



Insentiver for investering i distribusjons- og regionalnett under ulike modellalternativer

Erik Haugen og Kristian McGeorge

Veiledere: Endre Bjørndal og Mette Bjørndal

Selvstendig arbeid, master i Økonomi og Administrasjon. Økonomisk styring.

NORGES HANDELSHØYSKOLE

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

Sammendrag

Nettbransjen i Norge er et naturlig monopol og reguleres av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Strømnettet består av tre ulike nettnivå; sentral-, regional- og distribusjonsnett. Selskapene i regional- og distribusjonsnett reguleres i dag av to separate reguleringsmodeller, mens store deler av sentralnettet eies av det statlige selskapet Statnett. NVE vurderer å utarbeide en felles reguleringsmodell for regional- og distribusjonsnettet. Vi i den forbindelse utarbeidet to felles reguleringsmodeller og sett på investeringsinsentivene i disse modellene sammenlignet dagens separate reguleringsmodell. I den ene fellesmodellen, samlet modell, har vi inkludert alle oppgavevariablene fra dagens reguleringsmodell. Videre har vi i den andre fellesmodellen slått sammen oppgavevariabler fra dagens separate modeller til én slank modell. I analysen har vi brukt et investeringsprosjekt fra Nordlandsnett AS for å analysere investeringsinsentivene i de ulike modellvariantene. Investeringsprosjektet består av to alternative prosjekter som vil dekke det samme behovet. Interessant for problemstillingen er at de har ulike underliggende egenskaper som gjør at det ene prosjektet påvirker kostnadene i distribusjonsnettet, mens det andre prosjektet hovedsakelig berører regionalnettet.

Resultatene fra analysen viser at ingen av modellene gir insentiver som er optimale fra et samfunnsøkonomisk ståsted. Samlet modell gir skjeve insentiver mellom nettene, mens den slanke modellen gir balanserte insentiver mellom nettnivåene. Ettersom prosjektet er reinvestering, kan man forvente begrenset lønnsomhet. Den slanke modellen gir på tross av dette svært høy lønnsomhet for selskapet som investerer. Det tyder på at denne modellen hadde gitt insentiver til overinvesteringer hvis regulator hadde gått over til denne modellvarianten. Den høye lønnsomheten skyldes i hovedsak de høye skyggeprisene til oppgavene. Det gjør at mesteparten av avkastningen til prosjektene kommer fra trinn 1 i reguleringsmodellen.

Vi konkluderer likevel med at en felles modell med samlede oppgavevariabler har klare fordeler. Det kommer av at insentivene til å allokere kostnader mellom nettnivåene tilnærmet kan elimineres ved å utforme et vektsystem som forklarer kostnadene til de ulike kablene og luftlinjene fra de to nettnivåene på en god måte. Vi ser samtidig at en felles modell går på bekostning av informasjonsverdien i effektivitetsmålingene og selskapenes tilpasningsmuligheter.

Forord

Denne masterutredningen er skrevet som en del av masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole innenfor hovedprofilen økonomisk styring. Arbeidet med utredningen ble påbegynt høsten 2016.

Oppgaven er skrevet som en del av forskningsprosjektet Elbench. Dette er et fireårig samarbeidsprosjekt som startet i 2015. Partene i prosjektet er NVE, Høgskolen i Innlandet (HiNN), Norges Handelshøyskole (NHH)/ Samfunns og Næringslivsforskning (SNF) og Energi Norge. Videre er nettselskapene Skagerak Energi AS, BKK Nett AS, Lyse Elnett AS, Eidsiva Nett, Helgelandskraft AS og Hafslund Nett AS også en del av prosjektet. Prosjektgruppen forsker på flere temaer direkte knyttet til den norske reguleringen, blant annet benchmarking og alternative modeller som vi skal ta for oss i vår utredning.

Vi vil gjerne rette en stor takk til våre veiledere Endre Bjørndal og Mette Bjørndal for en utfordrende og lærerik oppgave. Gjennom arbeidet med utredningen har vi lært hvordan det norske nettmarkedet reguleres og vi håper at vår utredning kan være nyttig for NVE når de i fremtiden skal gjøre endringer i reguleringsmodellen.

Vi ønsker videre å rette en ekstra takk til Eivind Gramme fra Skagerak Energi AS og Mats-Eirik Elvik fra BKK Nett AS for gode innspill underveis i arbeidet. Til slutt ønsker vi å takke Bjørn Pedersen fra Nordlandsnett AS som ved siden av å være delaktig med innspill til utredningen også hjalp til med utarbeidelsen av investeringsprosjektet vi har benyttet i analysen.

Bergen, juni 2017

Erik Haugen

Kristian McGeorge

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG	II
FORORD	III
INNHOLDSFORTEGNELSE	IV
1. INTRODUKSJON	1
1.1 PROBLEMSTILLING	2
1.2 ETTERSPORSELSUTVIKLING OG INVESTERINGSBEHOV	2
1.3 OPPBYGNINGEN AV STRØMNETTET	4
2. DET TEORETISKE RAMMEVERKET OG DEA-ANALYSE	6
2.1 DATAOMHYLLINGSANALYSE	6
2.1.1 <i>Hvordan effektivitet måles i en DEA-analyse</i>	7
2.2 FORUTSETNINGER FOR DEA-ANALYSE	9
2.3 KOSTNADSEFFEKTIVITET VED HJELP AV DEA-ANALYSE	12
3. REGULERING AV NORSKE NETTSELSKAPER	16
3.1 BAKGRUNNEN FOR REGULERING AV NETTBRANSJEN	16
3.2 VEIEN FREM TIL DAGENS REGULERINGSMODELL	22
3.3 DAGENS REGULERINGSMODELL	22
3.4 PARAMETERE I MODELLEN	24
3.5 REGULERINGSMODELLEN FOR DISTRIBUSJONSNETTET	26
3.5.1 <i>DEA-analyse</i>	26
3.5.2 <i>Korrigerings av rammevilkår</i>	28
3.5.3 <i>Kalibrering av kostnadsnormen</i>	30
3.6 REGULERINGSMODELLEN FOR REGIONALNETTET	31
3.7 FORDELER OG ULEMPER VED EN FELLES DEA-MODELL	32
4. ANALYSE AV MODELLVARIANTENE	34
4.1 ELBENCH OG REFERANSEGRUPPEN	34
4.2 FORUTSETNINGER FOR MODELLENE	34
4.2.1 <i>Forutsetninger om hvilke selskaper som kan evalueres</i>	35
4.2.2 <i>Forutsetninger om nettap</i>	36
4.3 RESULTATER FRA DAGENS MODELL	37
4.4 EN SAMLET REGULERINGSMODELL	41

4.4.1	<i>Resultater fra samlet modell</i>	42
4.5	EN SLANKERE FELLES REGULERINGSMODELL	45
4.5.1	<i>Metode for sammenslåing til en slankere modell</i>	46
4.5.2	<i>Nytt vektsystem for høyspentnett og nettstasjoner</i>	47
4.5.3	<i>Resultater fra den slanke modellen</i>	51
4.6	SAMMENLIGNING AV MODELLALTERNATIVENE	55
4.6.1	<i>Analyse av nettap i regionalnett</i>	57
4.6.2	<i>Skyggepriser i Nordlandsnett</i>	59
4.6.3	<i>Endring i tillatt inntekt mellom modellvariantene</i>	60
5.	ANALYSE AV INVESTERINGSINSENTIVER	61
5.1	PRESENTASJON AV INVESTERINGSPROSJEKTENE	61
5.2	FORUTSETNINGER FOR INVESTERINGSANALYSEN	65
5.2.1	<i>Inflasjon og kraftpris</i>	65
5.2.2	<i>Implementering av prosjektene i selskapet som investerer</i>	66
5.2.3	<i>Periodisering og korrigerings av tidsetterslep</i>	66
5.3	LØNNSOMHETSANALYSE AV PROSJEKTENE I DE ULIKE MODELLVARIANTENE	68
5.3.1	<i>Analyse av prosjektene i dagens modell</i>	68
5.3.2	<i>Analyse av prosjektene i den samlet modell</i>	73
5.3.3	<i>Analyse av prosjektene i slank modell</i>	77
5.4	ANALYSE AV BRANSJEN NÅR NORDLANDSNETT INVESTERER	81
5.4.1	<i>Investeringens utslag på bransjen i dagens reguleringsmodell</i>	81
5.4.2	<i>Investeringens utslag på bransjen i samlet modell</i>	84
5.4.3	<i>Investeringens utslag på bransjen i den slanke modellen</i>	85
5.5	LØNNSOMHETSANALYSE AV ELBENCH	87
6.	OPPSUMMERING AV INVESTERINGSANALYSEN	90
7.	KONKLUSJON	92
8.	VIDERE FORSKNING	94
9.	BIBLIOGRAFI	X
10.	VEDLEGG	XIV
10.1	EFFEKTIVITET I REGIONALNETTMODELLEN UTEN INVESTERING	XIV
10.2	EFFEKTIVITET I DISTRIBUTJONSNETTMODELLEN UTEN INVESTERING	XV
10.3	VEKTET EFFEKTIVITET OG TILLATT INNTEKT (I TUSEN KRONER) I DAGENS MODELL UTEN INVESTERING	XVI

10.4	EFFEKTIVITET OG TILLATT INNTEKT (1 TUSEN KRONER) I SAMLET MODELL UTEN INVESTERING	XVIII
10.5	VEKTSYSTEM FOR SLANK MODELL	XX
10.6	EFFEKTIVITET OG TILLATT INNTEKT (1 TUSEN KRONER) I SLANK MODELL UTEN INVESTERING	XXI
10.7	EFFEKTIVITET OG TILLATT INNTEKT (1 TUSEN KRONER) I DAGENS MODELL NÅR NORLANDSNETT INVESTERER I PROSJEKT 1 I ÅR 1	XXIII
10.8	EFFEKTIVITET OG TILLATT INNTEKT (1 TUSEN KRONER) I DAGENS MODELL NÅR NORLANDSNETT INVESTERER I PROSJEKT 2 I ÅR 1	XXV
10.9	EFFEKTIVITET OG TILLATT INNTEKT (1 TUSEN KRONER) I SAMLET MODELL NÅR NORLANDSNETT INVESTERER I PROSJEKT 1 I ÅR 1	XXVII
10.10	EFFEKTIVITET OG TILLATT INNTEKT (1 TUSEN KRONER) I SAMLET MODELL NÅR NORLANDSNETT INVESTERER I PROSJEKT 2 I ÅR 1	XXIX
10.11	EFFEKTIVITET OG TILLATT INNTEKT (1 TUSEN KRONER) I SLANK MODELL NÅR NORLANDSNETT INVESTERER I PROSJEKT 1 I ÅR 1	XXXI
10.12	EFFEKTIVITET OG TILLATT INNTEKT (1 TUSEN KRONER) I SLANK MODELL NÅR NORLANDSNETT INVESTERER I PROSJEKT 2 I ÅR 1	XXXIII
10.13	SKYGGEPRISE I ELBENCH	XXXV

Figurliste:

FIGUR 1-1: TOTALT ENERGIFORBRUK (BJERTNÆS & HAGEM, 2015)	3
FIGUR 1-2: STRØMNETTET OPPBYGNING (HAFSLUND, 2015).....	5
FIGUR 2-1: PRODUKSJONSMULIGHETSOMRÅDET (BOGETOFT & OTTO, 2010, S. 68).....	7
FIGUR 2-2: TEKNISK EFFEKTIVITET (BOGETOFT & OTTO, 2010, S. 26).....	8
FIGUR 2-3: FRI AVHENDING (BOGETOFT & OTTO, 2010, S. 12)	10
FIGUR 2-4: KONVEKSITET (BOGETOFT & OTTO, 2010, S. 12).....	11
FIGUR 2-5: KONSTANT OG VARIABLET SKALAUTBYTTE (BOGETOFT & OTTO, 2010, S. 9 OG 85)	12
FIGUR 2-6: ILLUSTRASJON AV SLAKK I OPPGAVEVARIABLER (WIULL, 2008, S. 6).....	15
FIGUR 3-1: MONOPOLTILPASNING.....	17
FIGUR 4-1: REFERANSESELSKAPER I DISTRIBUTJONSNETTET MED DAGENS MODELL.....	37
FIGUR 4-2: REFERANSESELSKAPER I REGIONALNETTET MED DAGENS MODELL.....	38
FIGUR 4-3: OVERSIKT OVER EFFEKTIVITET I SEPARAT MODELL.....	39
FIGUR 4-4: BIDRAG FRA HVER OPPGAVE I DISTRIBUTJONSNETTET	40
FIGUR 4-5: BIDRAG FRA HVER OPPGAVE I REGINALNETTET	41
FIGUR 4-6: FORDELING AV EFFEKTIVITET I SAMLET MODELL	43
FIGUR 4-7: REFERANSESELSKAPER I SAMLET MODELL.....	44
FIGUR 4-8: BIDRAG FRA HVER OPPGAVE I NORDLANDSNETT I SAMLET MODELL.....	45
FIGUR 4-9: EFFEKTIVITET I SLANK MODELL.....	51
FIGUR 4-10: REFERANSESELSKAPER I SLANK MODELL.....	52
FIGUR 4-11: BIDRAG FRA HVER OPPGAVE I SLANK MODELL	55
FIGUR 4-12: SAMMENLIGNING AV MODELLALTERNATIVENE ETTER TRINN 1.....	56
FIGUR 4-13: ENDRING I EFFEKTIVITET VED Å UTELATE NETTAP	57
FIGUR 4-14: SKYGGEPRISE I NORDLANDSNETT	59
FIGUR 5-1: PROSJEKTOMRÅDET	62
FIGUR 5-2: KONTANTSTRØM TIL PROSJEKTKOSTNADENE (I TUSEN KRONER).....	64
FIGUR 5-3: PROSJEKTENE MED $P = 0$ I NORDLANDSNETT	67
FIGUR 5-4: KONTANTSTRØM FOR NORDLANDSNETT I DAGENS MODELL.....	68
FIGUR 5-5: EFFEKTIVITETSENDRING NÅR NORDLANDSNETT INVESTERER I DAGENS MODELL	69
FIGUR 5-6: DEKOMPONERING AV EFFEKTIVITETSUTVIKLING I DAGENS MODELL.....	71
FIGUR 5-7: SKYGGEPRISE FOR NORDLANDSNETT I DAGENS MODELL.....	72
FIGUR 5-8: KONTANTSTRØM TIL PROSJEKTENE I NORDLANDSNETT I SAMLET MODELL.....	73
FIGUR 5-9: EFFEKTIVITETSENDRING I NORDLANDSNETT I SAMLET MODELL	74
FIGUR 5-10: SKYGGEPRISE I SAMLET MODELL.....	76

FIGUR 5-11: KONTANTSTRØM TIL PROSJEKTENE I NORDLANDSNETT I SLANK MODELL	77
FIGUR 5-12: EFFEKTIVITETSENDRING I NORDLANDSNETT I SLANK MODELL.....	78
FIGUR 5-13: SKYGGEPRISE I SLANK MODELL.....	80
FIGUR 5-14: ENDRING I NETTO NÅVERDI I BRANSJEN NÅR NORDLANDSNETT INVESTERER I DAGENS MODELL	82
FIGUR 5-15: BRANSJENS EFFEKTIVITETSENDRING NÅR NORDLANDSNETT INVESTERER I DAGENS MODELL	83
FIGUR 5-16: ENDRING I NETTO NÅVERDI I BRANSJEN NÅR NORDLANDSNETT INVESTERER I SAMLET MODELL.....	84
FIGUR 5-17: BRANSJENS EFFEKTIVITETSENDRING NÅR NORDLANDSNETT INVESTERER I SAMLET MODELL.....	85
FIGUR 5-18: ENDRING I NETTO NÅVERDI I BRANSJEN NÅR NORDLANDSNETT INVESTERER I SLANK MODELL	86
FIGUR 5-19: BRANSJENS EFFEKTIVITETSENDRING NÅR NORDLANDSNETT INVESTERER I SLANK MODELL.....	87

Tabelliste:

TABELL 4-1: EFFEKTIVITET I DISTRIBUTJONSNETT	39
TABELL 4-2: EFFEKTIVITET I REGIONALNETT	39
TABELL 4-3: VEKTET EFFEKTIVITET I DAGENS MODELL	40
TABELL 4-4: OVERSIKT OVER OPPGAVE- OG RAMMEVILKÅRSVARIABLER I SAMLET MODELL	42
TABELL 4-5: EFFEKTIVITET I SAMLET MODELL.....	44
TABELL 4-6: KOSTNADSVEKT FOR LUFTLINJER (I TUSEN KRONER) (NVE, 2016D).....	49
TABELL 4-7: KOSTNADSVEKT FOR JORDKABLER (I TUSEN KRONER) (NVE, 2016D).....	49
TABELL 4-8: KOSTNADSVEKT FOR SJØKABLER (I TUSEN KRONER) (NVE, 2016D).....	50
TABELL 4-9: KOSTNADSVEKT FOR NETTSTASJONER (I TUSEN KRONER)	50
TABELL 4-10: EFFEKTIVITET I SLANK MODELL.....	52
TABELL 4-11: SENSITIVITETSANALYSE AV BRANSJEN	53
TABELL 4-12: SENSITIVITETSANALYSE AV EFFEKTIVITETSMÅLINGENE FOR NORDLANDSNETT	54
TABELL 4-13: DIFFERANSE I TILLATT INNTEKT MELLOM MODELLVARIANTENE (I TUSEN KRONER)	60
TABELL 5-1: PRESENTASJON AV PROSJEKTENE.....	63
TABELL 5-2: PROSJEKTVEKTER (I TUSEN KRONER)	64
TABELL 5-3: BIDRAG TIL TILLATT INNTEKT FRA HVERT TRINN I DAGENS MODELL	70
TABELL 5-4: BIDRAG TIL TILLATT INNTEKT FRA HVERT TRINN I FELLES MODELL.....	75
TABELL 5-5: BIDRAG TIL TILLATT INNTEKT FRA HVERT TRINN I SLANK MODELL.....	79
TABELL 5-6: SAMMENLIGNING AV PROSJEKTENE I ELBENCH (TALL I MILLIONER)	88

1. Introduksjon

Med det grønne skiftet og målene som krever overgang fra dagens fossile til fornybare energikilder er reguleringen av nettselskaper et høyaktuelt tema. De norske nettselskapene møter både geografiske utfordringer og nye krav til strømmettet, som følge av et høyere effektuttak og alternative energikilder. Samtidig nærmer store deler av dagens strømmett seg sin tekniske levealder, noe som gjør at det er forventet en markant økning i investeringer i tiden fremover. Det er derfor spesielt viktig at reguleringsmodellen gir selskapene insentiver til kostnadseffektiv drift og organisering, samtidig som den gir riktige investeringsinsentiver. Videre er det viktig at markedet til en hver tid har godt samsvar mellom tilbud og etterspørsel, ettersom det med dagens teknologi er umulig å lagre strøm i stor skala til en rimelig kostnad (Reiten, et al., 2014). På bakgrunn av dette har regjeringen definerte mål for strømmettet i Norge:

- *”Sikker strømforsyning til nettkundene uten avbrudd eller andre kvalitetsavvik.*
- *Tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon og tilpasning av kapasiteten til eksisterende nettkunder ved behov.”* (Reiten, et al., 2014).

Bransjen er videre regulert av energiloven som har til formål å sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt (Reiten, et al., 2014). Målet med reguleringsmodellen er med dette å gi aktørene i nettbransjen insentiver til å oppfylle samfunnets krav til strømmettene til en lavest mulig kostnad.

Det er Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som har ansvaret for å regulere nettselskapene etter disse målene. I dag er selskapene regulert av to separate modeller for å bestemme deres inntekter i distribusjons- og regionalnett. Ettersom de fleste selskapene som opererer i regionalnettet også har distribusjonsnett, åpner dette for opportunistisk rapportering. Opportunistisk rapportering vil si at selskapene allokere kostnader mellom nettnivåene for å maksimere egne inntekter.

På bakgrunn av dette har vi sett på muligheten for å slå disse modellene sammen til én felles modell for benchmarking av nettselskapene. Dette har vi gjort ved å se på to ulike

modellvarianter og sammenligne disse med dagens separate modell, noe vi kommer tilbake til i analysedelen. For å se hvilke effekter de ulike modellvariantene har for bransjen har vi valgt å dele analysen inn i to deler. Først ser vi på hvordan de forskjellige modellene vil slå ut på dagens marked. Det har vi gjort ved å benytte regnskapsdataene som ble lagt til grunn for reguleringen i 2016 og sett på hvordan effektivitetsfordeling, gjennomsnittseffektivitet og andre nøkkeltall varierer mellom de ulike modellvariantene. Videre har vi analysert et investeringscase utarbeidet av Nordlandsnett AS. Prosjektet omfatter en reinvestering der Nordlandsnett AS har muligheten til å velge om de vil legge prosjektet i regional- eller distribusjonsnettet. Dette er en svært relevant problemstilling i diskusjonen om hvorvidt bransjen bør gå over til å bli regulert av en felles modell. I dagens reguleringsmodell kan selskapene få store variasjoner i lønnsomhet avhengig av hvilket nettnivå de plasserer investeringen i.

1.1 Problemstilling

På bakgrunn av introduksjonen og ønsker fra oppgavegiver har vi kommet frem til følgende problemstilling:

Hvilke effekter vil ulike modellvarianter ha på effektiviteten til nettselskapene og hvordan vil modellvariantene påvirke nettselskapenes investeringsinsentiver?

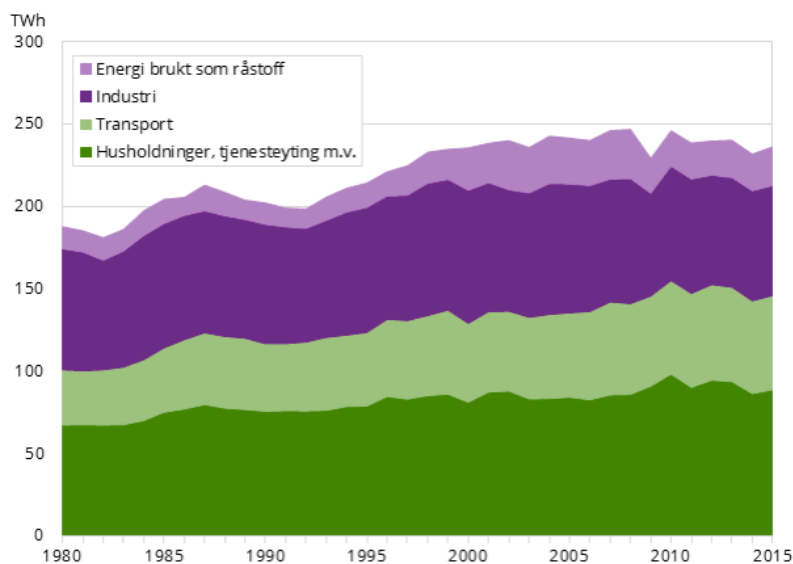
1.2 Etterspørselsutvikling og investeringsbehov

Dagens reguleringsmodell har vært i bruk siden 2007. Modellen ble utarbeidet med hensyn til de store investeringene det er forventet at nettselskapene må foreta i årene som kommer. Til tross for dette virker det som at bransjen ikke opplever at de får tilstrekkelig igjen for sine investeringer i dagens reguleringsmodell. Reiten-rapporten (2014) fant fire drivere som ligger til grunn for å estimere størrelsen på fremtidige investeringer. Store deler av nettet ble bygget ut på 1970- og 1980-tallet. Det ble bygget med en betydelig overkapasitet, noe som resulterte i at selskapene ikke hadde behov for å foreta større investeringer før godt ut på 2000-tallet. Nå nærmer store deler av nettet seg sin tekniske levealder. Behovet for å utbedre nettet for å møte

dagens behov til kvalitet og kapasitet er den første av fire drivere for å estimere størrelsen på fremtidige investeringer.

Den andre driveren er at overgangen til nye energikilder stiller nye krav til nettens egenskaper. Vannkraft har tradisjonelt vært den ledende energikilden i Norge. Det har gjort at det historisk har vært enkelt å tilpasse produksjonen til etterspørselen så lenge det har vært tilstrekkelig med vann i reservoarene. Når andre energikilder som bølge-, sol- og vindkraft blir tatt i bruk i større skala, og dette er energi som ikke kan lagres på samme måte, vil det føre til større variasjon i produksjonsvolumene (Statnett, 2014a). Vi har allerede eksempler på husstander som er mer eller mindre selvforsynte med solenergi. Disse har også mulighet til å selge elektrisitet tilbake til nettet på solfylte dager hvor de produserer mer elektrisitet enn de bruker (Gansmo, 2011). Når dette blir utbredt i større skala vil det kreve et smartere nett med andre egenskaper enn det vi har i dag (NVE, 2016a).

Den tredje driveren er at flere teknologiske fremskritt, som for eksempel elbilen, har medført økt etterspørsel etter strøm de senere årene. Allerede i 2014 ble politikernes mål om at 68 % av det totale energiforbruket skulle komme fra fornybare energikilder nådd. I tillegg viser figur 1-1 en økning i det totale energiforbruket, hvor økningen i 2015 var på 1,5 % (Bjertnæs & Hagem, 2015).



Figur 1-1: Totalt energiforbruk (Bjertnæs & Hagem, 2015)

I utgangen av 2015 var andelen elektriske kjøretøy på norske veier 2,6 % (SSB, 2016a). Det forventes også at en større andel av transportsektoren skal elektrifiseres. Et fullstendig skifte fra fossilt brensel er likevel ikke realistisk å oppnå før tidligst om 30 år, med mindre noen teknologiske og samfunnsmessige endringer forandrer bildet totalt (Bjertnæs & Hagem, 2015). En slik omfattende omlegging vil føre til at transformatorer og det eksisterende distribusjonsnett med dagens kvalitet blir overbelastet. Denne sektoren har tidligere brukt fossilt brensel og de har derfor ikke vært medregnet da man beregnet kapasiteten til dagens strømmnett. I dag vil for eksempel et boligfelt bare kunne lade elektriske biler til halvparten av husstandene samtidig før nettet blir overbelastet. Ved en elektrifisering av transportsektoren vil det bli trukket enorm effekt i områder rundt havner, tog- og busstasjoner samt andre transportsentre, noe dagens nett ikke er dimensjonert for (Spilde & Skotland, 2016)

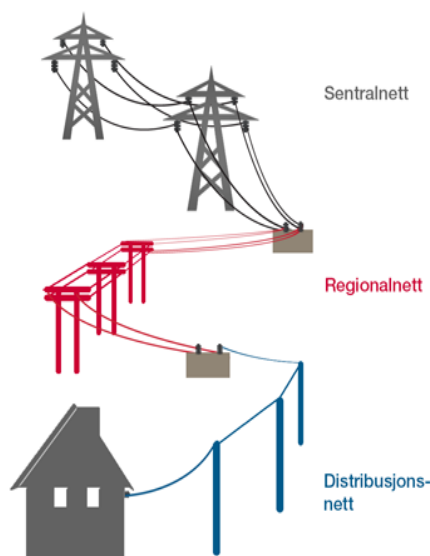
Den siste driveren som Reiten-rapporten trekker frem er befolkningsvekst og urbanisering. Så lenge befolkningen vokser vil det også være rimelig å anta at etterspørselen etter strøm vil fortsette å stige i lang tid fremover (Reiten, et al., 2014).

Vi ser at det ventet store endringer i strømmettet i årene fremover, både når det kommer til egenskaper og kapasitet. Det er utfordringer nettselskapene står ovenfor i dag og det er helt avgjørende at reguleringsmodellen gir de rette insentivene til å påse at investeringsviljen i bransjen er tilstrekkelig til å møte fremtidens behov.

1.3 Oppbygningen av strømmettet

Dagens nettstruktur består av tre nivåer; sentral-, regional-, og distribusjonsnett som er illustrert i figur 1-2. Reguleringen av sentralnettet skal fremdeles bli gjort separat og vil derfor holdes utenfor vår utredning. Transporten av elektrisitet foregår gjennom luftlinjer og kabler. Kabler går enten i jord eller under vann og det skilles derfor mellom jordkabler og sjøkabler når regulator fastsetter verdien på selskapenes strømmnett. Den samlede lengden på luftlinjer, jordkabler og sjøkabler i Norge utgjør over 330 000 km, noe som tilsvarer lengden rundt ekvator 8 ganger (Statnett, 2014b). I dag er det 147 selskaper som eier og driver nett på et eller flere av disse nivåene. Av disse blir 119 regulert av modellen for distribusjonsnett og 51 i regionalnett, der 47 selskaper reguleres i begge nettnivåene. Resterende opererer enten i sentralnett eller har spesielle forhold som gjør at de vurderes særegent, noe vi kommer tilbake

til senere i utredningen. Som vi ser av figur 1-2 har de forskjellige nettnivåene ulike egenskaper og oppgaver som vi raskt skal gå gjennom.



Figur 1-2: Strømnettet oppbygning (Statnett, 2014b)

Sentralnett: Er ofte omtalt som strømmens motorvei ettersom det bringer strøm ut i ulike deler av landet og over landegrensene til våre naboland. Spenningsnivåene i sentralnettet er 420, 300 eller 132 kV, som er av de 3 høyeste nivåene. I Norge er det staten som eier store deler av sentralnettet med Statnett som hovedeier og en eierandel på 96 % (Statnett, 2014b).

Regionalnett: Når vi kaller sentralnettet for motorveiene, kan vi med den samme metaforen kalle regionalnettet for fylkesveiene. Som vi ser av figur 1-2 fungerer regionalnettet som et bindeledd mellom sentralnettet og distribusjonsnettet. Spenningsnivåene her ligger som regel på 132 eller 66 kV. I regionalnettet er det derimot hovedsakelig private eiere og det er vanligvis de største distributørene av distribusjonsnett som også eier regionalnettene. Eksempler på dette er BKK Nett AS i Bergen, Lyse Elnett AS i Stavanger og Hafslund Nett AS i Oslo (Statnett, 2014b).

Distribusjonsnett: Distribusjonsnettet kalles ofte for fordelingsnettet eller strømnettets kommunalveier. Nettet frakter strømmen helt inn til husholdningene som er sluttbrukerne i nettmarkedet. Spenningen omformes i disse nettene fra 22 kV til 230 V som er standard spenningsnivå i samtlige stikkontakter i norske hjem (Statnett, 2014b).

2. Det teoretiske rammeverket og DEA-analyse

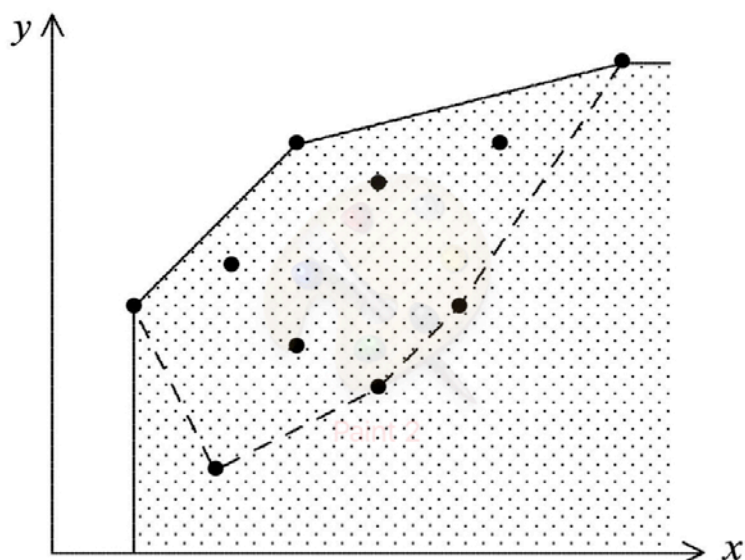
Reguleringsteori er særegent på den måten at det finnes mye generell litteratur som tar for seg emnet med ulike innfallsvinkler, men teoriene må som regel tilpasses bransjens spesifikke forhold. Her er reguleringen av nettbransjen intet unntak. Vi vil derfor først gå gjennom de generelle teoriene som ligger bak reguleringsmodellene før vi i neste kapittel skal vise hvordan dagens regulering av de norske nettselskapene er utformet.

