



Investeringer og usikkerhet i strømnettet

En studie av implikasjoner ved endringer i behovet for nett

Viktoria Vikan Hæsken og Martine Ore Wormsen

Veileder: Endre Bjørndal og Mette Helene Bjørndal

Masterutredning i økonomi og administrasjon, Finansiell økonomi

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 inntår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Forord

Denne masterutredningen er skrevet i forbindelse med avsluttende studier i Økonomi og Administrasjon ved Norges Handelshøyskole, innenfor hovedprofilen Finansiell Økonomi. Utredningen er skrevet for Elbench prosjektet om effektivitetsanalyser og regulering av norske nettselskaper.

Bakgrunnen for valg av emne er interesse for teknologi og utvikling. Vår motivasjon for å skrive om overflødige nettinvesteringer var å få en bedre forståelse av bakgrunnen for de planlagte investeringene i strømmettet i Norge.

Først og fremst vil vi rette en stor takk til våre veiledere, Mette Helene Bjørndal og Endre Bjørndal. Dere har både hjulpet oss med å finne et spennende tema, og bidratt med gode råd og innspill. Vi takker for den faglige rettleidingen underveis i arbeidet med oppgaven. I tillegg vil vi takke Thore Johnsen for sine innspill i forbindelse med å vinkle temaet mot en finansiell utredning.

Videre ønsker vi å takke Eivind Gramme fra Skagerak Nett AS og Vegard Strand fra TrønderEnergi Nett AS. Begge to har stått på for å gi oss detaljerte data til oppgaven og vært svært hjelpelige med alle våre spørsmål gjennom hele perioden. Uten dere ville ikke oppgaven vært mulig å gjennomføre. Innsikten og kunnskapen dere har delt med oss har vært verdifull, og vi er svært takknemlige.

Til slutt retter vi en takk til Trond Svartsund fra Energi Norge for at du har hjulpet oss til å nå ut til nettleverandører, og organisert møter om emnet i starten av arbeidet med utredningen. Vi har satt stort pris på initieringen du har bidratt med for å få i gang denne utredningen.

Bergen, juni 2017

Martine Ore Wormsen

Viktoria Vikan Hæsken

Sammendrag

Store deler av det norske strømmettet nærmer seg slutten av sin levetid, og behovet for utbedringer er stort. Totalt foreligger planlagte investeringer i det norske nettverket til en verdi av 140 milliarder kroner. Beløpet er massivt, og forventes å lede til en betydelig økning i sluttbrukernes tariffer over de neste 40 til 50 årene.

Investeringsplanenes omfang er basert på predikerte endringer i samfunnets forbruksmønster. Det diskuteres i dag om det estimerte behovet for nett er riktig, og om fremtiden investeringene tar utgangspunkt i, virkelig er det samfunnet vi vil møte. Dersom investeringene er feilkalibrert risikerer nettoperatorene å sitte igjen med anlegg det ikke er behov for. Spørsmålet blir da hvordan slike anlegg skal håndteres og hvem som skal dekke kostnaden ved nedskrivning av dem.

I analysene finner vi at en uventet reduksjon i et anleggs levetid kan ha store økonomiske konsekvenser for nettselskapene. Nettoperatører vil av den grunn forsøke å holde anleggene i drift for å unngå nedskrivninger, som ikke dekkes av reguleringsmodellen. Ved å unngå fjerning av anleggene vil kostnaden for de overflødige eiendelene skyves over på sluttbrukeren, gjennom økte tariffer. Enkelte aktører i markedet frykter at økte tariffer vil gi kundene insentiver til å trekke seg ut av nettet, og heller bruke det som reserveløsning. I et slikt tilfelle vil de som enten ikke har råd, eller mulighet, til å trekke seg ut av nettet bli dem som ender opp med å betale for det.

Den optimale løsningen vil være å forebygge strandede eiendeler før de oppstår, ved å unngå overflødige anlegg. Nettinvesteringer kan likevel ikke unnlates helt, da samfunnet fortsatt vil være avhengig av det i lang tid fremover. Med stor usikkerhet knyttet til fremtidig behov, kan tiltak som tilrettelegger for alternativer til nett bidra til å utsette investeringer, til fremtidsbildet er klarere. I mellomtiden kan utarbeidelse av hensiktsmessig regulering være et aktuelt virkemiddel for å kontrollere, eller dempe implikasjoner av overflødig nett.

Abstract

During the coming decade, estimated investments in the Norwegian power grid will amount to 140 billion NOK. The amount is calculated on the basis of the increasing electricity use, as well as large parts of the grid closing up to the end of its lifetime. It is an extraordinary high amount, and expects to increase the costs of end-users significantly over the next 40 to 50 years.

Current discussions are however rising on whether the calculations are founded on the correct prediction of the future. If the situation is such that the investment amount is calculated according to a wrong estimate of need, the grid operators risk having their facilities impaired. The next question to arise then is, how will these facilities be treated and who will cover the costs of the lost value?

In the analyses, we find that an unexpected decrease in the lifetime of a facility can cause severe economic consequences for the grid operator. The economic consequences are triggered by impairments, which are not covered by the regulation model. Grid owners will therefore try to keep the grid operating on a low capacity, which will lead to unnecessary high costs for end-users. Some parties are worried that the increased tariffs will lead to consumers pulling out of the grid, only using it as a backup to save costs. If this is the case, the costs of operating the grid will fall upon those who are unable to pull out, either because of economical or other situational reasons.

The optimal solution to avoid excessive costs would be to discourage stranded assets before they occur, by avoiding unnecessary high investments. Nevertheless, grid operators cannot refrain from investing in the grid, considering how the society will continue to depend on it for some time to come. The future need of the grid is quite uncertain, and will completely rely on technological innovations yet to be discovered. Measures to facilitate for grid alternatives might thus be the best way to stabilize the increasing usage of power. Such measures can postpone investments, until the future demand of the grid will be definite.

Forkortelser

AMS	Avanserte måle- og styringssystemer
DEA	Data envelopment analysis
KILE	Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert strøm
kV	Kilovolt
kVA	Kilovoltampere
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatttime
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
Twh	Terrawatttime

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Sammendrag	II
Abstract	III
Forkortelser	IV
Innholdsfortegnelse	V
1 Innledning	1
1.1 Introduksjon	1
1.2 Formål og problemstilling	2
1.4 Definisjon av strandede eiendeler	3
1.5 Oppgavens oppbygning	3
1.6 Avgrensning	4
2 Dagens nettstruktur og regulering av nettselskaper	5
2.1 Nettverksstrukturen	5
2.2 Bakgrunn for regulering - Energiloven og monopolistens tilpasning	7
2.3 Reguleringsmodellen	8
2.3.1 Data Envelopment Analysis	9
2.3.2 Inntektsrammer og tillatt inntekt	10
2.3.3 Kostnadsnormen	13
2.3.4 Tilknytningsplikt, leveringsplikt og anleggsbidrag	17
2.3.5 Nettleie	18
3 Framtidsutsikter for nettet	19
3.1 Investeringsbehov	19
3.1.1 Investeringer i strømnnettverket	19
3.1.2 Effektreduserende utvikling	23
3.2 Strandede eiendeler	28
3.3 Alternativer til nett	32
4 Hendelsesanalyse av strandede eiendeler	33
	V

4.1	Presentasjon av hendelser	33
4.1.1	Restrukturering av nett	33
4.1.2	Nettforsterkning	33
4.1.3	Nedleggelse av industri i distribusjonsnettet	34
4.1.4	Nedleggelse av fabrikk i distribusjonsnettet	34
4.1.5	Nedleggelse av kraftkrevende industri i regionalnettet	35
4.1.6	Andre nedskrivninger i 2017	35
4.2	Drøfting av konsekvenser og utvikling	36
5	Databehandling og investeringsmodellen	38
5.1	Presentasjon av grunnlagsdata	38
5.2	Modell for investering i nettet	39
5.3	Seleksjon av selskaper	40
6	Investeringsanalyse av prosjekt fra TrønderEnergi Nett	43
6.1	Vindkraftutbyggingen på Fosen	44
6.1.1	“End-of- lifetime solutions”	45
6.2	Presentasjon av investeringscaset	46
6.3	Forutsetninger for analysen	48
6.4	Analyse av investeringsprosjektet	49
6.4.1	Tiltak for en bedre kostnadsfordeling	52
6.4.2	Overførbarhet til andre prosjekter	54
7	Investeringsanalyse av Skagerak Nett	55
7.1	Presentasjon av caset - Flytting av kraftkrevende industri	55
7.2	Forutsetninger for analysen	56
7.2.1	Investeringsplan	57
7.3	Analyse av prosjektet	57
7.3.1	Effekten av strandede eiendeler på sluttbrukerne	62
7.3.2	Tiltak for en bedre kostnadsfordeling	63

8	Konklusjon og anbefalinger	65
8.1	Konklusjon	65
8.2	Videre forskning	67
9	Litteraturliste	68
Vedlegg 1:	Selskaper inkludert i analysen	72

Tabelliste

Tabell 2.1 - Oppgavevariabler brukt i kostnadsnorm for distribusjonsnett	13
Tabell 2.2 - Oppgavevariabler brukt i kostnadsnorm for regional- og sentralnettet	13
Tabell 2.3 - Rammevilkårsvariabler for distribusjonsnettet	15
Tabell 2.4 - Rammevilkårsvariabler for regional- og sentralnettet	15
Tabell 4.1 - Ledninger fjernet fra Skagerak Nett sitt område	35
Tabell 6.1 - Oppsummering av investeringen for nettilknytning til Roan vindpark	48
Tabell 6.2 - Prosjektvekter for vindparkprosjektet	49
Tabell 6.3 - Nåverdi og internrente ved ulike realiserte levetider for vindparkprosjektet: rho lik 0,6	51
Tabell 6.4 - Nåverdi og internrente for teknisk levetid i vindparkprosjektet: rho lik 0,7	52
Tabell 6.5 – Tillatt inntekt for ulike effektivitetsnivåer, med endring i rho	53
Tabell 7.1 - Presentasjon av prosjektspesifikke data	56
Tabell 7.2 - Vekting av Skagerak Netts anleggskomponenter	57
Tabell 7.3 - Investeringsplan for Skagerak Netts anlegg	58
Tabell 7.4 - Kostnader forbundet med sanering av stasjon	58
Tabell 7.5 - Utvikling i nåverdi og internrente for Skagerak Nett	59
Tabell 7.6 - Nåverdi og internrente for Skagerak Nett, når rho er 0,7	61
Tabell 7.7 - Tillatt inntekt uten prosjektet i år 1, for høy og lav effektivitet	63

Figurliste

Figur 2.1 - Det norske nettverkssystemet	5
Figur 2.2 - Kart over inndeling av områdekonsesjoner	6
Figur 2.3 - Monopolistens tilpasning	8
Figur 2.4 - CRS og VRS front i en DEA analyse	10
Figur 3.1 - Samlede nettinvesteringer i Norge, fra 2016 til 2026	21
Figur 3.2 - Planlagte investeringer i strømnettverket, 2016 til 2026	21
Figur 3.3 - Prediksjoner av typiske forbruksmønstre i 2050 mot dagens kraftmarked	32
Figur 6.1 - Kontantstrøm for prosjektet ved realisert levetid lik 50 år	50
Figur 6.2 - Nåverdi etter realisert levetid for vindparkprosjektet	51
Figur 7.1 - Kontantstrømmen til prosjektet over 70 år, med en last på 15MW	60
Figur 7.2 - Utvikling i nåverdi med en last på 15MW, inkludert rho med 0,7	62

1 Innledning

1.1 Introduksjon

Verden går i dag gjennom det største skiftet innen energi på flere tiår, og det skal i løpet av de neste årene investeres 140 milliarder i strømmnettverket rundt om i landet (Reiten et al., 2014). De planlagte utbyggingene vil medføre en betydelig kostnad for forbrukeren i de kommende 40 til 50 årene, i form av høyere nettleie. Spørsmålet er hva som skjer dersom noen av disse investeringene er feilkalibrert, slik at nettanlegg blir overflødige?

Store deler av dagens strømmnett begynner å nærme seg slutten av sin levetid, og sammen med prognoser for et økende kapasitetsbehov i strømmettet underbygger dette behovet for store investeringer (Reiten et al., 2014). I løpet av de siste årene har det i forbindelse med investeringsplanene blitt skrevet en del om nettutbyggingen, og hvordan behovet for nett forventes å utvikle seg. Blant annet vil det grønne skiftet være en viktig underliggende driver for et økt strømforbruk. Eksempelvis er det grønne skiftet en av årsakene til det økende antallet elbiler i Norge. Det finnes imidlertid mange ulike forventninger til den teknologiske utviklingen i forbindelse med det grønne skiftet. Forventningene bærer med seg ulike behov for nettet og kan føre til over- eller underinvesteringer.

Et mindre belyst aspekt ved den teknologiske utviklingen som preger samfunnet er hvilke følger det får når behovet for store nettanlegg forsvinner. Slike situasjoner har allerede forekommet i to av de mest tradisjonelle nettverkene i Norges infrastruktur, hvor både telenettet og FM-nettet ble erstattet med nye løsninger. Det finnes derimot lite empiri rundt økonomiske konsekvenser av at slike anlegg blir overflødige. Dersom behovet for en eiendel forsvinner kan den ende opp som strandet, som betyr at den mister hele eller deler av sin verdi. Hvilken betydning dette vil ha for eiere og sluttbrukere undersøkes i denne utredningen.

NVEs reguleringsmodell anvendes for å utføre realistiske analyser av hvordan kostnader knyttet til slike hendelser kan tilfalle staten, nettselskaper, industrier og sluttbrukere. I utredningen diskuteres sannsynligheten for at overflødige nett vil forekomme i fremtiden, som følge av teknologiske, politiske og sosiologiske endringer. For å belyse temaet benyttes reelle hendelser og prosjekter til å vurdere omfang og konsekvenser. I utredningen vil vi videre drøfte

i hvilken grad strandede eiendeler kan bli et problem, og hvorvidt fenomenet kan reguleres eller unngås.

1.2 Formål og problemstilling

Diskusjonen hvorvidt behovet for strømmettet vil vedvare i fremtiden er relativt ny. Av den grunn finnes det få studier som tar for seg hendelsesforløpet ved betydelig redusert, eller fullstendig bortfall av behovet for nett. Hensikten med denne utredningen er å komme med et bidrag til diskusjonen rundt utviklingen i fremtidens nettbehov og hvilke utfordringer den bærer med seg. Temaet er spesielt viktig å belyse i dag, med tanke på de store investeringsplanene for strømmettet. Formålet med utredningen er dermed å undersøke omfang og implikasjoner av strandede eiendeler i strømmettverket.

Til tross for et økende energikonsum i dag, finnes det andre utviklingstrekk som taler for et lavere kapasitetsbehov i fremtidens nett enn tidligere antatt. Vi mener det er relevant å drøfte ulike framtidsscenarioer, og hvordan disse vil påvirke behovet for nett. Feilberegninger knyttet til de planlagte investeringene kan resultere i store overflødige anlegg og tap av milliardbeløp. Vi vil derfor drøfte konsekvenser av strandede eiendeler og kartlegge hvilke parter i samfunnet som får bøte for dem, under dagens regulering.

Vi har formulert følgende problemstilling:

Hvilke konsekvenser har det for nettselskaper dersom behovet for nettanlegg forsvinner? Hvordan påvirker dette sluttbrukerne? Og i hvilken grad kan strandede eiendeler forventes å bli et problem?

Problemstillingen er bred, og tar for seg flere sider ved temaet som behøver grundige analyser. Hensikten er dermed å belyse fenomenet strandede eiendeler, kartlegge implikasjoner av det og drøfte tiltak for å motvirke eventuelle negative effekter.

1.4 Definisjon av strandede eiendeler

I mangel på et godt norsk uttrykk har vi valgt å oversette det engelske uttrykket "stranded assets" til strandede eiendeler. Uttrykket refererer til eiendeler som må nedskrives helt eller delvis i verdi tidligere enn eiendelens tekniske levetid tilsier (Ansar, Caldecott og Tilbury, 2013). I forbindelse med strømmettet kan uttrykket brukes hvor anlegg må nedskrives i verdi eller fjernes helt på bakgrunn av regulering fra myndigheter, demografiske endringer, teknologisk utvikling eller andre behovsendringer.

1.5 Oppgavens oppbygning

For å oppnå en grunnleggende forståelse for hvordan det norske nettverket fungerer, starter kapittel 2 med en introduksjon av nettverksstrukturen i Norge. Her blir det redegjort for hvorfor det er behov for regulering av nettbransjen, før vi presenterer modellene og de anvendte variablene. Til slutt inkluderes en gjennomgang av hvilke plikter nettselskapene har til å investere.

I kapittel 3 presenteres investeringsplanene for det norske strømmnettverket. Vi vil også belyse og drøfte ulike prediksjoner for fremtiden, samt vurdere hva det kan bety for omfang og konsekvenser av strandede eiendeler. Mot slutten av kapitlet diskuteres alternativer til utbedring av nettet.

I kapittel 4 beskriver vi ulike caser fra regional- og distribusjonsnettet hvor strandede eiendeler står sentralt. Disse brukes til å illustrere ulike scenarier hvor strandede eiendeler kan oppstå, hvilke implikasjoner de har og hvordan de per dags dato håndteres.

I kapittel 5 presenteres dataene og modellen vi benytter i forbindelse med analysene. Seleksjon av selskapene som inkluderes i analysen forklarer vi også i dette kapitlet, i tillegg til visse forutsetninger vi har lagt til grunn i dataene og modellen.

I kapittel 6 og 7 gjennomføres to ulike analyser av investeringer i nettanlegg. Casene er reelle og kommer fra henholdsvis TrønderEnergi Nett AS og Skagerak Nett AS. Strandede eiendeler er et sentralt tema i begge casene. Analysene undersøker prosjektenes sensitivitet for avkortet

levetid, og for hvordan en økning i vektingsparameteren ρ vil påvirke lønnsomheten, både for prosjektene og selskapene.

Avslutningsvis presenteres våre konklusjoner og anbefalinger.

1.6 Avgrensning

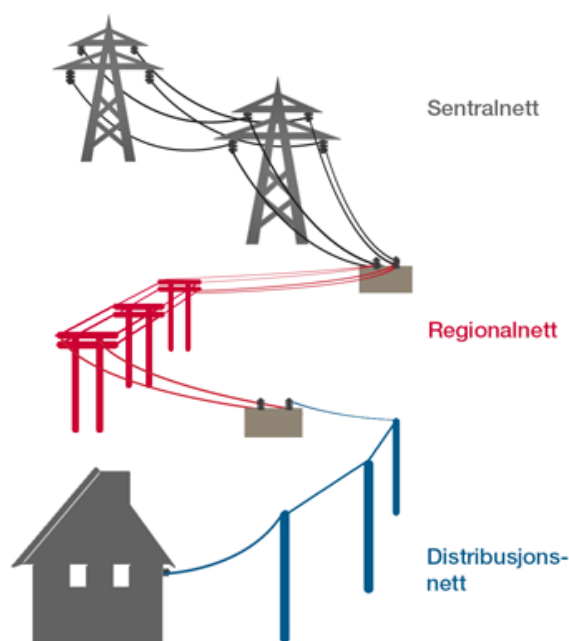
I denne masterutredningen har vi valgt å fokusere på nettinvesteringer innad i Norge. Avgrensning til Norge er hensiktsmessig fordi regulering av nettselskaper i Norge skiller seg betydelig fra andre nærliggende land. Vi har også valgt å utelate eventuelle regulatoriske endringer i forbindelse med det nye politiske vedtaket rundt EUs tredje energimarkedspakke, ACER, fra utredningen. Vi anerkjenner at det kan oppstå behov for store investeringer i fremtiden knyttet til denne avtalen, men ettersom utredningens hovedfokus er investeringer internt i Norge, anses ikke dette for å være relevant. Det kan likevel tenkes at funn fra denne utredningen kan videreføres til investeringer som følge av ACER.

2 Dagens nettstruktur og regulering av nettselskaper

Dette kapitlet gir en introduksjon til hvordan det norske strømmettet er bygget opp og strukturert. Videre tar det for seg nettselskaperens markedsposisjon og bakgrunnen for regulering av bransjen. Til slutt beskrives reguleringen av nettselskaperens inntekter og modellene som brukes til dette formålet.

2.1 Nettverksstrukturen

I Norge er kraftsystemet delt inn i tre ulike nivåer, etter spenning og bruksområde. De høyeste spenningsnivåene, fra over 132kV til 420kV, hører til sentralnettet og frakter elektrisk energi mellom regioner i Norge, og til utlandet (Energi Norge, u.å.). Neste nivå er regionalnettet som dekker regioner og fylker, og har mellomspenninger på 33kV til 132kV. Distribusjonsnettet har de laveste spenningsnivåene, som vanligvis er 0,23kV - 22kV. Sistnevnte fordeler kraft til de fleste sluttbrukere, som husholdninger og næringsbygg, mens enkelte industrikunder og kraftprodusenter er koblet direkte til regional- og sentralnettet. Figur 2.1 gir en illustrasjon av hvordan de forskjellige nettnivåene henger sammen.



Figur 2.1 - Det norske nettverkssystemet (Hafslund Nett AS, 2018)

I senere tid har definisjonene blitt endret slik at både distribusjons- og regionalnettet omtales som distribusjonsnett, og omfatter ledninger med spenning opp til 220 kV (NVE, 2017a). I denne utredningen vil vi likevel henviser til de to nettnivåene separat, ettersom de fortsatt behandles individuelt i reguleringen, og differansen dermed vil ha betydning for våre analyser.

Eierskap i nettet

Statnett er eier og operatør av nesten hele sentralnettet (Energi Norge, u.å.). I tillegg er Statnett systemansvarlig, og har av den grunn ansvar for å sikre balanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet. Det resterende nettet drives av rundt 140 andre nettselskaper i ulike områder. Disse selskapene eies hovedsakelig av offentlige instanser som kommuner, fylkeskommuner og staten. Strømnettet i Norge har svært mange små aktører. Så mange som 103 av de regulerte selskapene har færre enn 10 000 kunder hver. Samtidig leverer de 8 største nettselskapene strøm til mer enn 1,6 millioner nettkunder, med flere enn 100 000 tilknyttede kunder hver.

Konsesjoner

Alle som skal drive nettanlegg må ha konsesjon tildelt fra NVE, i form av enten område- eller anleggskonsesjon (NVE, 2017a). Sistnevnte meddeles for ett enkelt anlegg og kan gjelde produksjonsanlegg, kraftledninger eller transformatorer. Områdekonsesjon er en tillatelse som tildeles ett selskap i hvert geografiske område som landet er delt opp i. Konsesjonen innebærer at nettselskapet har tillatelse til å bygge ut distribusjonsnett med spenning opp til 22 kV i sitt område, men kan utvides til å gjelde kabelanlegg med spenning opp til 132 kV. I figur 2.2 illustreres dagens inndeling av områdekonsesjoner.



