nødvendig med reinvestering av det eksisterende nettet.

7.2 Forutsetninger for analysen

I tillegg til de generelle forutsetningene for modellen i kapittel fem, krever gjennomføringen av analysen noen prosjektspesifikke forutsetninger knyttet til de ulike alternativene.

Batteri er som nevnt tidligere under utvikling og i dag kan et litium-ionbatteri ha en levetid på opptil 15 år. Vi tar derfor utgangspunkt i 15 års levetid for batteri i vår analyse. Investeringskostnadene ved reinvesteringene er estimert av BKK Nett.

For å møte behovet til eksisterende og nye kunder tar vi utgangspunkt i et batteri som vil dekke maksimalt forbruk i omtrent fem timer. BKK Nett estimerer at effektbehovet til de tre nye hyttene vil være på 10 kW hver. Investeringskostnaden knyttet til batteri er mer usikker. Vi velger å ta utgangspunkt i Teslas Powerwall batteri. Tesla indikerer at batteriet har en kostnad på 4000 kroner per kWh. Dette gir en investeringskostnad på 600 000 kroner.[2]

Med dagens regulering har ingen nettselskaper lov til å eie og drifte batteri ettersom det vil føre til at de blir en del av kraftmarkedet (BKK Nett, personlig kommunikasjon, 26. oktober). Hvordan dette skal løses er en utfordring. I forbindelse med dette caset har ser vi bort ifra at BKK Nett ikke kan eie batteri. Dette gjøres fordi det irrelevant for vår analyse. Vi er interesserte i å se på lønnsomheten uavhengig av hva som er dagens lovgivning.

I tabellene 14, 15 og 16 er kostnader, levetid og eventuelle endringer i oppgavevariablene oppsummert for hvert av de aktuelle alternativene. Videre i oppgaven vil vi skille mellom prosjekt 1 og 2 ved å navngi prosjekt 1 som reinvestering og prosjekt 2 som høyspentnett.

[2] Beregning: $10\ kW \times 3 \times 5\ timer \times 4000\ kr = 600\ 000\ kr$

Prosjekt 1 – Reinvestering: 2 kurser med 1000 V	
Investeringskostnad	2 300 000 kr
Driftskostnad – årlig	5 000 kr
Økonomisk levetid	35 år
Teknisk levetid	60 år
Endring antall km høyspentnett	0
Endring antall nettstasjoner	0
Endring antall abonnenter	3

Tabell 14 - Reinvestering av strømnettet

Prosjekt 2 – Høyspentnett: Ny 22 kV forbindelse	
Investeringskostnad	2 700 000 kr
Driftskostnad – årlig	10 000 kr
Økonomisk levetid	35 år
Teknisk levetid	60 år
Endring antall km høyspentnett	1
Endring antall nettstasjoner	1
Endring antall abonnenter	3

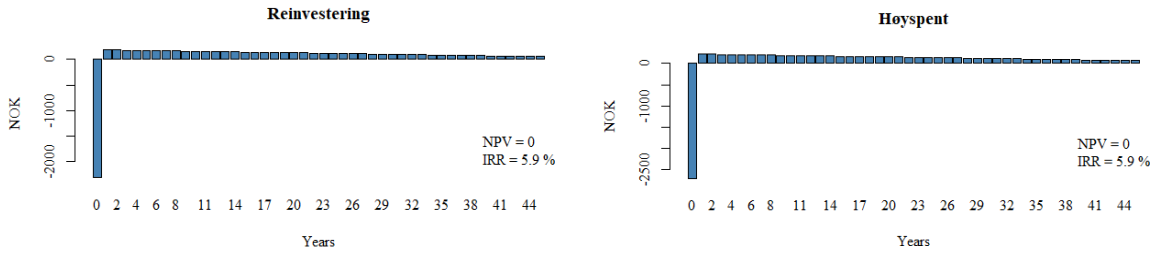
Tabell 15 - Høyspentnett

Prosjekt 3 – Batteri	
Investeringskostnad	600 000 kr
Driftskostnad – årlig	7 000 kr
Økonomisk levetid	15 år
Teknisk levetid	15 år
Endring antall km høyspentnett	0
Endring antall nettstasjoner	0
Endring antall abonnenter	3

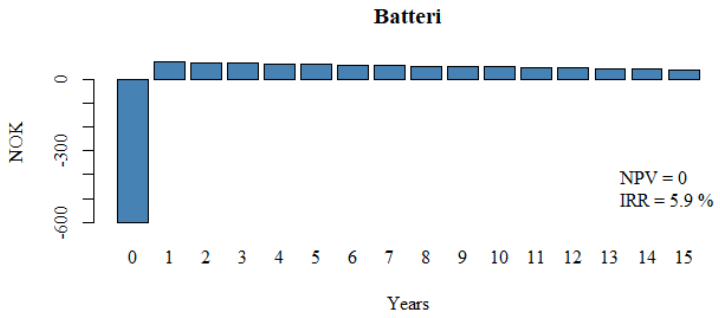
Tabell 16 - Batteriløsning

Videre tar vi en forutsetning om at det ikke er noe tidsetterslep. For å kontrollere at dette ikke påvirker lønnsomheten gjennomføres en test. Her settes rho lik null, og vi ser dermed at de

øvrige momentene i modellen er riktig konstruert ved å oppnå nåverdi lik null og internrente på 5,9 prosent. Dette er illustrert i figur 18 og 19 nedenfor.



Figur 18 - Prosjekt 1 og 2 med rho = 0



Figur 19 - Prosjekt 3 med rho = 0

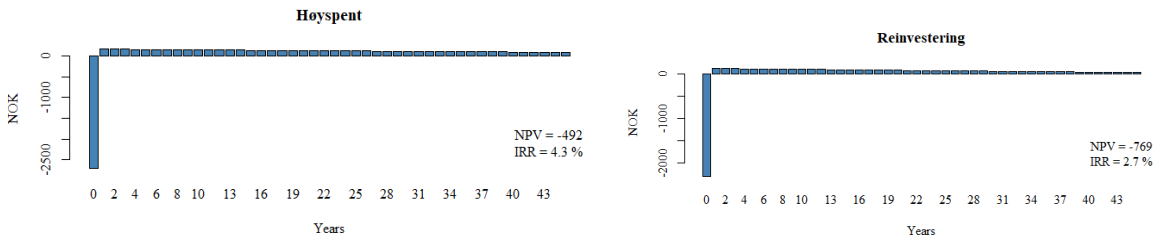
7.3 Analyse av prosjektene

For å undersøke hvordan BKK Nett kan påvirkes av valget, har vi konstruert en analyse bestående av de tre prosjektene presentert ovenfor. I likhet med analysen for Eidsiva Nett ønsker vi å se på nåverdien og årlig annuitet ved de ulike prosjektene for å belyse hvilket som er mest lønnsomt. Videre ønsker vi å se på bakgrunnen for tallene og studerer derfor utviklingen til effektivitetstallene og kontantstrømmen. Til slutt gjennomføres en følsomhetsanalyse.

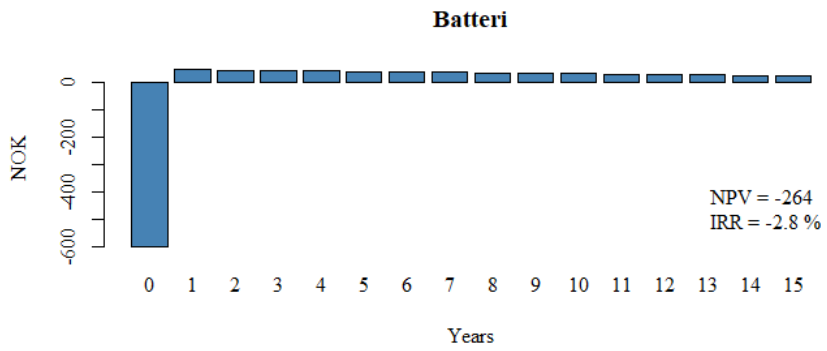
7.3.1 Årlig annuitet

Det første vi ønsker å se på er annuitet for de ulike prosjektene uten endring i oppgavevariablene. Dette er presentert i figur 20 og 21. Ved å sammenligne de ulike kontantstrømmene ser vi at netto nåverdien ved reinvestering, høyspentnett og batteri er henholdsvis – 830 275, – 1 026 086 og – 263 687 kroner. Dette gir ikke et riktig bilde av situasjonen ettersom alternativet med batteri har en vesentlig kortere levetid enn de to andre

alternativene. Vi velger derfor å se på årlig annuitet for å oppnå et riktigere sammenligningsgrunnlag. Årlig annuitet ved reinvestering, høyspentnett og batterialternativet er henholdsvis er 52 861, 65 328 kr og 26 937 kroner.