2.1 Dataomhyllingsanalyse

Reguleringsmodellen benytter dataomhyllingsanalyse (videre omtalt som DEA-analyse). DEA-analyse er en metode for *benchmarking* som benytter lineær programmering, og er det første trinnet for å måle effektiviteten til selskapene i reguleringsmodellen. Nordgård og Sand (2004) definerer benchmarking som:

”Benchmarking er en kontinuerlig og systematisk prosess, hvor man sammenligner egen effektivitet i form av produktivitet, kvalitet og arbeidsprosesser med de virksomheter og organisasjoner som representerer de beste.” (Nordgård & Sand, 2004)

Det første steget i en DEA-analyse er å finne produksjonsmulighetsområdet for teknologien i markedet. I en DEA-analyse finner vi dette ved å bruke minimal ekstrapolasjon. Det betyr at produksjonsmulighetsområdet blir så lite som mulig (Bjørndal, et al., 2010).



Figur 2-1: Produksjonsmulighetsområdet (Bogetoft & Otto, 2010, s. 68)

Første steg for å finne produksjonsmulighetsområdet er å identifisere de selskapene som klarer å holde det høyeste produksjonsnivået med en gitt mengde innsatsfaktorer, eller behøver færrest innsatsfaktorer for å opprettholde et gitt produksjonsnivå. Disse selskapene defineres som de mest *effektive* i bransjen. I figur 2-1 ser vi et datasett der de ulike selskapene produserer en viss mengde outputs, y , til en kostnad, x . De mest effektive selskapene ligger langs den heltrukne linjen som er definert som *den effektive front*. Hvis man tenker seg at observasjonene i figuren representerer alle selskapene i en bransje vil produksjonsmulighetsområdet være hele det skraverete området fra og med den effektive front. Selskapene som ligger langs den stiplede linjen er de selskapene med høyest effektiviseringspotensial i datasettet. Vi ser da at vi har definert et område som inkluderer alle selskapene i bransjen. Det er på bakgrunn av dette at metoden har fått navnet dataomhyllingsanalyse, siden man starter med å definere det området som inkluderer alle observasjonene i datasettet med dagens teknologi (Bogetoft & Otto, 2010).

2.1.1 Hvordan effektivitet måles i en DEA-analyse

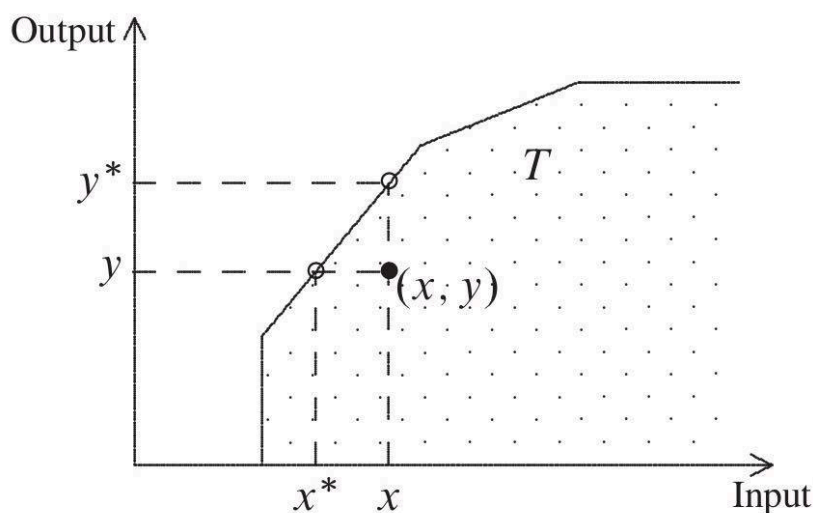
Effektivitet er et måltall som kommer til å gå igjen i utredningen. Bogetoft og Otto (2010) definerer effektivitet som:

$$\text{Effektivitet} = \frac{\text{faktisk prestasjon}}{\text{optimal prestasjon}}$$

(Ligning 2.1)

Det vil si at effektivitet er et relativt måltall som sier noe om hvordan bedriften presterer relativt sett mot en det som er optimalt. Hva som er en optimal prestasjon kan likevel være vanskelig å definere i praksis. DEA-analysen finner som nevnt i forrige avsnitt, de selskapene som presterer mest effektivt og disse blir definert som *referanseselskaper*. Effektivitetsmålet til disse selskapene vil være 100 %, noe som betraktes som *optimal prestasjon*. På den måten vil mindre effektive selskaper bli målt mot optimal prestasjon for å finne deres relative prestasjon. Den effektive fronten kan endre seg over tid, men selskapene som ligger på den effektive fronten vil uansett ha en prestasjon som betraktes som optimal. Det gjør at ingen selskaper i tradisjonell DEA-analyse kan oppnå *supereffektivitet*, som er definert som en effektivitet utover 100 % (Bogetoft & Otto, 2010).

Det finnes flere ulike mål på effektivitet og i DEA-analyse er det teknisk effektivitet som benyttes. Dette gjøres ved å måle avstanden fra det evaluerte selskapet til referanseselskapet langs den effektive fronten. Farrells effektivitet skiller på input- og output-orientert effektivitet. Disse er gitt ved forholdet mellom x og x^* , y og y^* som illustrert i figur 2-2.



Figur 2-2: Teknisk effektivitet (Bogetoft & Otto, 2010, s. 26)

Input-orientert effektivitet er definert som forskjellen i bruk av innsatsfaktorer mellom det evaluerte selskapet og referanseselskapet, ved en gitt produksjonsmengde (Bogetoft & Otto, 2010). Matematisk er dette gitt ved:

$$E = \frac{x^*}{x}$$

(Ligning 2.2)

På den andre siden er output-orientert effektivitet definert som hvor mye det evaluerte selskapet klarer å produsere med en gitt mengde innsatsfaktorer, sammenlignet med referanseselskapet (Bogetoft & Otto, 2010).

$$F = \frac{y^*}{y}$$

(Ligning 2.3)

Produktivitet er et begrep som ofte forveksles med effektivitet. I motsetning til effektivitet er produktivitet et absolutt mål. Det kan for eksempel brukes for å måle effekter av skalafordeler ved å sammenligne produktiviteten til selskaper med forskjellig størrelse. Produktivitet er definert som:

$$\text{Produktivitet} = \frac{\text{Produksjon}}{\text{Innsatsfaktorer}}$$

(Ligning 2.4)

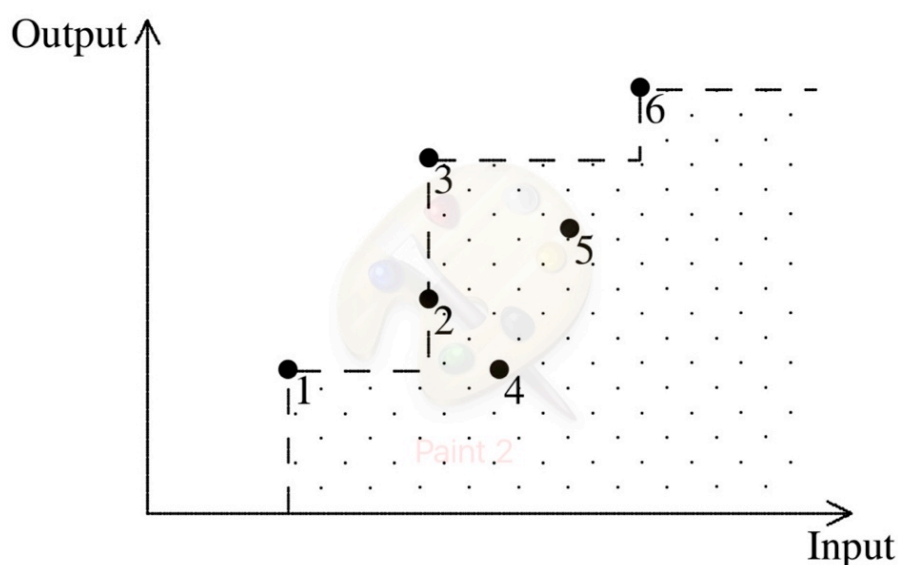
Videre i utredning vil vi fokusere på input-orientert effektivitet, da dette er tilnærmingen som ligger til grunn for NVE sin reguleringsmodell av nettselskapene (Amundsveen & Kvile, 2015). Vi diskuterer dette nærmere i avsnitt 3.5.1.

2.2 Forutsetninger for DEA-analyse

Det ligger tre grunnleggende forutsetninger til grunn for DEA-analyse. Vi skal nå gå gjennom disse forutsetningene som er fri avhending, konveksitet og antakelser om skalautbytte. Outputen i modellen er de produksjonsmålene selskapene måles etter og som i denne

sammenheng for eksempel kan være antall abonnenter eller kilometer strømnett. De er definert av NVE som selskapenes oppgavevariabler, eller bare oppgaver som vi også vil omtale dem som videre i utredningen. Oppgavene fremstår som kostnadsdrivere og vi skiller ofte mellom eksogene og endogene variabler. En eksogen variabel er en variabel som selskapene ikke har kontroll over og som derfor ikke kan påvirkes. En variabel som er bestemt ut i fra geografiske faktorer er eksempelvis en eksogen variabel. Etterspørselsvariabler er et annet eksempel på en variabel som er tilnærmet eksogen. En endogen variabel er motsetningen til en eksogen variabel. Det vil si variabler som kan påvirkes av selskapene, noe man i teorien ikke ønsker (Dyson, et al., 2001).

DEA-analyse er en metode for å måle en felles prestasjon ut i fra flere innsatsfaktorer og oppgavevariabler. I en slik analyse er det tatt noen forutsetninger fordi det ikke er mulig å skape et helt eksakt bilde av virkeligheten. En antagelse som ligger til grunn i en DEA-analyse er fri avhending. Det vil si at om en bedrift kan produsere en mengde produkter eller tjenester ved en gitt mengde innsatsfaktorer vil de også kunne produsere samme mengde med flere innsatsfaktorer.

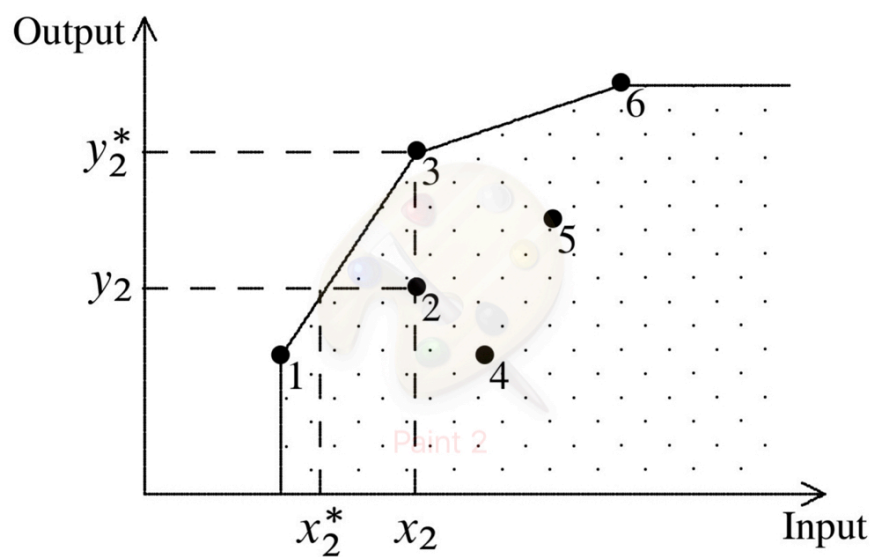


Figur 2-3: Fri avhending (Bogetoft & Otto, 2010, s. 12)

Som illustrert i figur 2-3 kan en bedrift som er tilpasset i punkt 1, 3 eller 6 øke input og/eller redusere output og fortsatt være innen for tillatt produksjonsplan. Dette gjelder for alle punktene innenfor det skraverte området og er derfor tillatte produksjonsplaner. Det betyr at

produksjonsplanene i punktene 2, 4 og 5 er tillatt for bedriften som har tilpasset seg i punkt 3. Dette er kombinasjoner med lavere forhold mellom produksjon og innsatsfaktorer enn den optimale tilpasningen langs linjen (Bogetoft & Otto, 2010).

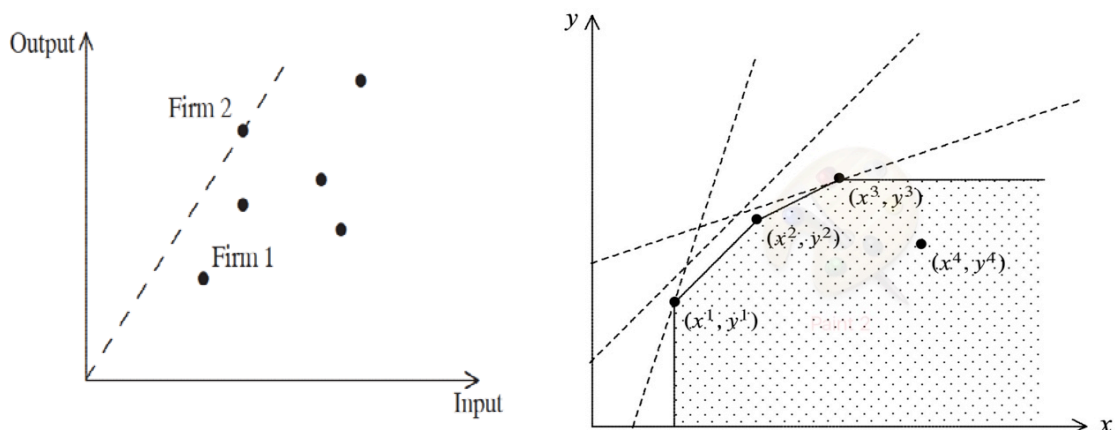
En annen forutsetning som ligger til grunn for DEA-analyse er konveksitet. Konveksitet er derfinert som når to bedrifter produserer to mulige kombinasjoner av produkter og innsatsfaktorer, vil også alle kombinasjoner innenfor intervallet mellom de to bedriftene være mulige tilpasninger.



Figur 2-4: Konveksitet (Bogetoft & Otto, 2010, s. 12)

Figur 2-4 er et eksempel der en bedrift kan produsere kombinasjon 1 og en annen kan produsere kombinasjon 3. Når konveksitet holder vil det også kunne være bedrifter som produserer alle kombinasjoner som ligger langs linjen mellom punktene. I benchmarking er dette en viktig forutsetning ettersom at ingen selskaper er helt identiske, verken når det kommer til størrelse eller produksjonskombinasjoner.

Den siste store forutsetningen er forutsetningen om skalafordeler. Det er mulig å legge til grunn ulike antakelser om skalafordeler, som overordnet deles inn i konstant og variabelt skalautbytte. Valget man tar her vil gi modellen ulike insentiver i forhold til for eksempel investeringer og fusjoner.



Figur 2-5: Konstant og variabelt skala utbytte (Bogetoft & Otto, 2010, s. 9 og 85)

Ved et avtakende skala utbytte vil man anta at selskapets produksjon vil øke mindre enn økningen i innsatsfaktorer etter hvert som selskapet vokser. Dette er illustrert til høyre i figur 2-5. I motsatt tilfelle har vi et økende skala utbytte, hvor produktiviteten øker med størrelsen på bedriften. Til slutt har vi konstant skala utbytte. Det vil si at man antar at det er en proporsjonal sammenheng mellom selskapenes størrelse og avkastning (Bogetoft & Otto, 2010). NVE bruker et konstant skala utbytte, noe vi kommer nærmere tilbake til i avsnitt 3.5.2.

2.3 Kostnadseffektivitet ved hjelp av DEA-analyse

NVE bruker som sagt DEA-analyse for å beregne kostnadseffektiviteten til de ulike selskapene. DEA-analysen er første av tre trinn i beregningen av den endelige effektivitetsscoren, som brukes til å fastsette selskapenes tillatte inntekt. I reguleringsmodellen er det bare en inputvariabel, totale kostnader, som har en faktorpris lik 1. Den matematiske utledningen av kostnadseffektiviteten i reguleringsmodellen kan derfor formuleres som (Bjørndal, et al., 2010):

$$\min_{\lambda} \frac{\sum_j \lambda_j x_j}{x_{j_0}}$$

(Ligning 2.5)

Restriksjoner:

$$y_{rj_0} \leq \sum_j \lambda_j y_{rj} \quad r = 1, \dots, s$$

(Ligning 2.6)

$$\lambda_j \geq 0 \quad j = 1, \dots, n$$

(Ligning 2.7)

Ved å bruke vekten λ_j til selskap j i referansesettet og multiplisere med den totale kostnaden x_j finner vi den optimale kostnaden til selskapet vi evaluerer, som er benevnt med j_0 . Deler vi den optimale kostnaden på den faktiske kostnaden finner vi forholdet mellom den optimale og den faktiske kostnadsnormen. Dette forholdstallet er det vi kaller for effektivitetstall videre i utredningen. Målfunksjonen forutsetter av ligning 2.6 at tilsvarende output y må være like høy eller høyere i referanseselskapet enn i det evaluerte selskapet. Den forutsetter gjennom ligning 2.7 at referanseselskapene ikke kan ha negative vekter. Målfunksjonen, ligning 2.5, gir som nevnt effektivitetstallet til det selskapet som evalueres, men med et enkelt grep kan vi finne selskapets absolutte kostnadsnorm direkte. x_{j_0} er selskapets faktiske kostnad og ettersom denne er konstant vil ikke λ_j endres som følge av at vi fjerner nevneren i stykket. Vi kan derfor forenkle uttrykket slik:

$$\min_{\lambda} \sum_j \lambda_j x_j$$

(Ligning 2.8)

Som resultat av at ligning 2.8 gir oss kostnadsnormen i absolutt verdi vil vi også få uttrykt skyggeprisene som kommer fra ligning 2.6 i absolutte verdier. Skyggeprisene forteller oss hvor mye målfunksjonen øker når vi øker høyresiden av ligningen med én enhet og i den forbindelse er absolutte verdier ofte lettere å tolke. Vi kan også finne skyggeprisene ved å løse dualproblemet til ligning 2.8 og restriksjonene, gitt ved:

$$\max_p \sum_r p_r y_{rj_0}$$

(Ligning 2.9)

Restriksjoner:

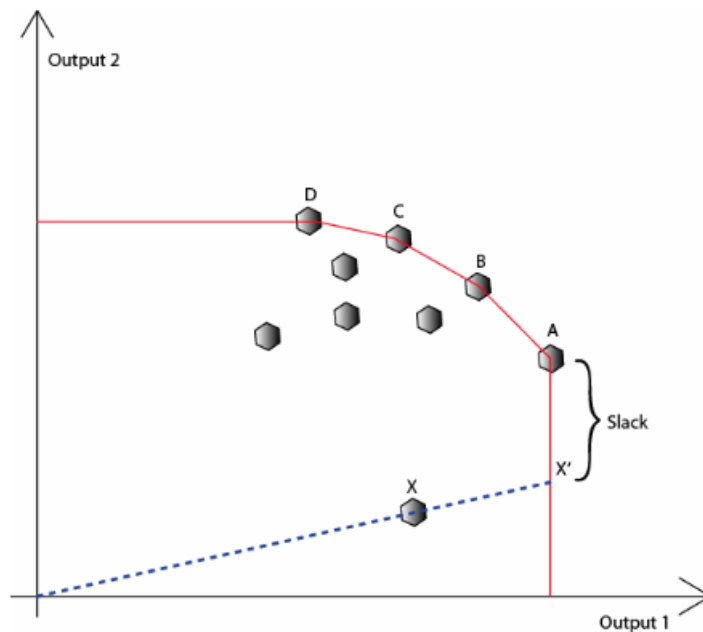
$$\sum_r y_{rj} p_r \leq x_j \quad j = 1, \dots, n$$

(Ligning 2.10)

$$p_r \geq 0 \quad r = 1, \dots, s$$

(Ligning 2.11)

Prisen på output r er gitt ved p_r og vi ser i ligning 2.11 at prisen må være lik null eller positiv. En interessant tolkning av dualproblemet er at selskapet som evalueres vil optimalisere prisen på sine outputs for å maksimere inntekten, gitt verdien fra ligning 2.9. Det vil si at hvis man multipliserer skyggeprisen til output r med mengden r vil man få selskapets totale inntekt. Outputprisene kan likevel ikke gi fortjeneste som følge av at ligning 2.10 ikke tillater at inntekten er høyere enn de totale kostnadene. Denne restriksjonen må holde for alle selskapene i datasettet og de andre selskapenes forhold mellom output og input begrenser dermed hvor stor inntekten til selskap j_0 kan være (Bjørndal, et al., 2010). Skyggeprisene er viktig i denne utredningen ettersom skyggeprisen bestemmer investeringsinsentivene i trinn 1 av reguleringsmodellen. Som vi så av restriksjonene tillater ikke DEA-analysen eller lineære problemer negative skyggepriser, men vi kan oppleve at skyggeprisen blir null. Det betyr som regel at selskapet har *slakk* i den aktuelle oppgaven. Vi skal nå se på hvordan slakk oppstår og hvilke problemer som er knyttet til slakk.



Figur 2-6: Illustrasjon av slakk i oppgavevariabler (Wiull, 2008, s. 6)

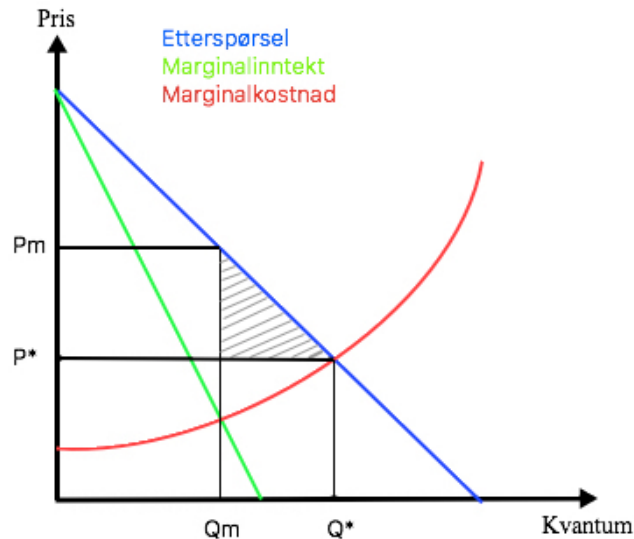
I figur 2-6 ligger selskapene A, B, C og D på fronten. Selskapene innenfor fronten er således mindre effektive, da det finnes selskaper eller kombinasjoner av selskaper som kan produsere mer til samme kostnad. En svakhet med modellen er at DEA ikke har noen informasjon om hvordan kurven vil gå fra selskap A og ned til den vannrette aksene. Det samme vil gjelde for selskap D og ut til den vertikale aksene. Ser vi på punktet X' som ligger på den røde linjen kan vi se at de har lik ressursbruk, produserer like mye av output 1, men mindre av output 2. Dette selskapet vil likevel bli betraktet som 100 % effektivt. Her ser vi et eksempel på slakk. Det oppstår som følge av at selskapet blir vurdert mot en akse og det nærmeste frontetselskapet. Som tidligere nevnt er skyggeprisen lik null dersom selskapet har slakk i en oppgavevariabel, noe som betyr at skyggeprisen til output 2 for selskap X' er null. Svakheten med slakk er i dette tilfellet at selskap X' får en for god kostnadsnorm og at selskapet derfor ikke har insentiver til å øke output 2 ettersom det ikke gir en kompensasjon i kostnadsnormen (Wiull, 2008). Det er verdt å merke seg at et selskap kan ha en skyggepris på null uten å ha slakk i oppgaven, men dette er svært sjeldent. Vi har derfor testet for slakk før vi konkluderer med at oppgavevariabelen har slakk i analysedelen.

3. Regulering av norske nettselskaper

Til nå har vi tatt for oss de generelle forutsetningene bak en DEA-analyse. I dette kapitlet skal vi se konkret på reguleringen av det norske markedet. Her vil vi innlede med markedsstrukturene som gjør at markedet behøver en form for uavhengig regulering og hvordan reguleringsmodellen ser ut i dag.

3.1 Bakgrunnen for regulering av nettbransjen

I bransjer hvor det kreves betydelig infrastruktur som for eksempel nettleverandører, veiutbyggere og leverandører av gass og olje defineres ofte markedet som naturlige monopoler (Bogetoft & Otto, 2010). Siden det ikke vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge parallelle veinett, strømnnett eller gassledninger, blir disse bransjene ofte regulert. Dette er tilfellet for nettbransjen i Norge. Naturlig monopol er en markedssvikt som ofte oppstår i kapitaltunge bransjer der det er høye faste- og lave variable kostnader. De faste kostnadene fører til høye inngangsbarrierer og virker konkurransedempende på markedet. I nettsektoren er store deler av de totale kostnadene kapitalkostnader. Dette er kostnader knyttet til etablering ved utbygging av nettene og annen infrastruktur. Disse kostnadene, som i hovedsak er faste, er såpass høye at det vil være vanskelig for nye aktører å få innpass i markedet. De resterende kostnadene er knyttet til drift og vedlikehold av strømnettene, og utgjør mesteparten av selskapenes variable kostnader. Det vil være problematisk for samfunnet om nettselskapene skulle få konkurrere uten en form for regulering, da de ville tilpasset seg som monopolister (Reiten, et al., 2014).



Figur 3-1: Monopoltilpasning

Figur 3-1 illustrerer at en monopolist vil ha begrensede incentiver til å kutte kostnader og har en tendens til å redusere produksjonen for så å kreve en høyere pris enn i et perfekt marked med press fra konkurrenter. Dette er hovedargumentet for å regulere naturlige monopol. Det har vist seg at regulering av markeder ikke er helt problemfritt, der asymmetrisk informasjon mellom regulator og de evaluerte selskapene er særlig problematisk. I moderne økonomisk teori er dette uttrykt gjennom prinsippal-agent problemet (Bogetoft & Otto, 2010). Problemet oppstår når agentene (aktørene) har mer informasjon om deres teknologi og kostnader enn hva prinsippalen (regulatoren) har. Det er regulators tilgang til denne informasjonen som er hovedproblemet. Hadde det vært perfekt informasjon i markedet kunne regulatoren tilpasset alle aktørene slikt at produktene ble riktig priset og man hadde oppnådd lik effektivitet som ved fri konkurranse. Når dette imidlertid ikke er tilfellet vil det oppstå et samfunnsøkonomisk effektivitetstap. I figuren utgjøres dette av arealet i den skraverte trekanten.

Det er to ulike fremgangsmåter som benyttes for å håndtere naturlige monopoler. Den ene er ved å la myndighetene eie og drive selv og den andre muligheten er at det offentlige regulerer en eller flere private aktører. I Norge brukes kombinasjon der flere private aktører reguleres, og deler av bransjen er eid og drevet av det offentlige (Bjørndal, et al., 2010). Joskow (2008) viser at regulator bør etterstrebe en regulering som gir de regulerte selskapene incentiver til å prise og produsere effektivt gitt kostnadene sine og tiltenkt kvalitet. Selskapene kan gjennom

dette få dekket inn kostnadene, men må ikke få muligheten til å utøve markedsrett. Vi skal nå presentere de mest brukte metodene for regulering naturlige monopol.

Cost of service

I et naturlig monopol der selskapene reguleres etter "cost of service" rapporterer selskapene sine totale kostnader til regulator og får en godkjenning til å hente ut inntekter fra kundene. Inntekten skal tilsvare selskapets kostnader. Selskapene vil i teorien ikke ha mulighet til å hente ut en profitt. Reguleringen gir derfor ingen insentiver til kostnadseffektivisering og for at selskapene skal kunne hente ut profitt må det være et avvik mellom faktiske kostnader og rapporterte kostnader. For å begrense muligheten til feilrapportering kan man bruke estimater på kostnader og senere justere disse i henhold til ferdig reviderte regnskapstall (Polinsky & Shavell, 2007).

Cost plus

Cost plus innebærer at monopolistene kan ta en pris som dekker kostnadene og samtidig få en fortjeneste. Prisen settes av regulator, men ettersom denne er basert på kostnadene gir det i følge teorien heller ingen insentiver for selskapene til å drive kostnadseffektivt (Frank & Bernanke, 2007). Cost plus har mange likhetstrekk med *avkastningsregulering*.

Avkastningsregulering

Avkastningsregulering gir en avkastning på kapitalen til de regulerte selskapene og regulator gjør dette i to trinn:

1. Fastsetter tillatt avkastningsrate for monopolistene.
2. Fastsetter priser som forventes å gi avkastningen satt i trinn 1.

Viscusi et al. (2005) formulerer dette slik:

$$\sum_{i=1}^n p_i q_i = TK + AR \times KG$$

n = antall varer

p_i = prisen på varen i

q_i = kvantum av varen i

TK = totale kostnader

AR = avkastningsraten

KG = Kapitalgrunnlaget

Kritikken rundt avkastningsreguleringen er at også denne metoden gir lave insentiver til kostnadseffektivitet. Det skyldes at avkastningsraten bestemmes ut i fra kapitalen og de totale kostnadene blir uansett dekket. Det at selskapene får avkastning på kapitalen gjør at selskapene får sterke insentiver til å investere og bygge opp kapitalen. Denne effekten kalles ofte Averch-Johnson effekten, som viser til at selskapene opparbeider seg mer kapital enn om de ikke var regulert, altså over det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt (Averch & Johnson, 1962).

Pristak

Pristak er en reguleringsmetode der regulator fastsetter en fast pris som selskapene kan kreve fra konsumentene. Prisen tar også her utgangspunkt i kostnadene og det er i hovedsak tre forskjellige pristak som benyttes:

1) Pris lik marginalkostnaden ($p=mc$)

Ved en pris lik marginalkostnaden får vi en pris lik prisen i frikonkurransen. Fordelen med denne metoden er at vi unngår samfunnsøkonomisk effektivitetstap. Ulempen er at prisen ikke er høy nok til at selskapene kan holde driften vedlike. I følge Depoorter (1999) må derfor selskapene subsidieres slik at inntekten dekker gjennomsnittskostnaden til solgt kvantum.

2) Pris lik gjennomsnittskostnaden ($p=ac$)

Ved prisen lik gjennomsnittskostnaden får selskapene dekket inn kostnadene sine. Ettersom prisen er høyere enn marginalkostnaden vil kvantum endres og disse to effektene sammen gjør at vi får et samfunnsøkonomisk effektivitetstap (Depoorter, 1999).

3) Ikke lineær pris ($p=a+bx$)

Innenfor ikke lineær prising er en todelt tariff mest vanlig. Todelt tariff består av et fastledd og et variabelt ledd. Liston (1993) skriver at regulator bør sette utsalgsprisen lik marginalkostnaden og tillate selskapene å bruke fastleddet til å hente ut differansen mellom marginalkostnaden og gjennomsnittskostnaden. Det innebærer at selskapene får dekket kostnadene sine og kan hente ut profitt gjennom effektivitet, forutsatt at fastleddet kan settes nøytralt.

Inntektstak

Inntektstak er når regulator setter en maksimal tillatt inntekt for hvert av de regulerte selskapene. Tillatt inntekt blir ofte bestemt ut i fra totale kostnader med en rimelig avkastning på toppen (Wangenteen, 2007). I likhet med pristak kan det oppstå et problem når regulator er usikker på det faktiske kostnadsnivået til selskapene. Dersom regulator ønsker å sikre full kostnadsdekning må inntektstaket settes så høyt at det tar høyde for denne usikkerheten. Et annet problem ved denne metoden er at kundene ikke nødvendigvis får hentet ut gevinster knyttet til kostnadsreduksjoner (Joskow, 2008).