Figur 2.2 - Kart over inndeling av områdekonsesjoner (NVE, 2018a)

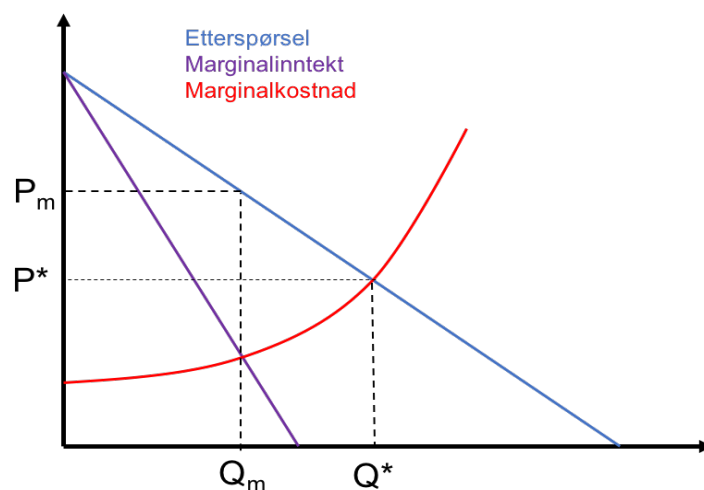
2.2 Bakgrunn for regulering - Energiloven og monopolistens tilpasning

En av de viktigste målsetningene i energiloven er å sikre at transmisjon og distribusjon av elektrisitet er gjennomført på en samfunnsmessig gunstig måte (Energiloven, 1990, §1-2). Incentivregulering av selskapene er et viktig redskap for å nå dette målet (Amundsveen & Kvile, 2015). Reguleringen er i all hovedsak til for å motvirke de negative effektene ved selskaperens naturlige monopol, samt sørge for sikkerhet og universell tilgang til nettet.

Hvert enkelt nettselskap har et naturlig monopol i deres område, og forventes derav å tilpasse seg som en monopolist (Reiten et al., 2014). Atferdsmønsteret som oppstår i monopolsituasjoner vil ikke bidra til en samfunnsmessig gunstig nettdrift. Dette er derfor en viktig driver for regulering, som fremmer effektiv drift av nettet fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. En monopolsituasjon kan også i stor grad redusere insentivene til å øke effektivitet, tenke nytt og utvikle bedre systemer. For å bedre illustrere effektene følger en utdypende forklaring av monopolistens tilpasning.

Monopolisten

Monopol er definert som en markedssituasjon hvor det kun finnes én aktør på tilbudssiden (Stoltz, G. & Andersen, M. E., 2014). Dette gir tilbyder mulighet og insentiver til å fastsette prisen som gir høyest mulig fortjeneste, uten å forholde seg til konkurrenter. En tilbyder med monopolmakt vil normalt stå overfor en fallende etterspørselskurve, og rette seg etter nivået på pris eller kvantum som resulterer i høyest mulig profitt. P^* og Q^* i figur 2.3 illustrerer hvordan en aktør i et konkurranseutsatt marked optimalt vil tilpasse pris og kvantum i henhold til tilbud og etterspørsel. P_m og Q_m viser derimot at en monopolist vil tilpasse seg hvor marginalkostnad er lik marginalinntekt, noe som resulterer i en høyere pris for forbrukerne.



Figur 2.3 - Monopolistens tilpasning

Naturlige monopol defineres av Berg og Tschirhart (1995) som en tilstand hvor det er mindre kostbart at produksjon utføres av én aktør enn om det utføres av flere. En slik markedsituasjon oppstår gjerne i bransjer hvor man har høye faste kostnader, og de variable er relativt lave. Dette kan helt klart relateres til utbygging og drift av strømmettet, som krever store kapitalinvesteringer i infrastruktur og anlegg med lang levetid. Slike egenskaper fører til at det oppstår høye inngangsbarrierer og konkurransen i det aktuelle markedet dempes eller elimineres. Det ville heller ikke gi mening å etablere parallelle nettverk, hverken fra et samfunns- eller bedriftsøkonomisk perspektiv.

2.3 Reguleringsmodellen

Dagens reguleringsmodell bestemmer selskapenes inntektsramme, og videre fra den utledes deres tillatte inntekt. Inntektsrammen utgjøres av to hovedkomponenter, hvorav det ene leddet tar for seg selskapets totale kostnader. Det andre er en kostnadsnorm som fastsettes ved å sammenligne nettselskapenes kostnader og oppgavemengder gjennom en dataomhyllingsanalyse. Hensikten med modellen er å skape fiktiv konkurranse i markedet. Den er et virkemiddel for å oppnå samfunnsøkonomisk gunstig drift, til tross for monopol situasjonen nettselskapene befinner seg i. Dataomhyllingsanalysen er et sentralt ledd i NVEs regulering, og de generelle prinsippene ved en slik analyse vil derfor presenteres før reguleringsmodellen utdypes i detalj.

2.3.1 Data Envelopment Analysis

Dataomhyllingsanalysen, bedre kjent som “Data Envelopment Analysis” (DEA), er en benchmarking-modell som anvendes for å måle enkelte enheters effektivitet, relativt til en effektivitetsfront som defineres ved modellen.

I dagligtale er begrepene effektivitet og produktivitet ofte benyttet som synonyme. I økonomisk sammenheng representerer de derimot ulike egenskaper. Det er av den grunn viktig å holde dem adskilt ved gjennomføring av frontanalyser som DEA. Produktivitet er et mål som kun tar for seg produksjon relativt til innsatsfaktorer (Fried, Lovell & Schmidt, 1993). Høye verdier vil dermed reflektere en bedre produktivitet, og kan eksempelvis brukes til å måle egen prestasjon fra år til år. Produktivitet kan defineres ved likning 2.1.

$$(2.1) \quad \textit{Produktivitet} = \frac{\textit{Produksjon}}{\textit{Innsatsfaktorer}}$$

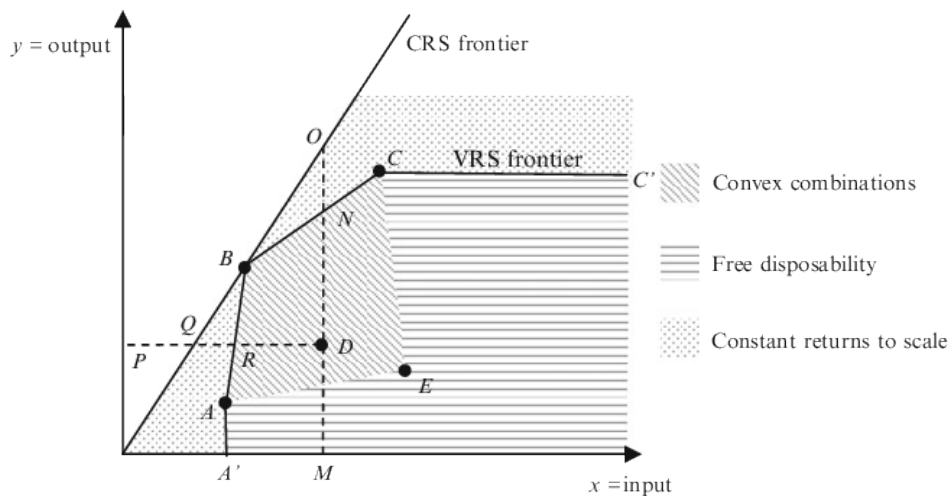
Effektivitet måler derimot forholdet mellom produksjon og innsatsfaktorer relativt til en gitt optimal kombinasjon av disse (Fried et al., 1993). Slik måling kan enten utføres ved å sammenligne observert produksjon mot den optimale, med en gitt mengde innsatsfaktorer, eller ved å sammenligne bruk av innsatsfaktorer for et gitt produksjonsnivå. På bakgrunn av hva Fried et al. skriver om uttrykket effektivitet, anvendes følgende definisjon:

$$(2.2) \quad \textit{Effektivitet} = \frac{\textit{Faktisk produktivitet}}{\textit{Optimal produktivitet}}$$

Ved å utføre en sammenlignende analyse av enhetene i et utvalg kan det dannes et produksjonsmulighetsområde (Bjørndal, Bjørndal & Fange, 2010a). Dette identifiseres ved å først finne de mest effektive selskapene i bransjen. Disse danner en effektivitetsfront, og representerer det optimale forholdet mellom kostnader og oppgavevariabler. Det vil si at ingen andre selskaper i utvalget vil ha en høyere produksjon relativt til ressursbruk i måleperioden. Produksjonsmulighetsområdet omfatter likevel alle kombinasjonene i utvalget.

Figur 2.4 er en illustrasjon av en effektiv front utledet fra en DEA analyse av de fem selskapene A, B, C, D og E, med innsatsfaktor x og produksjon y . Konstant skalaavkastning (CRS) kan legges til grunn i sammenhenger hvor det antas at produksjon kan skaleres direkte etter mengde

innsatsfaktorer. CRS-fronten vil gå i en rett og endeløs linje. I figuren illustreres det at selskap B er det eneste selskapet som ligger på CRS-fronten. Selskapet er dermed den eneste aktøren i utvalget som møter kriteriene for effektivitet, gitt antakelsen om konstant skalaavkastning. Alle selskaper med andre kombinasjoner av innsatsfaktorer og produksjon vil være en del av produksjonsmulighetsområdet, men vil oppnå et lavere effektivitetsmål.



Figur 2.4 - CRS og VRS front i en DEA analyse (Bjørndal, et al., 2010a)

I analyser hvor det antas konvekksitet og fri bruk av innsatsfaktorer åpnes det for variabel skalaavkastning (VRS) (Bjørndal, et.al, 2010a). Fri bruk av innsatsfaktorer er antakelsen om at dersom det kan produseres en viss mengde ved et gitt nivå av innsatsfaktorer, kan det samme nivået også produseres med en større mengde innsatsfaktorer. Tilsvarende kan det forventes at dersom et gitt nivå kan produseres med en viss mengde innsatsfaktorer, kan det også produseres et lavere nivå med tilsvarende mengde ressurser. Slik åpner VRS for både konstant, avtakende og økende skalaavkastning.

2.3.2 Inntektsrammer og tillatt inntekt

Nettselskapenes inntekter reguleres av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Ved Forskrift om kontroll av nettvirksomhet (1999, §7-2) legges følgende retningslinjer for fastsetting av inntektsrammer til grunn: “årlig inntektsramme fastsettes slik at inntekten over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet”.

Modellen som er utarbeidet for reguleringen tar for seg selskapenes effektivitet, kostnader og eiendeler, for å utarbeide rimelige nivåer på tillatt inntekt for hvert enkelt selskap. Det fastsettes først en inntektsramme for selskapet, som beregnes ut fra ligning 2.3.

$$(2.3) \quad IR_t = (1 - \rho) * K_t + \rho * K_t^*$$

Inntektsrammen er konstruert slik at den tar hensyn til det enkelte selskapets kostnadsgrunnlag (K_t) og den aktuelle kostnadsnormen (K_t^*). Notasjonen t viser til tid. Kostnadsgrunnlaget er bedriftens faktiske kostnader, og beskrives i detalj nedenfor. Kostnadsnormen har fått sitt navn fordi den er basert på en effektivitetsnorm for nettdrift. Kostnadsnormen bestemmes ved en tre-trinns analyse som utdypes i kapittel 2.3.3. Rho (ρ) er et parameter som bestemmer hvordan kostnadsnormen skal vektes i forhold til de ulike selskapenes faktiske kostnader. Per i dag er rho fastsatt til 0,6, som betyr at 60 prosent av inntektsrammen bestemmes ved kostnadsnormen (NVE, 2017b). En høyere vektlegging av kostnadsnormen skaper større insentiver til å opptre kostnadseffektivt. Det er derfor diskutert å øke rho til 0,7, for å styrke selskapenes motivasjon til effektiv drift (Reiten et al., 2014).

Kostnadsgrunnlaget, som er inkludert i inntektsrammen, består av syv hovedkomponenter, og fremstilles i likning 2.4.

$$(2.4) \quad K_t = (DV_{t-2} + KILE_{t-2}) * \left(\frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} \right) + NT_{t-2} * P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} * r_{NVE}$$

Funksjonen har et tidsetterslep på to år. Dette er de nyeste regnskapstallene selskapene har klare og offentliggjort ved beregning av inntektsrammen. DV_{t-2} er selskapets drifts- og vedlikeholdskostnader, hvor subskriften “ $t-2$ ” viser til tidsetterslepet i variabelen. Første ledd i kostnadsgrunnlaget består av denne, samt $KILE$, en variabel for utbetaling til kunder i forbindelse med avbrudd. $KILE$ er en forkortelse for “kvalitetsjusterte inntektsrammer for ikke-levert energi”, og er en kompensasjon nettselskapet må betale sluttbrukerne dersom strømbrudd skulle forekomme. Både DV og $KILE$ inflasjonsjusteres for tidsetterslepet, ved å ta hensyn til endringene i konsumprisindeksen, KPI . Slik justeres de historiske kostnadene til dagens verdi. NT er overføringstapet (nettap) i MWh og P er referanseprisen på kraft. Nettap er en kostnad for nettselskapene i form av godtgjørelse til kraftselskapene for energi tapt i overføring (Rosvold, 2015). Kompensasjon gis ved at nettselskapet kjøper tilsvarende mengde kraft i markedet. AVS er årlige avskrivninger og AKG er avkastningsgrunnlaget, inkludert 1%

arbeidskapital, og multipliseres med NVE sin referanserente, r_{NVE} . De to siste leddene er spesielt viktige for bedriftens investeringsinsentiver, ettersom de gir selskapene muligheten til å få kompensert for de økte kostnadene som følger av en investering.

Videre justeres inntektsrammen fra likning (2.3) ytterligere, før den resulterer i et mål for tillatt inntekt. Den tillatte inntekten justeres basert på selskapets mer- eller mindreinntekter som følger av for høye eller lave tariffer i foregående år. Hensikten med dette er at selskapenes mer- og mindreinntekter skal gå mot null på lengre sikt. Tillatt inntekt (TI) defineres ved ligning 2.5.

$$(2.5) \quad TI_t = IR_t + KON_t + E_t - KILE_t + (AVS_t - AVS_{t-2}) + (AKG_t - AKG_{t-2}) * r_{NVE}$$

I den tillatte inntekten inkluderes KON_t som er kostnader selskapet har i forbindelse med overliggende nett, og E som er eiendomsskatten selskapet må betale. KILE-kostnaden blir så trukket fra, ettersom denne kostnaden allerede inngår i inntektsrammen gjennom kostnadsgrunnlaget og -normen. De to siste leddene legger til kapitalkostnadene i forbindelse med investeringer de siste to årene, ved å inkludere endringene i avskrivninger og avkastningsgrunnlag (NVE, 2017b).

Når kostnadsnormen beregnes skal det tas utgangspunkt i at bransjens forventede avkastning skal være lik referanserenten. Renten skal være på et nivå som tilsvarer markedsavkastning på investeringer med tilsvarende risiko, og beregnes ved ligning 2.6.

$$(2.6) \quad r = (1 - G) * ((R_f + infl + \beta_e * MP)/(1 - s)) + G * (swap + KP)$$

G er fast gjeldsandel, satt til 60%, og R_f er fast nøytral realrente (2,5%) (NVE, 2018b). $infl$ er et mål basert på et gjennomsnitt av inflasjon for de seneste to år og anslått inflasjon for de kommende to år. β_e er egenkapitalbeta og fastsatt til 0,875, MP er markedspremien, fastsatt til 5%, og s er skattesatsen. Til slutt er $swap$ et årlig gjennomsnitt av en 5-årig swaprente hos to av de største bankene i landet og KP er årlig, gjennomsnittlig og bransjespesifikk, risikopremie. KP beregnes ut fra differansen mellom 5-årige kraftobligasjoner og swaprenter. For 2017 ble referanserenten fastsatt til 6,13% og i 2018 er den beregnet til 5,88%.

Kostnader for nedskrivninger påløper i forbindelse med at eiendeler uventet mister verdi. I motsetning til avskrivninger tas ikke disse kostnadene hensyn til i reguleringsmodellen. Dette

betyr at selskapene ikke vil motta noen form for kompensasjon for anlegg som må fjernes før de er ferdig avskrevet, og må dermed dekke tapet selv. Som følge av nedskrivninger vil også selskapets kapitalverdi, og kan gi utslag på effektivitetsnivået beregnet ved DEA.

2.3.3 Kostnadsnormen

En sentral del av inntektsrammen og fastsettelse av den tillatte inntekten er kostnadsnormen. Beregning av kostnadsnormen er en prosess bestående av tre trinn, og blir beskrevet i de neste avsnittene.

Trinn 1 - DEA

I trinn 1 benyttes en DEA-analyse som måler selskapenes gjennomsnittlige effektivitet over de siste 5 årene opp mot hverandre. Analysen består av kun én innsatsfaktor; totale kostnader. For distribusjonsnett legges tre oppgavevariabler til grunn, og for regional- og sentralnettet brukes det fire. Disse er gjengitt i tabell 2.1. og 2.2.

Trinn 1: Distribusjonsnett
Antall abonnenter
Antall kilometer høyspentnett
Antall nettstasjoner

Tabell 2.1 - Oppgavevariabler brukt i kostnadsnorm for distribusjonsnett (Langset, 2017)

Trinn 1: Regional- og Sentralnettet
Vektet verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder
Vektet verdi jordkabler
Vektet verdi sjøkabler
Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringsanlegg

Tabell 2.2 - Oppgavevariabler brukt i kostnadsnorm for regional- og sentralnettet (Langset, 2017)

De vektete verdiene indikerer nivået på årlige kostnader forbundet med drift av den aktuelle anleggskomponenten. Vektene beregnes fra NVEs vektsystem, hvor verdiene fastsettes på

grunnlag av de enkelte delenes tekniske spesifikasjoner. Selskapets totale oppgavevariabler beregnes ved å slå sammen alle verdiene, og representerer deres produksjon i effektivitetsmålingen.

Det antas konstant skalaavkastning (CRS) i modellen, som vil si at enhetskostnaden forutsettes å være lik, uavhengig av størrelsen på selskapet. Forutsetningen skal sikre en rettferdig vurdering uansett størrelse, slik at enkelte selskaper ikke drar urettferdig nytte av stor- eller smådriftsfordeler. På denne måten får selskapene incentiver til å tilpasse seg etter sin egen optimale størrelse (Amundsveen & Kvile, 2015).

Selve modellen har som mål å minimere innsatsfaktorer, gitt produksjonsutbyttet, som i denne sammenhengen vil være oppgavevariablene. De totale kostnadene, som er innsatsfaktoren i modellen, inkluderer drifts- og vedlikeholdskostnader, KILE, avskrivninger, nettap og avkastning på bokført kapital. Nettanleggene avskrives lineært og beregnes på grunnlag av anskaffelseskost. Slik praksis fører til en systematisk overvurdering av kapitalkostnadene i nye nett i forhold til gamle. Dette kommer av at eldre anlegg får samme vektete verdier som nye anlegg, men det vil derimot være lavere kapitalkostnader knyttet til dem. Således vil eldre anlegg oppnå en høyere effektivitetsscore, gitt alt annet likt.

For regionalnettet inkluderes ikke kostnader forbundet med nettap i DEA-modellen. Dette kommer av at nettapet i regionalnettet ikke kan måles på en nøyaktig og rettferdig måte. Både overproduksjon og tap i transformatorer tilknyttet andre selskapers område vil registreres som nettap for selskapet som eier anlegget. Da slike kostnader er utenfor selskapets kontroll vil de heller ikke evalueres på grunnlag av dem. Alle kostnader forbundet med nettap i regionalnettet dekkes direkte gjennom den tillatte inntekten.

I analysen defineres en effektiv front basert på gjennomsnittlige kostnader og oppgavevariabler fra de siste fem årene. Bruk av gjennomsnittstall sikrer en relativt stabil front, uten store årlige svingninger forårsaket av force majeure hendelser. Resultatene vil på denne måten bli mer pålitelige og forutsigbare. En slik praksis fører også til at frontelskapene får incentiver til å forbedre sin effektivitet. Dersom selskapet opptrer mer effektivt enn det har gjort i de siste 5 årene kan det, i NVE sin modell, oppnå en effektivitetsscore på over 100%, og kategoriseres da som supereffektivt.

Trinn 2 - Korrigering for geografiske rammevilkår

I trinn 2 justeres DEA-resultatene for bestemte geografiske rammevilkår ved regresjon (Langset, 2017). Rammevilkårsvariablene som anvendes står oppført i Tabell 2.3. for distribusjonsnettet og i Tabell 2.4 for regional- og sentralnettet.

Trinn 2: Distribusjonsnett
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 2.3 - Rammevilkårsvariabler for distribusjonsnettet

Trinn 2: Regional- og sentralnett
Geo 3R: Helning og skog med høy og særs høy bonitet

Tabell 2.4 - Rammevilkårsvariabler for regional- og sentralnettet

Justeringene i trinn 2 kommer av de store geografiske variasjonene i Norge. Det er nødvendig å ta hensyn til heterogenitet forårsaket av geografiske faktorer i DEA-resultatene for å oppnå rettferdig regulering. Nettselskapene har utfordringer av ulik grad og natur, og kostnadsnivåer knyttet til vedlikehold og drift varierer derfor betydelig. Slike geografiske faktorer kan eksempelvis være spesielt værutsatte områder eller områder med større variasjoner i terrenget. Fordi flere av de geografiske variablene er sterkt korrelert, brukes en faktoranalyse, kalt "Principal Component Analysis". Rammevilkårsvariablene vil ved bruk av denne utledes på en måte som best mulig utnytter variasjonen i de enkelte faktorene som inngår i dem.

Justeringene foretas ved å anvende regresjonsanalyse til å korrigere resultatet fra DEA i trinn 1, i henhold til de geografiske forholdene som påvirker kostnadsbildet. Hvert enkelt selskap i analysen måles opp mot sitt tildelte "skyggeselskap" fra den effektive fronten. I regresjonsanalysen benyttes forholdstallet mellom geovariablene til selskapet som evalueres og dets skyggeselskap (Amundsveen & Kvile, 2015). Sammenligningen kan da føre til at selskapets effektivitetsmål justeres opp eller ned.

Trinn 3 - Kalibrering

Tredje og siste steg er kalibreringen. Kostnadsnormen defineres, før kalibrering, ved likning 2.7, som et produkt av effektivitetsmålet fra DEA trinn 2 og kostnadsgrunnlaget.

$$(2.7) \quad K_t^* = DEA2 * K_t$$

Ved denne kostnadsnormen vil bare de mest effektive selskapene ha en kostnadsnorm tilsvarende, eller høyere enn sitt kostnadsgrunnlag (Amundsveen & Kvile, 2015). Videre kalibreres kostnadsnormen slik at summen av normene for alle selskaper blir lik det totale kostnadsgrunnlaget for bransjen. Kalibreringen utføres for å ta hensyn til tidsetterslepet som foreligger i modellen og usikkerhet knyttet til målefeil, og skal sikre at bransjen som helhet oppnår en avkastning lik referanserenten, r_{nve} . Et selskap med et gjennomsnittlig effektivitetsmål fra DEA vil med dette oppnå en avkastning lik referanserenten. Selskaper med høyere eller lavere effektivitet enn gjennomsnittet, vil følgelig oppnå en høyere eller lavere avkastning enn referanserenten.