Figur 20 - Prosjekt 1 og 2 – ingen endring i oppgavevariablene



Figur 21 - Prosjekt 3 – ingen endring i oppgavevariablene

Videre vil vi se på lønnsomheten av prosjektene når vi inkluderer endringer i oppgavevariablene. Endringer i oppgavevariablene vil påvirke hvor lønnsomme de ulike investeringene er for BKK Nett. Investeringen i batteri kobles til det allerede eksisterende strømnettet, derfor vil det kun føre til endring i oppgavevariabelen antall abonnenter. Ved en reinvestering er det også kun oppgavevariabelen antall abonnenter som endres. Dette skyldes at investeringen er i lavspentnettet og ikke krever nye nettstasjoner. I prosjektet med høyspentnett vil det i tillegg bli endring i antall kilometer høyspentnett og antall nettstasjoner. Isolert sett vil en økning i antall abonnenter bidra til økt tillatt inntekt og økt nåverdi. I tabell 17 presenteres årlig annuitet for prosjektene inkludert endringene i oppgavevariablene.

Årlig annuitet	
Reinvestering	48 979 kr
Investering høyspentnett	31 301 kr
Investering batteri	23 654 kr
Differanse prosjekt 1 og 3	25 325 kr
Differanse prosjekt 2 og 3	7 647 kr
Differanse / NVE-rente	25 325 kr / 0.0588 = 430 697 kr
Differanse / NVE-rente	7 647 kr / 0.0588 = 130 051 kr

Tabell 17 - Årlig annuitet ved de ulike prosjektene

Som tabellen viser, er investering i batteri 25 325 kroner mer lønnsomt enn reinvestering og 7 647 kroner mer lønnsomt enn høyspentnett alternativet. Ved en antagelse om at prosjektene gjentas uendelig vil batteri være 430 897 kroner mer lønnsomt enn reinvestering og 130 051 kroner mer lønnsomt enn høyspentnett. I tillegg observerer vi at høyspentnett er 17 678 kroner mer fordelaktig enn reinvestering, til tross for høyere investeringskostnader. Dette skyldes økning i oppgavevariablene, og da i hovedsak nettstasjoner.

7.3.2 Effektivitetsutvikling

For å belyse hvorfor batteri er mer lønnsomhet enn å investere i prosjekt 1 og 2, ser vi nærmere på effektivitetstallene. For alle prosjektene er det svært små endringer i effektivitetstallene i de ulike årene.

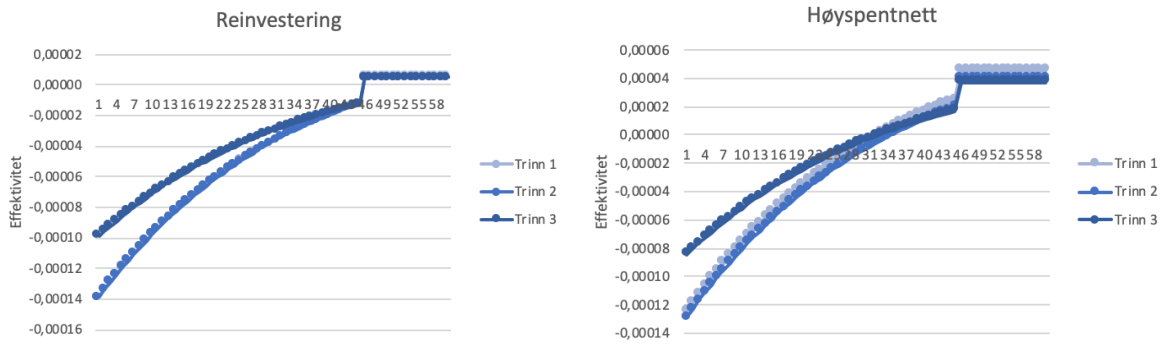
I tabell 18 er effektivitetstallene i år 1 presentert for hvert av prosjektene. Her kan vi se eksempel på hvor små forskjeller det er mellom effektivitetstallene.

	Reinvestering	**Høyspentnett**	**Batteri**
Effektivitetstall trinn 1	0.7962152	0.7962301	0.7962958
Effektivitetstall trinn 2	0.8188718	0.8188816	0.8189523
Effektivitetstall trinn 3	0.9946004	0.9946151	0.9946512

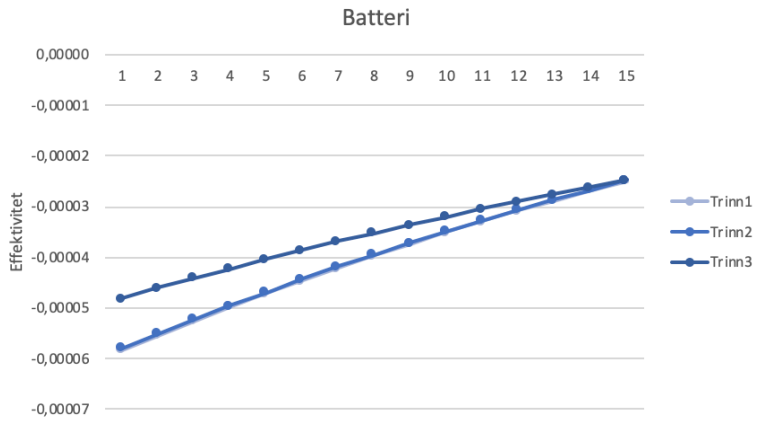
Tabell 18 - Effektivitetstall med prosjekt

I tillegg ser vi på differansen mellom effektivitetstallene med og uten prosjekt for hvert av alternativene. For batteri er det antatt samme tekniske levetid som økonomisk levetid. Ved

prosjekt 1 og 2 er økonomisk levetid 45 år og teknisk levetid er 60 år. Figur 22 viser at en investering i prosjekt 1 gir redusert effektivitet frem til år 46 når investeringen er avskrevet. En investering i prosjekt 2 blir positiv i år 32. I intervallet fra år 46 til år 60 er all kapital avskrevet og effektivitetsscoren er konstant ut teknisk levetid. En investering i prosjekt 3 gir redusert effektivitet hele levetiden, dette er illustrert i figur 23.



Figur 22 - Effektivitetsendring ved en investering i prosjekt 1 og prosjekt 2



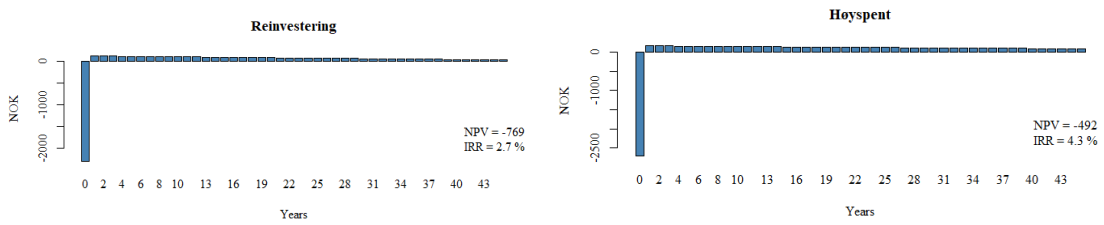
Figur 23 - Effektivitetsendring ved en investering i prosjekt 3

Ut ifra effektivitetsutviklingen i figur 22 og 23, kan det se ut som prosjekt 1 og 2 vil være de mest lønnsomme prosjektene ettersom vi får en positiv effektivitetsutvikling. Noe av bakgrunnen for denne utviklingen er at den tekniske levetiden er lengre enn den økonomiske levetiden. Anleggene vil derfor være i bruk etter de er ferdig økonomisk avskrevet. I tillegg observerer vi for reinvestering og batteri at effektivitetsallene i trinn 1 og 2 er omtrent overlappende mens effektivitetstallene for trinn 3 er høyere. I trinn 3 i kostnadsnormen introduserer NVE mekanismer som reduserer effekten av alder i trinn 1. Det er større gap mellom trinn 2 og 3 i begge reinvesterings-løsningene sammenlignet med batteri-løsningen. Dette kan skyldes størrelsen på bokført kapital ettersom investeringskostnadene ved