Målestokkregulering

I målestokkregulering bruker regulator en benchmark på de regulerte selskapene for å fordele inntekt etter hvor godt de presterer. Regulator samler inn reelle data fra selskapene og bruker disse til å skape et så virkelighetsnært bilde av marked som mulig (Bogetoft & Otto, 2010). Selskapene blir da sammenliknet med selskaper som er så like dem selv som mulig. I et naturlig monopol er det i utgangspunktet ikke konkurranse. Nettbransjen er et eksempel på dette hvor selskapene ikke konkurrerer direkte mot hverandre, ettersom de opererer i ulike geografiske områder. Målet med målestokkregulering er å skape en kunstig konkurranse

mellom aktørene for å kompensere for dette problemet. I et marked der et selskap reduserer sine kostnader, alt annet likt, vil selskapet med kostnadskutt øke sin inntekt, som følge av at det fremstår som mer effektivt enn tidligere. I motsatt tilfelle vil selskapet få en redusert inntekt som et resultat av at selskapet blir mindre effektivt. Det som skaper konkurransen er at selskapene er avhengig av hva de andre selskapene i markedet gjør. Målestokkregulering er dermed den eneste av reguleringsmetodene vi presenterer som klarer å skape konkurranse mellom nettselskapene (Schleifer, 1985).

Regulatorisk lag

Viscusi et al. (2005) viser til at hovedproblemet med mange av reguleringsmetodene er at de gir lite eller ingen insentiv til å redusere kostnader. Det skyldes at kostnadene kan overføres direkte til kundene. Det finnes likevel en mulighet for de regulerte selskapene til å hente ut en større fortjeneste enn det regulator så for seg. Inntekten eller prisen de forskjellige selskapene kan ta blir som regel bestemt for en gitt periode (ofte neste regnskapsår) og er fast innenfor perioden. De regulerte selskapene har derfor insentiver til å presse ned kostnadene fra perioden der prisen eller inntektstaket blir bestemt og frem til regulator fastsetter ny. Det at regulator setter prisen eller inntektstaket på forhånd gjør at regulator ikke fanger opp kostnadsreduksjonen innenfor perioden. De regulerte selskapene har derfor mulighet til å hente ut en profitt over regulators tiltenkte margin. Denne effekten kalles for *regulatorisk lag* og virker selvsagt ugunstig om selskapet får økte kostnader i perioden. Ifølge Freixas et al. (1985) vil regulator tilpasse seg kostnadsreduksjonen og korrigere for denne ved neste periode. Dette kalles for *ratchet-effekten*, og gjør at effekten av kostnadsreduksjoner er kortvarig. Resultatet av ratchet-effekten er at insentivene til å drive kostnadseffektivt blir svake.

Reguleringsmetoden til NVE

NVE regulerer de norske nettselskapene etter en kombinasjon av inntektstak og målestokkregulering. Målestokkreguleringen blir benyttet for å gi de regulerte selskapene insentiver til å drive effektivt. En regulering kun basert på målestokkregulering vil likevel innebære en stor risiko for nettselskapene, da en høy andel av kostnadene er faste. Denne risikoen reduseres ved at NVE også bruker inntektstak basert på selskapenes totale kostnader. En mer detaljert gjennomgang av NVE sin reguleringsmetode kommer i avsnitt 3.3.

3.2 Veien frem til dagens reguleringsmodell

Reguleringsmodellen har vært endret flere ganger gjennom historien og dagens modell har vært i bruk siden 2007. En av hovedutfordringene til modellen har vært å balansere mellom å gi insentiver til å reinvestere og til å drive kostnadseffektivt. Modellene som ble benyttet i periodene 1997 til 2001 og 2002 til 2006 estimerte kostnadene basert på en relativt lang tidshorisont. En lang tidshorisont ga gode insentiver for kostnadseffektivitet, men insentiver for investeringer i nettene var derav svake. Det skyldes at det tok lang tid før investeringskostnadene ble inkludert i totalkostnaden til selskapene og nåverdien av investeringene ble dermed redusert (Bjørndal & Johnsen, 2005). Det førte til at det ble gjort lite investeringer i bransjen i perioden frem til 2007. Dagens reguleringsmodell inneholder på bakgrunn av dette store endringer, spesielt med årlig oppdatering av kostnader og effektivitetsmåling gjennom DEA-analyse (Bjørndal, et al., 2010).

3.3 Dagens reguleringsmodell

Dagens reguleringsmodell består av tre trinn. I første trinn gjøres en tilpasset DEA-analyse for å måle selskapenes effektivitet. Så korrigeres effektivitetene for miljøvariabler som skal påse at selskapene konkurrerer på like vilkår selv om de driver i forskjellige miljøer. Til slutt kalibreres effektivitetsscorene slik at bransjens totale kostnadsgrunnlag blir betalt tilbake til selskapene i form av inntekter. De tre trinnene skal vi gi en detaljert beskrivelsen av i de neste avsnittene.

Forutsetningene som ligger til grunn for DEA-analysen til NVE er noe annerledes enn til den generelle DEA-analysen vi presenterte i kapittel 2 og åpner blant annet for muligheten til å oppnå supereffektivitet. Bakgrunnen for dette er at NVE ønsker å gi referentene insentiver til å fortsette å forbedre egne prestasjoner. Det gjøres ved at frontselskapenes prestasjon i inneværende år blir målt mot et gjennomsnittstall for input/output fra de fem siste årene. En referent vil dermed oppnå supereffektivitet hvis det presterer bedre enn gjennomsnittet av de foregående årene. Videre benytter NVE en input-orientert modell med konstant skalautbytte (Amundsveen & Kvile, 2015).

Reguleringsmodellen beregner hvor stor inntektsramme (IR_t) hvert selskap skal få bevilget ved utgangen av hvert år. Inntektsrammen er definert i ligning 3.2 der ρ er et tall mellom 0 og 1 som bestemmer stor andel av inntektsrammen som henholdsvis bestemmes av selskapets kostnadsgrunnlag (K_t) og kostnadsnormen (K_t^*). Kostnadsgrunnlaget er hvert enkelt selskap sin total kostnad, mens kostnadsnormen er basert på en målestokk-konkurranse og bestemmer tilatt inntekt etter hvor effektive selskapet er relativt til konkurrentene. I dag er ρ lik 0,6 som vil si at 60 % av selskapets inntektsramme kommer fra kostnadsnormen (Amundsveen & Kvile, 2015).

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

(Ligning 3.2)

Videre er kostnadsgrunnlaget til hvert enkelt selskap er definert i ligning 3.3.

$$K_t = DV_{t-2} \times \frac{KPI_{DV_t}}{KPI_{DV_{t-2}}} + KILE_{t-2} \times \frac{KPI_{KILE_t}}{KPI_{KILE_{t-2}}} + NT_{t-2} \times P_t + AVS_{t-2} \\ + AKG_{t-2} \times r_{NVE}$$

(Ligning 3.3)

DV_{t-2} er drift- og vedlikeholdskostnader. De er to år gamle ettersom det er de siste regnskapsdataene som er tilgjengelige og godkjent for offentligheten. KILE en kostnad hvert selskap belastes for ved varige strømbrudd eller kvalitetsavvik. Denne kostnaden er forventet å få større betydning i modellen i fremtiden som følge av at samfunnet har blitt mer avhengig av strøm. Derav vil også kostnaden som påløper samfunnet ved strømbrudd øke (Reiten, et al., 2014). Det er også ventet at endringene i klimaet vil føre til mer ekstremvær i årene som kommer (Meteorologisk institutt, 2012). Det vil øke faren for ukontrollerte strømbrudd og er noe bransjen må ta høyde for ved fremtidige investeringer. KPI er konsumprisindeksen som brukes for å flytte de historiske kostnadene frem til dagens verdi. NT er overføringstapet ved levering av strømmen og omtales videre i oppgaven som nettap. P er referanseprisen i området hvor strømmen leveres, AVS er årlige avskrivningskostnader, AKG er avkastningsgrunnlaget inkludert 1 % arbeidskapital og r er referanserenten som NVE benytter (Langset, et al., 2015).

NVE gjør til slutt noen justeringer av inntektsrammene før de kommer frem til hvert enkelt selskaps tillatte inntekt (TI_t). Endelig tillatt inntekt er gitt av ligning 3.4.

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

(Ligning 3.4)

KON_t er kostnad for overliggende strømmettet som legges til inntektsrammen og E_t er eiendomsskatten på anleggsmidlene knyttet til produksjonen. Videre trekker NVE fra selskapets faktiske KILE ettersom denne allerede inngår i inntektsrammen. I kostnadsgrunnlaget ligger selskapets faktiske KILE og i kostnadsnormen ligger referanseselskapets faktiske KILE. Disse er som nevnt tidligere vektet med henholdsvis 40 og 60 %. Ved å trekke fra faktisk KILE får selskapet derfor en økt eller redusert sin tillatte inntekt med 60 % av differansen mellom referanseselskapets KILE og selskapets egen KILE. Dette gir selskapene incentiver til å holde sin egen KILE nede. De to siste leddene i ligning 3.4 trekker inn kapitalkostnadene knyttet til endringene i avskrivning og avkastning de to siste årene. Uten disse leddene ville vi fått et tidsetterslep i kapitalkostnadene som følge av at regnskapstallene blir offentliggjort to år etter investeringene (NVE, 2016c).

Skulle selskapet ved en periode motta en tariffinntekt som er høyere enn tillatt inntekt, har de fått en overskuddsinntekt og denne skal betales ut i form av redusert nettleie til kundene. I motsatt tilfelle der den faktiske inntekten er lavere enn tillatt inntekt vil selskapet kunne kreve høyere tariff fra kundene i fremtiden. Over tid skal selskapene styre sine mer- eller mindreinntekten mot null slik at de får en tariffinntekt lik tillatt inntekt (NVE, 2016c).

3.4 Parametere i modellen

NVE benytter en risikjustert referanserente som videre i oppgaven vil bli omtalt som referanserenten. Den er egenutviklet med utgangspunkt i kapitalverdimodellen og bestemmer bransjens gjennomsnittlige avkastning. Til grunn for referanserenten ligger en swaprente som er basert på et fem års gjennomsnitt av data fra DNB og Nordea. Gjennomsnittlig KPI for årene 2015-2018 er estimert av SSB til 2,2 %. Gjennomsnittlig swaprente på 1,28 % og kredittrisikopremie for januar 2016 ligger på 1,08 % (NVE, 2016c).

$$r = (1 - G) \times \frac{r_f + I + \beta_e \times r_m}{1 - s} + G \times (r_s + KP)$$

(Ligning 3.5)

Faste parametre:

G: Fast gjeldsandel fastsatt til 60 prosent.

r_f : Fast risikonøytral realrente fastsatt til 2,5 prosent.

β_e : Egenkapitalbeta fastsatt til 0,875.

r_m : Fast markedspremie fastsatt til 5 prosent.

s: Skattesats lik gjeldende skattesats for nettselskaper på 27 prosent.

Variable parametere:

I: Årlig justering for inflasjon beregnet som gjennomsnittet av de to siste årenes faktiske inflasjon basert på KPI og anslag for inflasjon de to neste årene. Alle tall publisert av SSB.

r_s : Swaprente.

KP: Årlig gjennomsnittlig bransjespesifikk kredittrisikopremie, som fremkommer av spredningen mellom 5-årige kraftobligasjoner og 5-årige swaprenter beregnet av gjennomsnittet fra DNB og Nordea. Kraftobligasjonene skal tilhøre kraftselskaper med en rangering på minimum BBB+.

De faste parameterne er faste innenfor en periode. De variable parameterne blir derimot ikke bestemt før på slutten av perioden når de faktiske størrelsene foreligger. NVE publiserer likevel et anslag på de variable parameterne ved inngangen av hvert år. Basert på estimatene som er lagt til grunn per oktober 2016 ligger den foreløpige nominelle referanserenten på 6,39 % (NVE, 2016c).

Regnskapsdataene som ligger til grunn for denne utredningen er fra 2016. Det betyr at det er de rapporterte dataene i vår analyse er fra 2014. Ved å bruke konsumprisindeksen for 2016 og

dividere denne med konsumprisindeksen for 2014 finner vi justeringsfaktoren som justerer historisk regnskapsdata til dagens verdi. Forholdet mellom konsumprisindeksen i 2016 og 2014 blir derfor:

$$KPI_{DV} = \frac{221,6}{209,5} \approx 1,06 \quad KPI_{KILE} = \frac{143,8}{136,9} \approx 1,05$$

(NVE, 2016b)

3.5 Reguleringsmodellen for distribusjonsnett

Som vi så i avsnitt 3.3 er kostnadsgrunnlaget hovedsakelig bestående av historiske regnskapstall justert til dagens verdi. Beregningen av kostnadsnormen er noe mer komplisert og gjøres i tre trinn som vi skal gå gjennom i de neste avsnittene. I det første trinnet benyttes en DEA-analyse som gir selskapene en effektivitetsscore på bakgrunn av deres produktivitet. I trinn 2 justeres selskapets effektivitetsscore gjennom en regresjonsanalyse for å kompensere for geografiske forskjeller selskapene i mellom. Til slutt kalibreres kostnadsnormen med selskapenes kostnadsgrunnlag i trinn tre for å sikre at bransjens totale kostnadsgrunnlag blir bevilget tilbake til selskapene i form av inntektsrammer (Amundsveen & Kvile, 2015).

3.5.1 DEA-analyse

I det første trinnet brukes DEA-analysen til å beregne forholdet mellom selskapenes totale kostnader og oppgaver. Modellen bruker som sagt regnskapstall med et tidsetterslep på to år. I 2015 ble for eksempel de totale kostnadene og oppgavene for 2013 målt mot de gjennomsnittlige kostnadene og oppgavene for de fem foregående årene (2009-2013). Det vil si at modellen danner fiktive gjennomsnittsselskaper som benyttes i analysen. En av fordelene med å bruke en modell som er basert på et gjennomsnitt er at det skaper en stabil front som gir selskapene større grad av forutsigbarhet i egen fremtidig inntekt. Det gjør at det blir enklere for selskapene å ta strategiske investeringsbeslutninger med lengre tidshorisont samtidig som det gir referanseselskapene insentiver til å prestere bedre enn de selv har gjort de 5 foregående årene. Dersom et referanseselskap skulle bedre sin egen prestasjon vil det bli belønnet med en effektivitetsscore som er høyere enn 1 (Amundsveen & Kvile, 2015). NVE bruker kun én

innsatsfaktor i modellen og det er totale kostnader. De totale kostnadene består av en samling av flere kostnadsgrupper:

- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- KILE-kostnader
- Avskrivninger
- Nettpap
- Avkastning på bokført kapital

I dagens modell for distribusjonsnett blir selskapene målt etter tre ulike oppgavevariabler i DEA-analysen:

- Antall kilometer høyspentnett
- Antall nettstasjoner
- Antall abonnementer

NVE bruker som nevnt tidligere en input-orientert modell. Grunnen til det er i følge Amundsveen og Kvile (2015) at investeringene i nettet hovedsakelig er drevet av eksterne faktorer som forsyning og etterspørsel. Det betyr at nivået på oppgavevariablene skal være utenfor selskapenes kontroll. Selskapene blir dermed vurdert etter kostnadsnivå på oppgavene de utfører. Vi diskuterte i avsnitt 2.2 forskjellen mellom eksogene og endogene variabler, altså om oppgavevariablene er utenfor selskapenes kontroll eller ikke. I modellen for distribusjonsnett er oppgaven ”antall abonnementer” tilnærmet eksogen mens ”antall kilometer høyspentnett” og ”antall nettstasjoner” er tilnærmet endogene. Det skyldes at selskapene kan ta beslutninger knyttet til investeringer i nettets linjer, kabler og nettstasjoner.

Valg av skalautbytte er viktig i en DEA-analyse og NVE har siden 2007 brukt et konstant skalautbytte. Bakgrunnen er at et konstant skalautbytte gir selskapene sterkere insentiver til å tilpasse størrelsen sin, til det som er optimalt ut i fra effektivitet (Amundsveen & Kvile, 2015). Bjørndal et al. (2010) finner også at et variabelt skalautbytte, som ble benyttet tidligere, ga

svake effektiviseringsinsentiver. Det kommer blant annet frem at selskapene som hadde høyest outputverdi innenfor en respektiv output automatisk ble 100 % effektive. Dette fordi de måtte være sin egen referanse.

3.5.2 Korrigering av rammevilkår

Norge er et land med mye skog, høye fjell og en lang kystlinje. Dette gir store forskjeller i miljøene selskapene opererer i, avhengig av hvor i landet de holder til. Det andre trinnet i beregningen av kostnadsnormen skal justere for dette, slik at selskapene skal kunne konkurrere på like vilkår. Et nettselskap som er lokalisert på Vestlandet vil typisk ha mer kupert terreng og flere tilknyttede øyer enn et selskap som opererer på Østlandet. Det gjør nettet dyrere å bygge ut, samt å vedlikeholde. Derfor justerer modellen selskapenes kostnader for det som blir omtalt som geografifaktorer. Justeringene av rammevilkår (RVK) er delt inn i to kategorier, geografiske og strukturelle rammevilkår. De geografiske rammevilkårene er delt inn i klimatiske, topografiske og arealmessige egenskaper i nettets aktuelle område, mens de strukturelle rammevilkårene er knyttet opp mot etterspørselsforhold i nettene (Amundsveen, et al., 2012). Korrigeringen av forskjeller i rammevilkårene gjøres ifølge Amundsveen et al. (2014) gjennom en OLS-regresjon. Miljøvariablene som benyttes her er $Z_{ref,t}$ og $Z_{i,t}$ og tilhører henholdsvis referanseselskapet og selskapet vi justerer for. Koeffisienten β gir i ligning 3.6 uttrykk for hvor stor ulempe det er for et selskap å operere i det miljøet miljøvariablen representerer.

$$DEA_{i,t} = \alpha_t + \beta(Z_{ref,t} - Z_{i,t}) + \mu_i$$

(Ligning 3.6)

Videre justeres selskapets effektivitetsscore opp eller ned, avhengig av om miljøet de opererer i fremstår som mer eller mindre gunstig enn referanseselskapet. Dette er vist i ligning 3.7.

$$DEA2_{i,t} = DEA_{i,t} - \beta_{i,t}(Z_{ref,t} - Z_t)$$

(Ligning 3.7)

Uten denne justeringen ville det være vanskelig å sammenligne effektiviteten til selskaper fra ulike deler av landet. Hvis et selskap har dårligere rammevilkår enn referanseselskapet vil effektivitetsscoren bli justert oppover, slik at de oppnår en høyere effektivitetsscore enn den de oppnår i DEA-analysen, og motsatt hvis de har bedre rammevilkår (Amundsveen, et al., 2014). Det justeres for to variabler og tre sammensatte geoindeks. De to variablene er *andel jordkabler* og *andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet*. Geoindeksene er som nevnt en sammensetning av flere geografifaktorer som fremgår under:

Geoindeks 1 (Fjellbekk):

- Gjennomsnittlig helning
- Installert effekt småkraft
- Andel luftlinjer i løvskog

Geoindeks 2 (ØyVind):

- Kystklima (Kvadrert referansevind dividert på kystavstand)
- Andel høyspent sjøkabel
- Forsyning til øyer med mer enn 1 km fra fastland eller nærmeste forsynte øy

Geoindeks 3 (Frost):

- Gjennomsnittlig nedbør som snø
- Mørketid basert på gjennomsnittlig breddegrad
- Gjennomsnittlig islast
- Gjennomsnittstemperatur for en 30-års periode

(Langset, 2015)

3.5.3 Kalibrering av kostnadsnormen

I det siste trinnet for å finne kostnadsnormen multipliseres resultatet av DEA-analysen fra steg 2 med kostnadsgrunnlaget.

$$K_i^* = K_i \times DEA2_i$$

(Ligning 3.8)

Det er da kun de mest effektive selskapene som vil få en kostnadsnorm som er lik eller høyere enn kostnadsgrunnlaget sitt og vil med det sikre fullstendig kostnadsdekning. For at hele bransjen i snitt skal få dekket sine kostnader kalibrerer NVE opp kostnadsnormen, slik at den blir lik det totale kostnadsgrunnlaget for bransjen.

$$K_i^{**} = K_i^* + \left(\sum K_i - \sum K_i^* \right) \times \frac{AKG_i}{\sum AKG_i}$$

(Ligning 3.9)

Det betyr at bransjen i sum vil få en avkastning på investert kapital i perioden lik referanserenten. Videre betyr dette at et selskap med en effektivitet over gjennomsnittet vil oppnå en avkastning høyere enn referanserenten (Amundsveen & Kvile, 2015). På den andre siden vil et selskap med lavere effektivitet enn gjennomsnittet oppnå en avkastning under referanserenten. NVE har likevel inkludert en forskrift om at selskapene skal få en minimumsavkastning på null prosent over fem år, slik at selskapene skal kunne dekke kostnadene sine (NVE, 2015).

Korrigeringsfaktor for tidsetterslep

Til slutt gjør modellen en justering for å utligne effekten av tidsetterslepet fra regnskapstallene. Det gjøres ved å legge til avviket mellom estimatet (EK_{t-2}) og faktiske kostnader (K_{t-2}), multiplisert med referanserenten fra de to periodene (Langset, 2015).

$$Korrigeringsfaktor_i = \frac{(\sum_i EK_{t-2} - \sum_i K_{t-2}) * (1 + r_{ref-2}) * (1 + r_{ref-1})}{\sum_i AKG_{t-2}}$$

(Ligning 3.10)

Deretter multipliseres korrigeringsfaktoren med avkastningsgrunnlaget til de forskjellige selskapene (Langset, 2015).

$$K_i^{***} = K_i^{**} - \left(\frac{\text{Korrigeringsfaktor}_i * AKG_i}{rho} \right)$$

(Ligning 3.11)

Kostnadsnormen kan så settes rett inn i formelen for inntekstrammen til selskapene og videre inn i beregningen for tillatt inntekt, som vist og forklart under avsnitt 3.3.

3.6 Reguleringsmodellen for regionalnettet

Reguleringsmodellen for regionalnettet benytter samme fremgangsmåte som modellen for distribusjonsnettet. Forskjellen ligger i at modellen for regionalnett har andre oppgave- og rammevilkårsvariabler. Det er ganske naturlig ettersom oppgavevariabler, som for eksempel antall abonnenter, ikke kan benyttes i modellen for regionalnett, da det ikke er sluttbrukere direkte knyttet til dette nettnivået. Kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormen beregnes på samme måte som i distribusjonsnettet. Det eneste unntaket er kostnaden for nettap som ikke inkluderes i regionalnettet. Dette vil vi komme nærmere tilbake til i neste kapittel.

Det er derav oppgavevariablene som i all hovedsak skiller de to modellene fra hverandre. Variablene har forskjellige funksjoner og skal beskrive de ulike forholdene i de to nettnivåene. I distribusjonsnettet skal oppgavevariablene beskrive forhold knyttet til etterspørselen etter netjtjenester og tilknytningen. I regionalnettet bruker man nettanleggene selskapene har fått konsesjon til å bygge som utgangspunkt og skal forklare etterspørselstettheten til selskapet. På bakgrunn av dette er oppgavevariablene i modellen for regionalnett:

- Vektet verdi luftlinjer inkludert merking av lufthinder
- Vektet verdi jordkabler
- Vektet verdi sjøkabler
- Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringsanlegg

I trinn to justeres kostnadsnormen for rammevilkår, som forklart i modellen for distribusjonsnett. Regionalnettet har til forskjell kun en geoindeks, HelSkog, som det justeres for:

- Helning og skog med høy og særs høy bonitet

(Langset, 2015)

Til slutt gjøres trinn tre på samme måte som i modellen for distribusjonsnettet.

3.7 Fordeler og ulemper ved en felles DEA-modell

Som beskrevet tidligere er dagens regulering av nettbransjen basert på tre forskjellige måleenheter; sentral-, regional- og distribusjonsnett. Som gitt av problemstillingen skal vi se på effektene av å slå sammen modellene for regional- og distribusjonsnett til en felles modell. Dette temaet har vært oppe til diskusjon i nettbransjen tidligere. Basert på eksisterende litteratur vil vi derfor gå gjennom noen av fordelene og ulempene ved en felles modell.

Ifølge Bjørndal og Bjørndal (2006) bør NVE fortsette med dagens regulering dersom kostnadene til nettnivåene kan separeres regnskapsmessig, da dette gir en mer treffsikker effektivitetsmåling. Hvis måleenhetene derimot ikke er separable regnskapsmessig vil reguleringen ha en svakhet i forhold til at selskapene kan rapportere opportunistisk. I et slikt tilfelle bør regulator vurdere om det lønner seg å gå over til en felles regulering. I artikkelen til Bjørndal et al. (2005) finner de flere grunner til at et skille mellom distribusjons- og regionalnett er problematisk. Det kommer frem at det ikke er et naturlig regnskapsmessig skille mellom nettnivåene. Kostnadene blir ført etter ansvarsområde og ikke etter nettnivå. Videre er det vanskelig å skille på kostnadene knyttet til administrasjon og andre støttefunksjoner. Dette skillet blir derfor i mange tilfeller subjektivt. Retningslinjene er i tillegg uklare, noe som resulterer i at praksisen varierer sterkt på tvers av selskapene. Referansegruppen i artikkelen rapporterer også at det er vanskelig å trekke et klart skille mellom nettnivåene. Uklare retningslinjer og usikkerhet åpner derav for muligheten til opportunistisk rapportering. Det kommer likevel ikke klart frem om det er et problem som faktisk forekommer. Det kan være vanskelig å optimere egen rapportering, da effektivitetsmålingene er komplekse og avhengig av de andre selskapene de måles mot. I et

notat skrevet av konsultentselskapet Xrgia (2015) for Energi Norge drøftes det flere fordeler ved en felles modell. En av fordelene som nevnes er at en felles modell vil forenkle og redusere ressursbruken både hos selskapene og NVE. Det kommer av at man reduserer behovet for å skille mellom nettnivåene i regnskapsføring av kostnadene, samt at det generelt er enklere å slippe å forholde seg til et skille mellom nettnivåene organisatorisk sett.

Et av hovedargumentene for å beholde dagens regulering er at en felles modell vil redusere informasjonsverdien av effektivitetsmålingene. Når man aggregere kostnadsgruppene for de forskjellige nettnivåene mister selskapene informasjon om hvor de er effektive og ikke. Det bidrar til at selskapene kan få problemer med å se sitt eget effektiviseringspotensial. Det er i tillegg verdt å nevne at en DEA-analyse uansett ikke deler kostnadsbasen på ulike kostnadsdrivere og informasjonsverdien er derfor lavere enn for eksempel ved en ABC-modell. Når man aggregere sammen to nettnivåer vil effektivitetsmålingene derfor tape enda mer informasjon, noe som gjør det vanskeligere for selskapene å tilpasse seg. Den ekstra informasjonsverdien man får ved en separat modell vil imidlertid svekkes dersom rapporteringene er preget av opportunistisk atferd og subjektive vurderinger (Bjørndal et al., 2005). Det er som vi har sett flere avveininger som må tas i forhold til om man skal ha en felles eller separat modell. Vi vil i analysedelen se på noen av disse i praksis.

4. Analyse av modellvariantene

Vi vil gjennom analysedelen ta for oss tre ulike modellvarianter. Først skal vi presentere dagens reguleringsmodell, men da med våre forutsetninger. Videre vil vi presentere en felles modell som inkluderer alle oppgave- og rammevilkårsvariablene fra dagens to separate modeller. Til slutt vil vi analysere en slankere felles modell med færre oppgavevariabler. For å belyse alle effektene ved en sammenslåing av de to fellesmodellene har vi valgt å dele analysen inn i to deler. Først skal vi se på resultater fra de ulike modellene med dagens kostnadsdata. Her vil vi isolere effektene som kun er forårsaket av selve modellendringen. I kapittel 5 skal vi gjennomføre en investeringsanalyse for å se hvordan investeringsinsentivene varierer mellom modellvariantene.

4.1 Elbench og referansegruppen

I analysen er det en del selskaper som går igjen. Først og fremst vil vi dreie investeringsanalysen rundt Nordlandsnett AS. Videre vil vi også presentere resultater fra Skagerak Energi AS og BKK Nett AS. Disse tre selskapene vil gjennom analysen bli omtalt som referansegruppen. Investeringsprosjektene er basert på en reell problemstilling som Nordlandsnett har stått ovenfor. Det er derfor naturlig å bruke nettopp dem for å se nærmere på de økonomiske virkningene av de ulike modellvariantene. Videre har Skagerak Energi AS og BKK Nett AS vært til god hjelp gjennom arbeidet med utredningen, via henholdsvis Eivind Gramme og Mats-Eirik Elvik. Skagerak Energi AS og BKK Nett AS er også to selskaper som er med i forskningsprosjektet Elbench, som denne utredningen er en del av. Da disse tre selskapene er fra tre ulike deler av landet, vil vi kunne se hvordan modellvariantene påvirker ulike selskaper med ulike forutsetninger.

4.2 Forutsetninger for modellene

Modellene vi bruker inneholder noen tilpasninger i forhold til prinsippene NVE legger til grunn. Dette har ført til at effektivitetstallene vi vil presentere ikke fullstendig samsvarer med tallene som er rapportert på NVE sine hjemmesider. Siden vi skal se på lønnsomheten over

hele levetiden til prosjektene, har vi valgt å benytte gjennomsnittstall i analysen for å jevne ut unormale variasjoner. Det vil skape et mer representativt utgangspunkt. Hadde vi benyttet faktiske kostnader fra 2014 ville engangskostnader, som for eksempel vedlikeholdskostnader knyttet til ekstremvær, muligens gitt store utslag i analysen. Det ville i så fall ikke gitt et reelt bilde på det normale kostnadsnivået til selskapet.

I kapittel 5 skal vi se på hvordan investeringsinsentivene varierer mellom de ulike modellvariantene. Vårt overordnede mål er derfor å se på de ulike egenskapene til modellene, ikke å få resultater som ligger nærmest mulig det som er rapportert fra NVE. Gjennomsnittstallene er beregnet ut i fra selskapenes kostnader fra de fem siste rapporteringsårene. Det betyr at gjennomsnittet er gjort av kostnadsdata fra 2010 til 2014. Ettersom kostnadene og oppgavene avhenger av hverandre har vi også benyttet et gjennomsnitt av oppgavene over samme periode. Kapitalkostnadene snittes også på samme måte for å skape konsistens i datamaterialet. Rammevilkårsvariablene er beregnet på grunnlag av data fra de siste 100 årene, for å skape et så presist bilde som mulig av hvert miljø. Det behøves derfor ikke å gjøre noen ytterligere gjennomsnittsberegninger av disse. NVE bruker også gjennomsnittstall fra de fem siste årene for å danne fronten, men i selve evalueringen benyttes kun tall fra det siste året. Dette gjelder også selskapene i fronten, noe som åpner for supereffektivitet. I våre modeller bruker vi derimot snitt-mot-snitt og muligheten for å oppnå supereffektivitet etter trinn 1 faller bort.

4.2.1 Forutsetninger om hvilke selskaper som kan evalueres

NVE deler selskapene som ikke evalueres i de to modellene inn i to kategorier; selskaper som holdes utenfor evalueringen i DEA-modellen og selskaper som evalueres i en egen modell. Selskapene som ikke inngår i modellen er selskapene med null i oppgavemengde eller som har store variasjoner i data fra år til år (Langset, 2015). Hvis et selskap har store variasjoner i oppgaver og/eller totale kostnader vil de kunne forstyrre analysen. Selskapet vil da kunne fremstå som svært effektivt og bli referent et år, mens mindre effektivt og falle ut av fronten det neste. Det gjør at de mer stabile selskapene får større variasjoner i sine tillatte inntekter. Investeringer med lengre tidshorisont vil da bli vanskeligere å foreta, grunnet usikkerhet knyttet til fremtidig inntekt. Denne effekten forsøker NVE å motvirke ved å benytte en gjennomsnittsfront i DEA-analysen. I regionalnettet vil selskapene med mindre enn totalt 4000

oppgaver, altså summen av de vektete oppgavevariablene i datasettet, eller som har 0 km luftlinjer, evalueres i en egen modell (Langset, 2015). For at et gjenværende selskap skal ha mulighet til å være med å danne front, må det minimum ha en gjennomsnittlig total kostnad på 15 millioner over de siste 5 årene. Selskaper som i utgangspunktet ville vært med å definere fronten uten denne restriksjonen tas ut av analysen og evalueres i en egen DEA-modell. Selskap med en gjennomsnittlig total kostnad på under 7 millioner og som ikke blir frontselskap, vil inkluderes i DEA-analysen, men tas ut før trinn 2. Til slutt vil selskaper med gjennomsnittlig total kostnad mellom 7 og 15 millioner tas med i både trinn 1 og 2, så sant de ikke ville vært med på å danne front (Langset, 2015).