I kalibreringen beregnes differansen mellom bransjens totale kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Differansen fordeles basert på hvert selskaps andel av det totale avkastningsgrunnlaget (Amundsveen & Kvile, 2015). Slik bidrar kalibreringen til å justere for alderseffekten som forekommer i trinn 1, hvor en systematisk overvurdering av kapitalkostnadene for nye nettanlegg i forhold til gamle finner sted. Det vil si at i trinn 1 vil det være negativt med et høyt avkastningsgrunnlag, men positivt i trinn 3, hvor det brukes som fordelingsgrunnlag.

Når inntektsrammen fastsettes benyttes KPI-justerte kostnader fra to år tilbake, som et estimat på bransjens kostnader det året inntektsrammen skal beregnes for (Langset, 2017). Helt til slutt vil derfor inntektsrammen for 2018 korrigeres for avviket mellom faktiske kostnader i 2016, og de kostnadene som ble estimert for 2016, ved å justere kostnadene fra 2014. Det vil si at dersom det virkelige kostnadsgrunnlaget i 2016 er lavere enn det som ble estimert, vil inntektsrammen for 2018 nedjusteres med tilsvarende beløp.

Reguleringen av strømnetselskapene er en komplisert affære. Selskapene er heterogene og det finnes flere større og mindre faktorer som skiller dem fra hverandre. Ulikhetene fører til at

reguleringen til en viss grad må tilpasses. Dersom modellen ikke hadde tatt hensyn til at selskapene har ulike utgangspunkt for drift, ville det oppstått urettferdig og diskriminerende regulering.

2.3.4 Tilknytningsplikt, leveringsplikt og anleggsbidrag

Som et resultat av nettselskapenes monopolposisjon, og behovet for sikkerhet og universell tilgang til nettet, er det også innført noe direkte regulering. Den direkte reguleringen kommer i form av tilknytnings- og leveringsplikten (Energiloven, 1990, §3-3 & §3-4). Felles for pliktene er at nettselskapene pålegges å tilgjengeliggjøre nettet for dem som har behov. Dette gjelder både for nye og eksisterende kunder, og innebærer nyinvesteringer dersom eksisterende anlegg ikke er tilstrekkelig for god leveringssikkerhet. Pliktene skiller seg fra hverandre ved hvilke kundegrupper de retter seg mot. Leveringsplikten omfatter hovedsakelig ordinære forbrukere, eksempelvis husholdninger, og tilknytningsplikten er rettet mot kraftprodusenter og større uttaks kunder.

Leveringsplikt

Leveringsplikten gjelder for kunder i distribusjonsnettet, og skal sørge for at nettet går hele veien ut til sluttbrukerne og forsyner dem med kraft (NVE, 2016a). Normale husstander og bedriftsbygg vil inngå i denne kategorien. Plikten gjelder fra nærmeste distribusjonsnett og frem til tilknytningspunktet på husstanden eller bedriftsbygget. Netteier har også plikt til å utføre reinvesteringer i anlegg som forsyner etablerte kunder, ved behov. Selskapet har mulighet til å kreve inn anleggsbidrag for kostnader som utløses ved en tilknytning, i henhold til aktuelt regelverk. I unntakstilfeller hvor etablering av nett ikke er rimelig å utføre på vanlige vilkår, kan netteieren fravike plikten. Nettets kapasitet bygges etter estimert effektbehov i topplasttiden i området. Effekten beskriver mengden energi som konsumeres i et spesifikt øyeblikk. Dette skiller seg fra elektrisk energi, som er hvor mye energi det konsumeres over tid.

Tilknytningsplikt

Tilknytningsplikten skiller seg fra leveringsplikten ved at den kun gjelder for kraftprodusenter og større uttaks kunder (NVE, 2015a). Dette vil eksempelvis være vannkraftverk, vindmølleparker, industribedrifter eller datasentre. Dersom en bedrift planlegger ny eller økt kraftproduksjon må de søke om tilknytning til nettet. Nettselskapet vil vurdere hvorvidt

tilknytningen er samfunnsmessig rasjonell, som betyr at tilknytning ikke går på bekostning av allerede eksisterende kunder. Dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte bedriften til eksisterende nett, må nettselskapet søke konsesjon og investere i nye anlegg som tåler kapasitetsøkningen. Plikten til å investere i nytt anlegg trer normalt ikke i kraft før kunden har gjennomført nødvendige investeringer. Nettselskapet kan også her søke om anleggsbidrag, i henhold til gjeldende regler, dersom en kundes behov fører til at nyinvesteringer er nødvendig. Dersom anleggsbidraget ikke godtas av kunden, bortfaller nettselskapets plikt til å sørge for tilknytning.

Anleggsbidrag

Anleggsbidrag er et krav nettselskapene kan stille til nye nettkunder (NVE, 2015a). Det innebærer at hele eller deler av investeringen i nettet dekkes av den aktuelle kunden. Bidraget kan kreves i tilfeller hvor det må investeres i nye anlegg eller hvor nettet må forsterkes for spesifikke kunder, eller kundegrupper. Som oftest faller dette sammen med tilknytnings- og leveringsplikten. Nettselskapene er pålagt å være objektive og ikke-diskriminerende i sin praksis for innkreving av anleggsbidrag. Det vil si at dersom det skal kreves bidrag må det gjøres for alle nettilknytninger og kundeutløste forsterkninger. Dersom kravet om bidrag ikke aksepteres vil plikten til nettselskapet falle bort. Anleggsbidraget kan være med på å senke nettselskapets risiko ved nyinvesteringer. Videre er formålet med det å gjøre kostnadene ved investeringer for tilknytning synlig, og gi kundene insentiver til å vurdere alternative løsninger (NVE, 2017c). Anleggsbidraget fungerer også som en barriere for kunder som er usikre på hvor lenge de planlegger å opprettholde driften.

2.3.5 Nettleie

Nettleien kundene betaler bestemmes av den tillatte inntekten, som settes ved hjelp av reguleringsmodellen. Nettleien deles opp i tre ulike deler (NVE, 2017d). Første del er energileddet som reflekterer kostnaden for kundens direkte bruk av nettet. Videre kommer et fastledd og et effektledd som dekker faste kostnader, samt gir avkastning på investeringer i nettet. Fastleddet fordeles på alle kundene i distribusjonsnettet, mens effektleddet benyttes hovedsakelig på næringskunder. Forskjellene i nettleien mellom regionene i Norge kommer av geografiske variasjoner, som øker eller reduserer kompleksiteten og kostnadene med å drive nettjenestene (NVE, 2015b).

3 Framtidsutsikter for nettet

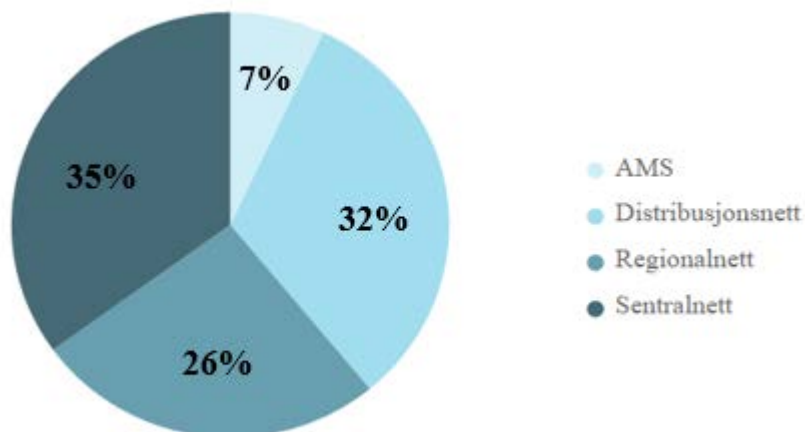
Dette kapitlet tar for seg endringene i politikk, teknologi og kundeatferd, som har bidratt til at det nå foreligger investeringsplaner for strømmettet verdt 140 milliarder kroner. Disse endringene vil drøftes i lys av andre forhold som kan ha dempende effekter på behovet for nett, og kan bidra til at investeringene som utføres i tiden fremover blir overflødige. Selve fenomenet strandede eiendeler og konsekvensene av dette vil diskuteres nærmere mot slutten av kapitlet.

3.1 Investeringsbehov

I årene fremover forventes en rekke teknologiske og sosiodemografiske endringer i samfunnet. I enkelte av disse endringene kan utfallet predikeres, men i andre er det vanskeligere å forutse hvordan, og i hvilken grad, påvirkningen vil utfolde seg. Spesielt gjelder dette disruptive teknologiske endringer som potensielt kan endre markedet “over natten”. Ettersom samfunnets avhengighet til elektrisitet stadig øker, er det planlagt massive investeringer i strømmnettverket. Grunnet det usikre fremtidsbildet, kan det forbindes stor risiko til disse investeringene. Videre vil det redegjøres for, og diskuteres rundt, bakgrunnen for de planlagte investeringene, samt effektøkende og -reduserende endringer i bransjen og samfunnet generelt.

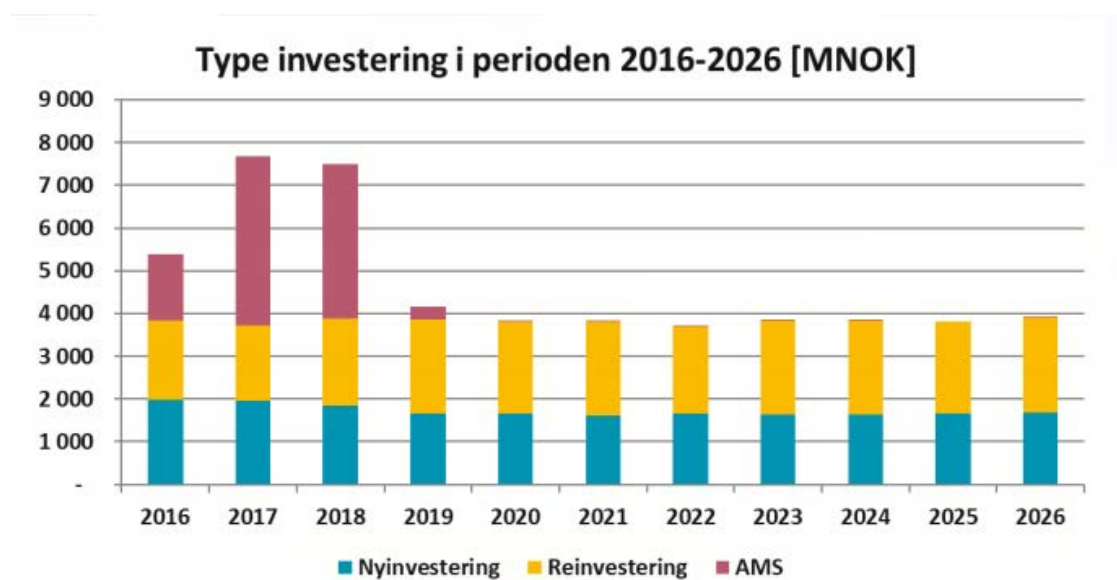
3.1.1 Investeringer i strømmnettverket

I tiden fra 2016 til 2026 er det planlagt å gjennomføre en rekke omfattende investeringer i det norske strømmettet. Ifølge Energi Norge (2017) skal det gjennomføres nettinvesteringer for 140 milliarder kroner, ekskludert utenlandskabler. Av disse vil tilnærmet 35 prosent tilfalle sentralnettet, 26 og 32 prosent tilfaller henholdsvis regional- og distribusjonsnettverket, og de resterende 7 prosentene går til automatiske strømmålere. Fordelingen av investeringsbeløpet illustreres i figur 3.1.



Figur 3.1 - Samlede nettinvesteringer i Norge, fra 2016 til 2026

Investeringene differensierer seg i type og omfang over perioden. De største investeringene foretas i løpet av perioden fra 2016 til 2019, da det foreligger et mål om å installere smartmålere i alle norske husstander innen utgangen av 2018. De planlagte ny- og reinvesteringene fordeler seg jevnt over hele perioden. De planlagte investeringsbeløpene over perioden for de tre kategoriene illustreres i figur 3.2.



Figur 3.2 - Planlagte investeringer i strømmnettverket, 2016 til 2026 (Energi Norge, 2017)

Omtrent 40 prosent av investeringsbeløpet går til oppgradering av eksisterende anlegg, ettersom store deler av dagens nett ble bygget i etterkrigstiden og på 60-tallet. Nyinvesteringer i forbindelse med utbygging av kapasitet utgjør dog den største delen. Nettets kapasitet skaleres

for å takle belastningen på det tidspunktet hvor effektuttaket forventes å være høyest. Dette vil typisk være den kaldeste timen som kan forventes å forekomme på dagtid, hvor mye varme produseres og energitapet er høyt. Kapasitetsbehovet er økende og forventes å fortsette i samme retning. Denne utviklingen skyldes blant annet endret konsumentadferd, befolkningsvekst, innføring av ny produksjon og en større geografisk avstand mellom produksjons- og forbrukssted, som følge av økt andel fornybar produksjon (Reiten et al., 2014).

Befolkningsvekst

I henhold til befolkningsframskrivningen er det forventet at befolkningsveksten skal fortsette i samme økende retning, med en avtakende vekst (SSB, 2016a). Veksten antas å holde seg størst i byene og nærliggende kommuner. Ettersom disse områdene per dags dato har liten mulighet til å fullstendig dekke eget behov ved lokal produksjon av elektrisk energi, vil det være nødvendig å bygge ut nettet fra produksjonsområdene og inn til byene. Dette er gitt under forutsetningen om at energien vil komme fra fornybare kilder, grunnet klimavedtak og endrede holdninger blant konsumentene. Unntaket er energi produsert fra solceller, som enten kan legges på tak eller inkluderes som en del av bygningens veggbekledning. Energi produsert fra solceller er riktignok ikke tilstrekkelig for å dekke behovet i byene. Spesielt gjelder dette i vinterhalvåret, som ofte er mørkt og preget av mye nedbør. Mangel på batterier som kan lagre energi over sesonger er også en avgjørende grunn til at husstander i Norge ikke kan overleve på solenergi. Behovet for høy kapasitet i nettverket øker ytterligere som følge av forventninger om økt bruk av energikrevende teknologi i private hjem og næringsbygg.

El-transport

En sakte men sikker overgang fra fossile energikilder til elektrisk energi i transportsektoren taler også for at en massiv økning i elektrisitetsforbruket er reell. Innen 2030 forventes Norge å huse over 1,5 millioner elbiler (Reiten et al., 2014). Elbiler vil ha en betydelig effekt på nettets kapasitet både ved at de har en last som kan skape spenningsforstyrrelser i nettet, og at de bidrar til å øke topplasten som følge av høyt effektuttak. Sistnevnte forårsakes hovedsakelig av at majoriteten av bilene lades i samme tidsrom, og legger dermed større press på nettet. I tillegg øker hurtiglading av elbiler presset på nettets kapasitet. I motsetning til vanlige elbilladere som har en spenning på ca. 230V, lader en hurtiglader på rundt 400V (Ladestasjoner, u.å.). Målt i watt tilsvarer dette en 10-15 ganger høyere effekt enn ved normal lading. Kapasitetsforskjellen utgjør en stor påkjenning for nettet i topplasttimene. I tillegg benyttes hurtigladere vanligvis på dagen, og forbruket er gjerne større på kaldere dager hvor effekttoppene allerede er høye.

Bruk av hurtigladerer noe dyrere enn normale ladere, men forskjellen er ikke stor nok til at det gir forbrukerne tilstrekkelige incentiver til å unngå dem. Per minutt koster en hurtiglader ca. 3-5 kr per kWh, mens prisen ved å lade hjemme normalt ligger i underkant av én krone (Elbil, 2017). For at incentivene til å bruke hurtigladerer skal reduseres eller forsvinne må prisen økes ytterligere. Et annet problem knyttet til bruk av hurtigladerer er at flere bedrifter tilbyr gratis lading av elbil til sine ansatte. En slik ordning gir elbileiere incentiver til heller å lade gratis på jobb, i toppplasttimene, enn å lade hjemme hos seg selv på natten. Om effektøkningen fra elbiler skal reduseres, er det derfor behov for å senke incentivene for hurtiglading og lading i toppplasttimene.

Utviklingen i batterier for elbiler er heller ikke like rask som veksten i antall biler på markedet. Dersom Norge skal møte regjeringens mål om at alle nye biler innen 2025 skal være nullutslippsbiler, må derfor antallet hurtigladestasjoner flerdobles (Regjeringen, 2017). I tillegg til elbiler, forventes det også at busser, lastebiler og ferger gradvis vil endre forbruksmønster fra fossil energi til elektrisk energi. Samlet sett vil el-transport kunne bli en av de største driverne for et økt nettbehov.

Ny produksjon

Investeringsbehovet kan variere i ulike deler av landet, som følge av for eksempel aldersforskjeller i nettet eller geografiske forhold som kan redusere levetiden. Et eksempel på dette er i Trøndelag, hvor interessen for etablering av ny kraftproduksjon de seneste årene har vært økende, grunnet gunstige forhold for vind- og vannkraft. Dersom ny produksjon etableres må også nettet oppgraderes, for å ha nok kapasitet til å transportere energien bort fra de nyetablerte produksjonsområdene og frem til sluttbrukerne (Kvernland et al., 2016).

Nettet forventes spesielt å møte et økt kapasitetsbehov når bruk av private solcellepanel blir mer utbredt. Panelene vil typisk produsere store mengder energi på tidspunkt hvor forbruket er lavt, og behovet for å transportere energien bort fra produksjonsområdet blir dermed høy (Fiksen, Jenssen, Harsem, Landet, 2016). Enkelte områder har enten værforhold eller beliggenhet som ikke er tilrettelagt for produksjon. For at et område skal kunne leve av egenproduksjon må begge forhold ligge til rette. Eksempelvis er vindforholdene i Tromsø by gode, men området i seg selv er lite gunstig for en vindpark. I slike områder er det behov for

tilkobling mot nærmeste kraftanlegg, som ofte vil ligge langt unna dersom energien utvinnes fra andre fornybare kilder enn solceller.

Krav om økt leveringssikkerhet

En annen konsekvens som følger av at samfunnet utvikler en økt avhengighet til elektrisitet er at kravet til stabilitet i nettet også øker. Jo flere komponenter forbrukerne har, spesielt i produksjon og annen næring, men også privat, desto større tap vil avbrudd i strømforsyningen medføre. I enkelte næringer, eksempelvis ved sykehus eller produksjonsbedrifter, vil et lengre avbrudd vært spesielt kritisk. Avhengigheten dagens samfunn har til elektrisitet er dermed med på å understreke behovet for utbedringer av nettet. Et sterkt nett vil bidra til stabil forsyning og sørge for redusert risiko for svikt i nettet.

Økte tariffer

Nettinvesteringene vil medføre en betydelig økning i tariffene for sluttbrukerne. Reitenutvalget har i rapporten “Et bedre organisert strømmnett” (2014) estimert at de samlede investeringene i nettet vil føre til en økning i årlig nettleie på 30 til 50 prosent. Dette tilsvarer en årlig økning på omtrent kr 2000 for en gjennomsnittlig husholdning, ettersom uttakskunder i distribusjonsnettet står for omtrent 90 prosent av de samlede kostnadene i nettet. Investeringene som utføres i sentral- og regionalnettet vil ha en svært lang forventet levetid, som på et sett skal veie opp for de store investeringene. Skagerak Energi har fastslått at den tekniske levetiden på enkelte komponenter kan være mellom 50 og 100 år. Den lange levetiden åpner for liten grad av fleksibilitet og blir således nok en indikator på at korrekte langtidsprognoser for det elektriske forbruket er essensielle.

3.1.2 Effektreducerende utvikling

Som det fremgår av kapittel 3.1.1, er det flere faktorer som taler for et stort investeringsbehov i strømmettet. Likevel har flere ulike aktører kommet på banen med kritikk rettet mot analysene av fremtidens behov. I en rapport fra konsultentselskapet Quartz (Nordbø, E., Dale, S., Kleveland, M., 2017), kritiseres nettselskapene for å se på fremtiden som “business-as-usual”, og påpeker at dette ikke nødvendigvis er tilfellet. Quartz argumenterer med at selv om elektrisitetsforbruket kommer til å øke vil andre endringer i samfunnet kunne bringe effektuttaket ned, potensielt til et nivå langt under det predikerte. Flere andre aktører i markedet, blant annet Thema Consulting og Energi Norge, kommenterer også den usikre

fremtiden til strømmettet, og viser til at estimeringene kan mangle viktige trendvurderinger (Fiksen et al., 2016). Basert på ulike prognoser og teorier om fremtidens forbruk forventes signifikante endringer på tre hovedområder; regulering, teknologi og sluttbrukeratferd. Endringene i alle disse områdene kan slå ut effektøkende, men vil også kunne ha egenskaper som senker effektuttaket.

Endret regulering

Avansert måle- og styringssystem (AMS)

Nettselskaper over hele landet er i gang med å bytte ut alle eksisterende strømmålere med nye smarte målere (Energi Norge, 2018). Disse skal være med på å gi kundene bedre informasjon om sitt eget forbruk, hjelpe kundene med automatisk måleravlesning, samt øke stabiliteten i nettet og redusere tilfeller av strømstans. AMS muliggjør også for toveiskommunikasjon, som tilrettelegger for egenproduksjon i hjemmet (Statnett, 2011). Som tidligere nevnt er kapasitetsbehovet for nettet beregnet i forhold til effektuttaket i topplasttiden. Nettselskapene har til nå vært nødt til å utvide kapasiteten dersom nettet risikerer å bli overbelastet i topplasttimene, selv om det nødvendigvis ikke forventes å forekomme endringer i uttaket i andre perioder. Håpet er å kunne endre dette med AMS. Ved bruk av smarte strømmålere kan nettselskapene sette rettferdige effekttariffer ut fra kundenes forbruk og effektuttak i nettet. Kundene forventes således å omstille seg slik at de flytter deler av forbruket sitt til de mindre belastede timene av døgnet (Fiksen, et. al., 2016). Informasjonen fra smartmålerne kan videre benyttes til å vurdere investeringsbehov, og kan være et viktig hjelpemiddel i vurderinger av kapasitetsbehov.

Endret teknologi

Dagens teknologi er i stadig endring, og er en av de største driverne for nyinvesteringer i nettet. Teknologisk endringer kommer blant annet i form av kjøretøy som elbiler, smarte hverdagsgjenstander og automatisering av ulike prosesser i de fleste bransjer. Behovet for investering begrunnes også med en mer teknologisk hverdag, som gjør samfunnet desto mer avhengig av tilgang på en stabil energitilførsel. Strenge klimakvoter og endrede holdninger til miljøgifter er med på å øke etterspørselen etter fornybar elektrisk energi. Kostnadsøkningen tilknyttet fossile energikilder og et økt klimafokus fører blant annet til en sterk vekst i industrien for el-transport, som typisk vil bidra til å øke effektuttaket. Likevel er det flere teknologiske endringer som potensielt kan bidra til å senke den predikerte økningen, hvorav flere av dem

allerede er i markedet eller på vei inn. I følgende tre avsnitt kartlegges endringer i teknologi frem mot 2030 og 2050 som sammen kan dempe den predikerte effektøkningen.