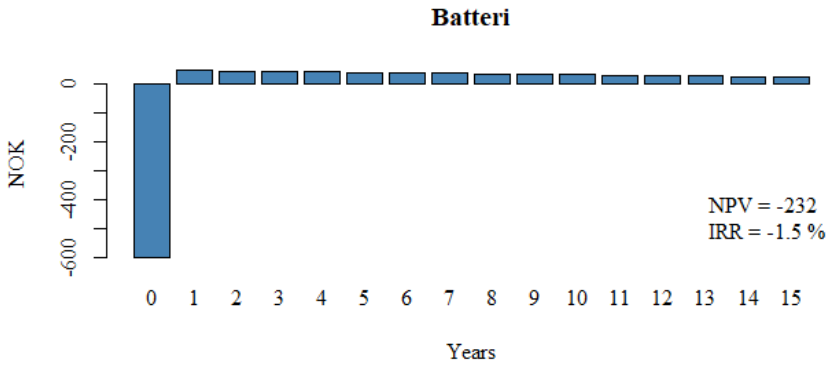
reinvesteringsløsningene vesentlig høyere enn kostnaden ved batteriløsningen. Basert på effektivitetsutviklingen er det en indikasjon på at prosjekt 2 være det mest lønnsomme prosjektet.

7.3.3 Kontantstrøm

Kontantstrømmen består av den tillatte inntekten generert av prosjektet, fratrukket tillatt inntekt uten prosjektet og årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. I figur 24 og 25 observerer vi en positiv men avtakende kontantstrøm, dette skyldes i hovedsak neddiskontering. Som nevnt i kapittel 6.3.3 vil effekten av neddiskontering reduseres noe på grunn av økningen i effektivitet hvert år. I tillegg ser vi at investeringsutgiftene for de ulike prosjektene er høy sammenlignet med kontantstrømmen.



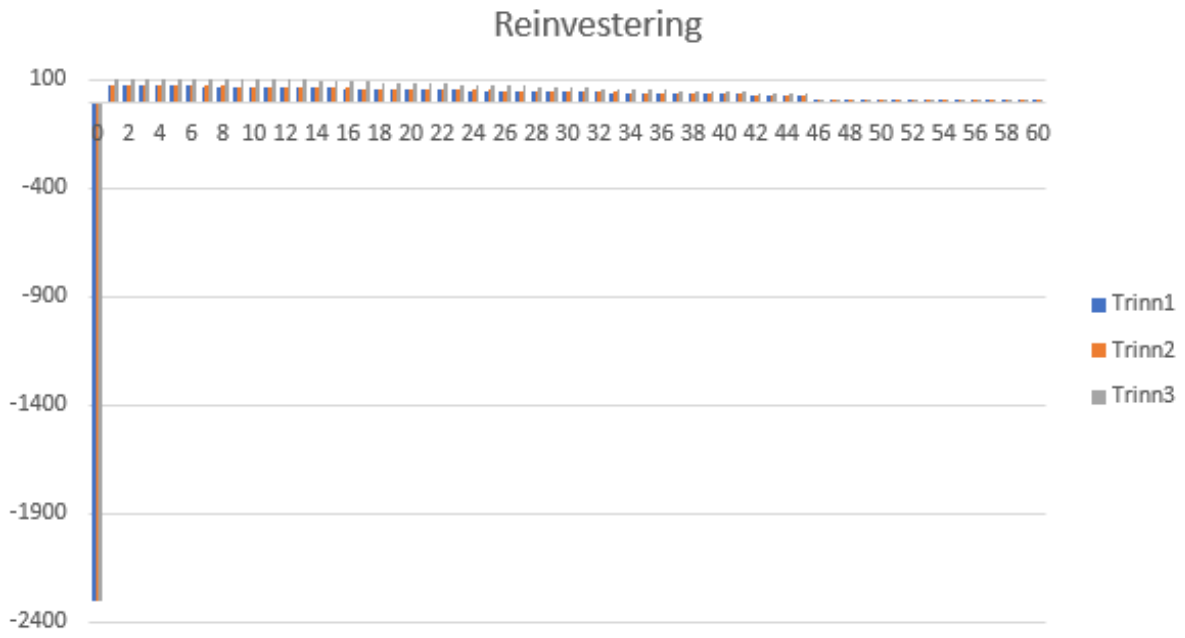
Figur 24 - Kontantstrøm inkludert endring i oppgavevariablene, reinvestering og høyspent



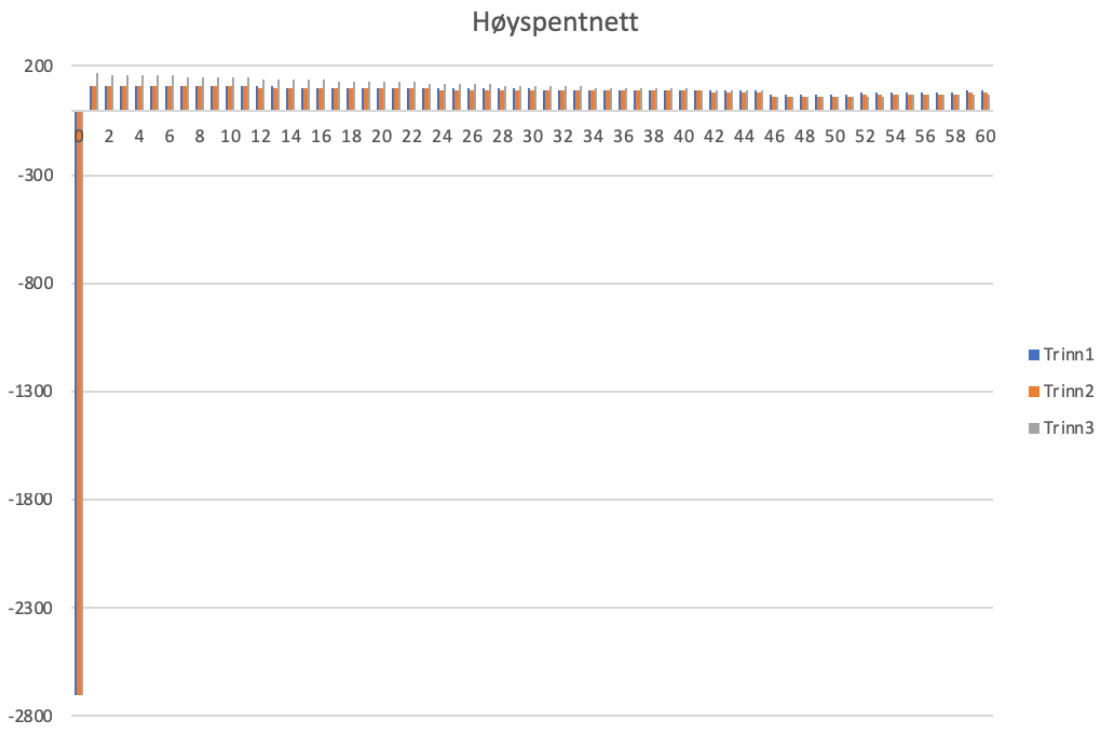
Figur 25 - Kontantstrøm inkludert endring i oppgavevariablene for batteri

I figurene 26, 27 og 28 nedenfor presenteres kontantstrømmen etter hvert trinn, for hvert av prosjektene. Vi observerer at trinn 1 og 2 er omtrent på samme nivå for alle prosjektene. Etter trinn 3 ser vi derimot at kontantstrømmen er noe høyere. For samtlige trinn er kontantstrømmen avtagende frem til økonomisk levetid. Vi observerer derimot at