Ettersom våre modeller inneholder noen tilpasninger, vil vi ikke ende opp med det samme utvalget av selskaper som NVE. Vi starter i utgangspunktet med samme utvalg, men vi tar ut de selskapene som i vår modell er med å danne front og som strider med en eller flere av restriksjonene over. Unntaket er at selskapene med en gjennomsnittlig total kostnad på under 7 millioner og som ikke blir referenter i trinn 1 inkluderes, da de er såpass små at de ikke vil ha stor betydning for resultatene. Etter denne prosessen sitter vi igjen med 42 selskaper i regionalnettmodellen som er listet opp i vedlegg 10.1. For analysen av distribusjonsnett holdes selskaper med mindre enn 500 abonnenter eller mindre enn 100 kilometer høyspentnett utenfor. For å skape konsistens i analysen valgte vi å ekskludere de selskapene som ble tatt ut av utvalget til regionalnettmodellen, men som også opererer i distribusjonsnett. På den måten er alle de inkluderte selskapene evaluert etter alle oppgavene og kostnadene sine, uavhengig av nettnivå. Det gjør at vi sitter igjen med 112 selskaper som opererer i distribusjonsnett. Disse er listet opp i vedlegg 10.2. De fleste selskapene som reguleres i regionalnettmodellen opererer også i distribusjonsnett. Nærmere bestemt er det bare to selskaper som kun driver i regionalnett og analyseres i våre modeller. Det gjør at vi ender opp med totalt 114 selskaper i de to samlede modellvariantene.

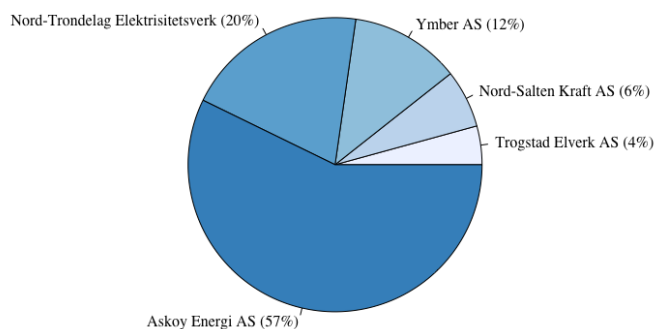
4.2.2 Forutsetninger om nettap

Hvordan nettap skal behandles i reguleringsmodellen er et omdiskutert tema. I dagens modell inngår nettap som en kostnad i modellen for distribusjonsnett, men ikke i regionalnett. Den viktigste årsaken er at det per dags dato ikke rapporteres gode nok data. Det er derfor ikke mulig å belaste selskapene rettfærdig for kostnader knyttet til nettap i regionalnett. Det vil

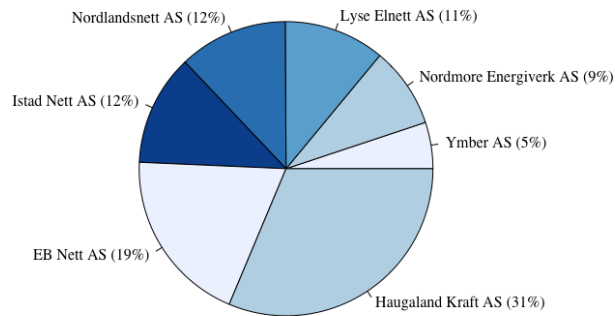
føre til at selskapene blir kostnadsført for kostnader knyttet til for eksempel overproduksjon. De vil da motta mer strøm fra sentralnettene enn det de kan distribuere ut til kundene. Differansen vil regnes som et nettap i det aktuelle selskapet, selv om det er utenfor deres kontroll. Et annet tilfelle er hvis et selskap har tap i en transformator i overgangen til et naboselskap. I slike overganger vil selskapet som sender strømmen bli belastet for tapet som oppstår i transformatoren. Det vil i praksis si at et selskap kan bli belastet for manglende vedlikehold av nettstasjoner hos naboselskapet, noe som opplagt vil oppleves som urettferdig. Vi har på bakgrunn av dette valgt å fortsette med samme praksis som det NVE bruker i dag, i påvente av en ny og bedre løsning for å måle nettap i regionalnettet.

4.3 Resultater fra dagens modell

Når man endrer en DEA-modell vil flere direkte og indirekte effekter påvirke resultatene. Vi vil derfor starte med å gå gjennom resultatene fra dagens modell, slik at vi videre kan se de faktiske effektene av endringene mellom modellvariantene. Selskapene som danner den effektive fronten i dagens modell for de to nettnivåene er vist i figur 4-1 og 4-2.

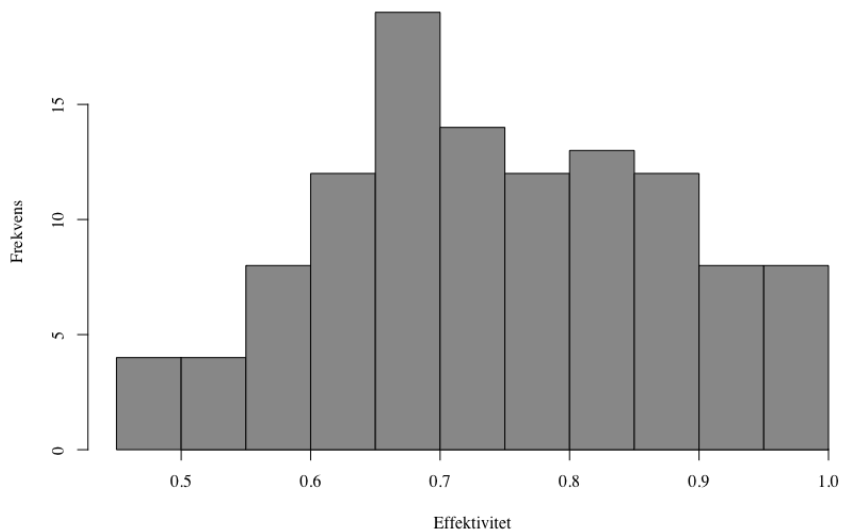


Figur 4-1: Referanseselskaper i distribusjonsnettet med dagens modell



Figur 4-2: Referanseselskaper i regionalnettet med dagens modell

Ved å vekte effektivitetsscorene med selskapenes andel av bransjens totale kostnadsgrunnlag i hvert av de to nettnivåene får vi en samlet effektivitetsscore. Denne er sammenlignbar med resultatene fra både samlet og slank modell. Disse vektete gjennomsnittseffektivitetene bruker vi til å beregne en total tillatt inntekt for hvert selskap. Den tillatte inntekten er sentral for analysen av de to investeringsprosjektene, som vi introduserer i kapittel 5. I dagens modell oppnår bransjen en samlet gjennomsnittlig effektivitet på 81,88 % etter trinn 1. Videre får 44 av de 114 evaluerte selskapene dekket kostnadene sine, pluss normalavkastning eller mer (vedlegg 10.3). Figur 4-3 viser et frekvens-diagram over selskapenes vektete effektivitetsscore etter trinn 1 fra de to separate modellene.



Figur 4-3: Oversikt over effektivitet i separat modell

I tabellene nedenfor vises effektivitetsscorene til hvert av selskapene i referansegruppen i de ulike nettnivåene. I tabell 4-1 ser vi effektiviteten i dagens modell for distribusjonsnett.

Selskap	Trinn 1	Trinn 2	Trinn 3
Skagerak Nett AS	84,61 %	90,79 %	108,73 %
Nordlandsnett AS	78,19 %	71,53 %	92,15 %
BKK Nett AS	73,58 %	74,41 %	93,93 %

Tabell 4-1: Effektivitet i distribusjonsnett

Videre har vi effektiviteten til selskapene i dagens modell for regionalnettet i tabell 4-2.

Selskap	Trinn 1	Trinn 2	Trinn 3
Skagerak Nett AS	99,01 %	97,41 %	111,28 %
Nordlandsnett AS	100,00 %	100,00 %	112,47 %
BKK Nett AS	81,04 %	86,69 %	105,25 %

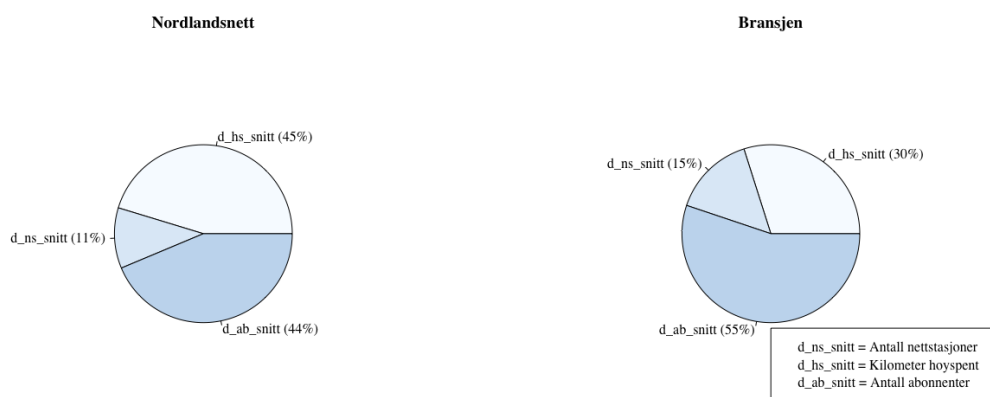
Tabell 4-2: Effektivitet i regionalnett

Til slutt har vi de vektede effektivitetene fra de to nettnivåene for referansegruppen i tabell 4-3. Fullstendig oversikt over effektivitetsscorene til selskapene i dagens modell finnes i vedlegg 10.1 til 10.3.

Selskap	Trinn 1	Trinn 2	Trinn 3
Skagerak	88,26 %	92,47 %	109,38 %
Nordlandsnett	83,95 %	79,05 %	97,51 %
BKK Nett AS	75,42 %	77,43 %	96,71 %

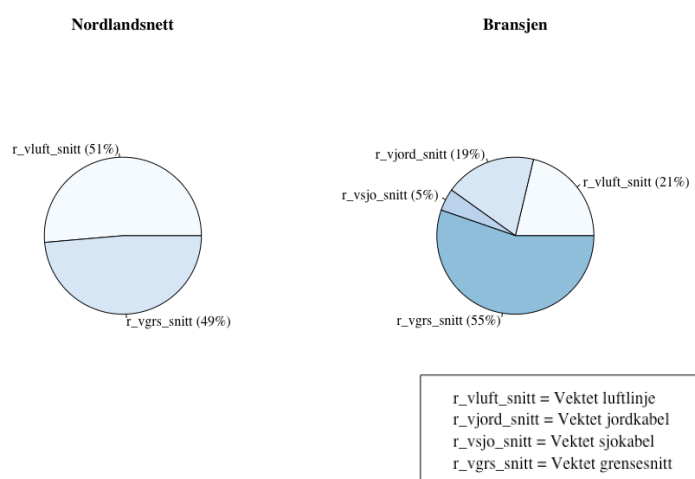
Tabell 4-3: Vektet effektivitet i dagens modell

Med dette som utgangspunkt skal vi se hvordan de forskjellige modellalternativene påvirker effektiviteten til selskapene. En av egenskapene til DEA-analyser er som tidligere forklart at enhver primal tilpasning også har en tilhørende dual tilpasning. I figur 4-4 ser vi den duale tilpasningen til dagens modell for distribusjonsnettene. Her ser vi hvor mye hver oppgave bidrar med til den totale tillatte inntekten. Til venstre i figuren ser vi hvor stor andel hver oppgave bidrar med til den tillatte inntekten til Nordlandsnett, mens til høyre ser vi hvor stor andel hver oppgave i snitt bidrar med for bransjen totalt. Bidragene fra hver oppgave er skyggeprisene til en oppgave multiplisert med den totale mengden av hver oppgave. Her ser vi at bidraget fra abonnenter og nettstasjoner utgjør 11 % og 4 % mer av bransjens gjennomsnittlige inntekt, enn hva det gjør for Nordlandsnett. Nordlandsnett henter til gjengjeld 15 % mer av sin inntekt fra oppgavevariabelen for kilometer høyspentnett.



Figur 4-4: Bidrag fra hver oppgave i distribusjonsnettene

I figur 4-5 ser vi tilsvarende fremstilling av bidraget fra hver oppgave i regionalnettet. Her ser vi at alle oppgavene ikke er representert i figuren for Nordlandsnett. Dette er fordi Nordlandsnett har en skyggepris lik null i oppgavene vektet sjøkabel og vektet jordkabel. Verdien av disse oppgavene blir dermed null. For bransjen er derimot samtlige oppgaver inkludert. Vektet grensesnitt står for omtrent halvparten av inntekten i både Nordlandsnett og bransjen. Den største forskjellen blir da at vektet luftlinje står for 30 % mer av Nordlandsnett sin tillatte inntekt, enn for gjennomsnittet av bransjen.



Figur 4-5: Bidrag fra hver oppgave i regionalnettet

4.4 En samlet reguleringsmodell

Den andre modellvarianten vi har tatt for oss er en samlet modell. Det vil si en ren sammenslåing av de to modellene for distribusjon- og regionalnett. Vi gjør derfor ingen justeringer av variablene. Hovedformålet med denne modellen er å vise en del effekter som oppstår når to modeller slås sammen. Dagens modeller har totale kostnader som eneste inputvariabel. I samlet modell vil vi derfor bruke summen av kostnadene fra begge nettnivåene. Videre bruker vi samtlige oppgaver og rammevilkårsvariabler som vist i tabell 4-4. Ettersom rammevilkårsvariablene skal justere selskapene avhengig av miljøet de opererer i, antar vi at en felles modell kan inkludere alle geoindeksene fra dagens modeller. Vi benytter også de samme koeffisientene til hver rammevilkårsvariabel.

Oppgavevariabler	Rammevilkårsvariabler
<ul style="list-style-type: none"> • Antall abonnenter • Kilometer høyspent • Antall nettstasjoner • Vektet verdi luftlinjer • Vektet verdi jordkabler • Vektet verdi sjøkabler • Vektet grensesnitt 	<ul style="list-style-type: none"> • Andel jordkabel • Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet • Fjellbekk • ØyVind • Frost • HelSkog

Tabell 4-4: Oversikt over oppgave- og rammevilkårsvariabler i samlet modell

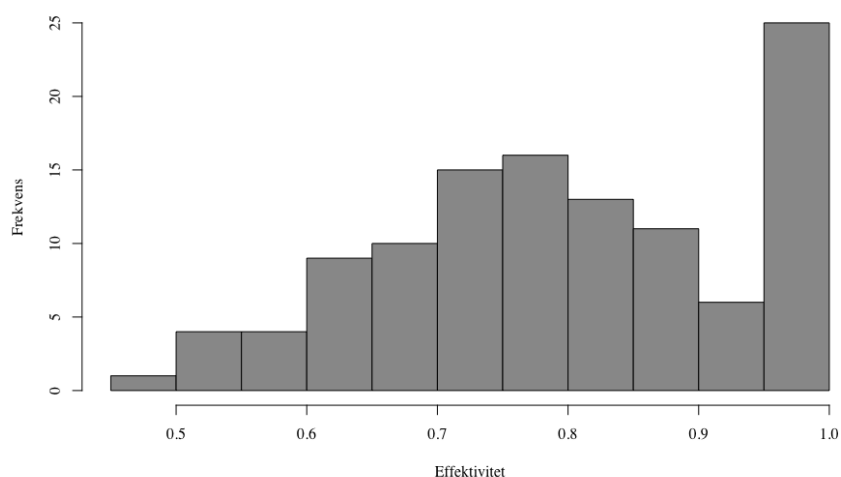
En ren sammenslåing vil føre til at modellen får flere oppgavevariabler. Når man øker antall oppgaver åpner man for flere dimensjoner i modellen. Det gjør at flere selskaper kan være spesielt effektive i en eller flere av dimensjonene, noe som kan føre til at flere selskaper er med å danne front. På den andre siden har ofte modeller med flere oppgaver mer slakk enn modeller med færre oppgaver (Wuill, 2008). Dette kommer av den matematiske formuleringen av DEA-problemet, som vi tok for oss i avsnitt 2.3. En annen egenskap ved å øke antall oppgaver i et LP-problem er at målt effektivitet blir lik eller høyere enn hva den opprinnelig var. Kittelsen (1993) formulerer denne egenskapen slik:

$$\hat{E}_{0i} \leq \hat{E}_{1i} \leq 1$$

(Ligning 4.1)

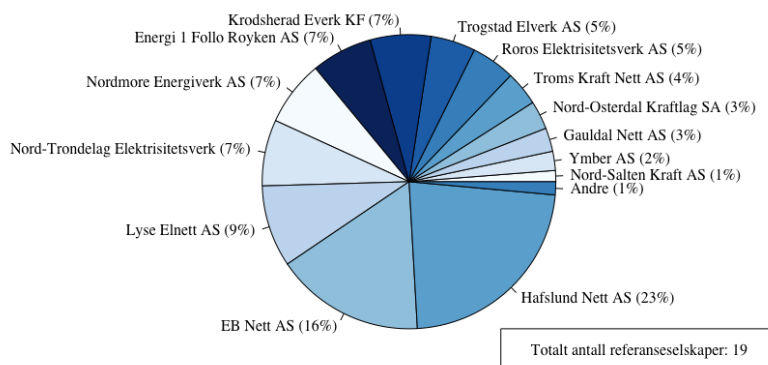
4.4.1 Resultater fra samlet modell

Som forventet øker effektivitetsscoren til selskapene når det benyttes en samlet modell. I figur 4-6 ser vi at effektivitetsfordelingen forskyver seg mot 100 % og bransjen oppnår en gjennomsnittlig effektivitet på 92,50 % etter trinn 1.



Figur 4-6: Fordeling av effektivitet i samlet modell

Den skjeve fordelingen vil føre til reduserte forskjeller i tillatt inntekt selskapene seg i mellom. Videre vil flere oppgaver også føre til flere ”ekstreme” selskaper, som det kan være hensiktsmessig å regulere separat. Dette er en problematisk effekt for regulator, da det vil gjøre reguleringen mer ressurskrevende. På bakgrunn av dette kan vi si at selskapene vil oppnå økt effektivitet som følge av endringene i modellen og ikke nødvendigvis gjennom forbedrede prestasjoner. I figur 4-7 ser vi at den samlede modellen har en markant økning i antall referanseselskaper. Prosentatsatsene ved siden av hvert selskap viser hvor mye hvert selskap bidrar med til den totale kostnadsnormen for bransjen. I diagrammet finner vi et kakestykke som er benevnt med ”Andre”. Dette er selskaper som bidrar til under 1 % av den totale kostnadsnormen. Her finner vi følgende fem selskap: Aktieselskabet Saudefaldene, Opplandskraft DA, Ballangen Energi AS, Askøy Energi AS og Nord-Salten Kraft AS.



Figur 4-7: Referanseselskaper i samlet modell

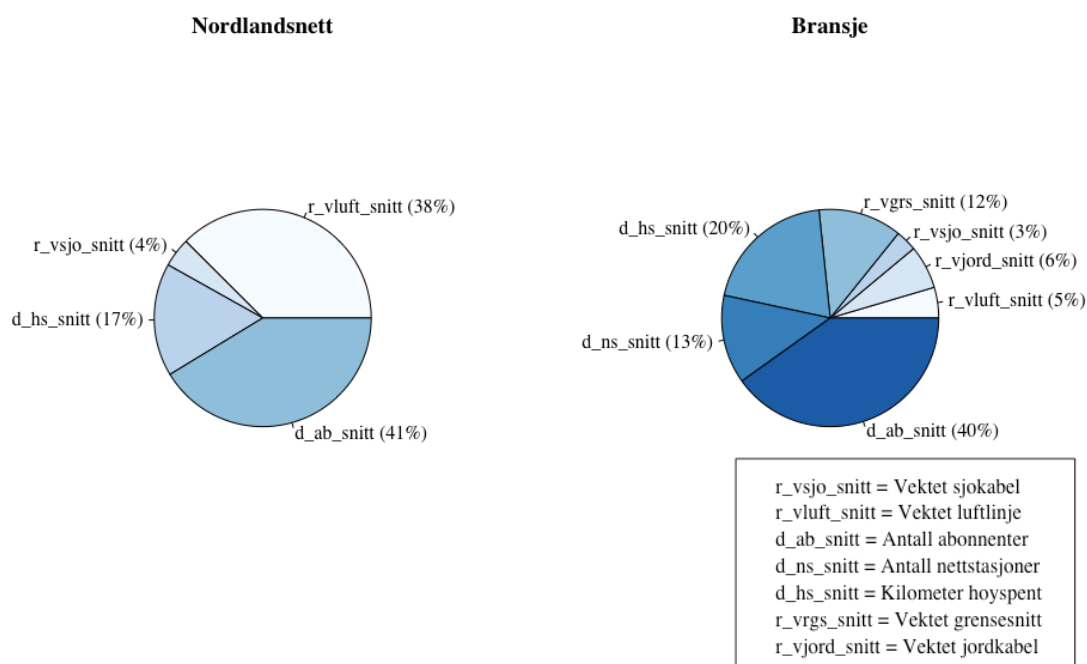
Videre ser vi i tabell 4-5 at modellendringen også påvirker de tre selskapene i referansegruppen. Alle selskapene har fått en markant økning i effektivitet i trinn 1, hvor effekten av å øke antall oppgavevariabler kommer inn. Fullstendig oversikt over effektivitetsscorene til selskapene i samlet modell finnes i vedlegg 10.4.

	Trinn 1	Trinn 2	Trinn 3
Skagerak Nett AS	96,89 %	101,86 %	108,76 %
Nordlandsnett AS	94,59 %	93,00 %	100,42 %
BKK Nett AS	86,29 %	95,17 %	103,16 %

Tabell 4-5: Effektivitet i samlet modell

I figur 4-8 ser vi bidraget fra hver oppgave i Nordlandsnett og for snittet av bransjen i samlet modell. Her ser vi at oppgavene vektet luftlinjer og antall abonnenter bidrar med hele 70 % av den tillatte inntekten til Nordlandsnett. Luftlinje står til sammenligning kun for 5% av den gjennomsnittlige tillatte inntekten til bransjen. Vi finner at Nordlandsnett har slakk i oppgavene antall nettstasjoner, jordkabler og grensesnitt og får dermed ingen bidrag fra disse. Dette er interessant ettersom vektet grensesnitt og antall nettstasjoner i dagens modell bidro med henholdsvis 49 % av inntekten i regionalnettet og 11 % i distribusjonsnettet. Vektet sjøkabel, som ikke ga bidrag i dagens modell, gir i denne modellen et bidrag på 4% av total

tillatt inntekt. For gjennomsnittet av bransjen er bidraget fra hver oppgave jevnere fordelt siden alle oppgavene er representert.



Figur 4-8: Bidrag fra hver oppgave i Nordlandsnett i samlet modell

4.5 En slankere felles reguleringsmodell

Den siste modellvarianten vi har tatt for oss er et forslag til en slankere felles reguleringsmodell. I avsnittet over så vi noen uheldige effekter som kan oppstå ved å slå sammen de to modellene. Disse effektene vil bli ytterligere belyst i kapittel 5. På den andre siden oppnår selskapene synergieffekter ved å investere i de ulike nettnivåene. Samtidig har vi sett at skillet mellom kostnadene fra de to nettnivåene fremstår som noe uklart. En felles modell vil i tillegg medføre mindre analysearbeid for regulator og derav sparte kostnader som vi belyste under avsnitt 3.7. NVE må derfor gjøre en avveining mellom fordelene og ulempene knyttet til de forskjellige modellvariantene.

4.5.1 Metode for sammenslåing til en slankere modell

Det er flere forhold som må vurderes når vi konstruerer en ny modell. En av de viktigste egenskapene til en reguleringsmodell er at den fremstår som rettferdig for selskapene. Videre ønsker vi å skape en felles reguleringsmodell som reduserer insentivene for å allokere investeringer og kostnader mellom nettnivåene. Samtidig er det en fordel om den er slankere og mer strømlinjeformet enn hva dagens modell er. Verdien av å redusere muligheten for å allokere investeringer og kostnader mellom nettnivåene er likevel usikker. Dette ettersom det er vanskelig å identifisere hvor utbredt dette problemet er i praksis.

I den slanke modellen har vi tatt utgangspunkt i dagens regulering av regionalnettet. Som vi så i avsnitt 3.5.1 inngår kilometer høyspent direkte i distribusjonsnettm modellen, mens oppgavene i regionalnettm modellen er vektete verdier for hver linjetype. I dag rapporterer selskapene også inn hvor mange kilometer høyspent de har av luftlinjer, jord- og sjøkabler i distribusjonsnettet. Det gjør det mulig å skape en felles oppgave for både distribusjons- og regionalnettet. Vi vekter derfor antall kilometer høyspentledning fra distribusjonsnett inn i hver av oppgavene i regionalnettm modellen. I tillegg legger vi til antall abonnenter fra distribusjonsnettm modellen som en egen oppgave. Det er ikke knyttet noen sluttbrukere direkte til regionalnettet og denne oppgaven vil derfor ikke påvirke selskapenes prestasjoner i regionalnettvirksomheten. Den siste oppgaven i den slanke modellen er en total grensesnittoppgave. Vi bruker samme tankegang som i oppgavene med kilometer høyspent og vekter inn antall nettstasjoner i oppgaven for vektet grensesnitt fra regionalnettm modellen. Oppgavene i den slanke modell blir med det:

- Antall abonnenter
- Vektet verdi av luftlinjer inkludert merking av luft hinder og kilometer høyspentnett
- Vektet verdi av jordkabler og kilometer høyspentnett
- Vektet verdi av sjøkabler og kilometer høyspentnett
- Vektet verdi av transformatorer, nettstasjoner, brytere og kompenseringssystemer

Antall abonnenter er alle målt i volum og styres hovedsakelig av demografiske forhold som for eksempel inn- og utflyttingsrate. Dette er en tilnærmet eksogen variabel, noe som er ønskelig. Resterende variabler i distribusjonsnettetsmodellen og samtlige variabler i regionalnettmodellen er delvis endogene. Det skyldes at selskapene til en viss grad kan styre investeringsnivået i hver av disse oppgavene selv. Som vi forklarte i teorien skal man kun bruke endogene variabler i mangel på gode eksogene. Ettersom dette er tilfellet ender vi opp med fire endogene variabler. En videre diskusjon rundt en ny eksogen variabel kommer senere i kapitlet.

4.5.2 Nytt vekstsystem for høyspentnett og nettstasjoner

NVE har publisert et vekstsystem for å konvertere kilometer høyspentnett og nettstasjoner til kroneverdier i regionalnettet, slik at de kan benyttes i modellen for benchmarking (Kordahl, et al., 2014). Det finnes per dags dato ikke et tilsvarende vekstsystem for distribusjonsnettet, ettersom det ikke er noen vektete oppgaver i denne modellen. Vi har derfor vært nødt til å utarbeide et sett med egne vekter, som vi vil bruke til å vekte selskapenes historiske kapital inn i den slanke modellen.

I vekstsystemet for regionalnettet er hver vekt satt sammen av en kapitalkomponent og en drifts- og vedlikeholdskomponent (Kordahl, et al., 2014). Kapitalkomponenten skal reflektere investeringskostnadene knyttet til å bygge en ny stasjon eller en kilometer ledning. Drift- og vedlikeholdskostnaden skal reflektere den daglige driften og er basert på en skjønnsmessig vurdering fra NVE i samråd med enkelte av nettselskapene. Den endelige drift- og vedlikeholdskostnaden inneholder også en overheadkostnad som skal ta høyde for administrasjonskostnader, IT og andre indirekte kostnader knyttet til driften av nettene. NVE mener at de indirekte kostnadene er like høye som drift- og vedlikeholdskostnadene, og har lagt på en flat overhead-sats på 100 % over alle drift- og vedlikeholdskostnadene i dagens system (Kordahl, et al., 2014).

Når vi utarbeidet våre vekter fulgte vi samme tilnærming som NVE bruker på sine vekter. Vi Det finnes mange ulike former for kabler og linjer innenfor høyspentnett og disse klassifiseres forskjellig i vekstsystemet etter egenskaper som tverrsnitt, spenning og materiale for å reflektere kostnadene så presist som mulig. Det samme gjelder nettstasjoner hvor

investeringskostnadene varierer stort avhengig av størrelse og installert effekt. Den store variasjonen i de forskjellige oppgavevariablene gjør at vektene kan beregnes på mange ulike måter. I samråd med referansegruppen har vi kommet frem til et vektsystem som skal forklare det historiske kostnadsnivået i bransjen best mulig. Vi har verken hatt tilstrekkelig data eller kapasitet til å skille selskapenes høyspentlinjer på detaljnivå. Vi har derfor benyttet gjennomsnittsvokter for å vekte selskapenes historiske kapital inn i den slanke modellen. Vi har utformet vektsystemet ved å finne de vanligste typene av luftlinjer, jordkabler, sjøkabler og nettstasjoner fra distribusjonsnettet og benyttet tilhørende vokter fra vektsystemet til regionalnettet. I samråd med referansegruppen har vi justert både kapitalvektene og drift- og vedlikeholdsvektene, slik at de skal gjenspeile kostnadsnivået i distribusjonsnettet, som ligger noe lavere enn i regionalnettet. Videre har vi lagt på en 100 % overheadkostnad på alle drift- og vedlikeholdsvekter, slik at den endelige drift- og vedlikeholdsvekten er likt fordelt mellom administrasjonskostnader og drift- og vedlikeholdskostnader. Vi har valgt å følge samme tankegang som NVE for å skape konsistens mellom nettnivåene. Dette er en antagelse regulator ikke vil behøve ved en eventuell overgang til en felles reguleringsmodell ettersom selskapene vil kunne klassifisere fremtidige investeringer riktig i et fullstendig vektsystem. Selskapene vil kunne legge inn linjene fra hvert investeringsprosjekt på samme måte som de gjør i regionalnettet i dag. Bruk av gjennomsnittsvektene vil derfor ikke være nødvendig.