El-transporten

I årene som kommer er det forventet en betydelig vekst i antall elbiler, drevet av teknologiske fremskritt, klimaholdninger og -reguleringer. Behovet for elektrisk energi forventes dermed å øke betydelig. Lading av elbiler foregår stort sett i løpet av toppplasttimene, og forventes derfor å skape store påkjenninger på nettet. Likevel er det forventet å komme teknologiske endringer fra andre aktører innen elbil- og elektronikkbransjen som kan senke lastpåkjenningen. Eksempelvis har Schneider Electronics, i samarbeid med Smartly og Lyse, introdusert en ny smart-lader (Lysekonsern, 2016). Denne skal, sammen med AMS styre ladingen av el-transporten bort fra toppplasttimene. Ifølge beregninger fra NVE vil det å flytte ladingen av elbilene ut av toppplasttimene gjøre at dagens nett vil ha kapasitet til å forsyne de 1,5 millioner elbilene som forventes å være på veiene i 2030 (NVE, 2016b). Estimater tilsvarer over 70 prosent av den forventede bilparken i 2030 (Fridstrøm & Østli, 2016). Det skal riktignok nevnes at omstilling fra lading på ettermiddag til lading på kveldstid, ikke løser problematikken forbundet med hurtigludere. Blant bilprodusenter er konkurransen også høy rundt batteriutvikling. Både batterier med lang levetid og selvladende biler, eksempelvis via innebygde solceller, er i sterk utvikling. Dersom produsentene lykkes kan behovet for nettutbyggingen som er drevet av det økte antallet elbiler reduseres ytterligere.

Energieffektivisering

Både i tiden før, og i tiden etter 2030 er energiforbruket til bygg forventet å synke. Dette kommer av forbedringer i teknologier for isolering og oppvarming, samt andre energibesparende tiltak (NVE, 2016c). Varmeisolering er spesielt en av de større områdene hvor det allerede er opplevd effektivisering innen energisparing, og som kan forventes å møte en positiv utvikling i fremtiden. Ettersom en betydelig del av strømforbruket til bygg går til varme vil isolering være av stor betydning for strømforbruket (Lien & Spilde, 2016). Dette gjelder især med tanke på høyintensive perioder hvor sterk kulde fører til høyt forbruk. Ved hjelp av AMS vil også næringsbygg lettere kunne regulere oppvarming, ventilasjon og generell strømforbruk og med dette ta bevisste valg om å styre unna toppplasttimene (Enova, 2018).

Energilagring

Lokal lagring av elektrisitet eller varme kan bli samfunnets viktigste substitutt for strømmettet, og fremskritt i feltet vil derfor være avgjørende for nettets fremtid. Per dags dato finnes det ingen form for energilagring, som på en effektiv og økonomisk gunstig måte kan oppbevare energi over lengre perioder, eksempelvis fra sommer til vinter. Uten mulighet for langtidslagring av produsert energi vil det i Norge være et betydelig behov for tilknytning til strømmettet. I tillegg vil manglende lagringsmuligheter kunne føre til behov for høyere kapasitet dersom solcellepaneler blir mer utbredt. Solceller vil normalt produsere strøm på de tidspunktene hvor behovet er lavest. Dersom energien hverken kan lagres i form av varme eller elektrisitet, vil det være behov for å sende den videre hvor den kan benyttes. Lagring av energi er i dag et av de mest attraktive emnene innen forskning og utvikling. Effektive løsninger for lagring av energi vil ha en signifikant betydning for blant annet bilindustrien og solcelleindustrien. Store aktører i disse markedene har derfor lagt inn betydelige ressurser i teknologiutvikling i feltet. Utvikling innen hydrogenlagring, litium-ion batterier, og andre lagringsmuligheter ser følgelig stadig nye fremskritt. Selv om en tilfredsstillende batteriløsning sannsynligvis ikke kommer på markedet før 2050, er det nødvendig å ta denne teknologien i betraktning i prognosene (Fiksen et al., 2016). Dette begrunnes med at nettet som bygges i dag vil ha en betydelig lengre levetid enn 30 år.

Endret kundeatferd

Det er ikke bare omgivelsene som er i endring. Sluttbrukerne i nettet forventes også å legge om sin atferd, som en følge av endringer innen regulering og teknologi. Endringene i samfunnet gjør at forbrukerne vil bli mer fleksible og sparsommelige overfor eget forbruk og det forventes at flere vil gå inn i egenproduksjon.

Plusskunder

Plusskunder, eller prosumenter, er definert som småskala sluttbrukere som ikke bare bruker elektrisitet fra nettet, men også produserer kraft til både eget bruk og til videresalg (Indeberg, Tews & Turner, 2016). Dette fenomenet er fortsatt ikke betydelig utbredt i Norge, men har blitt populært i land som Tyskland, Storbritannia og deler av USA. Solcellepanel er den metoden som brukes i størst grad, men det finnes også andre muligheter, som vindturbiner eller småskala vannturbiner.

Plusskundeordningen i Norge er regulert slik at de som produserer egen elektrisitet ikke kan selge overskuddskraften videre til andre sluttbrukere men må selge den til en kraftleverandør (NVE, 2017d). Det er også satt en øvre grense som sier at for å havne inn under definisjonen “plusskunde” må den innmatede effekten i tilknytningspunktet aldri overstige 100kW. Ved å sette begrensningen på innmatet effekt fremfor andre komponenter, som for eksempel sikringsstørrelse, mener NVE at ordningen tilrettelegger for deltakelse, ikke bare av privatpersoner, men også i næringsbygg.

Beregninger gjort i Tyskland og Storbritannia indikerer at de har henholdsvis 850 000 og 650 000 prosumenter som bruker solceller, og det er i Norge talt opp mellom 200 og 300 i samme kategori (Indeberg et al., 2016). For å finne årsaken til dette pekes det på flere innvirkende faktorer. For det første har det meste av kraften som produseres i Norge allerede opprinnelse i fornybare kilder. For det andre foreligger det en relativt stor tillit til det norske strømmettet og for det tredje er prisene for strøm er lave sammenlignet med andre nærliggende land. Alle disse faktorene er med å dempe insentivene til å investere i solceller. Videre har Norge en sikker og stabil strømforsyning, slik at behovet eller motivasjonen for å sikre seg mot uforutsette strømbrudd eller andre hendelser ikke er særlig høy (International Energy Agency, 2017). I andre land kobles ofte prosumenter sammen via et mikronett og kan således nyte av hverandres produksjon. Insentivene for å bygge ut mikronett øker med de økonomiske fordelene av å løsrive seg fra det tradisjonelle nettet. Siden nettavgift og strømpriser i Norge generelt har vært lave de siste tiårene, har ikke insentivene for løsrivelse vært like stor. Likevel kan dette endres dersom nettleien får en betydelig økning.

Sluttbrukerfleksibilitet

Sluttbrukerfleksibilitet er forbrukernes evne til å tilpasse seg endringer i pris eller andre insentiver, på kort sikt (Fiksen et al., 2016). Eksempelvis vil sluttbrukerfleksibilitet være kundenes evne til å tilpasse forbruket sitt etter tariffingen i strømmettverket. For at sluttbrukerne skal tilpasse seg etter leverandørens ønske, må riktignok insentivene være attraktive. Slike insentiver kan være monetære, slik som effekttariffene, eller de kan være kunnskapsmessige, slik som AMS, hvor kundene får opplysninger om eget forbruk.

Ved hjelp av dagens teknologi, som AMS og “Internet of Things” (IoT), blir det lagt til rette for at kundene kan være fleksible, uten å måtte legge for mye krefter inn i omstillingen. Tiltak som lading av el-transport, oppvarming av bygg og vann, og tilrettelegging for automatisk drift

på nattetid vil være blant de mest aktuelle alternativene til nettutbygging. Dersom sluttbrukerfleksibilitet blir lagt til rette for, vil det kunne spare nettselskapene for millioninvesteringer (Enova, 2018).

3.2 Strandede eiendeler

Uttrykket strandede eiendeler referer til eiendeler som må nedskrives helt eller delvis i verdi, tidligere enn eiendelens tekniske levetid tilsier (Ansar, Caldecott og Tilbury, 2013). Dersom behovet for nett forsvinner, eller blir desidert lavere enn antatt, kan deler av strømmettet oppleve å bli strandet.

I forrige avsnitt ble det introdusert trender for og mot effektøkning i forbruket. Usikkerheten som ligger i fremtidens behov og forbruk er med på å legge til rette for strandede eiendeler. På den ene side må netteierne forberede seg på å ta imot en stor økning i energikonsum, spesielt i timer av døgnet som har høye effekttopper. Bygges ikke nettet ut for å møte disse endringene, vil det kunne bli overbelastet, og kan i verste fall brenne ned. På den annen side må nettselskapene forberede seg på at fremtidens teknologi og forbruksvaner vil kunne lette på toppplasttimene, og føre til at nyinvesteringene i nettet blir overflødige. Hadde de planlagte investeringene vært av mindre kaliber ville en slik usikkerhet kanskje ikke vært så nøye. Med investeringsplaner verdt 140 milliarder kroner, er derimot de samfunnsøkonomiske konsekvensene store ved en feilberegning. Det er derfor store diskusjoner om investeringsnivået er forsvarlig, når begge sider av samfunnets utviklingstrekk legges til grunn. Nettanlegg har en svært lang levetid, ofte på hele 50 til 100 år, og investeringene er vanskelige eller tilnærmet umulige å reversere. Dersom de effektreduserende endringene blir fremtredende i stor nok grad kan det bety en økt andel strandede eiendeler blant nettinvesteringene, selv med en betydelig økning i energiforbruket. I tilfeller hvor anlegg blir strandet vil selskapet stå overfor et valg. Alternativene er enten å nedskrive kapitalverdien, eller la anlegget bli stående i håp om at behovet skal gjenoppstå. I sistnevnte kan anlegget gjerne bli stående over flere år på lav kapasitet. Førstnevnte medfører en nedskrivningskostnad for selskapet, tilsvarende bokført verdi for det aktuelle anlegget. Ved å opprettholde drift i anlegget vil derimot reguleringsmodellen sørge for at selskapet får kompensert for avskrivningene og andre kostnader, på lik linje med kostnader knyttet til andre anlegg. Ettersom kostnadene

kompenseres for i tillatt inntekt betyr det at forbrukerne ender opp med å betale for de overflødige eiendelene.

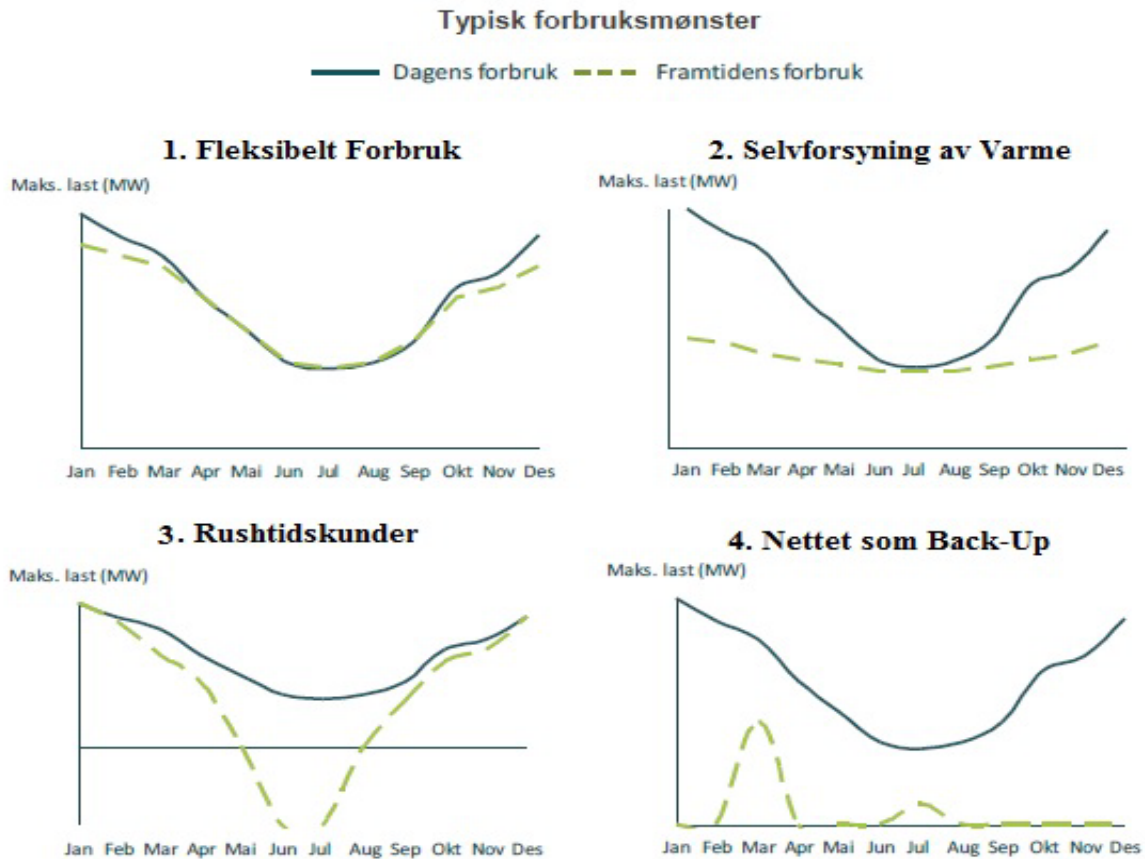
Grunnet disruptive teknologier og store endringer i samfunnet, har strandede eiendeler kommet frem i større grad over de siste tiårene. I Norge har blant annet telenettet, FM-nettet og oljeindustrien vært utsatt for slike endringer, og de økonomiske konsekvensene som kan medfølge. Med de store investeringsplanene som foreligger, kan strømmettet stå for tur. Teknologien som anvendes i strømmettet har eksistert over flere tiår, med kun mindre signifikante forbedringer. Per dags dato er samfunnet fortsatt avhengig av strømmettet, og det er sikkert at denne avhengigheten kommer til å vedvare i mange år fremover. Likevel kan vi hverken være sikre på i hvilken grad vi kommer til å være avhengig av nettet, eller når vi eventuelt kan frigjøre oss fra det.

På grunn av tilknytnings- og leveringsplikten er nettselskapene pålagt å utføre investeringer, på tross av risikoen knyttet til hvor lenge behovet vil bestå. Det er kun få unntak som tillater nettselskapene å si nei til utbygging av nettet. Frem til nå har dette vært en viktig og høyst nødvendig del av reguleringen. I tiden fremover kan slike plikter vise seg å bli problematiske, ettersom framtidens behov for nett er usikker. Kraftkrevende industrier går i dag mot å bli betraktelig mer mobile enn de var for bare 20 år siden, og kan i flere tilfeller enklere bytte lokasjon. En utbygging av nettet blir dermed desto mer risikabel, spesielt med tanke på at nettets tekniske levetid kan være opp til 100 år.

Et annet fenomen som kan medføre strandede eiendeler er konsekvensene av plusskunder sammenkoblet med mikronett (Hittinger & Siddiqui, 2016). Fenomenet er allerede kjent i USA, hvor flere og flere kunder i hovedsak benytter nettet som en reserveløsning. Hovedløsningen er enten egenproduksjon, eller tilført elektrisitet via et mikronett som kobler dem opp mot nærmeste lokale produsent. Denne praksisen har ført til at nettselskapene får færre fulltidsbrukere og må fordele kostnadene forbundet med nettdriften på et lavere antall sluttbrukere. Naturlig nok har dette igjen ført til at de som ikke har råd til å investere i eget solcellepanel har blitt tvunget til å bære en større andel av kostnadene for nettet. I Norge har en av de underliggende driverne for nettutbyggingen vært den predikerte befolkningsveksten i storbyene. Dersom større deler av befolkningen velger å trekke seg ut av nettet, kan Norge potensielt ende opp i samme situasjon som USA. Forskjellen er riktignok at Norge ligger geografisk ugunstig til for å kunne overleve fullstendig på solcelleenergi. På den annen side

kan problemet forekomme i Norge dersom teknologien rundt energisparing og andre løsninger for egenproduksjon får uventede fremskritt.

I Thema Consulting Group sin rapport om “Nettregulering i fremtidens kraftsystem” (Fiksen et al., 2016) er det utledet fire scenarier for hvordan fremtidens kraftsystem kan utvikle seg frem mot år 2050. Disse scenarioene er avbildet i figur 3.3, og viser det predikerte nettforbruket i 2050 målt opp mot dagens. I scenario 1 og 2 vil behovet for nettinvesteringer bli redusert som følge av reguleringer, alternative energikilder, forbrukerfleksibilitet og hyppig bruk av alternative løsninger til nett. Scenario 3 illustrerer hvordan behovet for nettkapasitet kan øke, ved at “rushtidskunder” kommer på markedet. Rushtidskunder betegner kunder som ved noen tider på året har stor overproduksjon, men også gjerne har høyt effektuttak i årets topplasttimer. Det høye uttaket forekommer eksempelvis i forbindelse med lading av elbiler. I dette scenarioet er det mangel på lagringssystemer for energi, og ettersom egenproduksjon via solceller er mer utbredt vil kundene ha behov for å føre overflødig elektrisitet på dager med lavt forbruk bort fra produksjonsområdet. På denne måten bidrar plusskunder til å øke topplasten i nettet, ved at de må frakte overflødig elektrisitet bort fra huset på solfylte dager, og inn til huset på kalde vinterdager. Scenarioet kan bli tilfelle dersom egenproduksjon ikke reguleres, og dersom batterier ikke utvikles tilstrekkelig for langtidslagring. I fjerde og siste scenario er forbrukerne selvforsynte ved hjelp av batterier og solceller, nettet brukes primært som reserve, og mindre samfunn har helt eller delvis trukket seg ut fra nettet ved hjelp av mikronettverk. Et slikt scenario ville vært spesielt ugunstig dersom omfanget av de planlagte nyinvesteringene blir opprettholdt, fordi det betyr en massiv nedskrivning av eiendeler.



Figur 3.3 - Prediksjoner av typiske forbruksmønstre i 2050 mot dagens kraftmarked (Fiksen et al., 2016)

Slik det illustreres ved de fire scenarioene i figur 3.3, er fremtiden svært usikker. Usikkerheten gjør at behovet for nett er vanskelig å predikere, og dette medfører en stor risiko for strandede eiendeler. På en side må nettselskapene være klare for å møte en fremtid hvor overproduksjon av energi finner sted, og på den annen side må de være klare for at nettet ikke vil være nødvendig i store deler av året. Velger nettselskapene å investere mindre, risikeres det en katastrofal overbelastning av nettet. Velger de derimot å sikre seg mot overbelastning ved å investere mye, kan de ende opp med store mengder strandede anlegg. Felles for prediksjonene til Thema er at reguleringer og insentiver til bruk av alternativer til nett, bidrar til en mer sikker og stabil fremtid.

3.3 Alternativer til nett

Den usikre situasjonen rundt fremtidens behov for strømmettet har fått flere til å tvile på om investeringsbeløpet kan rettferdiggjøres. Tvilen har spesielt fått grobunn etter at telenettet og FM-nettet over kort tid mistet store verdier. I en artikkel fra Gudbrandsdal Energi (2016) uttrykkes bekymringer for at en høy nettleie i tillegg til stigende offentlige avgifter vil medføre at flere velger å delvis frigjøre seg fra nettet. Det understrekes at nettet ikke må ende opp som nettet for fasttelefon, hvor et fåtall forblir tilkoblet og må betale en mye høyere avgift for bruk.

Statnett har i samarbeid med Enova begynt å se på muligheter for å nedskalere investeringene, blant annet ved å introdusere alternativer til nett (Enova, 2018). Prosjektet de har iverksatt baserer seg på muligheten til å redusere eller flytte energibruken på de kaldeste dagene, som typisk er dager hvor topplasten i nettet blir presset. Løsningene er eksempelvis tiltak for regulering av oppvarming i næringsbygg, og regulering av ventilasjon. Formålet med disse alternativene er først og fremst å utsette investeringene frem til det er mulig å danne et klarere bilde av hva fremtiden vil bringe. Prosjektet kan i beste fall føre til et lavere kapasitetsbehov i nettet, og dermed bidra til milliardbesparelser. Ved å legge til rette for fleksibel prising i nettinvesteringene, vil det være mulig å få hjelp fra sluttbrukerne til å senke effektbehovet. I rapporten understreker Enova at det normalt sett vil være økonomisk urasjonelt å gjennomføre tiltak som øker energibruken. De konstaterer videre at det i Norges situasjon er ikke energimengden som er flaskehalsen, men nettkapasiteten. Den rasjonelle avgjørelsen vil derfor være å øke strømforbruket på visse tidspunkt, for å kunne redusere den på andre. I denne konklusjonen refererer Enova til en rapport skrevet av Vista Analyse. Rapporten beskriver hvordan yrkesbygg kan sette opp temperaturen på natten når topplasten er lav, slik at behovet for oppvarming vil reduseres på dagtid. Ettersom alternativet er å utvide kapasiteten i nettet, vil en slik økning i elektrisitetsforbruket være samfunnsøkonomisk gunstig.

Det skal spesifiseres at alternativer til nett ikke kan erstatte majoriteten av de planlagte nettinvesteringene. Store deler av nettet er gammelt, og Norge har en stor og rimelig energikilde i vannkraft. Spørsmålet er heller i hvilken grad investeringene kan nedskaleres, slik at nettkostnadene reduseres og forbrukerne vil få lavere insentiver til å trekke seg ut av nettet.

4 Hendelsesanalyse av strandede eiendeler

For å få en oversikt over omfanget av strandede eiendeler og i hvilke sammenhenger det forekommer har vi mottatt data fra Skagerak Nett som belyser ulike hendelser hvor behovet for nettet har endret seg. Da temaet tidligere ikke har vært særlig belyst har dokumentasjonen knyttet til det vært noe begrenset. I hendelsene som presenteres nedenfor foreligger derav noen grove estimater knyttet til levetid og kapitalverdi, men de anses å være nøyaktige nok til å gi en reell fremstilling. Etter presentasjon av hendelsene følger en drøfting knyttet opp mot utviklingstrekkene som ble presentert i kapittel 3. Av hensyn til involverte parter vil casene anonymiseres i den grad at vi ikke vil oppgi spesifikke lokasjoner eller annen informasjon som kan identifisere innblandede aktører.

4.1 Presentasjon av hendelser

4.1.1 Restrukturering av nett

På begynnelsen av 2000-tallet ble det etablert økt transformeringskapasitet mot sentralnettet i Rjukan i øvre Telemark. Dette medførte at det ikke lenger var behov for en 132 kV luftledning som tidligere hadde fraktet kraften sørover og ut av området. Den nye løsningen var bedre på et samfunnsøkonomisk nivå fordi den medførte et lavere energitap. Ledningsanlegget som ble revet var i stål, ca. 35 km langt og ble bygget i 1944. Anlegget var ferdig avskrevet, men hadde en anslått teknisk restlevetid på 20 til 40 år.

4.1.2 Nettforsterkning

Det ble nylig gjennomført en større restrukturering av regional- og sentralnettet i Grenlandområdet i sørøst-Telemark. Tiltaket ble ferdigstilt rundt 2015, og medførte etablering av nye sentralnettsanlegg. Samtidig ble fjerning av enkelte eksisterende regionalnettsanlegg vedtatt. Blant annet gjaldt dette ca. 50 km 132 kV luftledning. Ledningene som ble fjernet var eldre og befant seg i bynære områder. De nye sentralnettsanleggene ble etablert noe mer avsidesliggende. Tabell 4.1 beskriver de sanerte ledningene. Bokstavene referer til områdene ledningene strekker seg mellom.