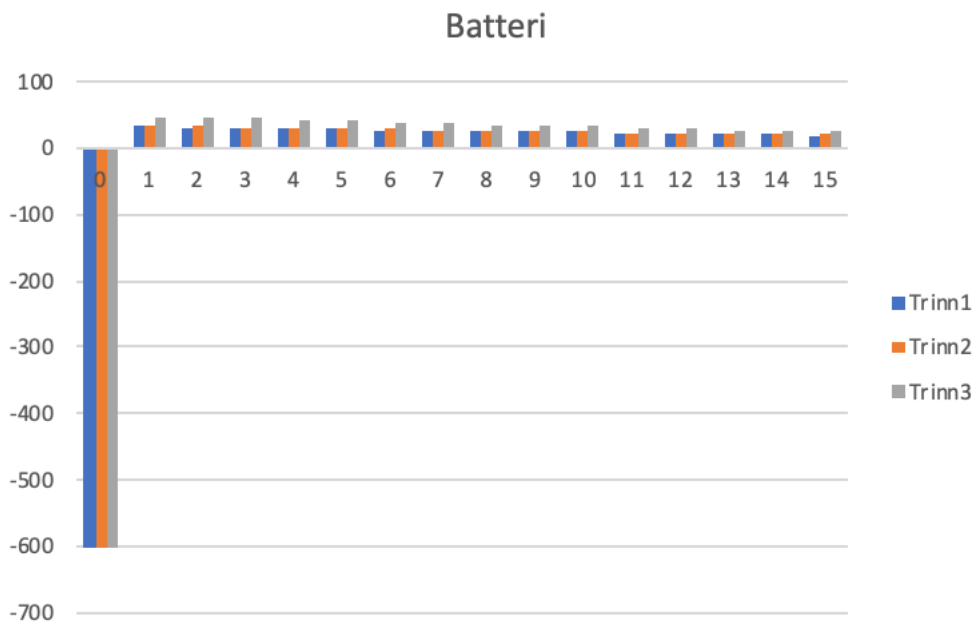
kontantstrømmen for reinvestering og høyspentnett avtar mer etter økonomisk levetid. Deretter tiltar kontantstrømmen moderat frem til teknisk levetid. For høyspentnettet blir det nå i trinn 1 kontantstrømmen er høyest, selv om det er marginalt.



Figur 26 - Kontantstrøm for hvert trinn inkludert investering, reinvestering



Figur 27 - Kontantstrøm for hvert trinn inkludert investering, høyspentnett

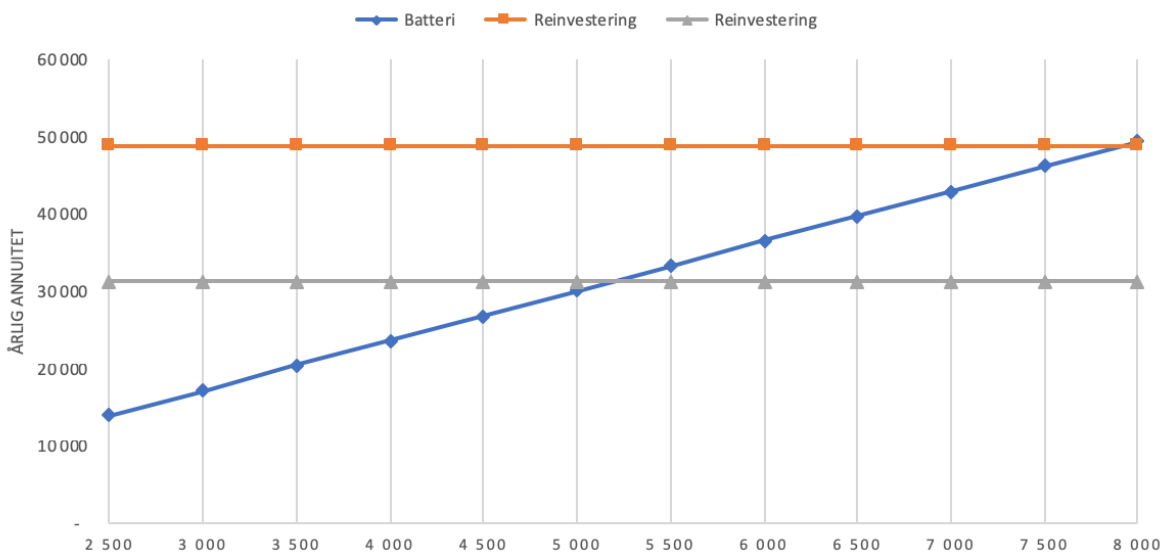


Figur 28 - Kontantstrøm for hvert trinn inkludert investering, batteri

Det som fremkommer av kontantstrømmene trenger ikke nødvendigvis å ha sammenheng med resultatet. På bakgrunn av at det er ulik levetid for prosjektene er vanskelig å trekke konkrete slutninger om lønnsomhet fra informasjonen ovenfor.

7.3.4 Følsomhetsanalyse

For å se på effekten av å endre en eller flere variabler i analysen, gjennomføres en følsomhetsanalyse. Dette gjøres ved å endre en av parameterne i analysen, mens de øvrige holdes konstant. Batteri er den viktigste kostnadsdriveren i dette caset. Det er forventet at prisen på batteri vil bli redusert i fremtiden og vi ønsker derfor å se hvordan en endring i batteripriser vil påvirker utfallet. Det er også interessant å se på grensesnitt, for å se ved hvilken pris investering i nett blir mer lønnsomt enn en investering i batteriløsningen. Dette blir illustrert i figur 28. X-aksen presenterer ulike batteripriser.



Figur 29 - Årlig annuitet ved endring i batteripris

Fra figuren kan vi lese grensesnitt og se hvilken effekt endring i batteripriser har på årlig annuitet. For at det skal lønne seg med reinvestering og investering i høyspentnett må prisen på batteri øke til henholdsvis 7922 og 5184 kroner. Ettersom det er usannsynlig at prisen vil øke, vil vi videre se på hvor stor effekt en reduksjon vil ha på lønnsomheten. I analysen har vi benyttet estimatet til Tesla på 4000 kroner per kWh, men en tommelfingerregel er at kostnaden i dag er mellom 3000 til 4000 kroner per kWh. Ved bruk av 3000 kroner per kWh som estimat vil vi få en annuitet lik 17 197 kroner. Det vil bidra til en reduksjon i årlig annuitet på 6 457 kroner. Dersom vi antar at prosjektene vil bli gjentatt i det uendelige vil en nedgang i batteriprisen på 1000 kroner øke lønnsomheten med 109 813 kroner.

7.4 Diskusjon av andre forhold

Det er også andre faktorer som kan ha betydning når det kommer til valg av investeringsprosjekt. Blant annet vil det være relevant å diskutere om investeringen takler flere tilkoblinger, om abonnentene skal betale anleggsbidrag og om det er mulig å gjennomføre under dagens regulering.

Ved valg av investering bør BKK Nett vurdere muligheten for at det etableres nye hytter som ønsker tilknytning til nettet. Batteriinvesteringen vi presenterer er skreddersydd for de tre nye hyttene, og vil kun dekke et effektuttak på 10 kW i fem timer for hver av hyttene. Derimot vil en investering i høyspentnett gi mulighet for flere tilkoblinger til nettet. Hvis vi ser bort ifra

batteriløsningen vil høyspentnett være det mest lønnsomme, til tross for høye investeringskostnader. En langsiktig løsning kan derfor være høyspentnett med tanke på tilkoblingsmuligheter i fremtiden.

Dersom abonnentene betaler anleggsbidrag kan inntektsrammen til BKK bli påvirket. I prinsippet kan nettselskapene kreve hele beløpet dersom abonnentene utløser hele investeringsbehovet. I dette caset er det nødvendig med reinvestering av nettet uavhengig om de nye kundene skal kobles på nettet. BKK Nett kan derfor kun kreve anleggsbidrag for de kostnadene som overgår den nødvendige investeringen. Ved å kreve anleggsbidrag vil innsatsfaktorene i DEA-analysen være de samme, men kostnadsgrunnlaget som benyttes i inntektsrammereguleringen vil bli ulik. Det kan tenkes at å ta hensyn til anleggsbidrag i modellen vil gi et mer gunstig utfall for BKK Nett. I masterutredningen til Eden og Hooper (2010, s. 73-80) demonstrerer de at selskaper som har en effektivitetsscore på under 100 prosent vil kreve anleggsbidrag, ettersom de selskapene ikke har muligheten til å dekke hele kostnaden uten hjelp fra kalibreringen. Effektivitetsscoren til selskapene vil endre seg i løpet av de neste årene, og BKK vet ikke hva deres effektivitetsscore vil bli. Det er derfor vanskelig med lønnsomhetsberegninger på prosjektet, ettersom mye av inntekten til BKK avgjøres av effektivitetsnivået. Eden og Hooper konkluderer med at det sikreste valget for nettselskapene er å kreve anleggsbidrag, selv om det ikke nødvendigvis er det mest lønnsomme valget. En annen faktor ved anleggsbidrag er at det for konsumentene vil kunne få store økonomiske konsekvenser. En mulig løsning for abonnentene vil være å opprette egne lokale forsyninger. Dette vil føre til at BKK Nett mister abonnenter og medfølgende nettleieinntekter.