Luftlinjer:

Den klart mest brukte formen for luftlinjer er 24 kV med 50 millimeter tverrsnitt. På første rad i tabell 4-7 er den opprinnelige vekten for disse luftlinjene som er hentet fra dagens vektsystem (NVE, 2016d). Med datagrunnlaget vårt har vi i samråd med referansegruppen kommet frem til en vekt for luftlinjer som kan brukes for de samme linjene i distribusjonsnettet. Den gjennomsnittlige kapitalkostnaden i vår vekt er 704.800 kroner per kilometer luftlinje. Videre har vi brukt en gjennomsnittlig drifts- og vedlikeholdskostnad på 12.000 kroner per kilometer som inkludert overheadkostnader blir 24.000 kroner. Dette resulterer i en totalvekt på 59.600 kroner som er noe lavere enn det NVE opererer med i regionalnettet i dag.

	kV	Tverrsnitt	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Totalvekt
Dagens vekt	24	50	690,0	34,9	27,8	62,6
Vår vekt	24	50	704,8	35,6	24,0	59,6

Tabell 4-6: Kostnadsvekt for luftlinjer (i tusen kroner) (NVE, 2016d)

Jordkabel:

Vi følger den samme tankegangen som for luftlinjer. Den mest brukte sjøkabelen fører 24 kV og har 240mm tverrsnitt, men investeringskostnadene i jordkabler har i følge referansegruppen gått noe ned de siste årene. På bakgrunn av det har vi redusert nyverdien til 780.000 kroner noe referansegruppen mener gir et godt bilde av dagens kostnadsnivå. Videre har vi brukt en drift- og vedlikeholdskostnadene på 5 000 kroner per kilometer, inkludert overhead, i vår modell. Det er betydelig lavere enn hva NVE bruker i modellen for regionalnett. Det er fordi referansegruppen mener at disse kostnadene har falt betydelig den siste tiden. Totalvekten blir da 44.400 kroner, som vist i tabell 4-8.

	kV	Tverrsnitt	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Totalvekt
Dagens vekt	24	240	825	41,7	12	53,7
Vår vekt	24	240	780	39,4	5	44,4

Tabell 4-7: Kostnadsvekt for jordkabler (i tusen kroner) (NVE, 2016d)

Sjøkabler:

Det er større variasjoner i investeringskostnader i sjøkabler enn det er i de to foregående oppgavene og referansegruppen har heller ikke mye sjøkabler i sine nett i dag. De hadde derfor ikke et like godt grunnlag for å si noe om bransjes gjennomsnittskostnad for denne oppgaven. Vi har derfor brukt den vanligste varianten for sjøkabler som fører 24 kV med tverrsnitt på 120 millimeter. Den reflekterer også gjennomsnittskostnadene til referansegruppen greit. Totalvekten for sjøkabler blir med det 118.400 kroner som vist i tabell 4-9.

	kV	tverrsnitt	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Totalvekt
Dagens vekt	24	120	2106	106,40	12	118,4

Tabell 4-8: Kostnadsvekt for sjøkabler (i tusen kroner) (NVE, 2016d)

Nettstasjoner:

Investeringskostnadene i nettstasjoner varierer stort mellom nettnivåene, ettersom stasjonene er svært forskjellige både når det kommer til kapasitet og kompleksitet. Vektene som ligger inne i dagens vektsystem for regionalnett vil derfor ikke være representative for nettstasjonene i distribusjonsnettet. Grunnen er at nettstasjonene i regionalnettet generelt sett er mye større og dimensjonert for å føre mye mer elektrisitet enn nettstasjonene i distribusjonsnettet. Vi har derfor tatt utgangspunkt i data fra referansegruppen og funnet ut at en gjennomsnittlig nyinvestering for en nettstasjon i distribusjonsnettet ligger på cirka 300.000 kroner. Drifts- og vedlikeholdskostnader knyttet til distribusjonsnettet er også generelt sett lavere og et gjennomsnitt inkludert overhead ligger på rundt 5.000 kroner per stasjon årlig. På bakgrunn av dette får vi en totalvekt for nettstasjoner på 20.200 kroner som vist i tabell 4-10.

	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Totalvekt
Nettstasjon	300	15,2	5	20,2

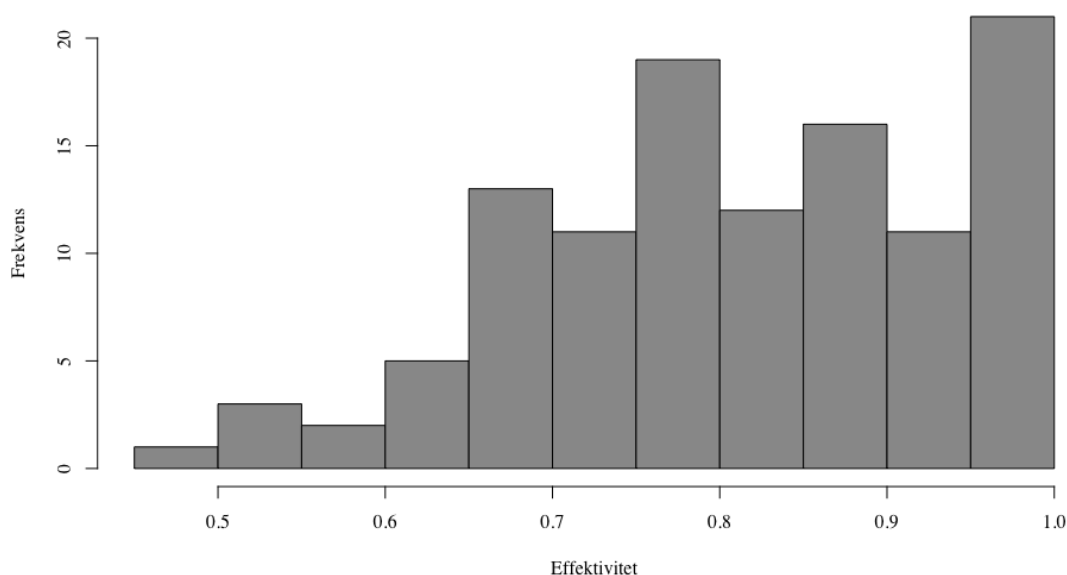
Tabell 4-9: Kostnadsvekt for nettstasjoner (i tusen kroner)

Her er det verdt å merke seg at kostnadene knyttet til en nettstasjon varierer stort mellom tettbebygde strøk og områder med høy etterspørselsspredning. Nettstasjoner i store byer er

jevnt over er dyrere og selskaper som opererer her vil derfor komme dårlig ut av en gjennomsnittsvekt. Selskaper som opererer der bebyggelsen er spredt kommer således godt ut. Fullstendig oversikt over vektene vi har utarbeidet er vedlagt i vedlegg 10.5.

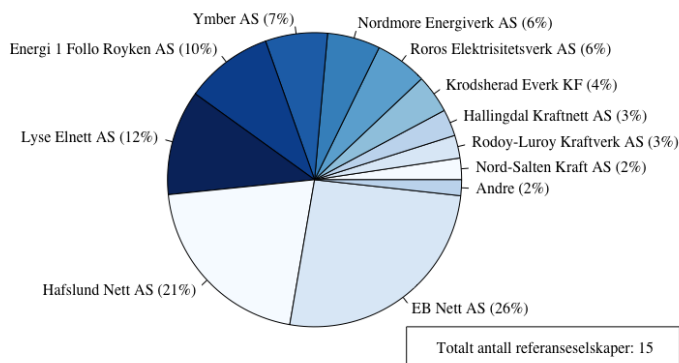
4.5.3 Resultater fra den slanke modellen

I likhet med samlet modell har vi i den slanke modellen heller ikke gjort noen endringer i rammevilkårsvariablene. Trinn tre forblir også uendret da dette bare er en kalibrering slik at bransjen får tilbakeført sitt totale kostnadsgrunnlag i form av tillatt inntekt. I figur 4-9 ser vi effektivitetsfordelingen etter trinn 1 i den slanke modellen. Vi observerer at mange selskaper får en høy effektivitet.



Figur 4-9: Effektivitet i slank modell

I den slanke modellen oppnår bransjen en gjennomsnittlig effektivitet på 92,41 %. Dette er overraskende høyt når vi bare benytter oss av 5 oppgavevariabler. Videre får vi totalt 15 referanseselskaper i den slanke modellen. Andre selskaper i figur 4-10 består av 4 selskaper som bidrar med mindre enn 1 % av bransjens totale kostnadsnorm. Disse selskapene er Jæren Everk Kommunalt foretak i Hå, Aktieselskabet Saundefaldene, Hallingdal Kraftnett AS og Askøy Energi AS.



Figur 4-10: Referanseselskaper i slank modell

Når vi kjørte DEA-analysen med samtlige selskaper som kan evalueres, endte vi opp med 7 referanseselskaper. Av disse var det flere som ikke fikk lov til å danne front. Når disse ble tatt ut ble gjennomsnittseffektiviteten i modellen høyere og vi fikk flere referanseselskaper. Flere av selskapene som ble fjernet hadde ekstremt gode resultater i DEA-analysen. Ved å fjerne disse ble produksjonsmulighetsområdet mindre og selskapenes relative prestasjon ble dermed bedre. Effektiviteten til selskapene i referansegruppen er vist i tabell 4-11 og en fullstendig oversikt over effektivitetsscorene i den slanke modellen er vist i vedlegg 10.6.

Selskap	Trinn 1	Trinn 2	Trinn 3
Skagerak Nett AS	95,85 %	100,53 %	107,51 %
Nordlandsnett AS	95,23 %	97,94 %	105,44 %
BKK Nett AS	85,63 %	91,81 %	99,88 %

Tabell 4-10: Effektivitet i slank modell

Sensitivitetsanalyse av gjennomsnittsvektene:

Ettersom det er knyttet noe usikkerhet til vektene vi bruker i den slanke modellen, har vi gjennomført en sensitivitetsanalyse av dem. Analysen viste at en endring i vektene gjorde marginale utslag i effektivitet både til Nordlandsnett og til gjennomsnittet av bransjen.

Videre varierer vektene i vektsystemet til regionalnettmodellen som NVE benytter i dag en god del fra vårt vektsystem. Vi har derfor valgt å se hvilke utslag en vektendringer på +/- 20 % vil ha på effektiviteten i bransjen. Utslagene fra vektene kommer i trinn 1 siden det er der forholdet mellom kostnader og produksjon beregnes. Alle effektivitetsallene i tabell 4-12 er derfor hentet fra trinn 1 i modellen. *Dagens effektivitet* er den kostnadsvektede gjennomsnittseffektiviteten til bransjen når vi benytter gjennomsnittsvektene. Tabellen viser hva gjennomsnittseffektiviteten ville vært dersom vi hadde brukt en annen vekt, samt nettoendringen.

	Sjøkabel	Luftlinje	Jordkabel	Nettstasjon
Endring	0,08 %	-0,14 %	-0,23 %	-0,26 %
+20 %	92,49 %	92,28 %	92,18 %	92,15 %
Endring	-0,01 %	0,02 %	-0,16 %	-0,09 %
+10 %	92,40 %	92,43 %	92,25 %	92,32 %
Dagens effektivitet	92,41 %	92,41 %	92,41 %	92,41 %
-10 %	92,37 %	92,64 %	92,87 %	92,52 %
Endring	-0,04 %	0,23 %	0,46 %	0,11 %
-20 %	91,75 %	93,06 %	92,59 %	92,82 %
Endring	-0,66 %	0,65 %	0,18 %	0,41 %

Tabell 4-11: Sensitivitetsanalyse av bransjen

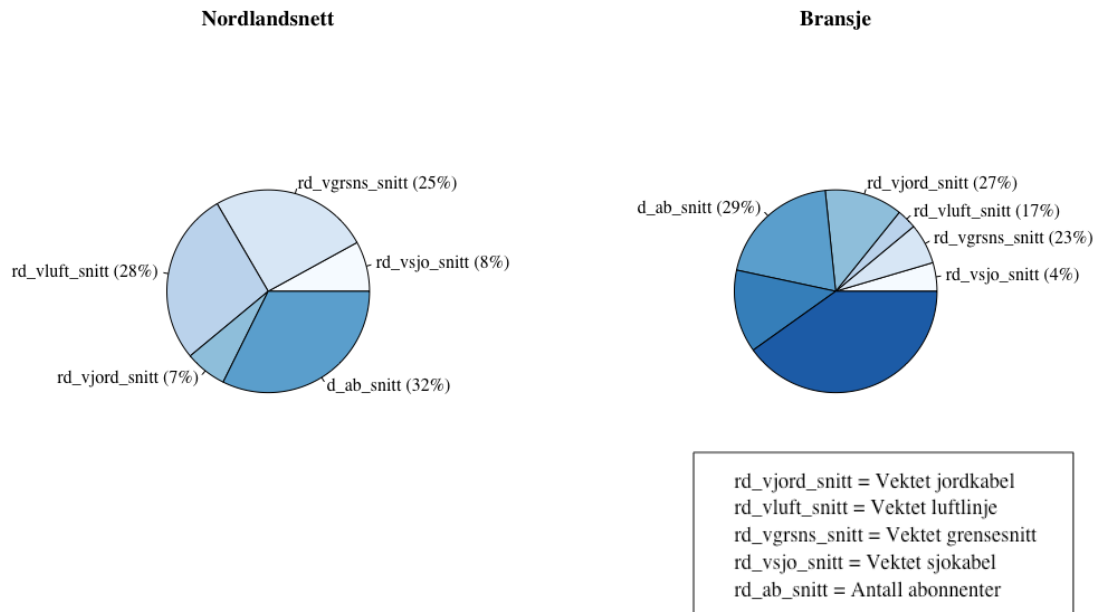
Vi ser av tabell 4-12 at den gjennomsnittlige effektiviteten i bransjen reduseres ved en økning i vekten til nettstasjoner og jordkabler, mens den øker ved en reduksjon av de samme vektene. For sjøkabler og luftlinjer er det ikke like klare trender i hvordan endringer i deres respektive vektorer vil slå ut på bransjeeffektiviteten. For sjøkabler ser vi at gjennomsnittseffektiviteten vil øke hvis vekten blir satt 20 % høyere, mens den reduseres ved en økning på 10 %. Vekten for luftlinjer er motsatt der gjennomsnittseffektiviteten vil reduseres ved en økning på 20 %, mens den vil øke ved en økning på 10 %. Disse effektene kan virke litt merkelige ved første øyeblikk, men den kan komme av hvordan referanseselskapene påvirkes av de ulike justeringene i vektene. De negative trendene er klarere der en reduksjon i vekten til sjøkabler vil redusere

gjennomsnittseffektiviteten, mens en reduksjon i vekten til luftlinjer vil øke gjennomsnittseffektiviteten. Videre har vi gjort det samme for Nordlandsnett.

	Sjøkabel	Luftlinje	Jordkabel	Nettstasjon
Endring	-0,49 %	-0,29 %	0,06 %	-0,17 %
20 %	94,75 %	94,94 %	95,30 %	95,07 %
Endring	-0,25 %	-0,16 %	0,03 %	-0,08 %
10 %	94,98 %	95,08 %	95,27 %	95,16 %
Dagens effektivitet	95,23 %	95,23 %	95,23 %	95,23 %
-10 %	95,18 %	95,40 %	95,20 %	95,30 %
Endring	-0,06 %	0,17 %	-0,03 %	0,07 %
-20 %	94,80 %	95,56 %	95,16 %	95,37 %
Endring	-0,44 %	0,33 %	-0,07 %	0,13 %

Tabell 4-12: Sensitivitetsanalyse av effektivitetsmålingene for Nordlandsnett

Tabell 4-13 viser at Nordlandsnett vil komme dårligere ut både hvis vekten til sjøkabel økes og reduseres. Det kan tyde på at vekten vi bruker for sjøkabel er nært optimal for akkurat dette selskapet. Det kan være flere grunner til det. Blant annet kan det påvirke referanseselskapene Nordlandsnett måles mot på en slik måte at de kommer mer gunstig ut relativt sett. Videre ser vi at vekten til jordkabel påvirker effektiviteten til Nordlandsnett i liten grad og vil oppnå en økning i 0,06 % ved en økning av vekten på 20 %, samt en reduksjon på 0,07 % ved en reduksjon i vekten på 20 %. Til slutt ser vi at effektiviteten reduseres om man øker vekten til luftlinjer og nettstasjoner, mens den øker ved en reduksjon i de samme vektene. Alt i alt tyder resultatene fra sensitivitetsanalysene på at resultatene fra investeringsanalysen kan gi gode svar på hvordan modellen vil fungere ettersom effektiviteten til Nordlandsnett ikke får store utslag ved en endring av vektene. Heller ikke den gjennomsnittlige bransjeeffektiviteten endres stort ved en endring i vektene hvor bransjeeffektiviteten varierer innenfor 0,7 prosentpoeng ved en endring i vektene på 20 %. Det tyder på at analysen av Nordlandsnett ikke er sensitiv i forhold til endringer i vektene.



Figur 4-11: Bidrag fra hver oppgave i slank modell

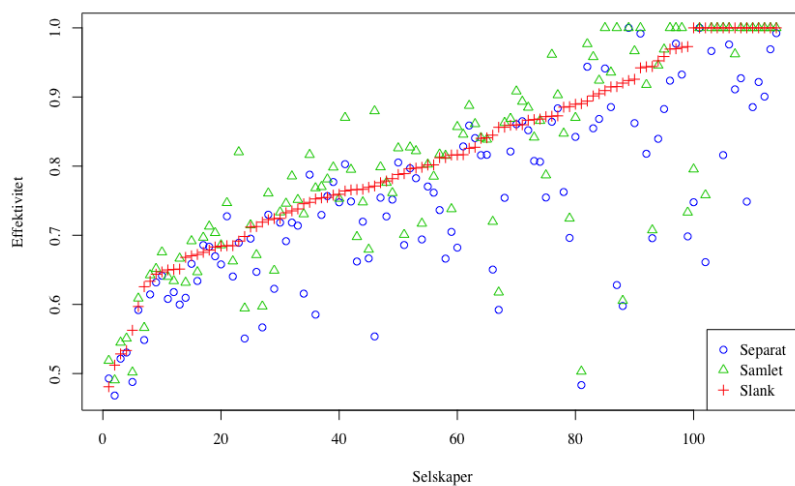
I figur 4-11 ser vi bidragene fra hver oppgave i Nordlandsnett og for snittet av bransjen. Her er alle oppgavene er inkludert i figuren, noe som betyr at Nordlandsnett ikke har slakk i noen av oppgavene i den slanke modellen. Som vi ser er det antall abonnenter som bidrar til den største andelen av den totale tillatte inntekten til Nordlandsnett, noe som også er tilfellet for snittet av bransjen. Videre ser vi at vektet jordkabel og vektet sjøkabel bidrar med relativt lite i Nordlandsnett, sammenlignet med de resterende oppgavene. Fordelingen mellom oppgavene er likevel jevnere fordelt enn i samlet modell der to av oppgavene bidro med hele 79 % av Nordlandsnett sin tillatte inntekt. Den slanke modellen fremstår også mer balansert med tanke på at ingen av oppgavene har slakk. Det gjør at Nordlandsnett vil oppnå en økt tillatt inntekt uavhengig av hvilken oppgave de øker, noe som reduserer insentivene for skjevinvestering.

4.6 Sammenligning av modellalternativene

Vi så i presentasjonene av modellene at den slanke modellen hadde færre referanseselskap enn samlet modell, men flere enn dagens modell. Videre var bransjens gjennomsnittlige effektivitet etter trinn 1 nesten lik i de to fellesmodellene. Grunnen til at forskjellene ikke var større er at oppgavevariablene i de forskjellige modellene har forskjellige egenskaper.

I både dagens- og samlet modell så vi at Nordlandsnett hadde slakk i flere av oppgavene. Det resulterte i at det var store avvik i fordelingen av bidraget til tillatt innekt mellom Nordlandsnett og gjennomsnittet av bransjen. I den slanke modellen var fordelingen derimot mye jevnere, med unntak av jordkabler som utgjorde 20 % mer av det gjennomsnittlige bidraget til bransjen enn hva det gjorde for Nordlandsnett. Det kan ha sin naturlige forklaring i at Nordlandsnett opererer i et kystklima og har flere kilometer sjøkabler enn bransjesnittet.

I figur 4-12 ser vi effektiviteten til selskapene etter trinn 1 i de tre modellvariantene. Figuren viser at noen selskaper oppnår store avvik i effektivitet mellom modellvariantene. Her ser vi igjen at selskapene tenderer til å oppnå en lavere effektivitet i dagens modell enn de to sammenslåtte modellvariantene, med noen få unntak. Dette illustrerer igjen at effektivitetsfordelingen i samlet og slank modell forskyver seg mot 100% og at de har en høyere gjennomsnittseffektivitet. Noen større avvik fra den slanke modellen til de to andre modellene er å forvente på grunn av usikkerheten i vektsystemet og de nye egenskapene til oppgavene. I sensitivitetsanalysen så vi at en endring av vektene hverken vil ha store utslag på effektiviteten til Nordlandsnett eller til gjennomsnittet av bransjen. Det utelukker likevel ikke muligheten for at det kan være større individuelle forskjeller for noen av selskapene.



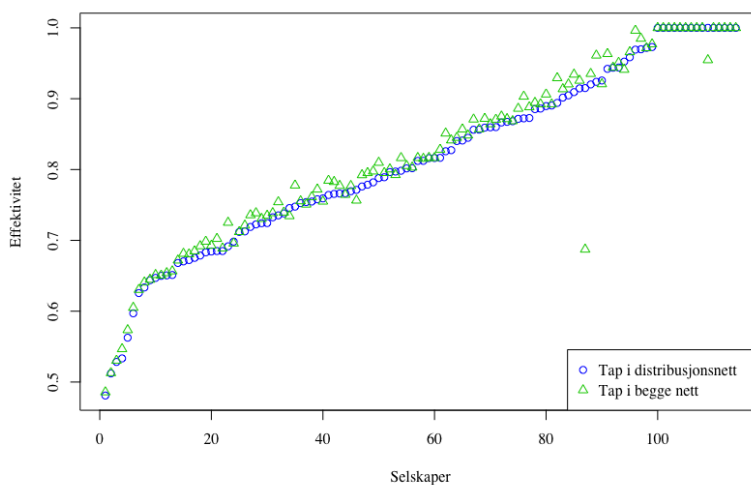
Figur 4-12: Sammenligning av modellalternativene etter trinn 1

Figuren viser også at det er store forskjeller mellom dagens og samlet modell. Det indikerer at selskapene kan komme til å oppleve store endringer i tillatt inntekt ved en overgang til en

felles reguleringsmodell. Dette er en uheldig effekt som regulator må ta høyde for ved en eventuell sammenslåing. Tillatt inntekt blir bestemt ut fra kalibreringen i trinn 3, så vi kan derfor ikke konkludere basert på denne figuren alene.

4.6.1 Analyse av nettap i regionalnett

Som nevnt i avsnitt 4.3.2 er nettap i regionalnett og hvordan det skal behandles i reguleringen et omdiskutert tema. Hovedproblemet i dag er at store deler av nettapet som oppstår i regionalnettet er utenfor selskapenes kontroll og det vil derav virke urimelig at de belastes for dette. Vi ønsket likevel å se resultatet av å inkludere nettap i regionalnettet. I figur 4-13 ser vi forskjellen i selskapenes effektivitet med og uten nettap i den slanke modellen. Selskapet som skiller seg mest ut ved å inkludere nettap fra regionalnett er Opplandskraft DA som får redusert effektiviteten med over 20 % etter trinn 1. Det er verdt å merke seg at Opplandskraft DA er et produksjonsselskap som kun opererer i regionalnettet.



Figur 4-13: Endring i effektivitet ved å utelate nettap

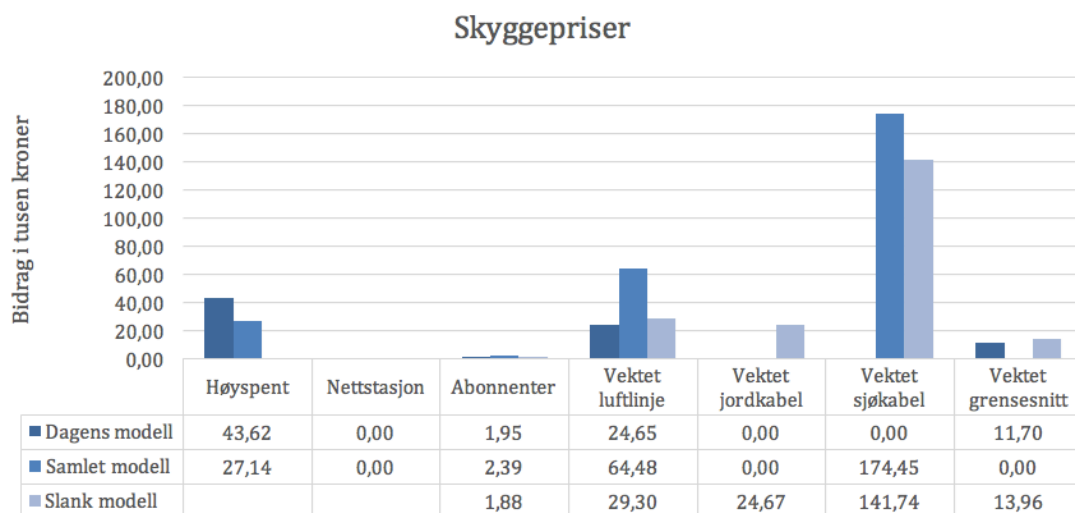
Ettersom resten av bransjen ikke påvirkes i stor grad og bransjens gjennomsnittlige effektivitet kun reduseres med 0,1 % ved å inkludere nettap fra regionalnett, kan det virke fornuftig å inkludere denne kostnaden i modellen så fort den lar seg måle presist. NVE har tidligere vurdert å inkludere en oppgavevariabel for transportert effekt i regionalnettet (Grammeltvedt, et al., 2006). Svakheten til dette forslaget er at variabelen ikke tok hensyn til transportavstanden eller at flyten varierer over året. Et mulig forslag til en alternativ eksogen

oppgavevariabel i en felles modell kan være å lage en oppgave basert på MW-mile-metoden (Pan, et al., 2000). Filosofien bak den opprinnelige MW-mile-metoden er å måle den totale effekten i mega watt hver linje fører og multiplisere med linjens lengde. En av utfordringene i denne metoden er å finne en effektiv og presis måte å måle flyten i hver linje. Det er per dags dato ikke tilgjengelig data for å beregne denne variabelen i Norge. Dette kan imidlertid løses ved å installere smartmålere i nettet. En smartmåler rapporterer kontinuerlig og automatisk kundenes strømforbruk og det er satt et mål om at alle abonnenter skal ha installert disse innen 2019 (Teknisk ukeblad, 2015). Med disse på plass vil en MW-mile-variabel kunne unngå at noen selskaper straffes for nettap utenfor deres kontroll. Når man tar hensyn til både avstand og mengde strøm som føres i nettene, med målepunkter i hver ende av linjen, kan man knytte tapet til linjen det oppstod. En lignende variabel brukes blant annet når transportselskaper evalueres etter ”antall personkilometer” (Stortinget, 2002).

En av hovedoppgavene til NVE er å sikre samfunnsøkonomisk rasjonell drift i bransjen og nettap vil være en kostnad for samfunnet uavhengig av hvilket nettnivå det oppstår i. Nettap gir ikke store utslag på Norges totale CO₂-utslipp, da store deler av elektrisiteten kommer fra fornybar energi. Å rette fokus på reduksjon av nettap i reguleringsmodellen vil likevel sende signaler til resten av verden.

4.6.2 Skyggepriser i Nordlandsnett

Noe av det som påvirker lønnsomheten til investeringer i reguleringsmodellen mest er oppgavenes skyggepriser. I denne sammenheng vil det si hvor stort bidrag et selskap får for å øke en av oppgavene med én enhet. I figur 4-14 ser vi skyggeprisene til Nordlandsnett fra de ulike modellvariantene.



Figur 4-14: Skyggepriser i Nordlandsnett

Skyggeprisene til oppgavene fra regionalnettmodellen er multiplisert med gjennomsnittsvektene vi presenterte i kapittel 4.5.2. Det har vi gjort for at skyggeprisene til oppgavene fra regionalnettet skal være sammenlignbare med skyggeprisene til oppgavene fra distribusjonsnettet. Vi kan da sammenligne inntektsendringen av én enhet ekstra i begge nettnivåene. Figuren viser hvor mye bidraget fra en investering kan variere avhengig av hvilket nettnivå Nordlandsnett investerer i. Der Nordlandsnett har null i skyggepris vil ikke en økning av oppgaven gi inntektskompensasjon. Skyggeprisene endres dersom man endrer mengden og sammensetningen av oppgaver, noe som gjør at skyggeprisen kun vil være null innenfor visse intervaller. I praksis vil det si at hvis Nordlandsnett hadde investert i én kilometer jordkabel i regionalnettet med dagens regulering, hadde de ikke fått ekstra bidrag. Hadde de derimot lagt investeringen i distribusjonsnettet ville de oppnådd et bidrag på 43 620 kroner årlig. Man kan likevel ikke si noe om den neste kilometeren.

4.6.3 Endring i tillatt inntekt mellom modellvariantene

Til nå har vi sett hvordan de ulike modellvariantene slår ut på selskapenes effektivitet. I tabell 4-14 ser vi endringene i tillatt inntekt i de ulike trinnene for selskapene i Elbench. Det er gjort ved å ta differansen mellom tillatt inntekt i den respektive modellen og dagens modell i hvert trinn. På den måten ser man hvor mye mer- eller mindreinntekt hvert selskap ville fått bevilget dersom bransjen hadde blitt regulert av de to modellvariantene. Fullstendig oversikt over selskapenes tillatte inntekter i de respektive modellene er vedlagt i vedlegg 10.3, 10.4 og 10.6.

Samlet modell	Nordlandsnett	Skagerak	BKK	Lyse	Eidsiva	Hafslund	Helgelandskraft
Trinn 1	13 091	45 035	67 161	41 492	55 540	122 859	9 292
Trinn 2	4 078	3 947	42 485	9 574	-35 175	45 998	12 398
Trinn 3	-13 591	-52 197	-69 829	-45 904	-67 025	-154 153	-23 348
Samlet endring i tillatt inntekt	3 578	-3 214	39 817	5 162	-46 660	14 704	-1 659

Slank modell	Nordlandsnett	Skagerak	BKK	Lyse	Eidsiva	Hafslund	Helgelandskraft
Trinn 1	13 889	39 594	63 132	41 492	25 187	122 859	5 633
Trinn 2	9 359	2 461	25 736	9 574	23 468	45 998	2 896
Trinn 3	-13 487	-51 789	-69 270	-45 555	-66 542	-152 921	-23 161
Samlet endring i tillatt inntekt	9 760	-9 734	19 598	5 511	-17 888	15 936	-14 632

Tabell 4-13: Differanse i tillatt inntekt mellom modellvariantene (i tusen kroner)

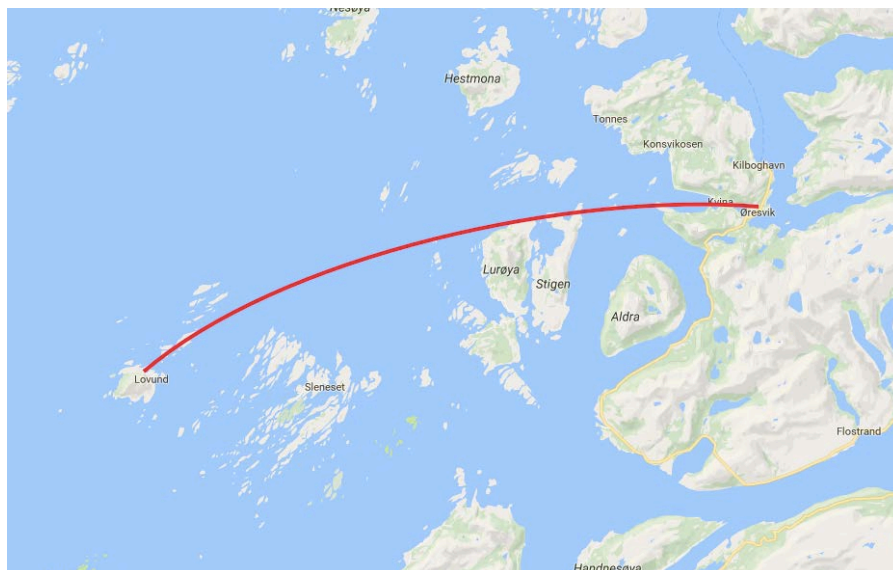
Vi ser at at samtlige selskaper får en betydelig økning i tillatt inntekt i trinn 1. Det kommer av at de oppnår en høyere effektivitet i samlet modell og slank modell, som vi så under avsnittene til hver av modellalternativene. Videre blir også samtlige selskaper trukket ned i trinn 3. Det kommer av at når bransjens gjennomsnittseffektivitet øker er det mindre kroner som deles ut i kalibreringen.

5. Analyse av investeringsinsentiver

I dette kapitlet skal vi ta for oss to investeringsprosjekter som er utviklet av Nordlandsnett. Prosjektene er basert på faktiske data fra Nordlandsnett for å gjøre analysen så virkelighetsnær som mulig. Ved å implementere prosjektene i Nordlandsnett skal vi analysere hvordan endringene i de ulike modellvariantene slår ut på lønnsomheten. Avslutningsvis skal vi se på hvordan prosjektene vil fremstå i de resterende selskapene i Elbench og sammenligne resultatene med de vi fant i analysen av Nordlandsnett.