Strekning	Lengde	Installert år	Estimert restlevetid
K - V	6 km	1960	ca. 20 - 45 år
K - R	5 km	1964	ca. 25 - 50 år
Å - K	18 km	1945	ca. 20 - 40 år
R - K	15 km	1960	ca. 20 - 45 år
V - K	7 km	1960	Ingen

Tabell 4.1 - Ledninger fjernet fra Skagerak Nett sitt område

Ledningen K - R hadde en bokført verdi på omtrent 2,3 millioner da den ble fjernet. Dette betyr at nettselskapet måtte kostnadsføre og nedskrive kapitalen med tilsvarende verdi. De resterende ledningene var ferdig avskrevet.

4.1.3 Nedleggelse av industri i distribusjonsnettet

En industribedrift tilknyttet distribusjonsnettet ble forsynt fra tre nettstasjoner. Samlet transformatorytelse var ca. 3,8 MVA. Etter nedleggelse av bedriften ble to av nettstasjonene fjernet. En av stasjonene var av eldre dato, ferdig avskrevet og hadde ikke vært i bruk på en stund. Sanering av denne stasjonen medførte således ingen økonomisk tap for nettselskapet, utenom saneringskostnaden. Den andre stasjonen var nyere, og hadde en restlevetid på ca. 40-50 år. Nedskrivningsverdien til anlegget ved sanering var på rundt 120 000 kroner. Fordelingstransformatoren ble rehabilitert og satt på lager for gjenbruk.

Området er relativt sentralt plassert, og i etterkant av nedleggelsen er det etablert en lettere næringsvirksomhet. Forsyningen fra den ene nettstasjonen som ble beholdt er tilstrekkelig for å forsyne området, med en ytelse på 0,8 MVA, og ny utbygging har derfor ikke vært nødvendig.

4.1.4 Nedleggelse av fabrikk i distribusjonsnettet

I forbindelse med forsyning av en fabrikk var en 22 kV/11 kV mellomtransformator med en ytelse på 3 MVA og fem nettstasjoner installert. Den aktuelle fabrikk ble nedlagt på 80-tallet og anlegget ble drevet på overkapasitet frem til 2017, før transformatoren og de fem

nettstasjonene ble fjernet. At anlegget ble drevet på overkapasitet betyr at det egentlig ikke var behov for denne kapasiteten i nettet. Ved fjerningen i 2017 ble anlegget erstattet med forsyning fra en nærliggende nettstasjon, som videre førte til at kapasiteten på fordelingstransformatoren i denne nettstasjonen måtte økes til 0,8 MVA.

Transformatorene og nettstasjonene som ble fjernet var avskrevet økonomisk. Mellomtransformatoren står i dag på lager, og har en restlevetid på ca. 20-30 år. Alternative bruksområder er begrenset da det ikke er et stort behov for slike transformatorer. Fordelingstransformatorene kunne hatt en restlevetid på 20 år, men ble demontert og kondemnert sammen med resten av nettstasjonen, da de var for gamle for rehabilitering.

4.1.5 Nedleggelse av kraftkrevende industri i regionalnettet

Et annet eksempel er forsyning av en større fabrikk som endte med nedleggelse på 2000-tallet. Fabrikken hadde et forbruk ca. 80 MW, men eide egne høyt- og lavspentnett, transformatorer, samt bygningen til transformatorstasjonen. Skagerak Nett på sin side eide 132 kV gassisolerte koblingsanlegg og overføringsanlegg til stasjonen.

Ved nedleggelse ble transformatorer og den utgående nettlinsen fjernet. Resterende uttak på området ble lagt under en annen transformatorstasjon. Dette krevde noen investeringer i distribusjonsnettet. Koblingsanlegget og ledningene ble beholdt og stod uten underliggende last frem til 2013 før det da ble fjernet. Koblingsanleggets antatte restlevetid var på dette tidspunktet 20-25 år, og bokført verdi var 6,38 millioner kroner. Luftledningen som ble fjernet hadde en forventet restlevetid på 75 år og en bokført verdi på 180 000 NOK. Til slutt ble det også fjernet en jordkabel med antatt restlevetid på 5-10 år, men som var ferdig avskrevet. Anleggets totale restverdi ble dermed 6,56 millioner kroner totalt.

4.1.6 Andre nedskrivninger i 2017

I løpet av 2017 ble det nedskrevet en rekke nyere anlegg i distribusjonsnettet, blant annet 8 nettstasjoner, 2 høyspente jordkabler og 1 lavspent jordkabel. Jordkablene som ble fjernet kunne ikke brukes om igjen. Slike kabler må som oftest saneres i forbindelse med veiprojekter eller ved nedleggelse av næringsområder. Skagerak Nett peker på lignende prosjekter og

endringer som en av de største driverne de har for nedskrivninger i distribusjonsnettet. Dette kommer av at nettanlegg og kabler har en svært lang levetid og forventes ikke å skulle flyttes på.

Et annet eksempel er at det i 2017 kom nye regler for veitunneler som medførte ombygging av 6 nettstasjoner. Videre ble andre nedskrivninger foretatt som følge av nedlagt industri og andre mindre vanlige årsaker. Beregningene gjort av selskapet estimerer at de samlede nedskrivningene for de 11 ulike anleggene i løpet av dette året havnet på over 1,6 millioner kroner. Alle de aktuelle anleggene hadde en gjenstående avskrivningstid på mellom 9 og 24 år, og en enda lengre teknisk levetid.

4.2 Drøfting av konsekvenser og utvikling

Hendelsene i kapittel 4.1 viser at strandede eiendeler kan ha flere kausaliteter. Felles for alle er at det imidlertid kan medføre høye kostnader. Dersom anleggene må nedskrives er det nettselskapene som må påta seg kostnadene. Får selskapene derimot muligheten til å drive anlegget videre på tross av den overfløydige kapasiteten, vil kostnaden skyves over på kundene via økt nettleie.

Overfløydighet i anleggene kommer ofte av samme årsaker i casene. Situasjonen som forekommer hyppigst blant våre eksempler er nedleggelse eller flytting av kraftkrevende industri. En slik situasjon følger ofte av en dårlig markedssituasjon, eller at produksjon flyttes til utlandet hvor drift er rimeligere. Flytting av tungindustrier som store fabrikker eller produksjonsanlegg er riktignok ikke forventet å føre til større problemer i tiden fremover enn de utgjør i dag. Slike prosesser er krevende og vil normalt sett behøve store kapitalinvesteringer. Derimot finnes det andre kraftkrevende industrier som blir mer vanlig, slik som datasentre. Datasentre antas å være betydelig mer mobile, da reinvesteringer ofte er svært dyre og må skje hyppig. Når maskinene må byttes ut, kan det tenkes at bedriften velger å endre lokasjon, dersom det er økonomisk gunstig å holde driften et annet sted. Andre årsaker til hvorfor industrier går ut av et område kan være mange, for eksempel regulatoriske endringer som gjør det mer gunstig å ha driften andre steder, oppkjøp eller sammenslåinger, strategisk plassering, eller nedleggelse ved konkurs.

Et fellestrekk som identifiseres ved disse situasjonene, er at flere av anleggene har blitt holdt gående selv om behovet har forsvunnet. Ved å opprettholde driften i anleggene vil selskapet beholde nivået på sine kapitalverdier og fortsette å få kompensasjon for avskrivninger gjennom den tillatte inntekten. Utfallet av en slik handling er at sluttbrukerne må betale mer for å bevare et anlegg hvor behovet ikke eksisterer. Bedriften som valgte å avslutte driften får derimot ingen økonomiske konsekvenser.

En annen situasjon som også forekommer hyppig i casene, er nedskrivning av anlegg som følge av endring i samfunnets infrastruktur. Her har tredjeparter som kommunen, staten eller eieren av sentralnettet i regionen tatt valg som fører til at eksisterende anlegg ikke lenger behøves. I disse situasjonene er det vanskelig for selskapet å fortsette å drive anlegget på lavere kapasitet, og nedskrivningene har fullt og helt tilfalt nettselskapet.

5 Databehandling og investeringsmodellen

For å kartlegge implikasjoner ved overflødige nett analyseres to ulike prosjekter, fra henholdsvis TrønderEnergi Nett AS og Skagerak Nett AS. I dette kapitlet presenteres dataene som anvendes i analysemodellen, og hva slags informasjon som er hentet fra de to prosjektene. Selve modellen som brukes for å utføre beregningene for de to prosjektene vil så utdypes. Videre presenteres de generelle forutsetningene som legges til grunn for analysen. Enkelte forutsetninger og endringer i modellen er prosjektspesifikke, og vil derfor redegjøres for separat i analysekapitlene. Til slutt beskrives seleksjonsprosessen for selskapene som inkluderes i analysen.

5.1 Presentasjon av grunnlagsdata

Analysene er basert på NVE sine grunnlagsdata for beregning av inntektsrammene for 2018. I grunnlagsdataene ligger informasjon om kostnader, kapitalverdier, vektete verdier av linjer og nettstasjoner, samt rammevilkårsvariabler for hvert enkelt selskap. Beregningene vi har foretatt i analysen er gjennomført på grunnlag av reguleringsmodellen for å oppnå så reelle resultater som mulig.

I analysen benyttes samme verdier for KPI, geo-koeffisienter, NVE-renten, og kraftpris som NVE forutsetter ved beregning av inntektsrammen for 2018. Inflasjonen er i begge analysene satt til 2%, i stedet for 1,9% som ved inntektsrammeberegningen for 2018. Bakgrunnen for denne beslutningen ligger i Norges Bank sitt inflasjonsmål på 2% (Norges Bank, 2018). Over tid vil dette målet trolig være mer korrekt, og dermed mer aktuell for oppgaven. Det tas utgangspunkt i nominelle verdier i analysen.

Spesifikasjonene vi har mottatt fra selskapene vedrørende prosjektene inneholder informasjon om investerings- og reinvesteringskostnader, teknisk utstyr, samt estimerer på levetider, drift- og vedlikeholdskostnader og avskrivningsprofiler. I modellen legges anleggskomponentene inn med en vektet verdi, som er regnet ut ved å sammenlikne de tekniske egenskapene til komponenten med spesifikasjonene i NVE sitt vektsystem. Disse vektene er de estimerte kostnadene knytte til å drive ulike deler av et anlegg. De samlede vektene for alle komponentene er selskapets oppgavevariabler og representerer produksjonsnivået i effektivitetsanalysen.

5.2 Modell for investering i nettet

Modellen som anvendes for å utføre analysene er basert på reguleringsmodellen til NVE. Den er i utgangspunktet utledet i forbindelse med en tidligere masterutredning, av Haugen & McGeorge (2017), men vi har tilpasset den til vårt formål og de aktuelle prosjektene. Modellen beregner kostnadsgrunnlaget, utfører en DEA, foretar nødvendige korrigeringer for ulike rammevilkår og fastsetter tillatt inntekt basert på resultatene. I tillegg inkluderer den en prosjektspesifikk del, som gjør det mulig å ta hensyn til reguleringen i prosjektanalysene.

Verdien av prosjektene beregnes ved å sammenlikne selskapets tillatte inntekt med og uten prosjektet, gitt gjeldende regulering og grunnlagsdata. Analysen vil av den grunn skille seg noe fra en klassisk investeringsanalyse, da kontantstrømmen beregnes basert på effektivitetsmålet og kostnadene som følger av prosjektet. Med andre ord vil økte kostnader i utgangspunktet generere en høyere kontantstrøm, men effektivitetsmålet bestemmer hvor stor andel av kostnadene som dekkes av den tillatte inntekten. En normal investeringsanalyse vil derimot ta utgangspunkt i inntektene som genereres, og trekke fra kostnadene.

I modellen skiller vi mellom ulike typer levetid. Realisert levetid for prosjektene vil i analysen angi hvor mange år investeringen virkelig får bestå, og de forventede levetidene indikerer hvor lenge hver enkelt komponent teknisk sett kan leve. Økonomisk levetid viser til hvor mange år det tar før komponentene er ferdig avskrevet, og er den levetiden avskrivningssatsene beregnes ut ifra.

I analysen anvendes lineære avskrivninger. Avskrivningene justeres ikke når realisert levetid endres. Med andre ord bruker vi alltid samme beløpsmessige avskrivninger, beregnet fra komponentenes økonomiske levetid. Eventuell restverdi nedskrives ved nedleggelse. I alternativene hvor anlegget ikke er ferdig nedskrevet, antas det at anleggets bokførte verdi nedskrives helt og at de aktuelle komponentene ikke kan gjenbrukes.

Slik det ble forklart i kapittel 2, benytter NVE snittverdier i DEA-analysen for å definere fronten og måler årets verdier opp mot denne. Ettersom begge prosjektene vi analyserer har lang levetid, har vi benyttet snittverdiene konstruert fra grunnlagsdataene også til å måle prosjektets effektivitet mot DEA-fronten. Modellen benytter dermed gjennomsnittlige grunnlagstall for både kostnadene og de vektete verdiene av oppgavevariablene. Ved å bruke

snittvariabler reduseres forstyrrelser fra enkelthendelser og man oppnår en stabil front. Resultatene som produseres ved modellen vil derfor være basert på et tilnærmet normalår.

Analysene baseres på de samme grunnlagsdataene for hvert år, med unntak av prosjektspesifikke endringer og inflasjonsjustering. Effektivitetsmålene for hvert enkelt selskap forventes derfor å være lik over hele perioden, når eksterne prosjekt ikke inkluderes. Analysene som er utført kan således ikke benyttes som fullstendige analyser av selskapenes fremtidige inntekter. Det må tas høyde for at det i virkeligheten er lite sannsynlig at effektivitetsnivåene holder seg tilnærmet konstant over tid, slik vi har tatt utgangspunkt i. Da effektiviteten også baseres på snittvariabler, og målet med analysen er å teste sensitivitet for kutt i anleggenes levetid og en økning i ρ , vil ikke dette være av noen betydning for det overordnede resultatet. Ved å holde alt annet likt forsikrer vi at utfallet av analysene ikke skyldes endringer i andre verdier enn de vi er interessert i. Når prosjektet legges til i modellen, vil endringene i effektiviteten således kun skyldes kapital- og kostnadsendringen prosjektet medfører.

Begge anleggene vi analyserer hører til i regionalnettet, hvor nettapet ikke inkluderes i effektivitetsanalysene, men gis full kompensasjon for. En økning i nettapet, som følge av prosjektet, vil således ikke medføre endring i prosjektverdien. Dette er fordi kostnadene som følger av et nettap i disse anleggene vil få full dekning gjennom den tillatte inntekten, og derav ikke ha noen effekt på prosjektenes kontantstrøm. Den samme ordningen for full kompensasjon gjelder også eiendomsskatten. Begge disse kostnadene er derfor utelatt fra prosjektanalysene, ettersom de ikke vil ha noen innvirkning på resultatene.

5.3 Seleksjon av selskaper

Ved beregning av kostnadsnormen har NVE satt kriterier som brukes for å avgjøre hvilke selskaper som skal inkluderes i hele eller deler av DEA-analysen og hvilke som behandles i en egen modell (Langset, 2018). Formålet med slik seleksjon er å luke ut små selskaper, eller selskaper med andre spesielle egenskaper som gjør det vanskelig å utføre rettfærdige sammenligninger. Kriteriene som legges til grunn kan deles opp i tre ulike kategorier, som følger under.

Kategori 1. Selskaper som behandles i egen modell

For distribusjonsnett gjelder dette selskaper med færre enn 500 abonnenter eller mindre enn 100 km høyspentnett. For regionalnettet gjelder det selskaper med mindre enn 4000 i totale oppgavevariabler, eller 0 km luftlinjer.

Kategori 2. Selskaper som fjernes fra fronten, men inkluderes i hele eller deler av DEA-analysen

Selskaper som får være med å definere front i regionalnettet, må ha minimum 15 millioner kroner i gjennomsnittlige totale kostnader over de seneste fem årene. Selskaper med kostnader mellom 7 og 15 millioner inkluderes i ordinære beregninger, gitt at de ikke blir front-selskaper. De som har gjennomsnittlige kostnader under 7 millioner kroner, og som ikke blir front-selskaper, tas med i den ordinære DEA-analysen, men inkluderes ikke i den påfølgende regresjonen (Langset, 2018).

Kategori 3. Selskaper som holdes utenfor DEA-evalueringen

De selskapene som enten har 0 i definert oppgavemengde, eller har store årlige variasjoner i data, skal holdes utenfor DEA-evalueringen (Langset, 2018).

Seleksjon av selskapene i analysen er gjort etter NVE sine kriterier. Utgangspunktet for seleksjonen var alle selskapene som inkluderes i “Grunnlagsdata for inntektsrammeberegning 2018”, offentliggjort av NVE (2018b). Til å begynne med ble alle selskapene tilhørende regionalnettet med mindre enn totalt 4000 i vektete oppgavevariabler eller med 0 kilometer i luftlinjer fjernet. Etter dette konstruerte vi den effektive fronten med de gjenværende selskapene og luket ut front-selskaper som ikke oppfylte kravet om et gjennomsnittlig kostnadsnivå på minimum 15 millioner. NVE har videre bestemt at selskaper som har kostnader mellom 7 og 15 millioner kan inkluderes i den ordinære beregningen, så lenge de ikke blir front-selskaper. Modellen vi benytter har visse begrensninger, som gjør det vanskelig å ta hensyn til denne seleksjonen. Alle front-selskapene med mindre enn 15 millioner i totale gjennomsnittskostnader, ble derfor fjernet fra datasettet. Til slutt gikk vi gjennom selskapene som opererer i distribusjonsnett og luket ut dem som ikke oppfylte de gjeldende kravene.

I seleksjonsprosessen har vi tatt en avgjørelse om at selskapene sorteres ut på begge nivåer, selv om det oppfylder kriteriene til kun ett av dem. Det vil si at et selskap som fjernes fra analysen i regionalnettet også vil bli holdt utenfor analysen av selskaper i distribusjonsnett,

og vice versa. Bakgrunnen for beslutningen er å oppnå en helhetlig vurdering, med mest mulig reelle resultater for de selskapene som blir inkludert. Etter seleksjonsprosessen består datasettet av totalt 80 selskaper i utvalget, hvorav alle 80 selskapene opererer i distribusjonsnett og 39 også opererer i regionalnett.

6 Investeringsanalyse av prosjekt fra TrønderEnergi Nett

TrønderEnergi Nett (TEN) distribuerer elektrisk energi i hele Sør-Trøndelag og nærliggende områder. De har per dags dato en kundemasse på 150 000, og er med dette en av de største distributørene av elektrisitet i Norge (TrønderEnergi, u.å.). TrønderEnergi AS har 95,91 prosent eierskap i TEN. De resterende 4,09 prosentene i TEN holdes av KLP. Selv er TrønderEnergi AS eid av 26 kommuner, i tillegg til at én andel av selskapet holdes av KLP og én andel er selveid. TrønderEnergi AS har flere datterselskaper, deriblant TrønderEnergi Vind Holding AS med 7,9 prosent eierandel i Fosen Vind, som bygger ut hele vindkraftanlegget på Fosen (TrønderEnergi, 2016).

I dette kapittelet presenteres analysen av nettinvesteringene TrønderEnergi Nett utfører i forbindelse med utbygging av Roan vindpark. Analysen demonstrerer hvordan strandede eiendeler kan oppstå i forbindelse med nettutbygging til produksjonsområder for fornybar energi med kort levetid, og hvilke ringvirkninger dette har.

Vindmølleparker er fortsatt et relativt nytt fenomen i Norge, og det er derfor vanskelig å forutse om vindparken vil bli lønnsom eller ikke. Formålet med analysen er å drøfte hvilke konsekvenser en tidlig nedskrivning kan ha på verdien av investeringene. Å analysere konsekvensene av en avkortet levetid er spesielt interessant fordi nettanleggets fremtid avhenger av reinvesteringer i vindparken. Med andre ord må vindparken være lønnsom nok til at eierne velger å fortsette driften etter endt levetid på vindturbinene, for at nettinvesteringen ikke skal nedskrives.

Sensitivitetsanalyser for en økning i parameteren ρ i inntektsrammen er også gjennomført. Avgjørelsen om å undersøke effekter av en slik endring er tatt på bakgrunn av Reiten-utvalgets diskusjoner om å øke kostnadsnormens vektandel til 0,7 (Reiten et al., 2014). Bakgrunnen for en økning i ρ er at det vil øke selskapenes insentiver til effektiv drift. Å inkludere denne endringen i sensitivitetsanalysen er interessant fordi vedtaket om økt ρ kan gi betydelige utslag i den tillatte inntekten. Prosjektet kan således bli ytterligere følsomt for endringer i levetid.

6.1 Vindkraftutbyggingen på Fosen

Et nytt vindkraftprosjekt, fordelt på 6 vindparker i kommunene Åfjord, Hitra, Roan og Snillfjord, er under utbygging. Prosjektet ble påbegynt i 2016, og skal innen 2020 bli Europas største landbaserte vindkraftanlegg (Statkraft, 2016). Ved ferdigstilling skal anlegget årlig produsere 3,4 TWh fornybar energi, som er nok til å forsyne 170 000 norske husstander (Fosen vind, u.å.). Prosjektet, med en planlagt effekt på 1000 MW, er større enn hele Norges samlede vindkraftkapasitet per dags dato. Anlegget bygges ut av Statkraft på vegne av Fosen Vind, som eies av Statkraft, TrønderEnergi og Nordic Wind Power DA.

Interessen for vindkraftutbygging i Norge har i de seneste årene vært økende. Dette kommer av at teknologien bak vindkraft har blitt rimeligere, produksjon av energi mer effektiv og fokuset på fornybare energikilder har blitt større. I Nord-Norge og langs kysten har diskusjoner rundt utbygging av vindparker vært meget aktuelt, da forholdene for vindkraft i disse områdene er gode. Tidligere har slike prosjekter i Nord blitt avskrevet som ulønnsomme grunnet høye investeringskostnader, lave strømpriser og høyt nettap som følge av store avstander. Nå har derimot flere vindkraftprosjekter blitt godkjent for utbygging, blant annet i Lofoten og Vesterålen (Nordkraft, 2016). Noe av bakgrunnen for dette er at teknologien har blitt både bedre og rimeligere, og strømprisen forventes å øke. Risiko for strandede eiendeler i forbindelse med nettutbygging til vindkraft anses derfor å være aktuelt i økende grad. Parkenes lønnsomhet er fortsatt usikker, og anleggenes lønnsomhet avhenger igjen av parkene.

Vindkraftanlegg vil, når vindmøllene er satt opp, kunne produsere strøm ved svært lave driftskostnader (Vindportalen, u.å.-a). Investeringskostnaden som påløper i forbindelse med etableringen av vindparker er til gjengjeld fortsatt stor, selv om den har sunket betydelig over de siste tiårene. For at vindmølleparkene skal være lønnsomme må inntekten fra generert energi overgå investerings- og vedlikeholdskostnadene. En av grunnene til at tidligere prosjektplaner har blitt sanert er at strømprisene i Norge har vært for lave til å dekke investeringskostnaden, slik at lønnsomheten avhenger av subsidier. Prognoser fra Statnetts langsiktige markedsanalyse viser til økte priser på kraft i de neste årene og noe større volatilitet (Bøhnsdalen, Døskeland, Västernark, Holmefjord & Aarstd, 2016). Likevel er situasjonen fortsatt slik at de forventede strømprisene må betydelig opp, eller subsidieres, dersom vindmølleprosjekter skal oppnå betydelig fortjeneste. En reinvestering i vindparken forventes dermed i stor grad å avhenge av kraftprisene, og forventninger om videre utvikling i disse, mot slutten av levetiden.