På grunn av selskapsmessig og funksjonelt skille er det ikke mulig for BKK Nett eller noen andre nettselskaper å eie batteri. Batteri er et nytt element i kraftsystemet som reguleringen ikke tar hensyn til. Det er sannsynlig at det i fremtiden vil være mer utbredt med batteri i strømnettet ettersom batteri er under utvikling. Reguleringsmodellen må eventuelt tilpasses et slikt scenario. En mulig løsning uten endring i regelverket kan være at nettselskaper kjøper tjenesten fra en uavhengig aktør. BKK Nett ser ikke på selvstendig batteri som en mulig løsning i dag, da de i modellen vil få redusert nett og nettstasjoner. Dette vil påvirke den tillatte inntekten til BKK Nett.

8. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

I dette kapittelet ønsker vi å belyse om alternativene vi har presentert vil være av samfunnsøkonomisk verdi. Reguleringsmodellen skal bidra til en effektiv og samfunnsøkonomisk lønnsom drift og utvikling av nettselskapene. Finansdepartementet (2014) definerer et tiltak som samfunnsøkonomisk lønnsomt hvis «betalingsvilligheten for alle tiltakets nyttevirkninger er større enn summen av kostnadene». Vi ønsker å diskutere samfunnsøkonomisk verdi for å se om det er samsvar mellom bedriftsøkonomisk- og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Det er ønskelig at reguleringsmodellen gir riktig insentiver, noe den gjør ved samsvar mellom de to formene for lønnsomhet. Ved samsvar sikrer reguleringsmodellen at nettselskapene velger de prosjektene som gagner samfunnet mest.

I analysene observerer vi at det er mikronett og batteri som er de mest lønnsomme prosjektene, sett fra et bedriftsøkonomisk perspektiv. For å se på den samfunnsøkonomiske nytten ved prosjektene vil vi diskutere ulike parametere i reguleringsmodellen. Ved å ta i bruk alternativer til nett, er det sannsynlig at nettapet og KILE-kostnadene blir redusert. Nettap er tap av elektrisk energi som oppstår ved transport av energi. Dette tapet må nettselskapene erstatte ved å kjøpe tilsvarende kraftmengde i kraftmarkedet, og kostnaden blir belastet strømkundene gjennom nettleien. Mikronett erstatter langreist elektrisitet, og bidrar derav til redusert nettap. I situasjonen til Eidsiva Nett er det få kunder, slik at et redusert nettap vil være av liten betydning, men sammenlignet med en reinvestering vil mikronett ha en større samfunnsøkonomisk verdi. Både mikronett og batteri vil bidra til en mer robust levering av strøm, og derav redusere KILE-kostnadene. En sikker strømforsyning har høyere verdi hos kundene i dag enn tidligere. Kundene er villig til å betale mer for å unngå strømbrudd (THEMA, 2018).

Tomas Hellesø har i sin masterutredning (2017, s. 64) identifisert potensielle områder for mikronett i distribusjonsnettet. Studien konkluderer med fire kriterier som bør vurderes i situasjoner hvor mikronett kan være mer samfunnsøkonomisk lønnsomt sammenlignet med nettoppgradering. De fire kriteriene er:

- Lavt energiforbruk
- Svakt lavspentnett med behov for oppdateringer
- Nettstasjon ytterst på radiell i distribusjonsnett
- Lange høyspentlinjer for radiell ut til nettstasjon

I casene vi har presentert er flere av disse kriteriene til stede. For begge casene er det få nettkunder, og derav et lavt energiforbruk. Det er behov for reinvestering ved lavspentnettet og flere av nettstasjonene ligger ytterst på radiell. Dette underbygger at alternativene vi har vurdert vil være av samfunnsøkonomisk verdi.

Nettselskapene skal som nevnt etterstrebe samfunnsmessig rasjonell utvikling av nettet. Med det begrepet forstår vi at nettselskapene skal foreta de investeringene som er samfunnsøkonomiske rasjonelle og styre unna investeringer som ikke er det. I distribusjonsnettet kan kunden dekke investeringen helt eller delvis med anleggsbidrag. I situasjoner der kunden dekker hele kostnaden vil investeringen utvilsomt være samfunnsøkonomisk lønnsom. Dette er på grunn av at kunden har internalisert nettkostnaden i sin vurdering om det vil være lønnsomt å tilknytte seg nettet. I tilfeller der kunden dekker deler av investeringen, vil det være færre kostnader som må forsvares av andre nyttevirkninger (K. R. Verlo, personlig kommunikasjon, 11. desember 2018). Anleggsbidrag er en mulighet for BKK Nett ved batteriprosjektet. Det er ikke gjort noen undersøkelser hvorvidt kundene er villig til å betale anleggsbidrag. Dersom det blir kartlagt at kundene er villig til å betale anleggsbidrag, vil investeringen være mer samfunnsøkonomisk lønnsom enn ved ingen betalingsvillighet.

9. Konklusjon og anbefalinger

9.1 Konklusjon

Formålet med utredningen var å se på ulike investeringsalternativer til strømnettet, og lønnsomheten av disse under dagens regime for inntektsrammeregulering. Investeringsalternativene er sammenlignet med en potensiell reinvestering av strømnettet, hvor vi har fokusert på lønnsomhet. Vi har videre diskutert eventuelle endringer i lovverket som må til for at alternativene til nett skal være gjennomførbare i virkeligheten. For å se på investeringsalternativer har vi benyttet to case fra henholdsvis Eidsiva Nett og BKK Nett.

Alternativer til nett skal redusere nødvendigheten av investeringer i det konvensjonelle nettet i tiden fremover. Alternativene skal bidra til å avlaste strømnettet med tanke på det økende effektbehovet. For områder med få nettkunder kan det være kostbart å investere i nytt nett, spesielt når kundene ikke er fastboende. Med bakgrunn i casene har vi analysert investeringer i strømnettet og alternative investeringer. Målet med analysen var å identifisere hvilket alternativ som ga høyest økonomisk verdi for nettselskapene.

På bakgrunn av investeringsanalysene, argumenterte vi for at alternative investeringer til nett kan ha høyere bedriftsøkonomisk verdi enn reinvesteringer i nettet. Til tross for en estimert lavere levetid på batteri og komponentene i mikronettet, fremsto de som mer lønnsomme. Imidlertid er investeringskostnaden betydelig lavere ved installering av mikronett og batteri. Det skal tydeliggjøres at det er snakk om moderate forskjeller i lønnsomheten ved en reinvestering og ved mikronett. I analysen til Eidsiva Nett avdekket vi at mikronett er sensitiv for en eventuell reduksjon i oppgavevariablene, spesielt nettstasjoner og abonnenter. Dette er dog noe som kan forandre seg ved en potensiell endring i reguleringsmodellen. I analysen til BKK Nett observerte vi at batteripris er en stor kostnadsdriver, hvor batteri som alternativ til nett sannsynligvis vil bli mer lønnsomt i fremtiden.

Med utgangspunkt i casene har vi diskutert alternativene til nett ut ifra regelverket og reguleringsmodellen. Nettselskaper kan ikke eie batterier, da det blir sett på som kraftproduksjon. I tillegg er ikke dagens reguleringsmodell tilpasset alternativer til nettinvestering. Det er derfor nødvendig med en endring av tariffer og regelverk, slik at fremtidens strømnett kan bli utviklet best mulig. Avslutningsvis har vi diskutert den

samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved å ta i bruk alternativene. Ut ifra faktorene vi har diskutert, ser det ut til at det er samsvar mellom bedriftsøkonomisk- og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Dette øker grunnlaget for å påstå at alternativene til nett er en bedre løsning i våre case.

9.2 Styrker, svakheter og videre forskning

9.2.1 Styrker og svakheter

En potensiell svakhet ved våre analyser er at vi har sett oss nødt til å ta flere anslag på tall for å kunne utføre analysen. Både solceller og batteri er teknologier i sterk utvikling. Derfor er historiske data på levetid og kostnader ofte utdatert, mens predikasjoner for fremtiden er usikre. Dette skaper noe usikkerhet i analysene. Det kan også nevnes at mikronett er lite utbredt i Norge i dag, og det kan være sannsynlig at estimatene endrer seg i årene som kommer. Vi har belyst to spesifikke case i oppgaven, det kan derfor være vanskelig å si om funnene er gjeldende i andre situasjoner. Det er imidlertid sannsynlig at funnene kan videreføres til andre case.