5.1 Presentasjon av investeringsprosjektene

Investeringsprosjektene omfatter å styrke forsyningssikkerheten ut til øyen Lovund utenfor Øresvik. Lovund befinner seg i dag innenfor det eksisterende forsyningsområdet til Nordlandsnett. Det betyr at investeringen blir betraktet som et reinvesteringsprosjekt. Et reinvesteringsprosjekt er definert ved at antall abonnenter forblir uendret etter investeringen. Hovedformålet med prosjektet er dermed å heve kvaliteten på strømforsyningen ut til øyen og redusere faren for ukontrollerte strømbrudd. Det vil dermed resultere i at Nordlandsnett oppnår en reduksjon i sine KILE-kostnader. For å kunne gjennomføre prosjektet må det bygges ut en helt ny forbindelse fra nærmeste trafostasjon. Det er som illustrert i figur 5-1 40 kilometer fra nærmeste trafostasjon og ut til øyen. Ettersom Lovsund er en øy er store deler av prosjektet bestående av sjøkabler. Her kan Nordlandsnett velge mellom to alternativer, et som fører 22 kV og et annet som fører 36 kV.



Figur 5-1: Prosjektområdet

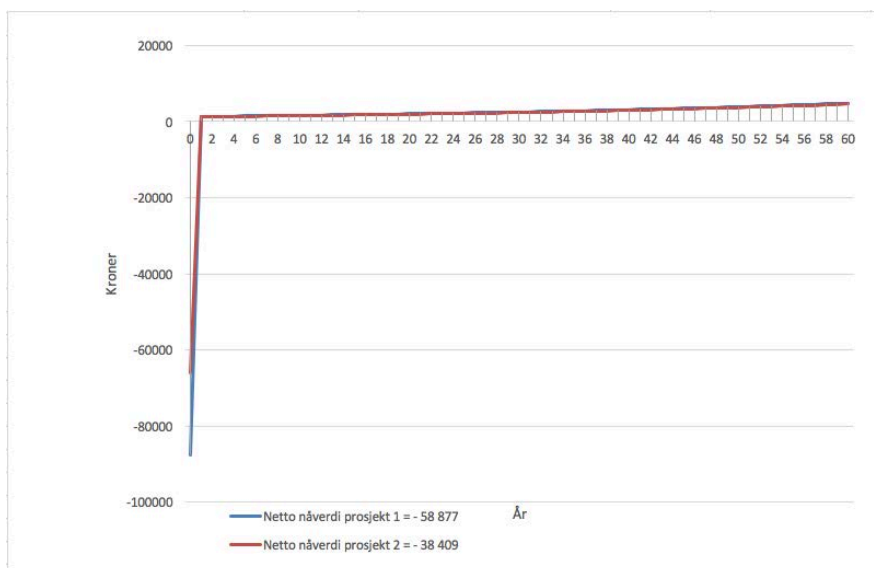
Dette er interessant i forhold til vår problemstilling fordi et anlegg på 22 kV vil bli regulert som et distribusjonsnett, mens et anlegg på 36 kV vil reguleres som et regionalnett. Faktorer som for eksempel skyggepriser gjør at Nordlandsnett kan oppnå ulik tillatt inntekt avhengig av hvilket spenningsnivå de velger i det nye nettet. Dette er en sentral problematikk i diskusjonen om hvorvidt det skal utvikles en ny felles reguleringsmodell. For Nordlandsnett er det utelukkende lønnsomhet som avgjør hvilket prosjekt de velger. Med det menes at prosjektalternativene vil dekke akkurat det samme behovet uavhengig av hvilket spenningsnivå de velger. Dette er en svakhet ved separat regulering, da lønnsomheten kan variere stort avhengig av ulike forhold i de respektive modellene.

		Prosjekt 1 (D-nett)	Prosjekt 2 (R-nett)
Investeringsutgift		87 718 tkr	65 936 tkr
Økonomisk levetid		35 år	35 år
Teknisk levetid		60 år	60 år
Kostnader D	Nett-tap	-1100 MWh	-830 MWh
	KILE	-1130 tkr	-1100 tkr
	D & V		-100 tkr
Kostnader R	D & V		+100 tkr
Oppgaver	Luftlinjer	+2 km	+2 km
	Sjøkabler	+38 km	+38 km
	Nettstasjoner	+1 stk	+1 stk
Rammevilkår	Sjøkabler	+38 km	
	Luftlinjer	+2 km	

Tabell 5-1: Presentasjon av prosjektene

Tabell 5-1 viser en oversikt over de to prosjektene vi skal analysere. I dag er det store sprik mellom teknisk og økonomisk levetid for høyspentlinjer. Normalt sett avskrives investeringsprosjekter over 30-35 år, mens referansegruppen regner med at linjene vil holde i et sted mellom 50 og 100 år avhengig av om det er luftlinjer, jord- eller sjøkabler. Nordlandsnett har i dette prosjektet anslått at sjøkablene har en teknisk levetid på 60 år, mens regnskapsmessig avskrivningstid er 35 år. Det vil si at i de 25 siste årene av den tekniske levetiden vil kabelen være fullstendig avskrevet. Det betyr at de vil oppnå en positiv kontantstrøm som følge av at kostnadene er reduserte, mens oppgavene forblir de samme ut den tekniske levetiden.

Prosjektet 1 har en investeringsutgift på nesten 88 millioner kroner, mens prosjektet 2 har en investeringsutgift på nesten 66 millioner kroner. Videre ser vi at prosjekt 1 vil redusere kostnadene noe mer enn prosjekt 2, samtidig som de får en økning i rammevilkår. Det er flere faktorer som avgjør lønnsomheten av en investering, men det vil likevel være interessant å se om prosjektene er sammenlignbare basert på kostnader.



Figur 5-2: Kontantstrøm til prosjektkostnadene (i tusen kroner)

I figur 5-2 har vi beregnet nåverdien av kostnadene tilhørende hvert prosjekt. Med det menes at vi har utelatt effekten av endringene i oppgaver og rammevilkår. Begge prosjektene får negativ nåverdi, men prosjekt 1 kommer omlag 20 millioner dårligere ut enn prosjekt 2. Det betyr at prosjekt 1 bare klarer prosjektet bare å kompensere for 2 millioner av investeringskostnaden i kostnadsbesparelser. Prosjektene er således ikke helt sammenlignbare, men det er fortsatt interessant å se hvilke prosjekt som kommer best ut i de ulike modellvariantene.

Prosjektvekter	Verdi
Vekt for luftlinjer	80,7
Vekt for sjøkabler	153,2
Vekt for nettstasjoner	678,4

Tabell 5-2: Prosjektvekter (i tusen kroner)

Som vi drøftet under avsnitt 4.5.2 brukes gjennomsnittsvektene bare til å vekte selskapenes historiske kapital inn i den slanke modellen. For prosjektene har vi fått de faktiske vektene til hver kabeltype fra Nordlandsnett. Disse er listet opp i tabell 5-2. Prosjektvektene viser endringen Nordlandsnett vil oppnå i hver oppgave når de investerer i et av prosjektene. Vektene er basert på én enhet og vi må derfor multiplisere vekten for sjøkablene og luftlinjen

med de respektive kilometerne fra prosjektet. Nettstasjoner i regionalnettet er som beskrevet i avsnitt 4.6.2 mer kompliserte enn nettstasjonene i distribusjonsnettet. En mer detaljert oversikt over beregningen av stasjonsvariabelen finnes i vedlegg 10.5.

5.2 Forutsetninger for investeringsanalysen

I innledningen til kapittel 4 presenterte vi en del generelle forutsetninger som ligger til grunn for modellene. I investeringsanalysen må vi gjøre ytterligere forutsetninger for hvordan prosjektene implementeres i selskapet som investerer.

5.2.1 Inflasjon og kraftpris

Normalt sett vil man få samme nåverdi om man bruker reelle eller nominelle tall i en kontantstrøm. Kontantstrømmene i vår utredning blir derimot dannet på grunnlag av effektivitetstallene fra DEA-analysen, noe som gjør dette valget mer problematisk. DEA-analysen bruker kapitalkostnader basert på bokført kapital, noe som gjør at kostnadene overvurderes tidlig i levetiden og undervurderes mot slutten. Når kostnadsnormen kalibreres i trinn 3 kompenseres det for denne effekten. Bruker vi realverdier vil ikke bransjesnittet påvirkes, men ettersom selskapene har anlegg med forskjellig aldersprofil vil dette kunne ha en effekt på den tillatte inntekten til enkelte selskaper. På bakgrunn av dette benytter vi nominelle verdier gjennom hele analysen. For å sikre konsistens i tallene, inflasjonsjusterer vi både kapitalen og de resterende kostnadene med inflasjonsraten til NVE.

For å isolere effekten av investeringsprosjektene antar vi at alle de andre selskapene i bransjen reinvesterer i kapital sin, slik at den stiger med inflasjonen gjennom hele analyseperioden. For å sikre konsistens i datamaterialet inflasjonsjusterer vi også selskapenes kostnader med samme inflasjonsrate. Inflasjonen har variert noe historisk og det vil derfor være rimelig å anta at den vil variere noe over denne prosjektets levetid. Med en tidshorisont på 60 år vil det være vanskelig å si noe om hvordan denne utviklingen blir. Vi har derfor valgt å bruke inflasjonsraten til NVE gjennom hele levetiden i vår analyse. Referanserenten som er presentert i avsnitt 3.4 er nominell og benytter en inflasjon basert på et snitt av de to foregående og et estimat for de to kommende årene. Det foreligger ikke data for å kunne justere de bokførte verdiene til selskapene riktig med tilhørende inflasjonsrater da selskapene ikke

rapporterer aldersprofilen på tidligere investert kapital. Vi vil derfor bruke inflasjonsraten til NVE fra investeringsåret og justerer all kapital med 2,2 % årlig. Det vil si at hele bransjen holdes like over perioden og vil kun vokse med inflasjonen. På bakgrunn av dette bruker vi også en nominell rente i investeringsanalysen som ligger på 6,39 %. Videre holder vi også kraftprisen konstant. Kraftprisen varierer med markedet og avhenger av tilgang og etterspørsel på strøm som handles over børsen Nord Pool. Selv om kraftprisen fluktuerer noe holder den seg relativt konstant over tid (Nord Pool, 2016). Som vi så i avsnitt 4.7.1 har nettap liten påvirkning på selskapenes prestasjoner og ettersom kraftprisen kun inngår i beregningen av nettap vil den uansett ikke ha stor innvirkning på resultatene. Den vil også påvirke alle modellene likt ettersom de totale kostnadene i hver modell er de samme. Det gjør at kraftprisen heller ikke påvirker resultatene når investeringene sammenlignes på tvers av modellvariantene. Vi bruker kraftprisen for august 2016 i utredningen, som var 201,33 kroner per MWh (NVE, 2016d).

5.2.2 Implementering av prosjektene i selskapet som investerer

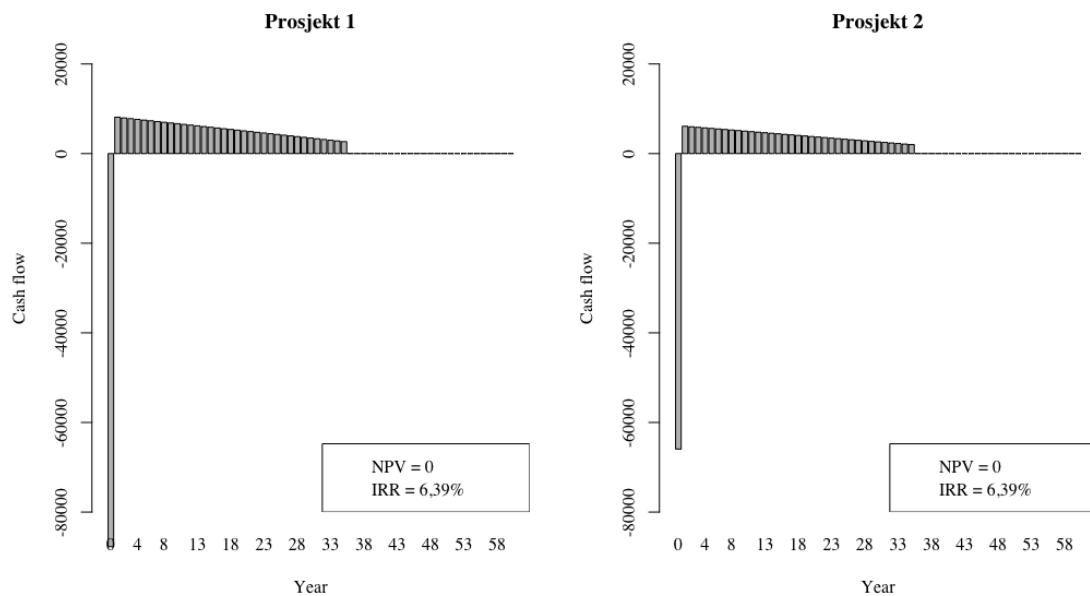
Investeringsprosjektene legges til i selskapet som investerer ved å endre kostnadene, oppgavene og rammevilkårsvariablene som er presentert i avsnitt 5.1. Investeringsprosjektet inneholder netto endringer i de respektive postene. Det gjør at vi kan legge tallene fra tabell 5-1 direkte inn i de eksisterende postene i datagrunnlaget. Da vil selskapet som investerer få en økt bokført kapital lik investeringsutlegget til prosjektet. Prosjektet avskrives over den økonomiske levetiden slik at alle selskapene i datasettet vil ha en bokført kapital lik dagens kapital justert for inflasjon etter 35 år. Ettersom selskapene kalibreres i trinn 3 av reguleringsmodellen vil effektivitetsscoren til selskapet som investerer og resten av bransjen variere over tid etter hvert som prosjektet avskrives. Det gjør at vi må beregne tillatt inntekt i hver periode for å komme frem til prosjektenes kontantstrømmer.

5.2.3 Periodisering og korrigerings av tidsetterslep

Formelen NVE bruker for å beregne tillatt inntekt presenterte vi i avsnitt 3.3. Vi bruker tilsvarende fremgangsmåte i vår oppgave bortsett fra det siste ledd der det korrigeres for tidsetterslep. NVE bruker utgående balanse når de beregner tillatt inntekt og de får derfor et tidsetterslep. Det gjør at selskapene er tjent med å investere så sent i året som mulig. Ved å anta at investeringen gjøres 31.12 i år 0 og at vi regner tillatt inntekt basert på inngående

balanse vil vi utligne denne korrigeringen som gjøres av NVE. I stedet for å korrigere for tidsetterslep slik NVE gjør, har vi antatt at det ikke er noen tidsforsinkelse.

For å kontrollere at denne forutsetningen ikke påvirker lønnsomheten av investeringene, samt at øvrige momenter i modellene er riktig konstruert har vi gjort en test i alle modellene der vi setter ρ lik null. Prosjektene skal da oppnå en netto nåverdi lik null og internrente lik referanserenten på 6,39 %. Vi hadde for øvrig oppnådd samme resultat ved å låse effektiviteten til alle selskapene lik 100 %. Disse metodene gjør at alle selskapene i bransjen får igjen en tillatt inntekt lik sine totale kostnader pluss en avkastning på investert kapital lik referanserenten.



Figur 5-3: Prosjektene med $\rho = 0$ i Nordlandsnett

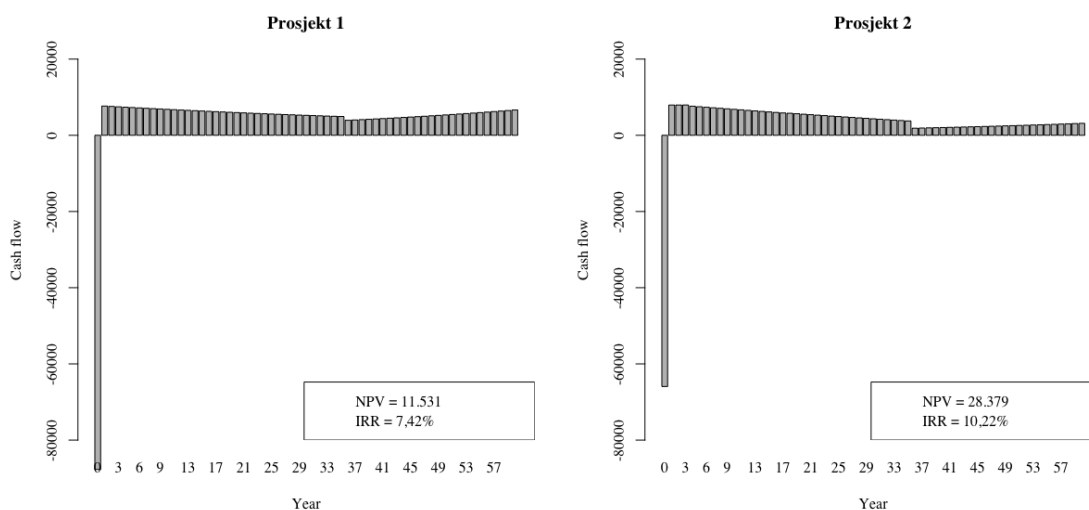
Som vi ser av figur 5-3 er netto nåverdien null og internrenten lik 6,39 % når vi legger til prosjektene, noe som bekrefter at modellen er konstruert korrekt i forhold til de forutsetningene vi har lagt til grunn. Kontantstrømmene er hentet ut av den samlede modellen, men vi har også testet for dette i de andre modellvariantene.

5.3 Lønnsomhetsanalyse av prosjektene i de ulike modellvariantene

I dette kapittelet skal vi se hvilke resultater de to investeringsprosjektene gir i de ulike modellvariantene. Først skal vi se på lønnsomheten til prosjektene i de forskjellige modellene. Her vil vi bryte ned kontantstrømmen og se på netto nåverdi i hvert trinn. Vi skal videre se på skyggeprisene i trinn 1, endret bidrag fra rammevilkårsvariablene og til slutt hvordan kalibreringen slår inn på lønnsomheten. Forskjeller i resultater mellom modellene blir belyst etter hvert som modellene blir presentert. I siste del av analysen vil vi implementere prosjektene i de andre selskapene i Elbench.

5.3.1 Analyse av prosjektene i dagens modell

I figur 5-4 ser vi kontantstrømmen, netto nåverdi og internrente for begge prosjektene i dagens modell. Begge prosjektene gir positive nåverdier, men ettersom prosjektene er å regne som gjensidig utelukkende bør Nordlandsnett velge prosjekt 2 slik at investeringen reguleres i modellen for regionalnett. En differanse i netto nåverdi på om lag 16,8 millioner er for reinvesteringssprosjekter på denne størrelsen å betrakte som ganske mye.

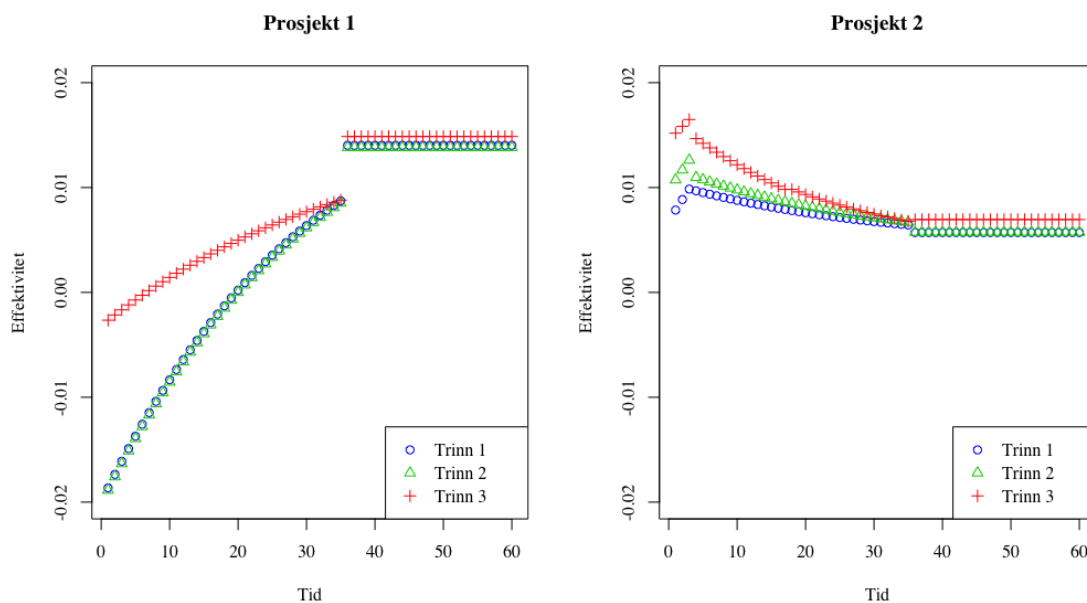


Figur 5-4: Kontantstrøm for Nordlandsnett i dagens modell

Effektivitetsutvikling:

For å finne årsaken til at prosjekt 2 fremstår så mye mer lønnsomt for Nordlandsnett må vi se nærmere på tallene som ligger til grunn for den tillatte inntekten. Kostnadsnormen blir bestemt

ut i fra effektivitetsscoren til selskapet og effektiviteten kommer igjen fra DEA-analysen med tilhørende justeringer. I figur 5-5 ser vi Nordlandsnett sin differanse i effektivitet i hvert av prosjektene, sammenlignet med om de ikke hadde investert. Det vil si at vi har trukket Nordlandsnett sin opprinnelige effektivitetsscore fra den effektivitetsscoren de oppnår i hver periode med investering. X-aksen i figuren er årene i den tekniske levetiden til prosjektene. År 1 til 35 er den økonomiske levetiden og intervallet fra år 36 til 60 er etter at all kapital knyttet til prosjektet er avskrevet. I dette intervallet er effektivitetsscorene konstant. Det skyldes at når all kapital tilhørende prosjektet er avskrevet vil kapitalen til Nordlandsnett i likhet med resten av bransjen vokse med inflasjonen. Når alle selskapene utvikler seg likt vil det heller ikke gi noen effektivitetsendringer og de blir derav konstante de siste 25 årene.



Figur 5-5: Effektivitetsendring når Nordlandsnett investerer i dagens modell

Tillatt inntekt blir beregnet i trinn 3 og det er dermed dette trinnet som direkte påvirker prosjektene kontantstrømmer. I figur 5-5 ser vi at effektiviteten til prosjekt 1 i trinn 3 øker gjennom hele den økonomiske levetiden. På tross av den positive utviklingen i effektivitet får Nordlandsnett en redusert effektivitet ved å investere i prosjekt 1 de første årene. Prosjekt 2 har motsatt utvikling hvor de oppnår høyest effektivitetsendring de første årene, før den avtar gjennom den økonomiske levetiden. For nåverdiberegninger er dette gunstigere, ettersom effekten av diskonteringen blir sterke jo lenger ut i levetiden man kommer.

Bidrag i netto nåverdi fra hvert trinn:

Etter å ha sett utviklingen i effektivitet for de tre trinnene i reguleringsmodellen skal vi se hvor mye hvert trinn bidrar med i kroner til den samlede netto nåverdien i de to prosjektene.

	Prosjekt 1 (netto nåverdi i tkr)	Prosjekt 2 (netto nåverdi i tkr)
Trinn 1	-12 582,3	17 408,9
Trinn 2	-2 316,9	1 369,4
Trinn 3	26 429,7	9 600,7
Total netto nåverdi	11 530,5	28 379,0

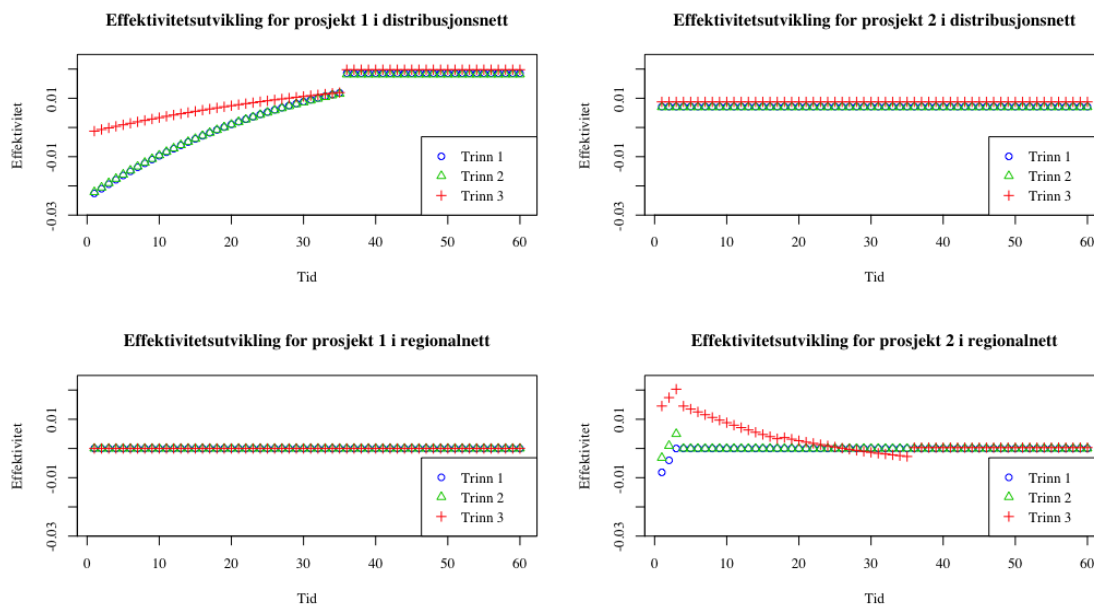
Tabell 5-3: Bidrag til tillatt inntekt fra hvert trinn i dagens modell

Ikke uventet ser vi i tabell 5-3 at prosjekt 1 får et negativt bidrag i netto nåverdien etter trinn 1. Det kommer av at effektiviteten i trinn 1 blir trukket ned med nesten 2 % når Nordlandsnett investerer og at økningen i effektivitet utover levetiden klarer ikke å kompensere for de negative effektivitetstallene de første årene. Trinn 2 trekker også ned den tillatte inntekten med drøye 2,3 millioner før trinn 3 trekker opp slik at den totale netto nåverdien ender opp på om lag 11,5 millioner. Om vi ser på figur 5-5 ligger trinn 3 over 1,5 % høyere enn trinn 1 og 2 i år 1 før den også stiger utover den økonomiske levetiden. Trinn 3 har en slakere stigning enn trinn 1 og 2 noe som gjør at den relative forskjellen reduseres før endringen i effektivitet blir lik etter 35 år. Det betyr at Prosjekt 1 ender med en positiv netto nåverdi på grunn av at Nordlandsnett tilfører mer kapital enn resten av bransjen og kommer bedre ut av kalibreringen.

I prosjekt 2 bidrar alle trinnene positivt til den totale netto nåverdien på snaue 28,4 millioner. Det største bidraget kommer fra trinn 1. Som vi ser av figur 5-5 er endringen i effektivitet etter trinn 1 positiv gjennom hele levetiden til prosjektet. Trinn 2 gir et mindre positivt bidrag der mesteparten er hentet fra de første årene. Igjen får vi samme effekt i trinn 3, hvor Nordlandsnett kommer gunstigere ut i kalibreringen ved å tilføre mer kapital.

Dekomponering av effektivitetstallene:

I dagens modell har vi sammen effektivitetene fra distribusjons- og regionalnettet. For å forstå mer av effektivitetsutviklingen til de to prosjektene vil vi se nærmere på endringen i effektivitet før vektingen.



Figur 5-6: Dekomponering av effektivitetsutvikling i dagens modell

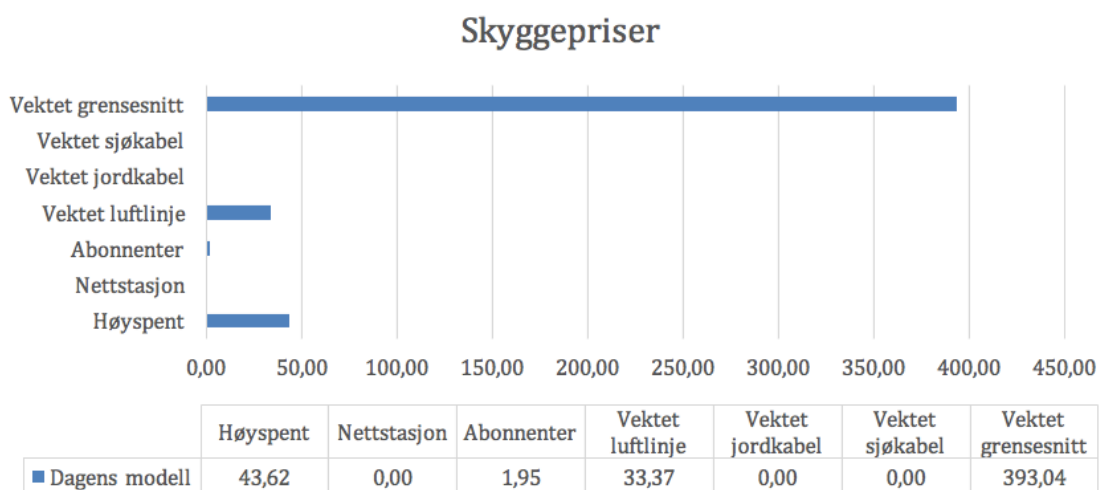
Av figur 5-6 ser vi at all endring i effektivitet for prosjekt 1 skjer i distribusjonsnettet. Det skyldes at prosjekt 1 ikke påvirker kostnadene i regionalnettet. Endringen i distribusjonsnettet er lik den samlede endringen vi så før dekomponeringen i figur 5-5, men her virker endringen sterkere ettersom dette er før de vektings sammen.

For prosjekt 2 har vi flere interessante effekter. Vi får en endring i effektiviteten på begge nettnivåene, noe som kommer av at prosjekt 2 også påvirker kostnadene i distribusjonsnettet selv om prosjektet reguleres om et regionalnett. Prosjekt 2 gir en kostnadsreduksjon i distribusjonsnett og Nordlandsnett oppnår dermed en høyere effektivitet ettersom oppgavene forblir uendret. En annen interessant effekt er effektivitetsutviklingen i regionalnettet. Her oppnår Nordlandsnett en negativ effekt ved å innføre prosjektet i trinn 1, før den går opp til uendret effektivitet etter tre år. Dette skyldes at Nordlandsnett i utgangspunktet er referent i regionalnettmodellen og faller ut av fronten på investeringstidspunktet som følge av at prosjektet reduserer målt effektivitet. Etter år tre blir de igjen referent og holder seg på fronten

ut prosjektets levetid. Nordlandsnett får en økt effektivitet i regionalnettet tidlig i prosjektets levetid etter trinn 3, men det er likevel distribusjonsnettet som totalt sett øker effektiviteten mest for prosjekt 2. Forutsetningen om snitt-mot-snitt gjør at det ikke er mulig å oppnå supereffektivitet i trinn 1. Det gjør at Nordlandsnett, som er referent i utgangspunktet, ikke kan øke sin effektivitet i trinn 1. Denne forutsetningen er dermed med på å begrense deres insentiver til å investere og under NVE sine forutsetninger om supereffektivitet kunne de dermed oppnådd en høyere nåverdi. På tross av dette er det prosjekt 2 som er mest lønnsomt i dagens modell.

Skyggepriser i dagens modell:

Skyggeprisen til oppgavevariablene viser effekten på tillatt inntekt ved å tilføre en oppgavevariabel til. Skyggepris er derfor relevant i forhold til trinn 1 i analysen, noe vi så i avsnitt 4.7.2.