Erfaring med reinvesteringer i Norske vindparker er minimale, da vindkraft fortsatt er relativt nytt i Norge. Vi har derfor studert hvilke alternativer som vurderes i andre land i Europa, hvor flere vindparker snart nærmer seg slutten av sin levetid.

6.1.1 “End-of- lifetime solutions”

I kartleggingen av alternativer, utfordringer og forutsetninger forbundet med reinvesteringer kan erfaringer fra andre områder være relevant å studere. Flere land i Europa startet tidligere enn Norge med utbygging av større vindmølleparker. I disse landene finnes det derfor flere prosjekter som nærmer seg utgangen av sin forventede levetid. Rapporten fra Ziegler, Gonzales, Rubert, Smolka & Melero (2018) undersøker hvilke vurderinger eiere av vindparker må gjøre i slike tilfeller. I 2016 hadde ca. 3 400 turbiner i Tyskland passert 20 år i alder, i Danmark var tallet ca. 1 250 og i Spania var det kun 500, men dette vil øke til 4 200 innen 2020 (Ziegler et al., 2018).

Alternativene som vurderes ved utgangen av den tekniske levetiden er å reinvestere i nye turbiner, utvide den tekniske levetiden, eller ta vindmøllene helt ut av drift (Ziegler et al., 2018). Av sikkerhetsgrunner krever en utvidelse av levetiden at kritiske komponenter evalueres. Dette gjelder særlig de delene som utsettes for mye slitasje. Slik evaluering kan enten utføres analytisk ved hjelp av simuleringer, praktisk ved inspeksjoner eller ved data-drevne målinger. For at en utvidet levetid skal godkjennes må det også tas hensyn til ulike reguleringer i de forskjellige landene. Det stilles normalt krav til komponentenes tilstand og hyppigheten av inspeksjoner. Utredninger knyttet til slik evaluering kan være svært kostbare. Internasjonalt er vindturbiner kun sertifisert over levetiden de er designet for, og utover dette er det opp til hvert enkelt land å regulere praksisen. I Danmark og Spania svekkes insentiver for utvidelse av levetid da subsidieordningen ikke gjelder for generering av elektrisitet etter levetiden utvides, og det samme vil innføres i Tyskland fra 2020 (Ziegler et al., 2018).

I Norge finnes det i dag en elsertifikatordning i et felles marked med Sverige som støtteordning for produksjon av fornybar energi (Regjeringen, 2014). Sertifikatene utstedes til produsenter av fornybar energi i 15 år fra produksjonsstart, som igjen selger dem videre og oppnår slik en ekstra inntekt. Alle kraftleverandører er pålagt å kjøpe en gitt andel av sertifikatene på vegne

av sine kunder. Hvor mye de må kjøpe er gitt årlig ved elsertifikatplikten, som beregnes i prosent av kraftforbruket. Denne ordningen skal etter planen avsluttes i Norge i 2022. Det betyr at ingen kraftverk som kobles til nettet fra og med 2022 vil motta elsertifikater. Fjerning av slike subsidier skaper større usikkerhet knyttet til hvorvidt vindparkene som bygges i dag vil bestå utover den estimerte levetiden på 20 år. Lønnsomheten vil i så tilfelle avhenge av markedsprisene på kraft. Det er vanskelig å forutse hvordan både markedet og andre faktorer vil tale for eller mot reinvestering om 20 år.

Fosen- prosjektet har i dag inngått en langsiktig kraftavtale med Norsk Hydro om leveranse av omtrent 18 TWh over en tidsperiode på 19 år (Hydro, 2016). Langsiktige kraftavtaler er med på å senke markedsrisikoen knyttet til kraftpriser, men det vil ikke kunne forventes at Hydro inngår ny avtale ved en reinvestering i vindparken. I tillegg til at prisene må være fordelaktige, kreves ny konsesjon, som igjen eksempelvis avhenger av natur- og miljømessige forhold i området. Utarbeidelsen av vindparkene ved Fosen, inkludert Roan vindpark, har møtt noe motstand ved planleggingen. En av årsakene til dette er at områdene brukes til reindrift, og dersom vindparken utbygges vil reinflokkene miste beite- og streifområde. I tillegg til reindriften ligger det andre naturmessige forhold knyttet opp mot dyreliv, som må vurderes i forbindelse med utvidelse av konsesjon.

6.2 Presentasjon av investeringscaset

TrønderEnergi Nett er ansvarlig for tilknytningen mellom Roan vindpark og Statnetts sentralnettstasjon ved Hofstad. Investeringskostnaden er estimert til 29 millioner kroner i nye anlegg for tilknytningen, uten at det kreves anleggsbidrag fra utbygger. Nettutbyggingen inkluderer en dobbel 132 kV ledning på omtrent 6,4 km, en enkel 132 kV kabel på ca. 1,9 km, samt to brytere som kobles mot vindparken og Hofstad sentralnettstasjon. Detaljene for investeringsprosjektet er oppsummert og fremstilt i tabell 6.1.

Komponenter	Investeringskostnad (i 1000)	Økonomisk levetid	Forventet levetid	Årlig avskrivning
8,4 km luftlinjer	13 000,00	40 år	50 år	325
2 Avganger	16 000,00	50 år	60 år	320
Årlige kostnader (i 1000)				
Drift og Vedlikehold	100,00			
Nettap	2 878,74			
Eiendomsskatt	203,00			

Tabell 6.1 - Oppsummering av investeringen for nettilknytning til Roan vindpark

Nettinvesteringene utført av TEN i forbindelse med vindparken inngår i regionalnettet. Investeringen består av flere komponenter, som kan sorteres inn i to kategorier for levetid. Linjene har en økonomisk levetid på 40 år, mens avgangene avskrives over 50 år. De forventede levetidene er ti år lengre enn de økonomiske, og er på henholdsvis 50 og 60 år. Hele investeringen foretas på samme tidspunkt.

Kostnader for nettap og eiendomsskatt er, som forklart i kapittel 5, ikke inkludert i analysen da de ikke utgjør noen forskjell for verdien. Vi velger imidlertid å oppgi estimatene for disse i tabellen, da selskapet får kostnadene for nettap og eiendomsskatt dekket gjennom høyere tillatt inntekt. Det betyr at i prosjekter hvor anlegget kan holdes i gang på lavere kapasitet, til tross for at behovet forsvinner, vil kostnadene være med å øke sluttbrukernes nettleie. KILE-kostnader er kompensasjon til forbrukere for avbrudd i forsyningen, men siden brukerne av tilknytningen til Roan vindpark kun vil være produsenter er ikke KILE aktuelt her.

Et usikkerhetsmoment som spiller en stor rolle i dette caset, er differansen i forventet levetid for nettanlegget og vindmøllene. Ifølge Vindportalen (u.å.-b), er det normalt å beregne en levetid på 20 år for vindmøller, og konsesjonen fra NVE har en varighet på 25 år fra produksjonsstart. De vesentlige forskjellene mellom vindmølleparkens og nettets tidshorison utgjør en stor risiko for nettselskapet. Ifølge samtale med representanter fra TEN vil en reinvestering i vindparken koste tilnærmet like mye som utbyggingen. Det er også informert om at nettanleggene som installeres mot Roan ikke vil ha noen alternativ anvendelse dersom vindmøllene fjernes. Viser det seg at vindmølleparken ikke er lønnsom og en reinvestering ikke finansieres, vil TEN besitte et strandet nettverk mot Fosen.

6.3 Forutsetninger for analysen

I tillegg til de generelle forutsetningene vi presenterte i kapittel 5, kreves det også noen prosjektspesifikke tilpasninger. Til å begynne med begrenses analysens tidsperspektiv til den forventede levetiden for komponenten som først møter behovet for reinvestering. Det vil si 50 år. Beslutningen om hva som gjøres med anlegget ved utgangen av denne levetiden utelates, da den i stor grad vil avhenge av vindparkens utvikling, og er lite relevant for våre analyser.

Utbygging av vindparkene krever også større investeringer i sentralnettet, men disse investeringene vil vi se bort fra i denne analysen. Dette gjør vi på bakgrunn av samtaler med nettselskapene som har kategorisert regional- og distribusjonsnett som er betydelig mer utsatt for å bli strandede eiendeler. I tillegg utføres investeringene i sentralnettet av Statnett, som er eneste større utbygger på dette nettnivået, og er dermed ikke sammenlignbar selskapene i utvalget.

Investeringsprosjektet for tilknytning til Roan inkluderer to luftlinjer, hvorav en er dobbel og en er enkel, samt to ulike avganger. For å legge disse til prosjektets oppgavevariabler har vi benyttet NVEs vektsystem. Vektene tar hensyn til om linjene er enkle eller doble, i tillegg til flere andre tekniske spesifikasjoner. Ved bruk av dette systemet har vi kommet frem til vektene presentert i tabell 6.2.

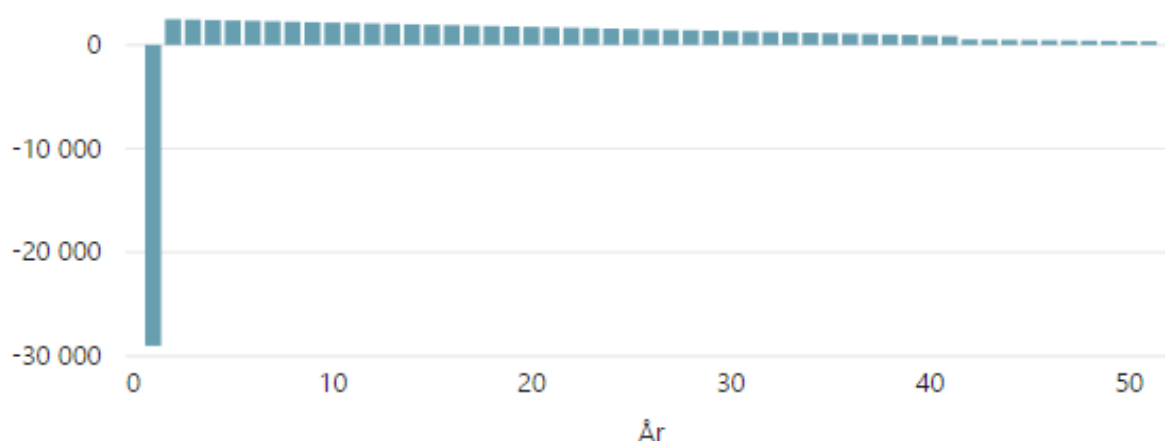
Komponent	Vekter
Luftlinje	
1,9 km – Enkel	125,65
6,5 km – Dobbelt	248,48
Sum	1 853,85
Avganger	
Hofstad	413,70
Vindparken	206,80
Sum	620,50

Tabell 6.2 - Prosjektvekter for vindparkprosjektet

6.4 Analyse av investeringsprosjektet

For å undersøke hvordan TEN potensielt kan rammes ved nedleggelse av vindparken har vi konstruert en analyse bestående av fire ulike scenarioer. I disse har vi beregnet nåverdien av investeringen basert på hvor mye selskapets tillatte inntekt endrer seg som følge av prosjektet. I tillegg til sensitivitetsanalysen for ulike realiserte levetider, har vi testet effekten av en endring i rho-parameteren.

Analysen viser at prosjektet genererer en positiv, men avtakende kontantstrøm ut hele levetiden, som illustrert ved Figur 6.1. Kontantstrømmen er komponert av endringen i den tillatte inntekten generert av prosjektet, fratrukket årlige, inflasjonsjusterte, drift- og vedlikeholdskostnader. Den avtakende profilen kommer hovedsakelig fra neddiskontering. Effektiviteten er derimot forventet å være økende over prosjektets levetid, og bidrar til å redusere disse virkningene. Kontantstrømprofilen kan også gi en indikasjon på hvor sensitivt prosjektet er for et kutt i levetiden. Størrelsen på investeringsutgiften i forhold til de årlige kontantstrømmene tilsier at det vil ta mange år før investeringen er tilbakebetalt.



Figur 6.1 - Kontantstrøm for prosjektet ved realisert levetid lik 50 år

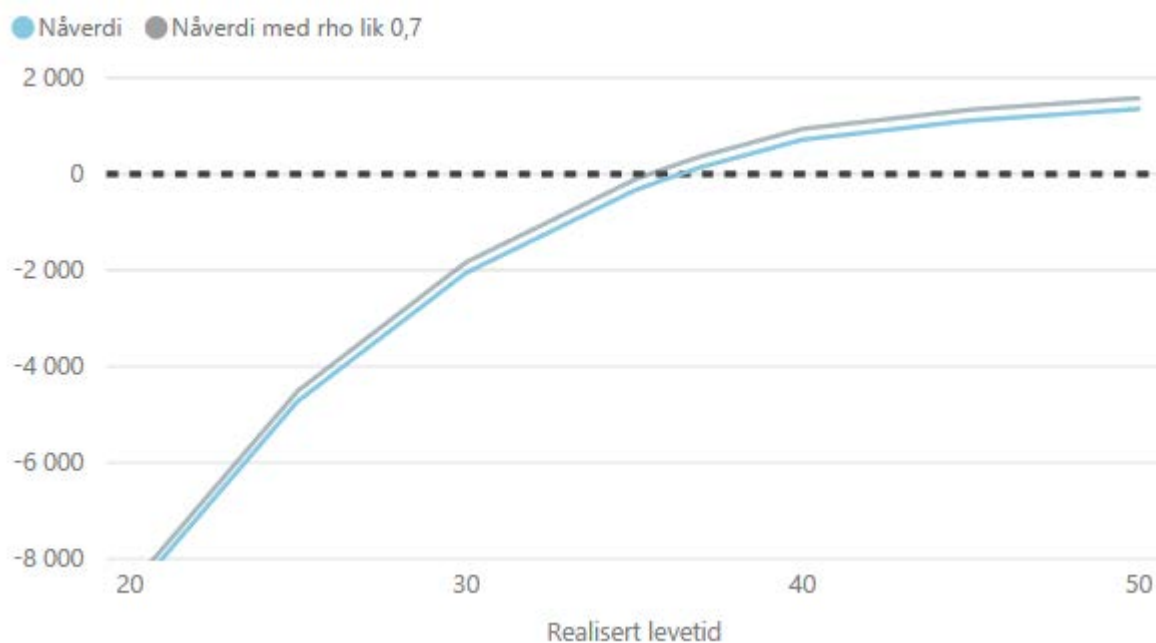
I Tabell 6.3 fremkommer resultatene fra nåverdianalysen, med fire ulike forutsetninger om levetid. Siste kolonne representerer tilfellet hvor anlegget er i drift ut hele levetiden på 50 år. Linjene, som har en forventet levetid på 40 år, vil i dette tilfellet beholdes i 10 år etter de er ferdig avskrevet. Ferdig avskrevne anlegg er økonomisk gunstige for selskapet ved at de bidrar til økt effektivitet. Effektivitetsøkningen skjer fordi selskapet beholder samme nivå på oppgavevariablene, samtidig som kapitalkostnadene reduseres. Ved en realisert levetid på 50

år vil prosjektet ha en positiv nåverdi på over 1,3 millioner kroner. Internrenten ligger på 6,30 prosent, som er noe høyere enn avkastningskravet gitt ved NVE-renten på 5,88 prosent, og dermed nok en indikasjon på lønnsomhet.

Realisert levetid	20	30	40	50
Internrente	-100,00%	5,02%	6,12%	6,30%
Nåverdi (i 1000)	-8 788,84	-2 058,05	712,05	1 351,71
Restverdi (i 1000)	16 100,00	9 650,00	3 200,00	0,00

Tabell 6.3 - Nåverdi og internrente ved ulike realiserte levetider for vindparkprosjektet: rho lik 0,6

Alternativet hvor vindparken rives etter 20 år er spesielt interessant, ettersom 20 år normalt er den estimerte levetiden for vindmøller (Vindportalen, u.å.-b). Analysen viser at prosjektets nåverdi faller betraktelig, med hele 10,1 millioner kroner, sammenlignet med alternativet hvor anlegget blir stående i 50 år. Dette følger først og fremst av at den reduserte levetiden fører med seg en stor nedskrivning i kapitalverdien. Restverdien på dette tidspunktet tilsvarer mer enn 50 prosent av investeringskostnaden. Internrenten ved denne levetiden blir negativ fordi kontantstrømmen til prosjektet ikke overgår investeringskostnaden. I år 30 har prosjektet en positiv internrente, men nåverdien er negativ fordi internrenten er lavere enn avkastningskravet. Dette betyr at dersom avkastningskravet hadde vært lavere enn 5,02 prosent, ville prosjektet vært lønnsomt om det ble nedskrevet etter 30 år. Også figur 6.2 illustrerer at prosjektet er svært sensitiv til reduksjon av levetiden. Kurven er relativt bratt opp til nåverdien er lik 0, før den avtar. Den indikerer at bare en liten endring i den realiserte levetiden kan bidra til store verditap.



Figur 6.2 - Nåverdi etter realisert levetid for vindparkprosjektet (oppgitt i 1000)

Figur 6.2 illustrerer videre at ved dagens verdier og effektivitet, vil den kritiske levetiden til prosjektet ligge mellom 36 og 37 år. I denne perioden vil nåverdien overstige null. Det kommer også tydelig frem i figuren at en liten negativ endring i kontantstrømmen kan gjøre prosjektet ulønnsomt. Eksempelvis vil en lavere effektivitet forårsake en reduksjon i kontantstrømmen, og derav en lavere nåverdi.

Tabell 6.4 presenterer resultatene for prosjektet ved en endring i rho fra 0,6 til 0,7. Denne endringen illustreres også i figur 6.2. TrønderEnergi Nett er et frontselskap og har et effektivitetsmål som overstiger 100 prosent. De er dermed supereffektive, hvilket betyr at selskapet får kompensasjon for mer enn de totale kostnadene gjennom normandelen i inntektsrammen. Når vekten til kostnadsnormen øker vil derfor selskapets tillatte inntekter øke. Prosjektet er derimot mindre effektivt, og reduserer selskapets totale effektivitet i år 1 fra 1.144213 til 1.143932. Endringen på 0,028 prosentpoeng er ikke stor nok til at prosjektverdien senkes, men den er med å redusere den totale effekten av endringen.

Realisert levetid	20	30	45	50
Internrente	- 100,00%	5,11%	6,19%	6,37%
Nåverdi (i 1000)	- 8 589,48	- 1 837,74	936,23	1 576,99

Tabell 6.4 - Nåverdi og internrente for teknisk levetid i vindparkprosjektet: rho lik 0,7

Samlet gir scenarioene et klart bilde på hvor sensitiv investeringens verdi er for kutt i levetiden. Lønnsomheten til prosjektet avhenger derfor i stor grad av reinvestering i vindparken ved utgangen av den estimerte levetiden på 20 år. I tillegg spiller effektiviteten til selskapet en signifikant rolle for prosjektets lønnsomhet. Dersom selskapet opplever et fall i effektivitet, vil en lavere andel av kostnadene fra prosjektet dekkes. I tilfeller hvor selskapets effektivitet er lavere enn 100 prosent vil en økning i rho-parameteren ha negativ effekt på selskapets inntekt.

Tabell 6.5 demonstrerer ved to ulike scenarioer hvordan selskapets tillatte inntekt påvirkes av en endring i rho, gitt ulike effektivitetsmål. Scenarioet "Normal" tar utgangspunkt i effektivitetsmålet vi har beregnet for TEN i analysen. Tabellen viser hvordan en økning i rho vil medføre en økning i tillatt inntekt på over 7 millioner. Ved å øke kostnadene for TEN har vi simulert et fiktiv scenario kalt "Lav", hvor selskapets effektivitet reduseres betydelig. Dette øker den tillatte inntekten totalt, fordi kostnadene som skal dekkes er betydelig høyere. Selskapets avkastning på kapital blir derimot lavere. En endring i rho fører her til en reduksjon i den tillatte inntekten på nesten 18 millioner kroner. Oppsummert forklarer tabellen hvor mye effektivitet har å bety for selskapets profitt, og dermed for selskapets lønnsomhet.

Effektivitet	Effektivitetsnivå	Tillat inntekt med rho lik 0,6	Tillat inntekt med rho lik 0,7	Differanse
Normal	114,42%	528 573	535 907	7 334
Lav	77,80%	676 900	658 954	- 17 945

Tabell 6.5 – Tillatt inntekt for ulike effektivitetsnivåer, med endring i rho (i 1000)

6.4.1 Tiltak for en bedre kostnadsfordeling

I presentasjonen av caset ble det forklart hvordan nettanlegget ikke har noen alternativ anvendelse og dermed avhenger av vindparkens fremtid. Det vi stadig har kommet tilbake til gjennom analysen er hvordan prosjektets lønnsomhet avhenger av den realiserte levetiden. Slik

situasjonen er i dag, lener vindparker seg generelt sett på subsidier for å være lønnsomme. Elsertifikatordningen som subsidierer fornybar produksjon er planlagt å avskaffes i 2022. Usikkerheten rundt vindparkens lønnsomhet, og derav anleggets levetid, avhenger derfor av hvordan priser i kraftmarkedet vil utvikle seg i tiden fremover. Denne situasjonen betyr at det vil være kraftmarkedet, og Fosen Vind, som avgjør om TEN må skrive ned et beløp på 16 millioner. Ettersom selskapet ikke får kompensasjon for nedskrivninger vil anleggets restverdi utgjøre et rent tap, som i sin helt tilfaller selskapet. Dette kan ha sammenheng med hvorfor vi ser tendenser til at nettselskapene ofte velger å holde overflødige anlegg i drift på lav kapasitet, fremfor å legge det ned ved bortfall av behov.

Reguleringen krever gjennom tilknytnings- og leveringsplikten at nettselskapene utfører investeringer, men den tar på ingen måte hensyn til konsekvensene dersom behovet for nett bortfaller. Anleggskomponentene fra tilknytningen til Roan vindpark har ingen alternative bruksområder, og vil derfor fjernes ved nedleggelse av vindparken. Det betyr at dersom vindparken legges ned vil TEN være nødt til å nedskrive verdien, og selv ta kostnaden. Fosen Vind vil ikke påvirkes av den tapte kapitalverdien.

For å redusere lasten av slike nedskrivninger for nettselskapet har vi sett på tiltak som kan vurderes. Et alternativ er å inngå en kontrakt ved utbygging som pålegger den aktuelle bedriften å betale en bot, dersom den flytter eller avslutter driften innen en gitt tidsramme. En slik ordning må gjelde tilknytning av bedrifter eller produsenter som utløser en større investering for selskapet. Ved å innføre et slikt botsystem vil både tapet for nettselskapet avlastes og risikoen vil deles mellom de to partene.