Vi mener allikevel at vi har klart å gi en velbegrunnet forklaring på ulike alternativer til nett, og hvordan det kan fremstå som mer lønnsomt enn en potensiell reinvestering av det konvensjonelle strømnettet. Forhåpentligvis vil utredningen bidra til å fremme viktige problemstillinger i fremtiden og legge til rette for videre forskning.

9.2.2 Videre forskning

Vi måtte gjøre flere avgrensninger i vår oppgave for at problemstillingen ikke skulle bli for omfattende. I oppgaven har vi tatt utgangspunkt i at lovverket må tilpasses alternativene, og ikke at alternativene må tilpasses lovverket. Det kan derfor være relevant å utdype hvordan lovverket må tilpasses for alternativer til nett. Alternativene vi har valgt er så ferske at vi har for usikre data på levetid og kostnadsutvikling, til å si noe om hvordan reguleringsmodellen bør endres. Det kan derfor være interessant å se på endringer i reguleringsmodellen når det er tilgang på mer data.

I tillegg har vi kun sett på to case hvor alternativer til nett vurderes installert. Områdene vi har sett på er en øy og et grisgrendt strøk, hvor det er få nettkunder. For å underbygge våre funn kan det være interessant å undersøke flere lignende situasjoner fra andre operatører, ettersom resultatene kan variere som følge av områdespesifikke egenskaper. Eventuelt kan det være interessant å gjennomføre en casestudie av områder med flere nettkunder, og undersøke om de vil oppnå samme resultat.

10. Litteraturliste

Amundsveen, R., & Kvile, H. (2015). The Development and Application of an Incentive Regulation Model – A balancing ACT. Hentet fra https://www.researchgate.net/publication/275335457_The_Development_and_Application_of_an_Incentive_Regulation_Model_-_A_Balancing_Act

Bjørndal, E., Bjørndal, M. & Fange, K. (2010). Bjørndal, E., Bjørndal, M. & Fange, K.-A. (2010). Benchmarking in Regulation of Electricity Networks in Norway - An Overview. 317-342. Hentet fra https://www.researchgate.net/profile/Endre_Bjorndal/publication/227283849_Benchmarking_in_Regulation_of_Electricity_Networks_in_Norway_An_Overview/links/56ea96cb08ae19f0283bdbc0.pdf

BKK. (u.å.). Forretningsområder. Hentet 1. november 2018 fra https://www.bkk.no/om/forretningsomraader

Bogetoft, P. & Otto, L. (2011). *Benchmarking with DEA, SFA and R.* London: Springer

Díaz, N. L., Vasquez, J. C. & Guerrero, J. M. (2017). A communication-Less Distributed Control Architecture for Islanded Microgrids With Renewable Generation and Storage. *IEEE Transactions on Power Electronics, 33*(3). https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2698023

Divya, K. C. & Østergaard, J. (2009). Battery energy storage technology for power systems – An overview. *Electric Power Systems Research, 79*(4), 511-520. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.09.017

Eden, M. & Hooper, R.G. (2010). *Distributed Generation in Electricity Networks.* (Mastergradsavhandling, NHH). Hentet fra https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/168621/Eden%20og%20Hooper%202010.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Edgren, J. (2018, 22. august). Solcellene gir tre mil - så trår den tyske elbilen til. *Teknisk Ukeblad.* Hentet fra https://www.tu.no/artikler/solcellene-gir-tre-mil-sa-trar-den-tyske-elbilen-til/443713

Eidsiva. (u. å.). Eidsiva Nett. Hentet 1. november 2018 fra https://www.eidsivanett.no/om-eidsiva-nett/

Ellingsen, T. (2018, 23. januar). NVE strammer til: Slik straffes Agder Energi for strømbruddene. *Agderposten.* Hentet fra http://polopoly.prod.agp.cloud.atex.com/preview/www/2.644/2.671/1.2232171

Energifakta Norge. (2017). Strømnettet. Hentet 09. september 2018 fra https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/

Energi Norge. (u. å. a). Nettstruktur og organisering. Hentet 9. september 2018 fra https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/nettstruktur-og-organisering/

Energi Norge. (u. å. b). Enova - et verktøy for klimagassreduksjon og energieffektivisering. Hentet 17. oktober 2018 fra https://www.energinorge.no/politiskesaker/enova--et-verktoy-for-klimagassreduksjon-og-energieffektivisering/

Energi Norge. (2017). Utvikling i nettinvesteringer, 2016-2026. Hentet 24. september 2018 fra https://www.energinorge.no/contentassets/37e0f51ed8e44dcb875a0e742f6340d5/energi-norge---utvikling-i-investeringer-2016-2026---oktober-2017.pdf

enerWE. (2017, 29. september). Statnett skal investere 35-45 milliarder i strømnettet frem til 2022. Hentet fra http://enerwe.no/kraft/statnett-skal-investere-35-45-milliarder-i-stromnettet-frem-til-2022/

Enova. (2018, 31 januar). Bedre utnyttelse av strømnettet kan spare samfunnet for millioner. Hentet fra http://presse.enova.no/pressreleases/bedre-utnyttelse-av-stroemnettet-kan-spare-samfunnet-for-milliarder-2398717

Finansdepartementet. (2014). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv.* (Rundskriv R-109/14). Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2014.pdf?fbclid=IwAR0K4G6PaZ0ss6KLgPi0bPYpxgssfwn2SWwdXzDTBd0YLrdZOWwdXOR-rYA

Forskrift om kontroll av nettvirksomhet. (1999). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer* (FOR-1999-03-11-302). Hentet fra https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302#KAPITTEL_5

Fosso, O. B., Molinas, M., Sand, K. & Coldevin, G. H. (2014). Moving towards the Smart Grid: The Norwegian Case. Hentet fra https://smartgrids.no/wp-content/uploads/sites/4/2014/04/IPEC_Hiroshima_20H3-4.pdf

Fredriksen, K. (2018, 27. august). Vindkraft øker mest. Hentet fra https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/vindkraft-oker-mest

Fried, H., Lovell, C. A. K. & Schmidt, S. (1993). Efficiency and Productivity. *The Measurement of Productive Efficiency: Techniques and Applications.* New York: Oxford University Press

Gystad, P. M., Haugland, C., P., Ingeberg, K., Karlsen, E., N., Sagen, J. & Veum, K. (2004). *Prinsipper for regulering av nettvirksomhetenes inntekter.* (NVE rapport 4/2004). Hentet fra https://www.nve.no/Media/5596/prinsipper-for-regulering-av-nettvirksomhetens-inntekter-nve-2004-rapport-4.pdf

Gårseth-Nesbakk, L. (2017, 28. desember). Økonomisk levetid. Hentet fra https://snl.no/%C3%B8konomisk_levetid

Halvorsen, U.M., Bernhard, P., Salvesen, F., Bugge, L., Andersen, I. & Simonsen, I. (2011). *Mulighetsstudie. Solenergi i Norge.* Hentet fra https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/2427475/Samlet%20rapport%20solenergi%20240311.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Hansen, H., Jonassen, T., Løchen, K. & Mook, V. (2017). *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet* (Høringsdokument nr. 5/2017). Hentet fra http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2242754

Helgeland Kraft AS. (2015). – Søknad om fritak fra leveringsplikt – Gåsvær i Herøy kommune, Nordland fylke. NVEs vedtak. Hentet fra http://www.heroy-no.kommune.no/cpclass/run/cpesa62/file.php/h_def/15004026d15004027o2377c6/201106849-55nves-vedtak-oversendelse-pdf.pdf

Hellesø, T. O. (2017). *Metodikk for identifisering av potensielle nettområder for mikronett i distribusjonsnett.* (Mastergradsavhandling, NTNU). Hentet fra file:///Users/trine/Downloads/Metodikk-for-identifisering-av-potensielle-nettomr%C3%A5der-for-mikronett-i-distribusjonsnett.pdf

Hofstad, K. & Eggan, T. (1999). *Fritak for leveringsplikt: prinsipper og prosedyrer.* (rapport 3/1999). Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/1999/rapport1999_03.pdf