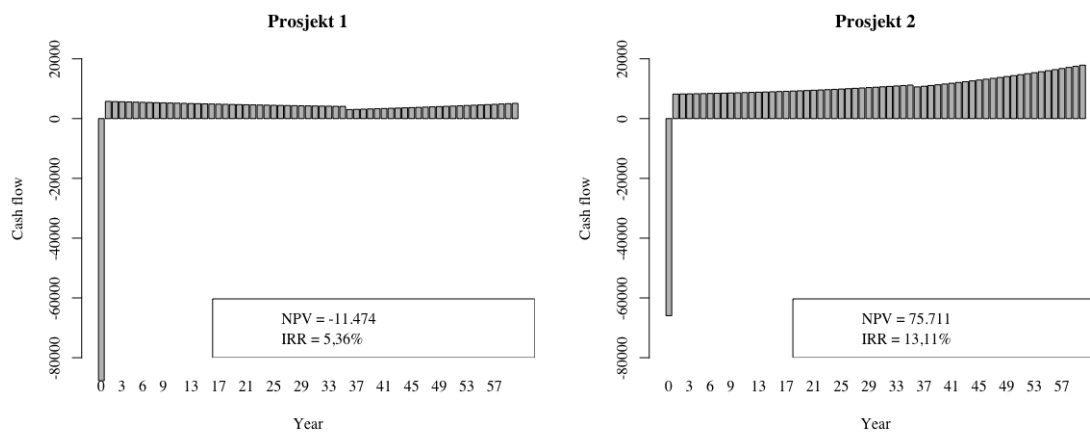
Figur 5-7: Skyggepriser for Nordlandsnett i dagens modell

Figur 5-7 viser at en kilometer høyspent har en skyggepris på 43.620 kroner i distribusjonsnettet. Det betyr at det vil være lønnsomt å investere i en kilometer høyspent så sant kostnaden ikke overstiger skyggeprisen. For nettstasjonen har Nordlandsnett en skyggepris på null. De vil derfor ikke få økt tillatt inntekt ved å investeringer i en ny nettstasjon. Vi har tidligere sett at netto nåverdien etter trinn 1 er negativ. Det betyr at skyggeprisen fra høyspent ikke klarer å kompensere for investeringskostnaden til prosjektet. For prosjekt 2 har vi slakk i vektet sjøkabel, som utgjør den største delen av prosjektet.

Skyggeprisene til vektet luftlinje og vektet grensesnitt er positive, men utgjør en mindre andel av selve prosjektet. Vi har samtidig sett at endringen i effektivitet i trinn 1 er negativ, men stigende de tre første årene før den forblir uendret de neste 57 årene. Dette henger sammen med at Nordlandsnett er referent før investeringen, faller ut av fronten på investeringstidspunktet og blir referent igjen 3 år ut i prosjektet. Den positive netto nåverdien til Nordlandsnett kommer her som følge av en reduksjon i kostnadene i distribusjonsnettet.

5.3.2 Analyse av prosjektene i den samlet modell

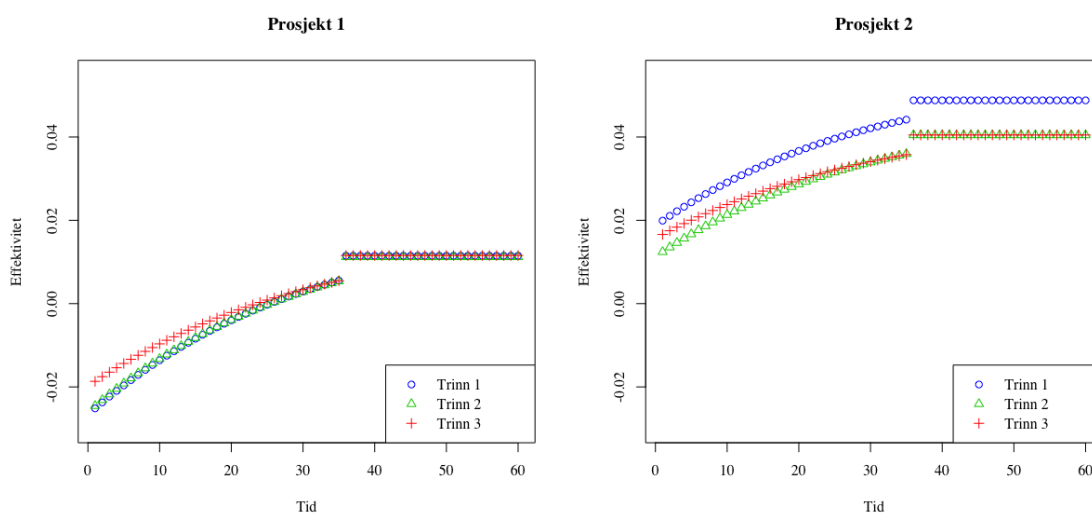
I likhet med dagens modell er prosjekt 2 den mest lønnsomme investeringen i samlet modell. Differansen i nåverdien mellom prosjektene er på over 87 millioner, noe som er en vesentlig økning fra dagens modell. Dette skyldes delvis at prosjekt 1 får en negativ nåverdi. Figur 5-8 viser i tillegg at prosjekt 2 får en høy nåverdi. Prosjekt 2 har en økende kontantstrøm i den økonomiske levetiden, mens prosjekt 1 har en motsatt utvikling. Når den økonomiske levetiden er over, ser vi at begge prosjektene har en økende kontantstrøm ut den tekniske levetiden. Dette skyldes at kostnadene inflasjonsjusteres. Det vil si at de deflaterede tallene er konstante og en reell kontantstrøm ville derfor vært konstant.



Figur 5-8: Kontantstrøm til prosjektene i Nordlandsnett i samlet modell

Effektivitetsutvikling i samlet modell:

Vi vil på samme måte som for dagens modell dekomponere tallene for å finne årsaken til at de to prosjektene varierer så voldsomt i lønnsomhet. Dette gjøres i første omgang ved å se på effektivitetstallene og hvordan de forskjellige trinnene endrer seg over levetiden til prosjektene.



Figur 5-9: Effektivitetsendring i Nordlandsnett i samlet modell

I effektivitetsutviklingen i figur 5-9 har vi en stigning i effektivitetstallene til prosjekt 1 de første 35 årene. På investeringstidspunktet får Nordlandsnett en effektivitetsendring i trinn 1 på cirka -2,5 % før den stiger til cirka 0,6 % etter 35 år. Den holdes så konstant på 1,15 % ut levetiden til prosjektet. Vi ser at avstanden mellom trinn 3 og 2 er størst i begynnelsen av prosjektlevetiden som følge av at Nordlandsnett tilfører mer kapital. Videre blir avstanden lik når prosjektet er avskrevet. De siste 25 årene har vi en konstant positiv endring i effektivitet, men ettersom tilhørende kontantstrøm diskonteres med referanserenten over perioden, blir bidraget for lite og prosjektet ender opp med en negativ nåverdi.

For prosjekt 2 ser vi at utviklingen over levetiden er nokså lik som for prosjekt 1, men hovedforskjellen ligger i at Nordlandsnett får en positiv endring allerede det første året av prosjektlevetiden. Det skyldes at Nordlandsnett i utgangspunktet ikke er referent i samlet modell. Prosjekt 2 blir trukket mer ned av rammevilkårskorrigeringen enn prosjekt 1 ettersom prosjekt 2 ikke påvirker rammevilkårsvariablene. Den største forskjellen mellom prosjektene skyldes da trinn 1 som vi vil gå nærmere inn på i neste avsnitt.

Bidrag i netto nåverdi fra hvert trinn:

For å kunne se hva som bidrar til at netto nåverdien for prosjekt 1 er negativ og positiv for prosjekt 2 har vi i tabell 5-4 brutt ned nåverdiene på de tre trinnene.

	Prosjekt 1 (netto nåverdi i tkr)	Prosjekt 2 (netto nåverdi i tkr)
Trinn 1	-21176,3	91033,8
Trinn 2	-90,9	-21714,5
Trinn 3	9793,0	6392,5
Total netto nåverdi	-11474,2	75711,7

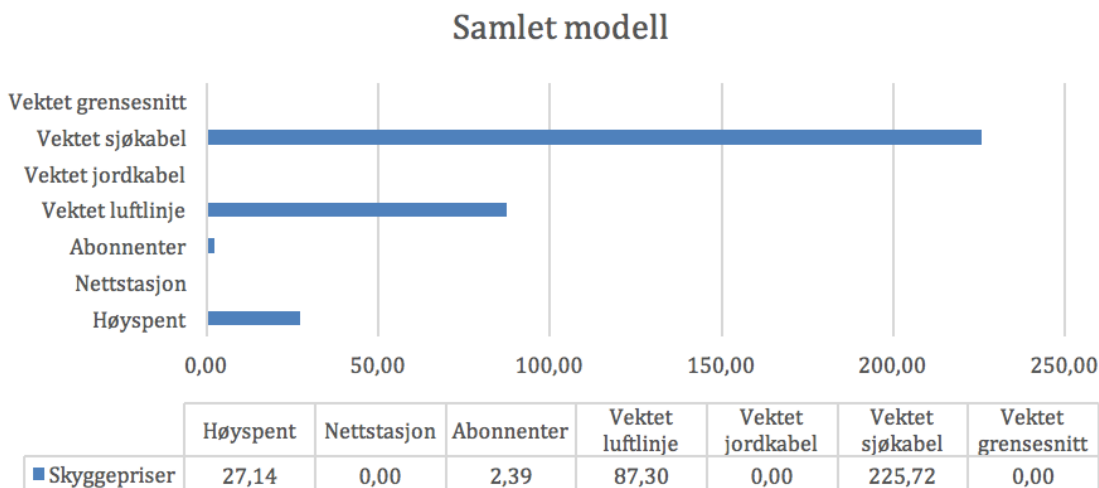
Tabell 5-4: Bidrag til tillatt inntekt fra hvert trinn i felles modell

Prosjekt 1 trekkes kraftig ned i trinn 1. Det kommer av at de økte oppgavevariablene ikke klarer å kompensere for investeringskostnaden. Prosjektet gir også et lite negativt bidrag i trinn 2. Til slutt får de det eneste positive bidraget i trinn 3. Bidraget er likevel ikke stort og prosjekt 1 ender totalt sett med en negativ netto nåverdi.

I Prosjekt 2 oppnår de derimot, med prosjektets investeringsutgift tatt i betraktning, et enormt positivt bidrag fra trinn 1. Det er hovedgrunnen til at prosjektet blir så lønnsomt. Trinn 2 trekker ned ettersom prosjektet ikke gir noen rammevilkårskompensasjon. I trinn 3 får Nordlandsnett igjen et positivt bidrag, som skyldes at de får tilført mer kapital enn bransjen. Bidraget i trinn 3 er mindre i prosjekt 2 enn i prosjekt 1 noe som er naturlig med tanke på at prosjektene har ulik investeringsutgift.

Skyggepriser i samlet modell:

Det at vi ser store forskjeller mellom prosjektene allerede etter trinn 1 kommer av at de relevante oppgavevariablene har forskjellige skyggepriser.

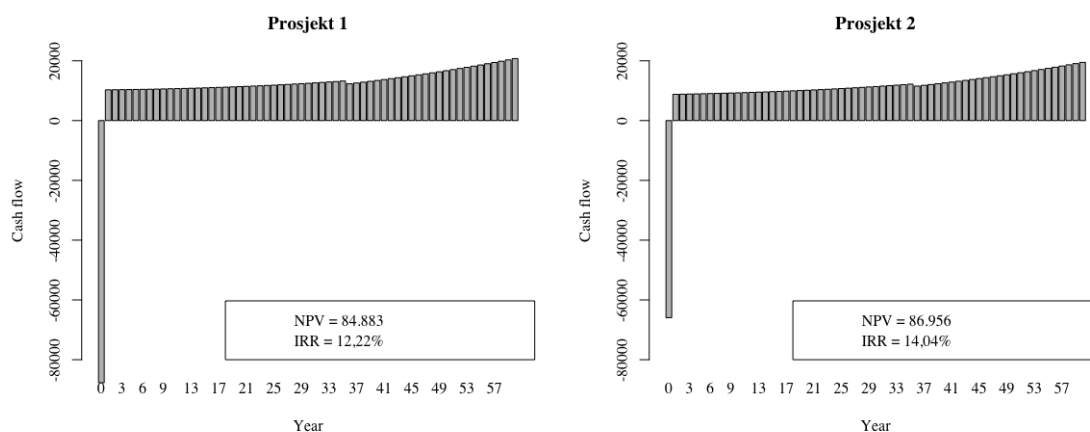


Figur 5-10: Skyggepriser i samlet modell

De mest relevante skyggeprisene for prosjektene er skyggeprisene til oppgavevariablene høyspent og vektet sjøkabel ettersom det er dette prosjektene i all hovedsak består av. Som vist i prosjektbeskrivelsene i er det 38 kilometer med sjøkabel og 2 kilometer med luftlinje i hvert av prosjektene. I prosjekt 1 som faller under distribusjonsnettene går begge disse under høyspent, mens i prosjekt 2 får vi 38 kilometer med vektet sjøkabel og 2 kilometer med vektet luftlinje. Av figur 5-10 ser vi at skyggeprisen til de relevante oppgavevariablene ligger vesentlig høyere i oppgavene tilhørende prosjekt 2 enn prosjekt 1. Vektet sjøkabel, som gir størst utslag i prosjekt 2, er nesten 10 ganger så høy som høyspent. Det er her den store forskjellen i netto nåverdi mellom de to prosjektene oppstår. Prosjekt 2 får videre økt inntekt for 2 kilometer med vektet luftlinje. Skyggeprisen til vektet luftlinje ligger over 3 ganger så høyt som høyspent, noe som igjen bidrar til å øke differansen i netto nåverdi mellom de to prosjektene. Til slutt ligger det inne en ny nettstasjon i hvert av prosjektene og her har Nordlandsnett slakk i begge oppgavene. Det gjør at nettstasjonene vil trekke ned lønnsomheten i begge prosjektene som følge av at Nordlandsnett ikke får inntektsbidrag fra disse oppgavene.

5.3.3 Analyse av prosjektene i slank modell

I den slanke modellen ser vi av figur 5-11 at nåverdiene er mye jevnere mellom prosjektene enn i de to andre modellvariantene. Her er differansen i netto nåverdi på litt over 2 millioner i favør av prosjekt 2. Det betyr at investeringsinsentivene er mer balanserte mellom nettnivåene i denne modellen. Her er det viktig å påpeke at vi ikke kan konkludere med dette på generelt grunnlag basert på et enkelt investeringsprosjekt i et selskap.

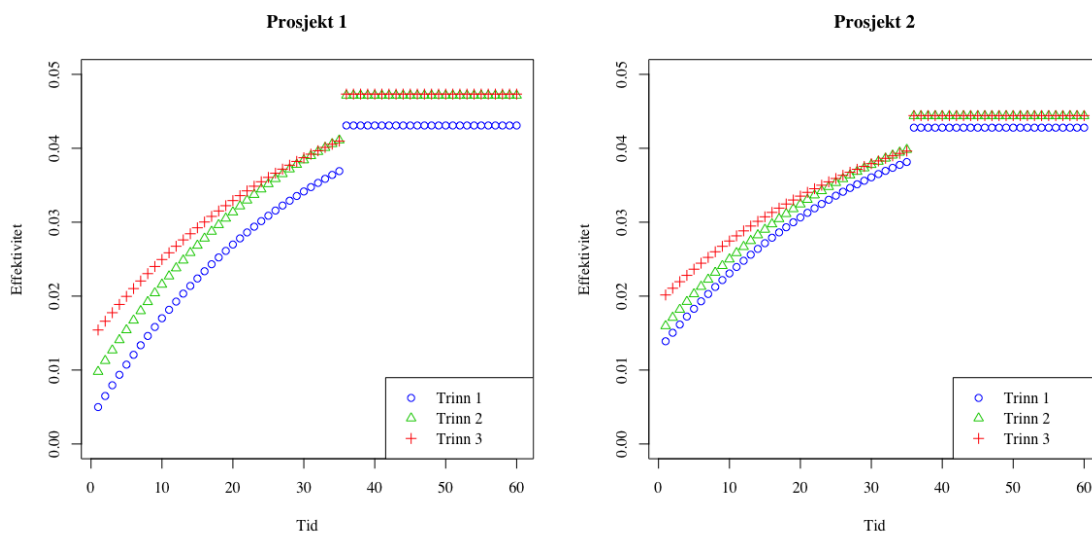


Figur 5-11: Kontantstrøm til prosjektene i Nordlandsnett i slank modell

Den slanke modellen er også den modellen hvor Nordlandsnett oppnår høyest nåverdi i de to prosjektene. Prosjekt 1, som er minst lønnsomt i denne modellvarianten oppnår en høyere nåverdi enn det beste prosjektet i begge de to andre modellene. Om vi ser nåverdien i forhold til investeringskostnaden gir prosjektene en særdeles god avkastning på 97 % i prosjekt 1 og 132 % i prosjekt 2. Kontantstrømmene i begge prosjektene har en jevnt stigende utvikling gjennom hele levetiden, med unntak av et lite fall i år 35. Det kommer av at den økonomiske levetiden utløper og kapitalen tilhørende prosjektet faller bort. Økningen i kontantstrømmene de siste 25 årene skyldes i likhet med de to andre modellvariantene at tallene er nominelle. I de første 35 årene vil ikke kontantstrømmen nødvendigvis stige jevnt, ettersom kapitalen fra prosjektet synker samtidig som at all annen kapital reinvesteres. Effektiviteten vil derfor variere med endringene i bokført kapital innenfor dette intervallet.

Effektivitetsutvikling:

I likhet med de andre modellene skal vi også gå gjennom effektivitetsendringene i den slanke modellen. Etter å ha observert at kontantstrømmene til prosjektene var nokså like, ser vi at denne utviklingen også er lik for effektivitetsendringen.



Figur 5-12: Effektivitetsendring i Nordlandsnett i slank modell

Begge prosjektene har en stigende effektivitet frem til år 35 og en konstant positiv endring i alle trinnene etter den økonomiske levetiden. I den samlede modellen så vi at begge prosjektene ble trukket ned i trinn 2. Her blir derimot begge prosjektene trukket opp på tross av at prosjekt 2 ikke gir noen endring i rammevilkårsvariablene. Årsaken til at Nordlandsnett får en høyere kompensasjon i trinn 2 er at rammevilkårskoeffisientene endrer seg som følge av investeringen. I den slanke modellen kommer prosjekt 2 best ut i de første årene, men vi ser at prosjekt 1 har en brattere stigning i økt effektivitet, noe som resulterer i at nåverdiene blir nokså like. Utviklingen i trinn 3 ser vi er lik i de to prosjektene der differansen til trinn 2 blir mindre etter hvert som prosjektet avskrives.

Bidrag i netto nåverdi fra hvert trinn:

I bidraget til netto nåverdien i hvert av de to prosjektene ser vi igjen utviklingen fra effektivitetstallene som ble diskutert over.

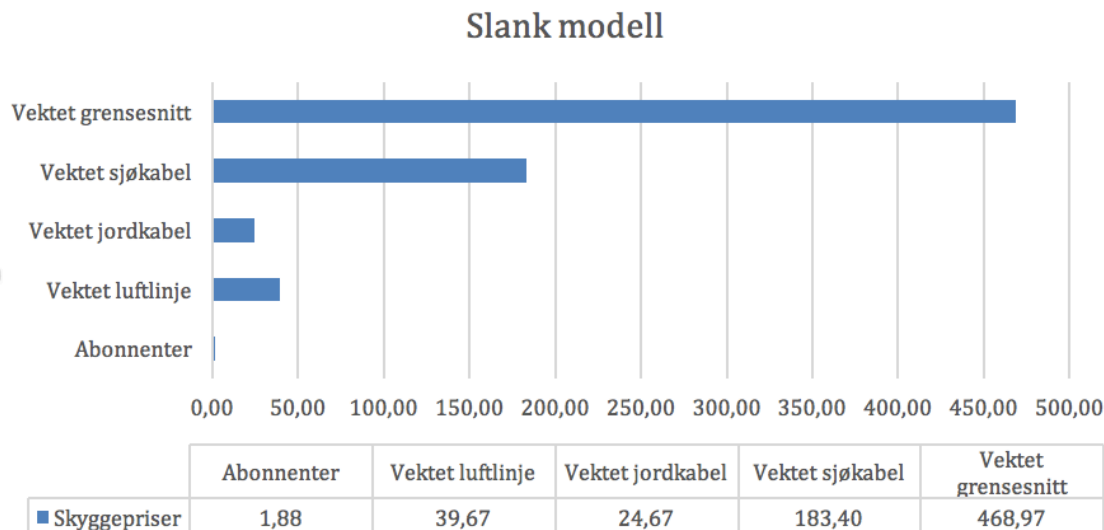
	Prosjekt 1 (netto nåverdi i tkr)	Prosjekt 2 (netto nåverdi i tkr)
Trinn 1	62663,3	74944,0
Trinn 2	12988,3	5575,0
Trinn 3	9231,8	6437,0
Total netto nåverdi	84883,4	86956,0

Tabell 5-5: Bidrag til tillatt inntekt fra hvert trinn i slank modell

Det største bidraget fra prosjektene kommer fra også i denne modellen trinn 1. Vi ser at prosjekt 1 får størst bidrag i trinn 2. Det kommer også i denne modellen av at prosjekt 1 er det eneste prosjektet som øker Nordlandsnett sine rammevilkårsvariabler. Grunnen til at prosjektene kommer så likt ut i denne modellen er at begge prosjektene vil endre de samme oppgavene og derav vil de også ha de samme skyggeprisene. Effekten av trinn 3 er som vi så i de to andre modellene størst i prosjekt 1, noe som fortsatt skyldes at prosjektet 1 øker den bokførte mest.

Skyggepriser i slank modell:

I den slanke modellen har Nordlandsnett positive skyggepriser i alle oppgavene, noe som betyr at de ikke har slakk på noen av oppgavene. Slakk er noe vi har hatt i begge de to andre modellene, og har tidvis vært med på å skape store forskjeller i lønnsomheten mellom prosjektene. Færre oppgavevariabler reduserer forekomsten av slakk og skyggeprisene blir også jevnere på tvers av selskapene. I figur 5-13 ser vi at Nordlandsnett har positiv skyggepris i alle oppgavene i den slanke modellen.



Figur 5-13: Skyggepriser i slank modell

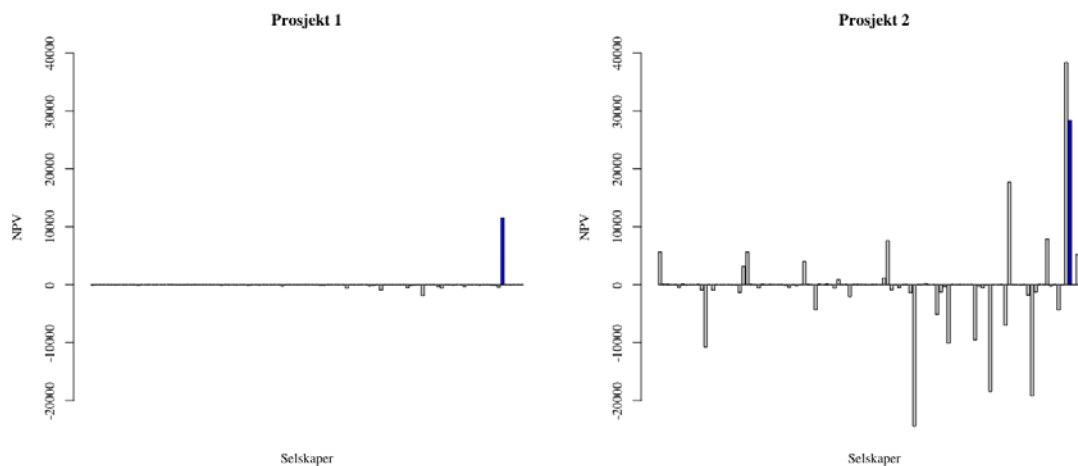
Skyggeprisen til vektet grensesnitt i denne modellvarianten ligger på 468.970 kroner. I samlet modell hadde Nordlandsnett til sammenligning slakk i både vektet grensesnitt og nettstasjoner som vektet sammen i vektet grensesnitt i den slanke modellen. Skyggeprisene i slank modell er lik for begge prosjektene ettersom det er den samme oppgaven som påvirkes uavhengig av hvilket nettnivå man legger investeringen i. Prosjektet inkluderer ingen økning av jordkabler og skyggeprisen for jordkabler er basert på gjennomsnittsvekten vi presenterte i avsnitt 4.5.2. Grunnen til at vi inkluderte denne er at vi ønsker å si noe om forholdet mellom skyggeprisene. Uten en vekt for jordkabler ville ikke dette vært mulig, selv om en gjennomsnittsvekt ikke er fullstendig representativt. Vi ser at vektet sjøkabel har en høyere skyggepris enn både vektet jordkabel og vektet luftlinje. Som vi så i avsnitt 4.5.2 om vektsystemet er kostnaden for å legge en kilometer sjøkabel grovt sett mellom to og tre ganger dyrere enn å legge en kilometer luftlinje eller jordkabel. Videre er skyggeprisen til sjøkablene godt over tre ganger så høy som for luftlinje og jordkabel, noe som gjør at begge prosjektene fremstår som svært lønnsomme i den slanke modellen.

5.4 Analyse av bransjen når Nordlandsnett investerer

Etter å ha gjort en lønnsomhetsanalyse av Nordlandsnett i de forskjellige modellvariantene vil vi nå se på effekten på resten av bransjen når Nordlandsnett investerer. Her vil vi se på en endring i netto nåverdi for alle selskapene, samt se på effektivitetstallene til selskapene i det året investeringen finner sted. Det ville også vært interessant å se på denne utviklingen over tid, men det er vanskelig å utforme en figur som viser dette for alle selskapene over flere år på en oversiktlig måte. Vi har derfor valgt vise hvilke utslag det gir i investeringsåret, da det er her effekten er størst. Endringen på effektivitetsscoren til de andre selskapene i år 1 vil derfor ikke kunne forklare de totale endringene i netto nåverdi for de ulike selskapene. Det er likevel interessant for å se hvor følsomme modellene er i forhold til en investering i et selskap. Igjen så er dette bare effekten av at Nordlandsnett investerer og vi vil kunne få helt andre effekter dersom vi hadde tatt en tilsvarende analyse for et annet selskap.

5.4.1 Investeringens utslag på bransjen i dagens reguleringsmodell

Figur 5-14 viser at det er stor forskjell på hvor mye de andre selskapene påvirkes av prosjektene. Prosjekt 1 gir forholdsvis små utslag på de andre selskapene, mens prosjekt 2 gir nok så store utslag på nåverdien til mange av selskapene som ikke investerer. Alikevel er det flere selskaper som oppnår nært uendret nåverdi. Det kommer av at disse selskapene ikke opererer i regionalnettet og vil derfor kun få en endring som følge av at vi kostnadsveker nettene sammen og det oppstår en relativ forskjell mellom nettnivåene når Nordlandsnett investerer i regionalnettet.

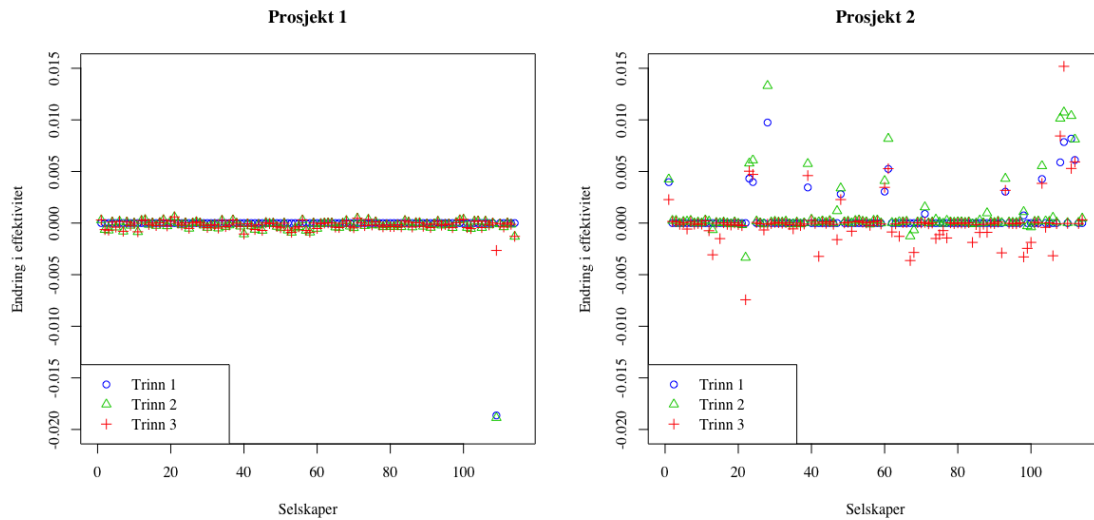


Figur 5-14: Endring i netto nåverdi i bransjen når Nordlandsnett investerer i dagens modell

Vi ser at alle selskapene bortsett fra Nordlandsnett (markert med blå stolpe) får en negativ nåverdi som følge av investeringen i prosjekt 1. Det kommer av at nåverdien av enhver investering i bransjen summeres til null. Årsaken til det er at regulator skal betale ut bransjens totale kostnader og hvis et selskap øker sin tillatte inntekt vil resten av bransjen i sum få en tilsvarende reduksjon. Av figuren for prosjekt 2 er det interessant å se at det er et selskap (Nord-Trøndelag elektrisitetsverk) som øker nåverdien med mer enn hva Nordlandsnett gjør. Denne effekten skyldes at Nordlandsnett faller ut av fronten og modellen går fra 7 til 6 referenter. Det er også grunnen til at så mange selskaper blir påvirket i så stor grad.

Effektivitetsendring i bransjen:

det samme ser vi i effektivitetsendringen i bransjen når Nordlandsnett investerer i de to prosjektene. Endringen i effektivitetstall i figur 5-15 gjenspeiler i stor grad grafene i figur 5-14 for nåverdiendringer. Relativt små, men mange endringer for prosjekt 1 og større endringer i prosjekt 2, men langt flere selskaper som får en nærmest uendret effektivitetsscore.

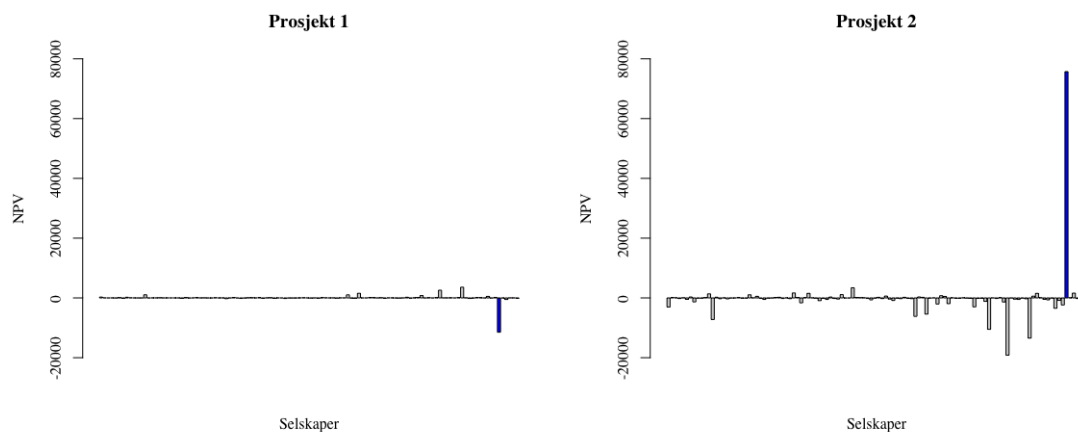


Figur 5-15: Bransjens effektivitetsendring når Nordlandsnett investerer i dagens modell

Samtlige selskap bortsett fra Nordlandsnett har en negativ endring fra trinn 2 til 3 som følge av at Nordlandsnett tilfører mer kapital enn de andre selskapene og får dermed en større andel av kaken. Denne effekten er størst i prosjekt 1 ettersom det prosjektet har den største investeringsutgiften. Som vi har nevnt tidligere er prosjekt 2 i dagens modell særegent i forhold til investeringene i de andre modellene. Det at Nordlandsnett faller ut av fronten gjør at selskapene som tidligere hadde Nordlandsnett som referent også får store utslag i sine effektivitetsscorer etter trinn 1. Videre er det verdt å merke seg at det ikke kommer et nytt selskap inn i fronten når Nordlandsnett faller ut. Det gjør at vi sitter igjen med 6 selskaper i fronten frem til Nordlandsnett igjen blir referent i år 3. Fronten blir med det snillere i den forstand at den skifter innover og selskapene som tidligere ble målt mot Nordlandsnett blir nå evaluert mot en front som ligger nærmere. Når avstanden mellom selskapene og fronten reduseres oppnår de som vist i teoridelen en høyere effektivitet. Det ser vi av figur 5-15 der flere av selskapene får økt sin effektivitet i trinn 1. En fullstendig oversikt over effektiviteten og tillatt inntekt i investeringsåret for alle selskapene i dagens modell før investering ligger i vedlegg der 10.3 er uten investering, 10.7 er med prosjekt 1 i Nordlandsnett og 10.8 er med prosjekt 2 i Nordlandsnett.