For tilknytningen til Roan vindpark ble det ikke stilt krav om anleggsbidrag. Med andre ord trengte ikke parkens utbyggere å ta hensyn til kostnader for nettilknytning ved planlegging av vindparken. Ved å inkludere et botsystem tvinges utbyggere til å ta kostnader som påløper for investeringer i nett med i beregningene. En slik ordning sørger for delt risiko mellom nettselskap og utbygger. Tiltaket kan også føre til at selskaper som ønsker tilknytning får økte insentiver til å se etter andre løsninger. Det kan imidlertid knyttes ulike utfordringer til retningslinjer for boteleggelse. Blant annet vil det bære med seg behov for skjønnsmessige vurderinger. Krav om å ta hensyn til heterogene forhold kan gjøre det vanskelig å fastsette et tydelig og rettferdig regelverk.

6.4.2 Overførbarhet til andre prosjekter

Først og fremst kan funn fra denne analysen knyttes opp mot resten av vindparkene som bygges ut i forbindelse med prosjektet på Fosen. Da prosjektet består av flere parker, og vindkraft generelt er av økende popularitet, antar vi at flere nettselskaper befinner seg i lignende situasjoner. Videre har hensikten med analysen av dette prosjektet vært å redegjøre for effektene ved tidlig nedleggelse av nettanlegg, og vise til hvordan dette kan knyttes opp mot framvekst av nye typer industri. I motsetning til den klassiske tungindustrien ser vi i dag tendenser til at kraftkrevende industrier bli mer mobile eller har kortere levetid, i likhet med vindparker. Dette øker nettselskapenes risiko ved utbygging av nett til kraftkrevende industribedrifter, ettersom det øker sjansen for strandede eiendeler.

7 Investeringsanalyse av Skagerak Nett

I dette kapitlet presenteres en investeringsanalyse av et anlegg tilhørende Skagerak Nett. Selskapet er en av de største operatørene av strømmnett i Norge. Det har mer enn 191 000 nettkunder og opererer i et område på 3 562 kvadratkilometer i Grenland og Vestfold (Skagerak Nett, 2018). Caset vi presenterer vil være anonymisert av hensyn til partene involvert.

7.1 Presentasjon av caset - Flytting av kraftkrevende industri

En transformatorstasjon ble installert med formål å forsyne en kraftkrevende industribedrift. Det ble på samme tidspunkt installert en transformator med en effekt på 50 MVA. Fem år senere ble anlegget utvidet med nok en tilsvarende transformator, som bedriften betalte anleggsbidrag for. Stasjonen forsynes fra en 132 kV jordkabel og en 132 kV luftlinje, som begge er 0,7 km lange. Etter installering av den andre transformatoren hadde bedriften et uttak på omtrent 80 MW. Anlegget hadde da en kapasitet på 100 MVA. Ti år etter den første investeringen ble industribedriften flyttet til utlandet og stasjonen ble stående med svært lavt uttak. Skagerak Nett valgte å la anlegget bli stående i håp om å trekke ny næring til området, eller eventuelt la anlegget avlaste forsyningen av en nærliggende by. I fem år ble anlegget stående med tilnærmet intet uttak. Etter dette har omtrent 15 MW gått til alminnelig forsyning, men dette er lagt over fra en annen stasjon selv om det egentlig ikke var behov for avlastning. Oppsummering av kostnader som følger av prosjektet presenteres i tabell 7.1.

Startkapital	
Bokført kapital ved start	19 815,65
Årlige Kostnader	
Drift- og vedlikeholdskostnader	207,50
Drift på 15 MW	
KILE	14,16
Nettap	12 666,46
Drift på 80 MW	
KILE	251,02
Nettap	11 642,90

Tabell 7.1 - Presentasjon av prosjektspesifikke data (i 1000)

Også i dette caset har vi valgt å oppgi kostnadene knyttet til nettap, da disse vil påvirke sluttbrukernes nettleie.

7.2 Forutsetninger for analysen

For å gjennomføre analyser av prosjektet har vi i modellen foretatt enkelte prosjektspesifikke endringer og forutsetninger. Først og fremst har vi tatt utgangspunkt i det året den kraftkrevende industrien flyttet, og ikke året hvor første investering ble foretatt. Dette er gjort fordi hensikten med analysen er å undersøke ulike alternativer og implikasjoner som følger, når behovet for nett forsvinner. Investeringene som ble gjort fra start vil fortsatt være av verdi, men utgiften behandles som sunk cost. Bokført verdi av anlegget er tatt med videre i analysen som startkapital, og vi følger original avskrivningsplan for investeringene.

Det gjeldende anlegget består av flere ulike komponenter som er lagt til i oppgavevariablene med vektete verdier, i henhold til NVEs vekstsystem. Disse er presentert i tabell 7.2.

Komponent	Vekt per km/enhet	Antall / lengde	Sum vekter
Luftlinje	181,95	0,7 km	127,37
Jordkabel	370,00	0,7 km	259,00
Transformator	226,60	2	453,20
Avganger	206,80	3	620,40
Stasjon	397,10	1	397,10

Tabell 7.2 - Vekting av Skagerak Netts anleggskomponenter

År 0, eller basisåret, referer til perioden hvor flytting av den kraftkrevende industrien fant sted og avgjørelsen om videre drift eller sanering ble foretatt. Investeringsbeløpene og tilhørende avskrivninger er oppgitt i nominelle verdier, med utgangspunkt i basisåret.

I virkeligheten er dataene for prosjektet allerede inkludert i kostnadsgrunnlaget og oppgavevariablene til Skagerak Nett. Ettersom det er tilnærmet umulig å hente ut de nøyaktige dataene som prosjektet utgjør i grunnlagsdataene, valgte vi å simulere et fiktivt case. Det fiktive

caset er et duplikat av det originale, men det er lagt til i grunnlagsdataene som et nytt prosjekt, hvor det antas at flytting av bedriften skjer i inneværende året.

7.2.1 Investeringsplan

Komponentene som inngår i prosjektet har ulike økonomiske og forventede levetider. Disse er presentert i tabell 7.3. Etter den økonomiske levetiden har passert kan komponentene ofte benyttes i flere år til, det vil si ut den forventede levetiden. Når den forventede levetiden har passert må komponentene reinvesteres, dersom anlegget skal forbli operativt.

Komponent	Økonomisk levetid	Forventet levetid	Reinvesteringskostnad
Transformatorer	25	60	7 200
Kontroll- og koblingsanlegg	25	55	15 200
Luftledning	35	80	3 500
Kabler til stasjon	35	50	7 350
Bygg	50	80	3 600
Batterianlegg	10	10	200
Hjelpeanlegg	25	25	2 000

Tabell 7.3 - Investeringsplan for Skagerak Netts anlegg

7.3 Analyse av prosjektet

I analysen av caset har vi beregnet verdien av å beholde anlegget, og sammenlignet dette med verdien av å sanere på ulike tidspunkt. Det er også utført en simulering for verdien av anlegget dersom den forventede lasten hadde blitt opprettholdt. Vi har også utført sensitivitetsanalyser for en endring i rho. Formålet med analysen er å illustrere hvilke implikasjoner som følger av de ulike alternativene, og hvordan prosjektets lønnsomhet påvirkes.

I tillegg til kostnader forbundet med drift, avskrivninger og nedskrivninger, kommer saneringskostnader. De estimerte kostnadene for sanering i basisåret er oppgitt i Tabell 7.4. Saneringskostnadene vil påløpe uavhengig av året anlegget nedlegges, ettersom kabler, ledninger, og stasjon må rives. Verdianslagene er imidlertid grove, og vi har derfor besluttet å

utelate dem fra selve nåverdiberegningen, ettersom det heller ikke vil utgjøre noen relevant forskjell mellom alternativene. De er likevel relevant å opplyse om, da de øker kostnaden for å legge ned anlegget.

Sanering av eiendeler i stasjon (2011-verdier)	
Kabel	350
Luftledning	350
Stasjon med 2 transformatorer, bygning, og 3 stk. 132 kV felt	2 500
Totale kostnader	3 200

Tabell 7.4 - Kostnader forbundet med sanering av stasjon (oppgitt i 1000)

Verdien av å fortsette driften av anlegget beror på hvorvidt prosjektets kontantstrøm overstiger nedskrivningskostnaden i basisåret. Dersom nåverdien ved å drive videre er høyere enn ved å sanere, er det fordelaktig for selskapet å fortsette driften. Med andre ord kan nåverdien av drift være negativ lik kostnaden for sanering og nedskrivning i basisåret, før det vil lønne seg å avslutte.

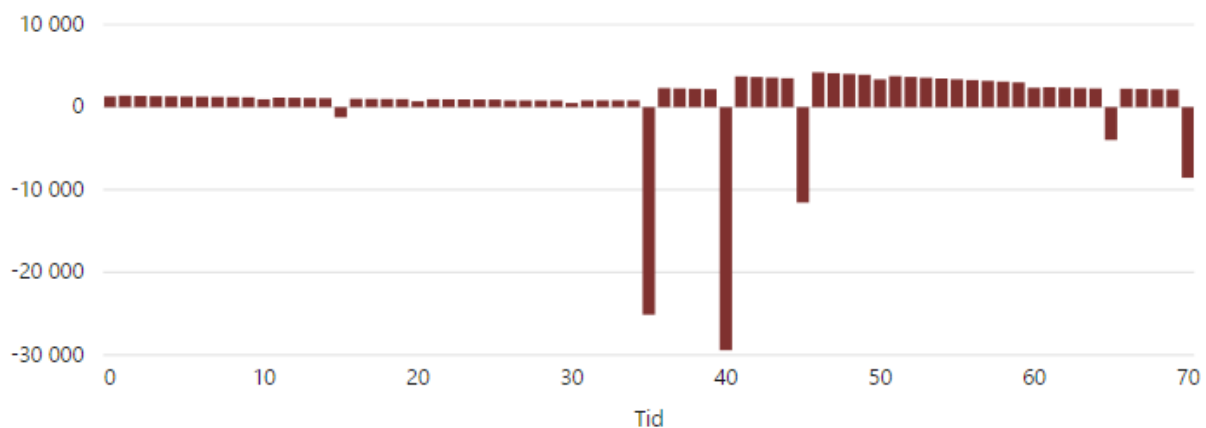
I tabell 7.5 fremstilles prosjektets tilknyttede nåverdier, dersom anlegget får leve i henholdsvis 0, 20, 40, 50 og 70 år frem i tid, etter basisåret. Anleggets effektuttak oppgis i MW for hvert av tilfellene. Ettersom levetiden til de forskjellige komponentene varierer i stor grad, vil anleggets kapitalverdi aldri nå null, slik det gjorde i caset til TEN. Det er stadig en ny komponent som må reinvesteres og det vil derfor alltid gjenstå en viss restverdi. Restverdien fører med seg en nedskrivning, hvilket vil redusere prosjektets nåverdi. Nedleggelse av anlegget vil av den grunn være fordelaktig å utføre på et tidspunkt hvor dyre komponenter nærmer seg endt levetid, og restverdien er lav.

Realisert Levetid	0	20	40	50	70
Effekt	0 MW	15 MW	15 MW	15 MW	80 MW
Internrente		- 9,83%	0,71%	2,74%	- 10,77%
Nåverdi (i 1000)	-19 815,65	11 436,14	11 877,48	9 981,92	8 507,92
Restverdi (i 1000)	19 815,65	7 392,45	22 992,44	47 258,19	85 56,22

Tabell 7.5 - Utvikling i nåverdi og internrente for Skagerak Nett

Hvert av årene vi tester for i sensitivitetsanalysen kommer før en større investering, som vil være et logisk tidspunkt å legge ned driften på. Det fremgår av tabell 7.5 at restverdien i basisåret er 19 815,65. I praksis betyr dette at saneringen av anlegget i år 0 vil, sammen med saneringskostnadene, innebære en nedskrivning på over 20 millioner kroner for Skagerak Nett. Internrenten til prosjektet er oppgitt i tabellen, men kontantstrømmen er svært volatil og kan være misvisende. Vi velger derav å se bort fra internrenten som en indikator på lønnsomhet i denne analysen. Det analysen viser er at variasjoner i prosjektets nåverdi i stor grad kan forklares ved størrelsen på restverdien.

Investeringstidspunktene kommer tydelig frem i kontantstrømmen i figur 7.1. Den viser prosjektets kontantstrøm fra år 0 til år 70 etter basisåret, hvor anlegget har blitt drevet på 15 MW over hele perioden. Figuren gir også en indikasjon på prosjektets lønnsomhet. Flere store investeringer kommer løpende i tiden rundt år 40, og av den grunn er det naturlig at en nedleggelse etter disse investeringene vil senke nåverdien som følge av høy restverdi. Fra kontantstrømmen er det også tydelig at noen investeringer er svært store i forhold til de genererte inntektene, og det kreves mange år med positiv kontantstrøm for å gjøre opp for dem. Eksempelvis vil restverdien ved 50 års levetid føre til at nåverdien blir lavere enn ved sanering i år 20. Reinvesteringene som forårsaker den høye restverdien i år 50 kommer tydelig frem i figuren, ved store negative kontantstrømmer i årene hvor komponentene passerer forventet levetid. De nye komponentene vil igjen ha en lang levetid, og sørger for at kapitalverdien øker til å bli betydelig høyere i år 50 enn i år 20.



Figur 7.1 - Kontantstrømmen til prosjektet over 70 år, med en last på 15MW (oppgitt i kr 1000)

Det siste scenarioet for levetid som inkluderes i tabell 7.5 og 7.6, skiller seg fra de foregående. Dette tar for seg hvordan lønnsomheten til anlegget ville vært, gitt planlagt utnyttelse av kapasiteten. I et slikt scenario ville anlegget blitt drevet med en last på 80 MW istedenfor 15 MW. Vi har valgt å ta med scenarioet for å illustrere situasjonen dersom den kraftkrevende industrien ikke hadde flyttet, og anlegget fikk operere med planlagt last. I dette tilfellet ville årlige kostnader forbundet med nettap blitt redusert, med over 1 million kroner, slik det illustreres i tabell 7.1. I regionalnettet inkluderes kostnadene for nettap i inntektsrammen, men utenfor normering. Selskapet får således full kompensasjon for kostnadene. Utslagene det reduserte nettapet medfører er viktige, selv om det ikke spiller noen rolle for selskapets kontantstrøm. Reguleringen gir fullstendig dekning for kostnader knyttet til nettap gjennom økt tillatt inntekt, og de som dermed betaler for det er sluttbrukerne. Den største grunnen til at nåverdien er lavere i dette scenarioet, har med andre ord ingen ting med nettap å gjøre, men kommer av at det oppstår økte KILE-kostnader, i tillegg til en høy restverdi. KILE-kostnadene blir kun dekket gjennom kostnadsgrunnlaget, og vil derfor føre til en lavere inntekt for selskapet. Således drar selskapet nytte av at anlegget drives på lavere kapasitet.

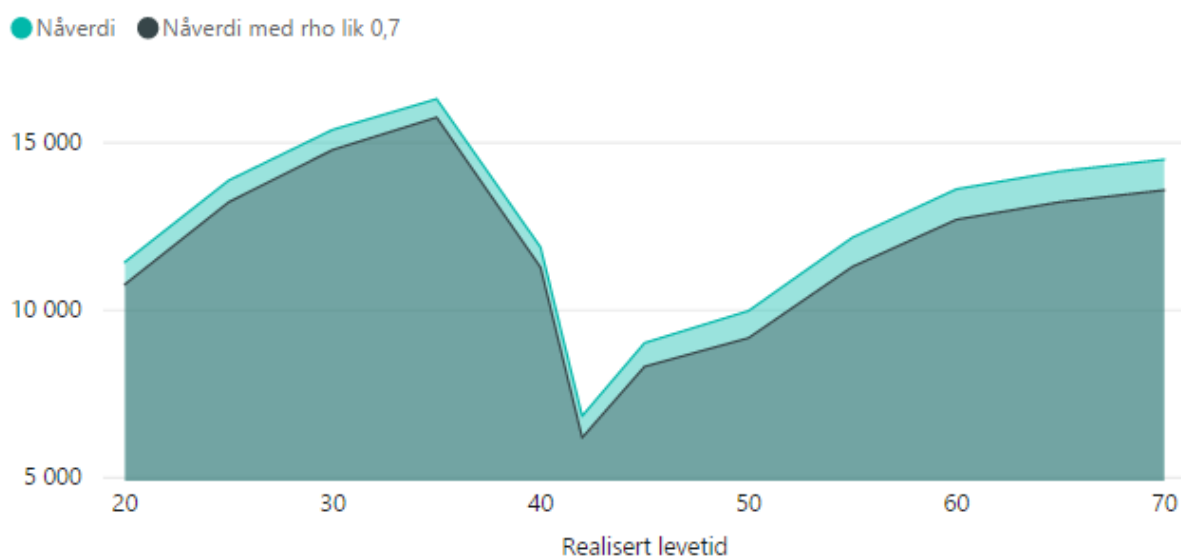
Tabell 7.6 presenterer resultatene av analysen med en vektøkning i rho på 0,1. Her vektet kostnadsnormen med 70 prosent istedenfor 60. Med en økning i rho vil anleggets nåverdi synke. Reduksjonen kommer av at prosjektet senker selskapets effektivitet i det første året fra 109,83 prosent til 109,71 prosent. Nedgangen på 0,12 prosentpoeng fører til at økningen i tillatt inntekt med prosjektet, er lavere enn økningen uten. Det vil si at differansen mellom tillatt inntekt med og uten prosjektet blir mye mindre når rho økes, og fører til en lavere kontantstrøm. Hadde prosjektet derimot økt den totale effektiviteten, ville en økning i rho ført til en høyere nåverdi. Resultatene er en indikasjon på hvor viktig et stabilt høyt effektivitetsnivå er for prosjektets verdi.

Realisert levetid	0	20	40	50	70
Effekt	0 MW	15MW	15MW	15MW	80MW
Internrente		- 9,46%	0,82%	2,96%	- 10,07%
Nåverdi (i 1000)	-19 815,65	10 769,58	11 277,60	9 173,61	7 594,90

Tabell 7.6 - Nåverdi og internrente for Skagerak Nett, når rho er 0,7

Ved en økning i rho vil derimot selskapets samlede inntekt øke, gitt at effektivitetsnivået er høyere enn 100 prosent. Dette kommer av at normandelen, som tillater dekning av mer enn 100 prosent av kostnadene, vektlegges i høyere grad.

Utvikling i nåverdien og konsekvensene av en økning i rho ved ulike saneringstidspunkt kommer frem i figur 7.2. Figuren illustrerer hvordan nåverdien faller når sanering forekommer like etter en større investering, slik den gjør rett etter år 40. Restverdien er lavest rundt år 35, og dette vil således være det mest lønnsomme tidspunktet å sanere anlegget på.



Figur 7.2 - Utvikling i nåverdi med en last på 15MW, inkludert rho med 0,7 (i kr 1000)

Videre illustrerer tabell 7.7 hvordan selskapets tillatte inntekt endres som følge av en økning i rho, ved ulike effektivitetsmål. Formålet med denne delen av analysen er utelukkende å illustrere betydningen av effektivitetsmålet, og prosjektverdier er derfor ikke inkludert. En høyere rho vil øke den tillatte inntekten med over 8 millioner kroner, dersom effektiviteten til Skagerak Nett ligger på 109,83 prosent. Ved en effektivitet lik 84,35 prosent vil selskapets tillatte inntekt reduseres med 18 millioner kroner, dersom myndighetene beslutter å øke vektningen av normandelen til 70 prosent. Økningen vil således være en sterk motivasjon for å opprettholde eller øke effektiviteten, da tapene som følger vektleggingen i verste fall kan skade selskapet betydelig.

Effektivitet	Effektivitetsnivå	Tillatt inntekt med rho lik 0,6	Tillatt inntekt med rho lik 0,7	Differanse
Normal	109,83%	876 046	884 520	8 474
Lav	84,35%	1 016 114	997 933	-18 181

Tabell 7.7 - Tillatt inntekt uten prosjektet i år 1, for høy og lav effektivitet (i 1000)

Selv om Skagerak Nett kommer ut som et frontselkap i vår analyse, er ikke dette tilfellet i inntektsrammen for 2018. Her har Skagerak Nett en vesentlig lavere effektivitet. Grunnen til at effektivitetsnivået blir høyere i vår DEA er at analysen baseres på et gjennomsnitt, og ikke på årlige verdier. Skagerak Nett har over de seneste årene hatt en mye høyere effektivitet enn effektivitetsmålet for 2018, som naturlig trekker nivået målt i vår modell opp. Med den virkelige inntektsrammen for 2018 vil en økning i rho resultere i lavere tillatt inntekt for Skagerak Nett, da effektivitetsmålet er lavere enn 100 prosent. Vi viser her tilbake til tabell 7.7 for å påpeke hvor store inntektstap en lav effektivitet kan medføre.

Et viktig moment å merke seg ved analyser som går over lange perioder, er at omstendighetene endrer seg kontinuerlig, og gir utslag på verdier og dermed resultater. For nettselskapene er det spesielt effektivitetsmålet som spiller inn på endringer i fremtidige verdiberegninger. Dersom effektiviteten går ned vil avkastningen også falle, og prosjektet kan bli desto mindre lønnsomt. Estimaten på nåverdier i denne analysen er derfor kun en indikator for å se på selskapets risiko knyttet til tid og behovsendringer, og til vektlegging av normverdien i reguleringsmodellen.

7.3.1 Effekten av strandede eiendeler på sluttbrukerne

Det er forklart tidligere at den tillatte inntekten fastsetter sluttbrukernes samlede nettleie, og at uttakskunder i distribusjonsnettene dekker 90% av nettkostnadene. Dersom anlegget ikke saneres vil det således være kundene som må betale for drift av det overflødig anlegget. Dette gjelder både kostnadene for å drive anlegget videre og det ekstra nettapet som oppstår når anlegget drives på lav kapasitet. Etter nedleggelsen av den kraftkrevende industrien som nettet ble bygget ut for, var det egentlig ikke behov for det aktuelle anlegget. Selskapet har unngått å realisere tapet de ville fått fra store nedskrivninger, ved å drive anlegget på en brøkdel av kapasiteten. Når bedriften som i utgangspunktet hadde behov for anlegget flyttet, forsvant også aktøren, som skulle betalt den største andelen av nettleiekostnadene. Nettleien økte dermed ytterligere for gjenværende kunder, da det var færre å dele den på.

7.3.2 Tiltak for en bedre kostnadsfordeling

Atferden selskapet har vist i prosjektet kan enkelt overføres til liknende situasjoner. Reguleringen gir insentiver for selskapene til å opprettholde drift, selv om det er samfunnsøkonomisk ugunstig. Ved tilpasning på denne måten slipper de å selv bøte for de tapte eiendelene. Atferden er en naturlig reaksjon, ettersom alternativet om å nedskrive vil resultere i store kostnader som i sin helhet tilfaller nettselskapet.

For å redusere insentivene til å videreføre kostnaden til sluttbrukerne, har vi vurdert noen mulige tiltak. En måte å gjøre dette på er ved bøteleggelse av selskapet som flytter innen en gitt tid etter anlegget settes opp, slik vi også foreslo i kapittel 6.4.1. Et slikt tiltak vil være effektivt dersom saneringen skyldes en tredjepart, som kan bidra til å dekke kostnaden. Tiltaket ville eksempelvis kunne dekket deler av Skagerak Nett sine saneringskostnader. Ulempen er at det ikke alltid vil være mulig å kreve inn en slik bot. Det vil blant annet være vanskelig dersom en nedleggelse følger av konkurs og bedriften ikke er betalingsdyktig. I tillegg ville det være vanskelig å kreve bot for flytting etter en reinvestering, som kan vel så dyrt som selve tilknytningen.