Hovland, K., M. (2017, 24. november). Lovet megabatteri på 100 dager: Nå har Tesla levert. *E24.* Hentet fra https://e24.no/energi/tesla-motors/lovet-megabatteri-paa-100-dager-naa-har-tesla-levert/24194175

Ingeberg, K. (2015). *Innføring av effekttariffer i distribusjonsnettet.* Hentet fra http://xrgia.no/wp-content/uploads/2017/03/2015_02_05_effekttariffer_i_distribusjonsnettet.pdf

IRENA. (2012). *Electricity Storage and Renewables for Island Power.* Hentet fra https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Electricity%20Storage%20and%20RE%20for%20Island%20Power.pdf

Langset, T. (2017). *Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2018.* (NVE infoskriv ETØ 4/2017). Hentet fra http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201707086/2244108

Leveringskvalitetsforskriften. (2004). Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOR 2004-11-30-1557). Hentet fra https://lovdata.no/forskrift/2004-11-30-1557

Meland, P., Wahl, T. S. & Tjeldflåt, A. (2006). *Forbrukerfleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet.* (rapport 7/2006). Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/oppdragsrapportA/2006/oppdragsrapportA2006_07.pdf

Naturvernforbundet. (u. å.). Norsk klimapolitikk. Hentet 02. oktober 2018 fra https://naturvernforbundet.no/klima/norsk_klimapolitikk/

Norges Bank. (2018, 2. mars). Inflasjon. Hentet fra https://www.norges-bank.no/Statistikk/Inflasjon/

NVE. (2015a, 2. desember). Nettselskapene har en plikt til å tilby alle som ønsker det tilgang til nettet. Hentet fra https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/tilknytningsplikt/

NVE. (2015b, 23. november). Søknad om fritak. Hentet fra https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/tilknytningsplikt/soeknad-om-fritak/

NVE. (2015c, 23. november). Fordeling av kostnader. Hentet fra https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/anleggsbidrag/fordeling-av-kostnader/

NVE. (2016a, 1. juli). Kvalitetsinsentiver - KILE. Hentet fra https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/kvalitetsinsentiver-kile/

NVE. (2016b, 2. august). Fritak for leveringsplikt. Hentet fra https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/omradekonsesjon/fritak-for-leveringsplikt/

NVE. (2016c, 24. september). Strømnettet er klar for elbilene. Hentet fra https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/stromnettet-er-klar-for-elbilene/

NVE. (2017a, 24. mars). Kostnadsnormen. Hentet fra https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/kostnadsnormen/

NVE. (2017b, 9. januar). Anleggsbidrag. Hentet fra https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/anleggsbidrag/

NVE. (2017c, 7. desember). Plusskunder. Hentet fra https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/

NVE. (2017d, 4. mai). Ny teknologi og forbrukerfleksibilitet. Hentet fra https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ny-teknologi-og-forbrukerfleksibilitet/

NVE. (2017e, 18. november). Alternative løsninger. Hentet fra https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/kraftsystemutredninger/veiledningsmateriale/alternative-losninger/

NVE. (2018a). Nett. Hentet 9. september 2018 fra https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/

NVE. (2018b). Områdekonsesjon. Hentet 13. september 2018 fra https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/omradekonsesjon/

NVE. (2018c). Reguleringsmodellen. Hentet 14. september 2018 fra https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/

NVE. (2018d). Referanserenten. Hentet 19. september 2018 fra https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/referanserenten/

NVE. (2018e, 4. april). Høring om endringer i regelverket om anleggsbidrag – bedre prissignaler i regional- og transmisjonsnettet. Hentet fra https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/horing-om-endringer-i-regelverket-om-anleggsbidrag-bedre-prissignaler-i-regional-og-transmisjonsnettet/

NVE. (2018f, 19. april). Økodesign og energimerking av produkter gir redusert kraftforbruk. Hentet fra https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/okodesignkrav-og-energimerking-av-produkter-gir-redusert-kraftforbruk/

NVE. (2018g, 5. juni). AMS. Hentet fra https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ams/

NVE. (2018h, 16. juli). Solenergi. Hentet fra https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/solenergi/

NVE. (2018i, 27. september). Vindkraft. Hentet fra https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vindkraft/

NVE. (2018j, 19. september). Metode. Hentet fra https://www.nve.no/nasjonal-ramme-for-vindkraft-pa-land/metode

NVE. (2018k, 3. oktober). Nettleie. Hentet fra https://www.nve.no/stromkunde/nettleie/

NVE. (2018l, 15.mars). Selskapsmessig og funksjonelt skille. Hentet fra https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/selskapsmessig-og-funksjonelt-skille/

NVE. (2018M, 4.juli). Endringer i regelverket om anleggsbidrag styrker vernet av kundene. Hentet fra https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/endringer-i-regelverket-om-anleggsbidrag-styrker-vernet-av-kundene/

Mørenett AS. (2017). Vedtak om fritak leveringsplikt til Raudøya i Ørsta kommune. NVEs vedtak. Hentet fra https://innsyn.ssikt.no/orsta/DmbHandling/ShowDmbHandlingDocument?dmbId=29426&caseType=CasesFremlegg&registryEntryId=149630

Olje- og energidepartementet. (2017, 7. desember). Regulering av nettvirksomheten. Hentet fra https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/regulering-av-nettvirksomhet/

Olsen, S. J. (2018, 21. januar). Batterier som kan lades på minutter, selvkjøring og elbiler som prater sammen - Slik blir fremtidens biler. *Tek.no.* Hentet fra https://www.tek.no/artikler/bilnyhetene-pa-ces-elektrisk-selvkjorende-og-tilkoblet/425850

Paulsen, R., Johannessen, F., Efskin, P., Bolsøy, B., Thorshaug, E. & Blikø, M. (2016). *Kraftsystemutredning for Nord-Trøndelag 2016-2036 Hovedrapport.* Hentet fra https://docplayer.me/20358043-Kraftsystemutredning-for-nord-trondelag-2016-2036-hovedrapport.html

Reiten, E., Sørgard, L., Bjella, K., Nesheim, H., Svihus, O., Wiermyhr, K., ... Harsem, S. E. (2014). *Et bedre organisert strømnett.* Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/rapport_et_bedre_organisert_stroemnett.pdf

Rickerson, W., Couture, T., Barbose, G., Jacobs, D., Parkinson, G., Chessin, E., Belden, A., Wilson, H. og Barrett, H. (2014). Residential prosumers - Drivers and Policy Options (Re-Prosumers). Paris, Frankrike: International Energy Agency Implementing Agreement for Renewable Energy Techology Deployment (IEA-RETD). Hentet fra http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/06/RE-PROSUMERS_IEA-RETD_2014.pdf

Rosvold, K. A. & Hofstad, K. (2017, 12. desember). *Energilagring* Hentet fra https://snl.no/energilagring

Schill, W.P, Zerrahn, A. & Kunz, F. (2017). *Prosumage of Solar Electricity: Pros, Cons, and the System Perspective.* (Discussion Paper). Berlin, Tyskland: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Hentet fra https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.552031.de/dp1637.pdf

Skotland, C.H., Eggum, E. & Spilde, D. (2016). *Hva betyr elbiler for strømnettet?* (NVE rapport 74/2016) Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_74.pdf

Skotland, C. H. & Høivik, Ø. F. (2017). *Har strømnettet kapasitet til elektriske biler, busser og ferger?* (NVE rapport 77/2017) Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_77.pdf

Solenergi.no. (u.å). Solceller. Hentet 24. oktober 2018 fra https://www.solenergi.no/solstrm/

Statkraft. (u.å.). Vindkraft kort forklart. Hentet 24. oktober 2018 fra https://www.statkraft.no/Energikilder/Vindkraft/Vindkraft-kort-forklart/

Statnett. (2016, 22. august). Hvorfor nytt strømnett? Hentet fra http://www.statnett.no/Nettutvikling/Nettplan-Stor-Oslo/Om-nettplanen/Hvorfor-nytt-stromnett/

Statnett. (2017, 20. januar). 500 selger egen strøm. Hentet fra http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/Fremtiden-er-elektrisk/500-selger-egen-strom/

Statsbygg. (2018, 30. januar). Elbilane blir ein del av straumnettet. *Nytt fra statsbygg.* Hentet fra https://www.statsbygg.no/Nytt-fra-Statsbygg/Nyheter/2018/Elbilene-blir-en-del-av-stromnettet/