Slik det ble poengtert i kapittel 4, finnes også de tilfellene hvor nettselskap må nedskrive eiendeler grunnet omstrukturering av infrastruktur. Eksempelvis kan slik nedleggelse komme av omlegging av veinett, eller utbygging i sentralnettet. I disse situasjonene vil effekten på nettselskapet være den samme som ved nedlagt industri. Forskjellen er at det normalt ikke vil være mulig å drive anlegget videre, og selskapet blir tvunget til å nedskrive eventuell restverdi. Også i disse tilfellene kan det innføres en betalingsordning for å kompensere for de tapte eiendelene. Kommunen, staten eller operatøren av sentralnettet kan for eksempel pålegges å betale en andel av nedskrivningen, så lenge det ikke finnes alternativer for bruk av eiendelene.

En betalingsordning hvor en tredjepart avlaster noe av kostnaden ved strandede eiendeler vil redusere selskapets nedskrivningskostnad. Likevel vil det ikke fjerne insentivene til å holde anlegget i drift. Nettselskapet vil fortsatt kunne dra nytte av kompensasjon for avskrivningene i inntektsrammen, og opprettholdelse av driften vil således øke inntektene. Det vil derfor være nødvendig å justere reguleringen, slik at disse insentivene elimineres. For eksempel kan dette

gjøres ved å inkludere et ledd i effektivitetsmålingen som tar hensyn til anlegg som drives på betydelig lavere kapasitet enn forventet. På denne måten kan selskap som driver anlegg hvor et reelt behov ikke eksisterer bli straffet med et lavere effektivitetsmål. En reduksjon i effektiviteten ved suboptimal drift vil sørge for at insentivene til å holde overflødige anlegg operative blir lavere. Dersom nettselskapet forventer at ny industri skal flytte til området, kan de eventuelt “sette anlegget på pause” til ny industri tar det i bruk. På den måten vil de kun miste inntekt fra avskrivninger i de årene hvor anlegget ikke er i drift.

Det vil naturlig nok være utfordringer knyttet til slik regulering. Blant annet kan det være vanskelig å avgjøre hvilke anlegg som passer inn under denne definisjonen. Spesielt fordi de fleste nettverk i Norge normalt har en betydelig høyere topplast enn normal-lasten, og strømforbruket kan variere meget ved vekslende temperaturer fra år til år. Likevel kan det tenkes at slike endringer kan reguleres på samme måte som reguleringsmodellen, ved å bruke snittdata og ta hensyn til variasjoner som følger av ekstreme forhold i enkelte år.

8 Konklusjon og anbefalinger

8.1 Konklusjon

Hovedfokuset i denne masterutredningen har vært å se på hvilke konsekvenser det kan ha for nettselskaper dersom behovet for nettet forsvinner. Videre har vi forsøkt å besvare hvordan dette kan påvirke sluttbrukerne, og i hvilken grad strandede eiendeler faktisk er eller forventes å bli et reelt problem.

Usikkerheten rundt fremtidens nettbruk er en svært viktig årsak til risikoen for strandede eiendeler, ettersom kravet til nettkapasitet varierer i stor grad ved ulike scenarioer. Nettselskapene ser seg i dag nødt til å investere i anlegg som er mottakelige for en fremtid med rushtidskunder. Om samfunnet derimot møter en fremtid hvor nettet blir brukt som reserveløsning, vil det kunne resultere i en høy andel overflødige nett. Med dagens regulering vil de sluttbrukerne som ikke har råd eller kapasitet til å trekke seg ut av nettet, oppleve en urettferdig økning i nettleien. For å motvirke en slik situasjon, burde det først og fremst legges til rette for en utvidet bruk av alternativer til nett. Alternativer som sluttbrukerfleksibilitet, smarte næringsbygg, nye varmekilder og fleksibel lading av elbiler kan bidra til utsettelse av investeringer, inntil vi har fått et klarere fremtidsbilde. Videre kommer det frem at behovet for nye reguleringer er grunnleggende for en stabil fremtid. I framtidsscenarioene konstruert av Thema Consulting legges regulering av egenproduksjon og strømbruk til grunn som en nødvendig forutsetning for å hindre strandede eiendeler eller overbelastning i nettet.

Vi har analysert to større prosjekter i utredningen, og presentert en rekke mindre hendelser hvor strandede eiendeler står sentralt. Et fellestrekk blant disse er at det oppstår en økonomisk belastning for selskapet når eiendeler blir overflødige. Årsaken til belastningen er at nedskrivninger ikke blir tatt hensyn til i reguleringsmodellen, i motsetning til avskrivninger. Videre reduseres selskapets oppgavevariabler når et anlegg nedskrives, som resulterer i færre anlegg å dele de totale kostnadene på. Selskapene vil på den måten i flere tilfeller oppleve en redusert effektivitet, avhengig av hvordan anlegget i seg selv bidrar til denne. Et annet fellestrekk for prosjektene er at nettselskapene, som følge av underliggende insentiver i dagens regulering, skyver kostnadene ved bortfall av behov over på sluttbrukerne dersom muligheten byr seg. På denne måten går ikke de strandede eiendelen på bekostning av selskapets helhetlige lønnsomhet og effektivitet.

For de eiendelene som ender opp med å bli overflødige kan spørsmålet om kostnadsbærer være relevant. Med dagens regulering tar sluttbrukerne kostnadene for et strandet nett, med mindre nettselskapet ikke har muligheten til å fortsette driften på redusert kapasitet. Dersom flytting av kraftkrevende industri eller en tilsvarende situasjon er årsaken til nedleggelse, kan et gebyr for å trekke seg ut av nettet diskuteres. Et slikt gebyr kan gi kompensasjon for de kostnadene nettselskapet taper ved sanering av anleggsområdet. Gebyret bør i så fall være tidfestet, slik at det utløper innen et gitt antall år etter utbyggingen av nettet. Om et slikt vedtak skal fungere optimalt, bør det også vurderes tiltak som ytterligere demper eller fjerner insentivene til å beholde overflødige anlegg. Dette kan eksempelvis gjøres ved å legge inn en restriksjon i reguleringsmodellen som hindrer at anlegg holdes i gang på lavere kapasitet, dersom et reelt behov ikke eksisterer. Et annet alternativ kunne være å “straffe” selskapets effektivitet, ved å nedjustere vekten av oppgavevariabelen for anlegg som ikke kjøres på en viss andel av full kapasitet. Tiltakene bærer riktignok med seg utfordringer knyttet til både skjønnsmessige vurderinger, og fastsetting av retningslinjer for hvem som skal bære kostnadene. Det kan også være vanskelig å bedømme om et nett faktisk er overflødig. Effekttuttaket i topplasttimene bestemmer kapasiteten nettet må bygges ut for. Dersom normal last er volatil og har et bruksmønster som er vanskelig å predikere kan behovet være utfordrende å kartlegge.

Konstruering av en rettferdig og effektiv modell for kostnadsdeling er en komplisert affære, som krever nøye utredning og hyppig oppfølging. Slik vi ser det, bør et viktig mål være å redusere muligheten for at strandede eiendeler oppstår i det hele tatt. Basert på funnene vi har gjort i denne oppgaven, vil vi fremheve tre tiltak vi anser som nødvendige for å forhindre stor forekomst av strandede eiendeler.

1. Utvide bruken av alternativer til nett, til et klarere fremtidsbilde foreligger
2. Hensiktsmessig regulering av egenproduksjon og tilrettelegging for teknologiske endringer og innovasjon
3. Deling av informasjon med både nettselskaper, bedrifter og sluttbrukere slik at partene får egne insentiver til å motvirke strandede eiendeler

8.2 Videre forskning

I denne utredningen har vi undersøkt hvordan strandede eiendeler påvirker ulike samfunnsparter, hvordan de oppstår og hvor sensitivt strømmettet er for en redusert levetid. For å utbedre grunnlaget vil det være aktuelt å tilføye analyser av prosjekter fra andre operatører, da årsaker til strandede eiendeler kan variere som følge av områdespesifikke egenskaper. Det vil også være nødvendig å vurdere hvordan reguleringen kan tilpasses, både for å møte en mer teknologisk fremtid, og oppnå en rettferdig kostnadsfordeling når strandede eiendeler oppstår.

Videre er det interessant å undersøke Norges behov for nett og utenlandskabler når ACER introduseres. Ettersom den teknologiske utviklingen for fornybar energi kan vise seg å være en utfordring for utbygging av nettet i Norge, er det rimelig å anta at dette også gjelder for resten av Europa. Kablene som bygges ut mot sørlige strøk vil således kunne bli overflødige, dersom det viser seg at landene klarer å produsere tilstrekkelig mengde energi på egenhånd. Dersom dette blir tilfellet kan funnene fra vår utredning være aktuelle å betrakte i forbindelse med overflødige anlegg.

9 Litteraturliste

- Amundsveen, R. & Kvile, H. M. (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
- Ansar, A., Caldecott, B. & Tilbury, J. (2013). Stranded assets and the fossil fuel divestment campaign: what does divestment mean for the valuation of fossil fuel assets? Hentet fra: <https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:f04181bc-8c4f-4cc1-8f01-cafce57975ae>
- Berg, S. V., & Tschirhart, J. (1995). A market test for natural monopoly in local exchange. *Journal of Regulatory Economics*, 8(2), 103-124.
- Bjørndal, E., Bjørndal, M., Fange, K.A. (2010a). Benchmarking in Regulation of Electricity Networks in Norway: An Overview. I: E. Bjørndal, M. Bjørndal, P.M. Pardalos & M. Rönnqvist (Red), *Energy, Natural Resources and Environmental Economics* (s. 317 - 342). Bergen/Gainesville: Springer.
- Bøhnsdalen, E. T., Døskeland, I. H., Västermark, K. L., Holmefjord, V. & Aarstad, J. (2016). Langsiktig markedsanalyse, Norden og Europa 2016-2040. Statnett. Hentet fra: <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Nyheter%20-%20vedlegg/Nyheter%202016/Langsiktig%20markedsanalyse%20Norden%20og%20Europa%202016%E2%80%932040.pdf>
- Divya, K. C., & Østergaard, J. (2009). Battery energy storage technology for power systems—An overview. *Electric Power Systems Research*, Hentet fra: https://ac.els-cdn.com/S0378779608002642/1-s2.0-S0378779608002642-main.pdf?_tid=994335f7-a459-4754-b801-1c3c0a85c244&acdnat=1520933470_cb9c379e46581cfc2b8df9067a4b7f57
- Elbil (2017). Dette vil elbilister betale for lading - og så mye koster det. Hentet 15.05.2017 fra <https://elbil.no/dette-vil-elbilister-betale-for-lading-og-sa-mye-koster-det/>
- Energi Norge (u.å.). Nettstruktur og Organisering. Hentet 20.03.18 fra: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/nettstruktur-og-organisering/>
- Energi Norge (2017). Utvikling i nettinvesteringer, 2016-2026. Hentet 22.04.18 fra <https://www.energinorge.no/contentassets/37e0f51ed8e44dcb875a0e742f6340d5/energi-norge---utvikling-i-investeringer-2016-2026---oktober-2017.pdf>
- Energi Norge (2018). Kan spare samfunnet for milliarder. Hentet 11.05.18 fra: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/nyheter/2018/kan-spare-samfunnet-for-milliarder/>
- Energiloven (1990). Lov 29. juni 1990 nr .50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.
- Enova (2018). Bedre utnyttelse av strømmettet kan spare samfunnet for milliarder. Hentet 16.04.18 fra <http://presse.enova.no/pressreleases/bedre-utnyttelse-av-stroemnettet-kan-spare-samfunnet-for-milliarder-2398717>
- Fiksen, K., Jenssen, Å., Harsem, S. E., Landet, I. (2016). Nettregulering i framtidens kraftsystem. *Framtidens nettregulering. (THEMA Rapport 2016- 21)*. Hentet den 28.04.18 fra: https://www.thema.no/wp-content/uploads/2017/03/THEMA-R-2016_21_Nettregulering-i-framtidens-kraftsystem_hovedrapport.pdf
- Forskrift om kontroll av nettvirksomhet. Forskrift 11.mars 1999 nr.302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.

- Fosen vind (u.å.) Om Fosen Vind. Hentet 17.04.18 fra: <https://www.fosenvind.no/om-fosen-vind/>
- Fridstrøm, L. & Østli, V. (2016). Kjøretøyparkens utvikling og klimagassutslipp - Framskrivninger med modellen BIG. Transportøkonomisk Institutt rapport 1518/2016. Hentet fra: <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=43853>
- Fried, H. O., Schmidt, S. S., & Lovell, C. K.(1993). The measurement of productive efficiency: techniques and applications. United Kingdom: Oxford university press.
- Gudbrandsdal Energi (2016). Defo: Strømnettet må ikke ende som telenettet. Hentet 07.05.18 fra <https://www.ge.no/geavisa/defo-stromnettet-ma-ikke-ende-som-telenettet>
- Hafslund Nett AS (2018). Hafslunds nettvirksomhet. Hentet 31.05.18 fra: <https://www.hafslund.no/omhafslund/nett/3082>
- Haugen, E. & McGeorge, K. (2017) Insentiver for investering i distribusjons- og regionalnett under ulike modellalternativer (Mastergradsavhandling, Norges Handelshøyskole). Hentet fra: <https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/2454011/masterthesis.PDF?sequence=1&isAlloved=y>
- Hittinger, E. & Siddiqui, J. (2017). The challenging economics of US residential grid defection, Utilities Policy. Hentet fra <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178716300066>
- Indeberg, H.J., Tews, K. & Turner, B. (2016) Power from the people? Prosuming conditions for Germany, the UK and Norway (FNI rapport 5/206). Hentet fra: <https://www.fni.no/getfile.php/133478-1481188636/Filer/Publikasjoner/FNI-R0516.pdf>
- International Energy Agency (2017). Energy policies of IEA countries, Norway. Hentet fra: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesofIEACountriesNorway2017.pdf>
- Kvernland, T., Paulsen, R., Johannessen, F., Efskin, P., Bolsøy, B., Thorshaug, E. & Blikø, M. (2016). Kraftsystemutredning for Nord-Trøndelag 2016-2036, Hovedrapport. Hentet 04.04.18 fra: <http://www.ntenett.no/files/PDF/KSU2016.pdf>
- Ladestasjoner (u.å.). Hva er hurtiglading? Hentet 12.05.18 fra: <https://www.ladestasjoner.no/hurtiglading/hva-er-hurtiglading2/>
- Langset, T. (2017). Infoskriv ETØ-4/2017: Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2018. Hentet fra: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201707086/2244108>
- Lien, S. K. & Spilde, D. (2016). Energibruk i Fastlands-Norge. Historisk utvikling og anslag på utvikling mot 2020. NVE. Rapport nr 25-2017. Hentet fra: <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Nyheter%20-%20vedlegg/Nyheter%202016/Langsiktig%20markedsanalyse%20Norden%20og%20Europa%202016%E2%80%932040.pdf>
- Lysekonsern (2016). Smartly og Schneider lader opp. Hentet 14.04.18 fra: <http://www.lysekonsern.no/nyheter/smartly-og-schneider-lader-opp-article2394-200.html>
- Nordbø, E., Dale, S., Kleveland, M. (2017). Overinvesteres det i norske kraftnett? Quartz White paper. Hentet 03.03.18 fra: https://quartz.de/wp-content/uploads/2017-03-24-Overinvesteres-det-i-norske-kraftnett_vFINAL.pdf
- Nordkraft (2016). Gjør klart for stor vindkraftutbygging i Nord-Norge. Hentet 09.05.18 fra: <https://www.nordkraft.no/nyheter/gjor-klart-for-stor-vindkraftutbygging-i-nord-norge-article607-814.html>

- Norges Bank (2018). Inflasjon. Hentet 09.05.18 fra: <https://www.norges-bank.no/Statistikk/Inflasjon/>
- Norsk Hydro (2016). Norsk Hydro: Hydro signerer ny langsiktig kraftavtale for norsk aluminiumportefølje. Hentet fra: <https://www.hydro.com/no/hydro-i-norge/pressesenter/Nyheter/2016/norsk-hydro-hydro-signerer-ny-langsiktig-kraftavtale-for-norsk-aluminiumportefolje/>
- NVE (2015a). Tilknytningsplikt. Hentet 05.06.18 fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/tilknytningsplikt/>
- NVE (2015b). Om forskjeller i nettleie. Hentet 13.02.18 fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/om-forskjeller-i-nettleie/>
- NVE (2016a). Leveringsplikt. Hentet 05.06.18 fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/leveringsplikt/>
- NVE (2016b). Strømnettet er klar for elbilene. Hentet 15.04.18 <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/stromnettet-er-klar-for-elbilene/>
- NVE (2016c). Elektrisitetsbruk i Norge mot 2030. Hentet 14.02.18 fra: <https://www.nve.no/energibruk-og-effektivisering/energibruk-i-norge/elektrisitetsbruk-i-norge-mot-2030/>
- NVE (2017a). Nett. Hentet 20.03.18 fra: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/>
- NVE (2017b). Reguleringsmodellen. Hentet 28.02.18 fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/>
- NVE (2017c). Anleggsbidrag. Hentet 20.03.18 <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/anleggsbidrag/>
- NVE (2017d). Nettleie for forbruk. Hentet 13.02.18 fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/>
- NVE (2018a). NVE Atlas. Hentet 20.03.18 fra: <http://atlas.nve.no/html5Viewer/?viewer=nveatlas&runWorkflow=StartupQuery&mapServiceId=92&layerName=Sentralnett&layerName=Regionalnett&layerName=Distribusjonsnett&extent=-879053,6207027,1906146,8230903>
- NVE (2018b). Inntektsrammer for 2018 varsel. Hentet 27.03.18 fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/inntektsrammer/inntektsrammer-for-2018-varsel/>
- Regjeringen (2014). Elsertifikatordningen. Hentet 29.03.18 fra: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/elsertifikater1/id517462/>
- Regjeringen (2017). En grønnere transporthverdag. Nasjonal transportplan 2018-2029. Pressemelding | Dato: 05.04.2017. Hentet 06.04.18 fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/en-gronnere-transporthverdag/id2548633/>
- Reiten, E., Sjørgard, L., Bjella, K., Nesheim, H., Svihus, O., Wiermyhr, K., . . . Harsem, S. E. (2014). Et bedre organisert strømnett. Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Rosvold, K. A. (2015). Nettap. Store Norske Leksikon. Hentet den 16.02.18 fra: <https://snl.no/nettap>
- Skagerak Nett (2018). Skagerak Nett AS. Hentet 21.03.18 fra: <https://www.skageraknett.no/om-oss/category925.html>

- Statkraft (2016). Bygger Europas største vindkraftprosjekt i Midt-Norge. Hentet 29.04.18 fra: <https://www.statkraft.no/IR/Stock-Exchange-Notices/2016/bygger-europas-storste-vindkraftprosjekt--i-midt-norge--/>
- Statnett (2011). Energi og effektprognoser for Oslo og Akershus mot 2050. Delrapport til Nettplan Stor-Oslo. Hentet fra: [http://www.statnett.no/PageFiles/12487/Dokumenter/~4-Behovsanalyse%202011/Energi%20og%20effektprognoser%20for%20Oslo%20og%20Akershus%20mot%202050%20\(delrapport%20til%20Nettplan%20Stor-Oslo\).pdf](http://www.statnett.no/PageFiles/12487/Dokumenter/~4-Behovsanalyse%202011/Energi%20og%20effektprognoser%20for%20Oslo%20og%20Akershus%20mot%202050%20(delrapport%20til%20Nettplan%20Stor-Oslo).pdf)
- SSB (2016a). Befolkningsframskrivinger, 2016-2100. Hentet 23.04.18 fra: <https://www.ssb.no/befolkning/statistikker/folkfram/aar/2016-06-21>
- Stoltz, G. & Andersen, M. E. (2014). Monopol. Store norske leksikon. Hentet 05.03.18 fra: <https://snl.no/monopol>
- TrønderEnergi (u.å.). Kort om selskapet. Hentet 09.05.18 fra: <https://tronderenerginett.no/om-oss>
- TrønderEnergi (2016). Fosen Vind blir Europas største vindprosjekt på land. Hentet 25.03.18 fra: <https://tronderenergi.no/aktuelt/fosen-vind-blir-europas-storste-vindprosjekt-pa-land>
- Vindportalen (u.å.-a). Kostnader og investering. Hentet 10.04.18 fra: <http://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/OEkonomi/Kostnader-og-investering>
- Vindportalen (u.å.-b). Økonomi. Hentet 10.04.18 fra: <http://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/OEkonomi>
- Ziegler, L., Gonzalez, E., Rubert, T., Smolka, U., & Melero, J. J. (2018). Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 1261-1271.

Vedlegg 1: Selskaper inkludert i analysen

Aardal energi KF	Midtkraft AS
Agder Energi Nett AS	Mørenett AS
Aurland Energiverk AS	Nordlandsnett AS
Austevoll Kraftlag SA	Nordmøre Energiverk AS
Bindal Kraftlag SA	Nord-Salten Kraft AS
BKK Nett AS	Nordvest Nett AS
Dalane Nett AS	Nore Energi AS
Eidsiva Nett AS	Norgesnett AS
Finnås Kraftlag SA	NTE nett AS
Fitjar Kraftlag SA	Odda Energi AS
Flesberg Elektrisitetsverk AS	Oppdal Everk AS
Fosen Nett AS	Orkdal Energi AS
Fusa Kraftlag AS	Rakkestad Energi AS
Gauldal Nett AS	Ringeriks-Kraft Nett AS
Glitre Energi Nett AS	Rollag Elektrisitetsverk SA
Gudbrandsdal Energi Nett AS	Selbu Energiverk AS
Hafslund Nett AS	SFE Nett AS
Hallingdal Kraftnett AS	Skagerak Nett AS
Hammerfest Energi Nett AS	Skjåk Energi KF
Haugaland Kraft Nett AS	Skånevik Ølen Kraftlag SA
Helgeland Kraft AS	Sognekraft AS
Hemne Kraftlag SA	Stryn Energi AS
Hemsedal Energi KF	Sunnal Energi KF
Hjartdal Elverk AS	Sunnfjord Energi AS
Hurum Energiverk AS	Sykkylven Energi AS
Holand og Setskog Elverk SA	Sør Aurdal Energi AS
Hålogaland Kraft Nett AS	Tinn Energi AS
Ise Nett AS	Trollfjord Kraft AS
Istad Nett AS	Troms Kraft Nett AS
Klepp Energi AS	Trøgstad Elverk AS
Kragerø Energi AS	Trønder Energi Nett AS
Krodsherad Everk AS	Tysnes Kraftlag AS
Kvam Kraftverk AS	Uvdal Kraftforsyning SA
Kvikne-Rennebu Kraftlag SA	Valdres Energiverk AS
Kvinnherad Energi AS	Vang Energiverk KF
Lofotkraft AS	Varanger Kraftnett AS
Luster Energiverk AS	Vesterålskraft Nett AS
Lyse Elnett AS	Vest-Telemark Kraftlag AS
Neset Kraft AS	Ymber AS
Nordkraft Nett AS	Øvre Eiker Nett AS