Stortinget. (2018, 8. mars). Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Representantforslag. Hentet fra https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2017-2018/inns-201718-180s/?all=

Sæle, H. & Grande, O. S. (2011). Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway. *IEEE Transactions on Smart Grid, 2(1*), *102-109*. https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2104165

THEMA. (2016). *Nettregulering i framtidens kraftsystem.* (12). Hentet fra https://www.thema.no/wp-content/uploads/2017/03/THEMA-R-2016_21_Nettregulering-i-framtidens-kraftsystem_hovedrapport.pdf

THEMA. (2017). *Alternativer til nett - hva er mulighetene?* (5). Utgivelsessted: THEMA

THEMA. (2018, 14. mars). Sikker strømforsyning høyt verdsatt av husholdningene. *Nyheter.* Hentet fra https://www.thema.no/sikker-stromforsyning-hoyt-verdsatt-av-husholdningene/

Tønnessen, M. (2018). Lavere befolkningsvekst framover. *SSB*. Hentet 02.10.18 fra https://www.ssb.no/befolkning/artikler-og-publikasjoner/lavere-befolkningsvekst-framover

Vindportalen. (u.å.). Karakterisering av vind. Hentet 25.10.18 fra http://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/Vindkraft/Vindfysikk/Hva-er-vind/Karakterisering-av-vind

Vogt, Y. (2017, 31.januar). Verdens mest effektive og miljøvennlige solceller. *Apollo*. Hentet fra https://www.apollon.uio.no/artikler/2017/1_solceller.html

Waters, C. (2018, 9. mai). This “duck curve” is solar energy’s greatest challenge. *Vox*. Hentet fra https://www.vox.com/2018/5/9/17336330/duck-curve-solar-energy-supply-demand-problem-caiso-nrel

Ye, Z., Walling, R., Miller, N., Du, P. & Nelson, K. (2005). *Facility Microgrids.* Hentet fra https://www.nrel.gov/docs/fy05osti/38019.pdf

Zue, J. (2014). 3.Utgave. *Quantitative Models for Performance Evaluation and Benchmarking: Data Envelopment Analysis with Spreedsheets. Springer.* Hentet fra https://books.google.no/books?id=4duCBAAAQBAJ&lpg=PR8&dq=benchmarking%20data%20envelopment%20analysis&lr&hl=no&pg=PR12#v=onepage&q=benchmarking%20data%20envelopment%20analysis&f=false

Vedlegg

Vedlegg 1: Selskaper i distribusjonsnettet

AARDAL ENERGI KF	ISTAD NETT AS	RAUMA ENERGI AS
AGDER ENERGI NETT AS	JAEREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HA	REPVAAG KRAFTLAG SA
ALTA KRAFTLAG SA	KLEPP ENERGI AS	RINGERIKS-KRAFT NETT AS
ANDOY ENERGI AS	KRAGERO ENERGI AS	ROLLAG ELEKTRISITETSVERK SA
AS EIDEFOSS	KRODSHERAD EVERK KF	ROROS ELEKTRISITETSVERK AS
AURLAND ENERGIVERK AS	KVAM KRAFTVERK AS	SELBU ENERGIVERK AS
AUSTEVOLL KRAFTLAG SA	KVIKNE-RENNEBU KRAFTLAG SA	SFE NETT AS
BALLANGEN ENERGI AS	KVINNHERAD ENERGI AS	SKAANEVIK OLEN KRAFTLAG SA
BINDAL KRAFTLAG SA	LAERDAL ENERGI AS	SKAGERAK NETT AS
BKK NETT AS	LOFOTKRAFT AS	SKJAAK ENERGI KF
DALANE NETT AS	LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	SOGNEKRAFT AS
DRANGEDAL EVERK KF	LUSTER ENERGIVERK AS	SOR AURDAL ENERGI AS
EIDSIVA NETT AS	LYSE ELNETT AS	STANGE ENERGI NETT AS
ETNE ELEKTRISITETSLAG SA	MELOY ENERGI AS	STRANDA ENERGI AS
EVENES KRAFTFORSYNING AS	MIDT-TELEMARK ENERGI AS	STRYN ENERGI AS
FINNAAS KRAFTLAG SA	MIDTKRAFT AS	SULDAL ELVERK KF
FITJAR KRAFTLAG SA	MORENETT AS	SUNNDAL ENERGI KF
FLESBERG ELEKTRISITETSVERK AS	NESSET KRAFT AS	SUNNFJORD ENERGI AS
FOSEN NETT AS	NORD-OSTERDAL KRAFTLAG SA	SVORKA ENERGI AS
FUSA KRAFTLAG SA	NORD-SALTEN KRAFT AS	SYKKYLVEN ENERGI AS
GAULDAL NETT AS	NORDKRAFT NETT AS	TINN ENERGI AS
GLITRE ENERGI NETT AS	NORDKYN KRAFTLAG SA	TROGSTAD ELVERK AS
GUDBRANDSDAL ENERGI NETT AS	NORDLANDSNETT AS	TROLLFJORD KRAFT AS
HAALOGALAND KRAFT NETT AS	NORDMORE ENERGIVERK AS	TROMS KRAFT NETT AS
HAFSLUND NETT AS	NORDVEST NETT AS	TRONDERENERGI NETT AS
HALLINGDAL KRAFTNETT AS	NORE ENERGI AS	TYSNES KRAFTLAG SA
HAMMERFEST ENERGI NETT AS	NORGESNETT AS	UVDAL KRAFTFORSYNING SA
HARDANGER ENERGI AS	NOTODDEN ENERGI NETT AS	VALDRES ENERGIVERK AS
HAUGALAND KRAFT NETT AS	NTE NETT AS	VANG ENERGIVERK KF
HELGELAND KRAFT AS	ODDA ENERGI AS	VARANGER KRAFTNETT AS
HEMNE KRAFTLAG SA	OPPDAL EVERK AS	VEST-TELEMARK KRAFTLAG AS
HEMSEDAL ENERGI KF	ORKDAL ENERGI AS	VESTERAALSKRAFT NETT AS
HJARTDAL ELVERK AS	OVRE EIKER NETT AS	VOKKS NETT AS
HOLAND OG SETSKOG ELVERK SA	RAKKESTAD ENERGI AS	VOSS ENERGI AS
HURUM ENERGIVERK AS	RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA	YMBER AS
ISE NETT AS		

Vedlegg 2: Selskaper i regionalnettet

ALTA KRAFTLAG SA	TROLLFJORD KRAFT AS
ANDOY ENERGI AS	TRONDERENERGI KRAFT AS
DRIVA KRAFTVERK	HAUGALAND KRAFT NETT AS
AS EIDEFOSS	LYSE ELNETT AS
SUNNFJORD ENERGI AS	BKK NETT AS
GUDBRANDSDAL ENERGI NETT AS	EIDSIVA NETT AS
HAMMERFEST ENERGI NETT AS	VEST-TELEMARK KRAFTLAG AS
HELGELAND KRAFT AS	SKAGERAK NETT AS
ISTAD NETT AS	GLITRE ENERGI NETT AS
HALLINGDAL KRAFTNETT AS	AGDER ENERGI NETT AS
HARDANGER ENERGI AS	VESTERAALSKRAFT NETT AS
HEMSEDAL ENERGI KF	NORDKRAFT NETT AS
NORD-SALTEN KRAFT AS	HAFSLUND NETT AS
HEROYA NETT AS	NTE NETT AS
KRAFTVERKENE I ORKLA DA	NORDLANDSNETT AS
ODDA ENERGI AS	MO INDUSTRIPARK AS
KRAGERO ENERGI AS	Aktieselskabet Saudefaldene
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	VOSS ENERGI AS
LAERDAL ENERGI AS	YMBER AS
MIDTKRAFT AS	
NORDKYN KRAFTLAG SA	
TRONDERENERGI NETT AS	
TROMS KRAFT NETT AS	
NORGESNETT AS	
VARANGER KRAFTNETT AS	
REPVAAG KRAFTLAG SA	
DALANE NETT AS	
SFE NETT AS	
ROROS ELEKTRISITETSVERK AS	
SELBU ENERGIVERK AS	
SOGNEKRAFT AS	
NORDMORE ENERGIVERK AS	
SULDAL ELVERK KF	
LOFOTKRAFT AS	
HAALOGALAND KRAFT NETT AS	
MORENETT AS	