5.4.2 Investeringens utslag på bransjen i samlet modell

I samlet modell ser vi av figur 5-16 at det også her er prosjekt 2 som påvirker de andre selskapene i bransjen mest. Årsaken til dette er at prosjekt 2 har høyest netto nåverdi. Summen av endringene i bransjen skal gi en netto nåverdi lik null og modellen kompenserer dermed mer jo høyere netto nåverdi prosjektet har.

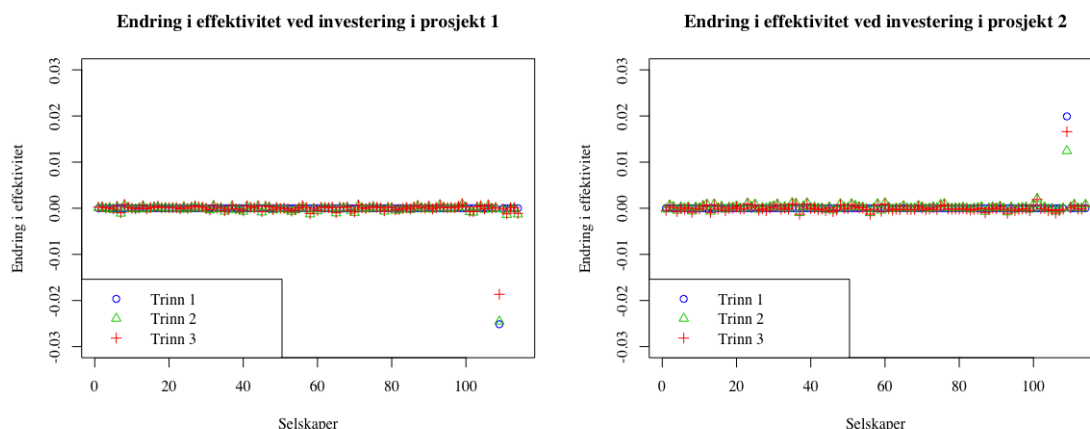


Figur 5-16: Endring i netto nåverdi i bransjen når Nordlandsnett investerer i samlet modell

Utviklingen i bransjen når Nordlandsnett investerer, er mer som forventet i samlet modell der det hovedsaklig er selskapet som investeres som påvirkes. Årsaken til det er at Nordlandsnett ikke er referent i samlet modell og fronten holder seg dermed uendret. Med en uendret front vil ikke selskapene som ikke investerer få de samme endringene i effektivitet i trinn 1, slik som de fikk i dagens modell.

Effektivitetsendring i bransjen ved investering i samlet modell:

Endringene i effektivitetstallene i samlet modell for bransjen er presentert i figur 5-17. Igjen er det viktig å huske på at dette er for det første året med investeringen og vi ser derfor ingen utvikling over levetiden til prosjektene.

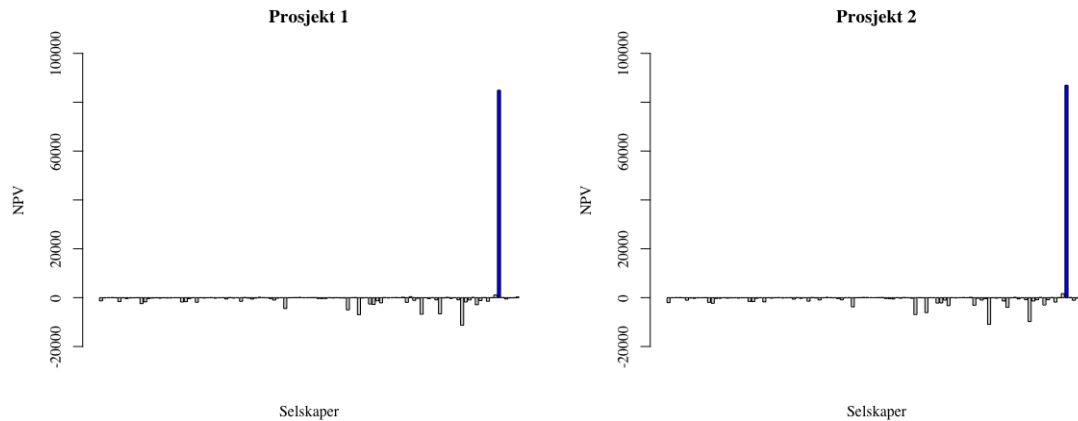


Figur 5-17: Bransjens effektivitetsendring når Nordlandsnett investerer i samlet modell

I begge prosjektene er det et selskap som skiller seg ut med en forholdsvis kraftig endring i effektivitet, og dette er Nordlandsnett. Hos de andre selskapene er det marginale endringer og ingen selskaper beveger seg utover 0,2 prosentpoeng. Prosjektene er små sett i forhold til bransjens totale kapital og det er derfor naturlig at de andre selskapene får mindre endringer i deres effektivitet. Det er riktignok en relativt stor endring effektivitet i Nordlandsnett, men når de andre selskapene skal kompensere for denne endringen fordeler det seg jevnt utover resten av bransjen. En fullstendig oversikt over effektiviteten og tillatt inntekt i investeringsåret for alle selskapene i samlet modell før investering ligger i vedlegg der 10.4 er uten investering, 10.9 er med prosjekt 1 i Nordlandsnett og 10.10 er med prosjekt 2 i Nordlandsnett.

5.4.3 Investeringsens utslag på bransjen i den slanke modellen

I den slanke modellen er differansen mellom lønnsomheten i de to prosjektene langt mindre enn i de to andre modellvariantene. Vi har allerede sett at de er nokså like for Nordlandsnett, og i figur 5-15 ser vi også de samme likhetstrekkene for resten av bransjen. Her kommer de andre selskapene dårlig ut av Nordlandsnett investerer. Når endringen i netto nåverdi for hele bransjen skal bli lik null blir de andre selskapene straffet hardere som følge av at Nordlandsnett foretar en svært lønnsom investering.

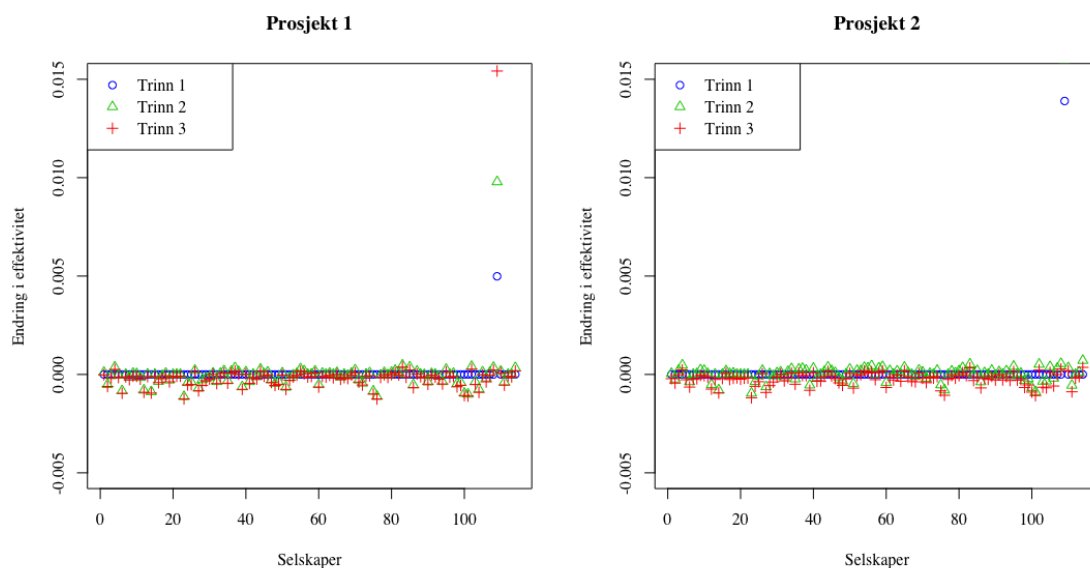


Figur 5-18: Endring i netto nåverdi i bransjen når Nordlandsnett investerer i slank modell

Selskapet som kommer dårligst ut hvis Nordlandsnett investerer er Agder Energi Nett AS og Hafslund AS i henholdsvis prosjekt 1 og prosjekt 2. Dette er to av de større selskapene der Hafslund er bransjens største. Store deler av endringen i de andre selskaperes tillatte inntekt kommer fra kalibreringen i trinn 3 når det ikke foreligger særegne forhold som i dagens modell. Det gjør at det er de største selskapene som kommer dårligst ut. De har i utgangspunktet en større andel av bransjens totale kapital og påvirkes mest av endringer i kalibreringen.

Effektivitetsendring i bransjen:

Endringen i effektivitetstallene til selskapene er også i denne modellen presentert i figur 5-19.



Figur 5-19: Bransjens effektivitetsendring når Nordlandsnett investerer i slank modell

Figuren viser at det også her er snakk om marginale endringer i effektivitet. Endringene er noe større for prosjekt 2, på tross av at dette prosjektet er det minste ut i fra investert kapital. Kalibreringen i trinn 3 øker effektiviteten til Nordlandsnett med om lag 0,5 % i prosjekt 1 og noe mindre i prosjekt 2, noe som fører til at de andre selskapene tar en mindre andel av kaken og trekkes jevnt over ned i trinn 3. En fullstendig oversikt over effektiviteten og tillatt inntekt i investeringsåret for alle selskapene i den slanke modellen før investering ligger i vedlegg der 10.6 er uten investering, 10.11 er med prosjekt 1 i Nordlandsnett og 10.12 er med prosjekt 2 i Nordlandsnett.

5.5 Lønnsomhetsanalyse av Elbench

For å få litt bedre oversikt over hvordan modellene vil slå ut på bransjen som helhet har vi også sett hvordan investeringsprosjektene vil slå ut i andre selskaper. Her har vi valgt å benytte selskapene som er med i Elbench. Vi vil ikke gå i dybden på samme måte som vi har gjort med Nordlandsnett, da det vil gi mye repetisjon. Tallene som allerede er presentert for Nordlandsnett er også inkludert for å gjøre det enklere å sammenligne resultatene med

drøftelsen over. I tabell 5-6 har vi valgt å fokusere på nåverdier og internrenter i de ulike selskapene. Grunnen til det er at endringer i effektivitet og andre tall kun er underliggende årsaker til den totale endringen i tillatt inntekt som kommer av nåverdien til prosjektene.

	Dagens modell		Samlet modell		Slank modell	
	Prosjekt 1	Prosjekt 2	Prosjekt 1	Prosjekt 2	Prosjekt 1	Prosjekt 2
Nordlandsnett						
Nåverdi	11,5	28,4	-11,5	75,7	84,9	87,0
Internrente	7,42 %	10,22 %	5,36 %	13,11 %	12,22 %	14,04 %
Skagerak						
Nåverdi	9,5	25,7	-12	61,3	83,9	75,5
Internrente	7,30 %	8,77 %	5,26 %	12,07 %	12,21 %	13,20 %
Lyse						
Nåverdi	3,9	29,2	9,6	11,1	16,2	12,7
Internrente	6,76 %	10,34 %	7,54 %	8,02 %	8,18 %	8,26 %
BKK						
Nåverdi	9,7	28,5	-14,7	101,9	137,0	131,6
Internrente	7,31 %	9,42 %	4,92 %	15,39 %	15,43 %	17,61 %
Eidsiva						
Nåverdi	6,1	11,7	-10,4	80,5	57,6	61,3
Internrente	6,96 %	7,78 %	5,46 %	13,48 %	10,61 %	12,12 %
Hafslund						
Nåverdi	-20,5	-1,3	9,1	10,6	9,1	6,9
Internrente	3,70 %	6,23 %	7,49 %	8,03 %	7,47 %	7,47 %
Helgelandskraft						
Nåverdi	12,7	13,7	-30,1	38,4	62,1	68,3
Internrente	7,53 %	7,91 %	3,02 %	10,14 %	10,81 %	12,58 %

Tabell 5-6: Sammenligning av prosjektene i Elbench (tall i millioner)

I dagens modell er det prosjekt 2 som gir høyest nåverdi og internrente for samtlige selskaper. For de fleste selskaper er forskjellen også relativt stor mellom prosjekt 1 og 2, med unntak av Helgelandskraft og til dels Eidsiva. Dette kan tyde på at dagens modell er noe ubalansert. En annen interessant observasjon er at det ikke vil lønne seg for Hafslund å investere i noen av prosjektene i dagens modell. Dersom Hafslund måtte ha valgt ett av prosjektene ville de i likhet med de andre selskapene valgt prosjekt 2 for å minimere tapet.

I samlet modell er det store sprik i lønnsomheten mellom prosjektene med unntak av Lyse og Hafslund. Det er verdt å notere seg at prosjekt 2 også var foretrukket ut ifra kontantstrømmene til kostnadene som vist i figur 5-2, men at forskjellene er langt større i vår samlet modell. Det største spriket finner vi i BKK hvor differansen mellom prosjektene er på over 116 millioner.

5 av 7 selskaper får en negativ netto nåverdi i prosjekt 1, mens prosjekt 2 er lønnsomt for samtlige selskaper. Det gjør at alle de analyserte selskapene ville valgt prosjekt 2 om de hadde blitt regulert av samlet modell. Dette så vi også i dagens modell. Dette skyldes i all hovedsak forskjellen i skyggeprisene for de ulike oppgavene mellom selskapene som er presentert i vedlegg 10.13.

I den slanke modellen har vi langt jevnere resultater hvor det største spriket mellom prosjektene er på drøye 8 millioner hos Skagerak. Fire av selskapene ville fortrukket prosjekt 1 og de resterende tre ville valgt prosjekt 2. Det tyder på at insentivene til å allokere investeringer mellom nettnivåene er sterkt redusert i den slanke modellen. Nåverdiene ligger som i samlet modell ligger godt over nåverdiene til dagens modell. Igjen er det Lyse og Hafslund som skiller seg litt ut med en nåverdi som ligger vesentlig lavere enn de andre selskapene.

Tabell 5-6 viser at resultatene til Nordlandsnett ikke unike. I både dagens og samlet modell ville Nordlandsnett tatt de samme beslutningene som resten av selskapene i Elbench. I den slanke modellen er de en av de tre selskapene som kommer best ut i prosjekt 2 og en av de fem selskapene med veldig høy nåverdi i begge prosjektene. Nordlandsnett er også blant de fem selskapene som får negativ nåverdi ved å investere i prosjekt 1 i samlet modell.

6. Oppsummering av investeringsanalysen

Som vi nevnte i innledningen av kapittel 5 er prosjektene basert på et reelt investeringscase fra Nordlandsnett. Det var derfor interessant å se at det var såpass store forskjeller i lønnsomhet mellom en investering i distribusjons- og regionalnettet i dagens og samlet modell. I den slanke modellen så vi at internrentene er nokså like mellom prosjektalternativene sammenlignet med de andre modellene. Ettersom prosjektene betraktes som gjensidig utelukkende vil prosjektene i distribusjonsnettet foretrekke, grunnet høyest nåverdi. Prosjektene har som vi så ikke like underliggende egenskaper, men er utformet med samme formål og det er derfor en svakhet ved modellene at de har så store sprik i lønnsomhet som vi så i tabell 5-6. Vi har likevel sett at prosjektene ikke er helt sammenlignbare sett i forhold til investeringskostnad og endringer i kostnader. Forskjellene i nåverdi mellom modellene er likevel såpass store at dette bare kan stå for deler av forskjellen.

Den slanke modellen klarer i stor grad å redusere dette spriket og fremstår som en mer balansert modell enn de to andre. Mye av årsaken til det er at vi har samlet oppgavene i den slanke modellvarianten. Det vil si at en investering i én kilometer sjøkabel vil falle under samme oppgavevariabel uansett hvilket nettnivå man investerer i. Det gjør at man for eksempel ikke vil oppleve at man har slakk på vektet sjøkabel i regionalnettet og positiv skyggepris i høyspent i distribusjonsnettet. Hvis man klarer å etablere et bedre vekstsystem vil man kan kunne eliminere enda mer av skjevhetene. I samlet modell har vi spesifikke oppgavevariabler for hvert nettnivå og vi kan derfor få de ujevne resultatene, som vi så i tabell 5-6, selv om modellen er felles for både regional- og distribusjonsnett.

I lys av at prosjektene er reinvesteringssjeksjekter kan nåverdiene til prosjektene virke vel høye, særlig i slank modell og prosjekt 2 i samlet modell. Hadde selskapet som investerer også fått økt antall abonnenter ville lønnsomheten økt ytterligere og en reinvestering har derfor generelt sett lavere lønnsomhet enn en nyinvestering. Ved flere tilfeller i slank og samlet modell oppnår selskapet som investerer en netto nåverdi som er høyere enn investeringsbeløpet. Det er en fortjeneste som er uheldig høy og skyldes i hovedsak høye skyggepriser. Det kan derfor tyde på at modellene har for høye skyggepriser, da særlig for vektet sjøkabel. En modell med for høye skyggepriser vil kunne føre til man stimulerer til overinvesteringer. Ettersom mye av det eksisterende nettet nærmer seg sin tekniske levealder

er det på den andre siden viktig at modellen ikke blir for restriktiv. Her er det viktig å balansere insentivene på en måte som gjør at vi i fremtiden får en tilstrekkelig opprustning av nettet for å møte samfunnets krav, samtidig som det fokuseres på kostnadseffektivitet.

7. Konklusjon

Formålet med utredningen var å se på investeringsinsentivene under ulike modellvarianter for distribusjons- og regionalnettet. I lys av den aktuelle tematikken hvor NVE ønsker å gå over til en felles modell for de to nettnivåene, har vi utarbeidet to ulike modellvarianter der selskapene i distribusjons- og regionalnettet evalueres samlet. For å se på investeringsinsentivene har vi brukt to investeringsalternativer i Nordlandsnett som dekker det samme formålet, men som i dag vil reguleres i hvert sitt nettnivå.

I analysen så vi at det var store variasjoner i lønnsomhet mellom investeringsprosjektene i dagens- og i samlet modell. Mye av grunnen til det var at samlet modell bruker de samme oppgavene som dagens modell og investeringer i de to nettene fremdeles påvirker forskjellige oppgaver. Ettersom modellene er svært sensitive til variasjoner i skyggepriser gjør dette problematikken rundt slakk blir sentral. Vi så samtidig at prosjektene ikke er helt sammenlignbare, ettersom investeringsprosjektet i distribusjonsnettet har en høyere samlet investeringskostnad.

Resultatene fra samlet modell viser at en overgang til en felles reguleringsmodell i seg selv ikke nødvendigvis vil komme bransjen til gode. I teorien så vi noen uheldige effekter av å slå sammen to modeller. I tillegg tar man med seg flere av ulempene ved dagens modell over til en samlet reguleringsmodell når man benytter de samme oppgavene.

I den slanke modellen opplevde vi at selskapene oppnådde en svært høy lønnsomhet på tross av at prosjektene er reinvesteringer. Regulering etter denne modellen kan derfor gi bransjen insentiver til å overinvestere. Modellene har kun én eksogen variabel. Det kan tenkes at ytterligere teknologiske fremskritt vi gjøre det mulig å erstatte flere av dem med eksogene variabler, noe som vil heve kvaliteten til modellen ytterligere. Her drøftet vi blant annet muligheten for å inkludere en variabel basert på MW-mile-metoden.

Basert på analysen finner vi flere fordeler enn ulemper med en felles modell med samlede oppgavevariabler. Når vi vet at det regnskapsmessige skillet mellom nettnivåene oppleves som problematisk, faller mange av fordelene ved en separat måling bort. Det kan derfor argumenteres for at verdien av å eliminere muligheten for strategiske allokeringer veier tyngre enn den økte informasjonsverdien en separat regulering gir. En problematisk effekt er at

selskapene vil oppleve store endringer i tillatt inntekt i overgangen til en ny regulering. I tillegg er det viktig at selskapenes skyggepriser representerer de tilhørende kostnadene på en bedre måte enn i vår slanke modell.

8. Videre forskning

Vi måtte gjøre flere avgrensninger i vår oppgave for at ikke problemstillingen skulle bli for omfattende. Flere av forutsetningene vil som forklart gjennom utredningen vil ikke være nødvendige for NVE hvis de skulle gå over til en felles reguleringsmodell. Noe som bør undersøkes nærmere er hvordan variablene for rammevilkår oppfører seg i forhold til hverandre i en felles modell. Det kan være at en felles modell ikke behøver å inkludere samtlige geoindeksler fra dagens to modeller, eller at det finnes andre løsninger for å jevne ut forskjellene mellom selskapenes miljøer på en bedre måte.

Videre kan det være andre oppgaver som er bedre egnet i en felles reguleringsmodell. Det kan være interessant å se nærmere på om det eksisterer flere eksogene oppgaver som er bedre kostnadsdrivere enn de vi har brukt i vår slanke modell.

Til slutt vil det også behøves en gjennomgang av selskapene som vurderes separat i dagens modell. Vi valgte å følge de samme prinsippene for separat evaluering som NVE bruker i dagens modell. Det er særlig selskaper med liten eller ingen kapital i et av nettnivåene som ser ut til å være minst egnet for bruk av en felles modell. I en felles modell kan man ikke ekskludere selskaper fra evaluering i ett av de to nettnivåene. Det gjør at mange selskaper må trekkes ut fra evalueringen ved bruk av dagens prinsipper. Dersom enda flere selskaper må evalueres særregent er det ikke sikkert at en felles regulering er hensiktsmessig.

9. Bibliografi

Amundsveen, R., Eirum, T., Kordahl, O.-P. K. H. M. L. T. & Vøllestad, K., 2012. *Forlag til endringer av modeller for å fastsette kostnadsnormer*, s.l.: NVE.

Amundsveen, R., Kordahl, O.-P., Kvile, H. M. & Langset, T., 2014. *Second stage adjustment for firm heterogeneity in DEA: A novel approach used in regulation of Norwegian electricity DSOS*, s.l.: ResearchGate.

Amundsveen, R. & Kvile, H. M., 2015. The Development and Application of an Incentive Regulation Model - A Balancing Act. *ResearchGate*, Mars, pp. 17-23.

Averch, H. & Johnson, L. L., 1962. Behavior of the firm under regulatory constraint. 52(5), pp. 1052-1069.

Bjørndal, E. & Bjørndal, M., 2006. Effektivitetsmåling av regional- og distribusjonsnett - fellesmåling, kostnadsvariasjon og kalibrering. *SNF-rapport nr. 38/06*, Desember.

Bjørndal, E., Bjørndal, M. & Bjørnenak, T., 2005. Effektivitetskrav og kostnadsgruppering for regulering av nettselskaper. *Magma*, Juni.

Bjørndal, E., Bjørndal, M. & Fange, K.-A., 2010. Benchmarking in Regulation of Electricity Networks in Norway - An Overview. I: E. Bjørndal, M. Bjørndal & M. Rönnqvist, red. *Energy, Natural Resources, and Enviromental Economics*. s.l.:Springer, pp. 317-342.

Bjørndal, M. & Johnsen, T., 2005. *Nyverdibaserte nettrelaterte kostnader: del 2*, Bergen: Samfunns- og næringslivsforskning AS.

Bjertnæs, G. H. M. & Hagem, C., 2015. *Makroøkonomiske drivere for utviklingen i energiforbruket*, Oslo: Statistisk sentralbyrå.

Bogetoft, P. & Otto, L., 2010. *Benchmarking with DEA, SFA and R*. London: Springer.

Depoorter, B. W. F., 1999. Regulation of Natural Monopoly. I: E. Elgar, red. *Encyclopedia of Law and Economics 2000p.* s.l.:University of Ghent, pp. 854-865.

-
- Dyson, R. G. et al., 2001. *European Journal of Operational Research*, 15(4), pp. 245-259.
- Frank, R. H. & Bernanke, B. S., 2007. *Principles of Microeconomics*. 3 red. Boston: McGraw-Hill/Irwin.
- Freixas, X., Guesnerie, R. & Tirole, J., 1985. Planning under incomplete information and the ratchet effect. *The review of economics studies*, 52(2), pp. 173-191.
- Gansmo, A. K., 2011. NRK. [Internett]
Available at: <https://www.nrk.no/trondelag/snart-kan-alle-selge-solenergi-1.7675594>
[Funnet 20 November 2017].
- Grammeltvedt, T. E. et al., 2006. *Modell for fastsettelse av kostnadsnorm*, s.l.: NVE.
- Joskow, P. L., 2008. Incentive regulation and its application to electricity networks. *Review of Network Economics*, 7(4), pp. 547-560.
- Kittelsen, S. A. C., 1993. *Stepwise DEA; Choosing Variables for Measuring Technical Efficiency in Norwegian Electricity Distribution*, Oslo: University of Oslo.
- Kordahl, O.-P., Kvile, H. M., Amundsveen, R. & Langset, T., 2014. *Forslag til nytt vektsystem i modellen for å fastsette kostnadsnormer i regionalnettene*, s.l.: NVE.
- Langset, T., Amundsveen, R., Kordahl, O.-P. & Kvile, H. M. S. S. C., 2015. *Mer treffsikre kostnadsnormer for nettselskaper*, s.l.: NVE.
- Langset, T., 2015. *Infoskriv ETØ-4/2015 Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2016*, s.l.: NVE.
- Liston, C., 1993. Price-cap versus rate-of-return regulation. *Journal of Regulatory Economics*, 5(1), pp. 25-48.
- Meteorologisk institutt, 2012. *Mer ekstremvær, mer ekstremt vær eller variasjoner?*. [Internett]
Available at: http://met.no/Mer+ekstremvær,+mer+ekstremt+vær,+eller+variasjoner+som+alltid%3F.b7C_w7HIWL.ips
[Funnet 19 Desember 2016].

Nordgård, D. E. & Sand, K., 2004. *Sammenligning av nordiske benchmarkingsmodeller*. s.l.:Sintef Energiforskning.

NVE, 2015. *NVE har vedtatt endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/nyheter-og-horinger-okonomisk-regulering/nve-har-vedtatt-endringer-i-forskrift-om-kontroll-av-nettvirksomhet/>
[Funnet 10 April 2017].

NVE, 2016a. *Plusskunder*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>
[Funnet 27 Oktober 2016].

NVE, 2016b. *Referanserenten*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/referanserenten/>
[Funnet 18 Oktober 2016].

NVE, 2016c. *Reguleringsmodellen*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/>
[Funnet 12 November 2016].

NVE, 2016d. *Inntektsrammer for 2016*. [Internett]
Available at: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/inntektsrammer/inntektsrammer-for-2016/>
[Funnet 11 November 2016].

Pan, J. et al., 2000. Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods under Open Access. *EEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, November, 15(4), pp. 1218-1224.

Polinsky, A. M. & Shavell, S., 2007. *Handbook of law and economics*. 2 red. Amsterdam: Elsevier.

Reiten, E., Sjørgard, L. & Bjella, K., 2014. *Et bedre organisert strømnett*, Oslo: Olje- og energidepartementet.

Schleifer, A., 1985. A Theory of Yardstick Competition. *Rand Journal of Economics*, 16(3), pp. 319-327.

Spilde, D. & Skotland, C., 2016. *Hvordan vil en omfattende elektifisering av transportsektoren påvirke kraftsystemet?*, s.l.: NVE.

Statnett, 2014. Annerledeslandet. *Neste generasjon kraftsystem*.

Statnett, 2014. *Energiskolen, lærehefte*. Oslo: s.n.

Stortinget, 2002. *Innstilling fra samferdselskomiteen om bedre kollektivtransport*, Oslo: s.n.

Teknisk ukeblad, 2015. - *Automatiske strømmålere kan bli en gigantisk feilinvestering*. [Internett]

Available at: <https://www.tu.no/artikler/automatiske-strommalere-kan-bli-en-gigantisk-feilinvestering/223534>

[Funnet 12 November 2016].

Viscusi, W. K., H, H. J. J. & Vernon, J. M., 2005. *Economics of Regulation and Antitrust*. 4 red. Cambridge: MIT Press.

Wangenteen, I., 2007. *Power System Economics - the Nordic Electricity Market*. Trondheim: Tapir Academic Press.

Wiull, S. O., 2008. *Innføring av vektrestriksjoner i NVEs DEA-modell for distribusjonsnettene*, s.l.: NVE.

Xrgia, 2015. *Prinsipiell drøfting av sammenslåing av effektivitetsmodell for regional- og distribusjonsnett*, Oslo: Norges Energi.

10. Vedlegg

10.1 Effektivitet i regionalnettd modellen uten investering

Selskap	Trinn 1	Trinn 2	Trinn 3
Agder Energi Nett AS	71,60 %	73,67 %	94,23 %
Aktieselskabet Saudefaldene	53,48 %	61,14 %	70,05 %
Askoy Energi AS	62,28 %	60,91 %	75,48 %
BKK Nett AS	81,04 %	86,69 %	105,25 %
Dalane energi IKS	54,02 %	57,66 %	63,66 %
EB Nett AS	100,00 %	100,00 %	116,15 %
Eidsiva Nett AS	85,85 %	79,78 %	90,22 %
Gudbrandsdal Energi AS	86,06 %	87,59 %	97,04 %
Haalogaland Kraft AS	86,92 %	83,11 %	95,99 %
Hadeland Energinett AS	87,60 %	82,45 %	97,89 %
Hafslund Nett AS	92,98 %	84,05 %	99,62 %
Hallingdal Kraftnett AS	73,92 %	73,15 %	88,11 %
Hammerfest Energi Nett AS	61,93 %	62,48 %	93,56 %
Haugaland Kraft AS	100,00 %	100,00 %	112,23 %
HelgelandsKraft AS	74,52 %	78,58 %	99,38 %
Istad Nett AS	100,00 %	100,00 %	117,58 %
Kragero Energi AS	83,62 %	83,94 %	94,03 %
Lofotkraft AS	74,01 %	68,26 %	102,03 %
Lyse Elnett AS	100,00 %	100,00 %	113,78 %
Midt Nett Buskerud AS	96,72 %	92,95 %	122,87 %
MORENETT AS	74,20 %	79,05 %	98,60 %
Narvik Energinett AS	60,52 %	63,54 %	78,45 %
Nord-Salten Kraft AS	97,17 %	98,96 %	116,30 %
Nord-Trondelag Elektrisitetsverk	66,45 %	55,37 %	70,85 %
Nordlandsnett AS	100,00 %	100,00 %	112,47 %
Nordmore Energiverk AS	100,00 %	100,00 %	130,89 %
Odda Energi AS	89,90 %	99,46 %	115,88 %
Opplandskraft DA	62,80 %	66,83 %	96,02 %
SFE Nett AS	60,04 %	73,10 %	88,79 %
Skagerak Nett AS	99,01 %	97,41 %	111,28 %
SKL Nett AS	52,64 %	63,03 %	82,18 %
Sognekraft AS	61,30 %	75,89 %	83,86 %
Stange Energi Nett AS	84,56 %	77,00 %	90,98 %
Suldal Elverk KF	94,28 %	102,27 %	115,29 %
Sunnfjord Energi AS	49,39 %	59,91 %	74,45 %
Trollfjord Kraft AS	50,29 %	41,57 %	61,02 %
Troms Kraft Nett AS	89,59 %	83,90 %	104,51 %
TronderEnergi Nett AS	95,89 %	91,30 %	106,30 %
Varanger Kraftnett AS	81,64 %	75,84 %	100,91 %
Vest-Telemark Kraftlag AS	53,66 %	58,24 %	73,62 %
Vesteraalskraft Nett AS	77,32 %	76,33 %	96,03 %
Ymber AS	100,00 %	100,00 %	113,56 %

10.2 Effektivitet i distribusjonsnettmodellen uten investering

Selskap	Trinn 1	Trinn 2	Trinn 3	Selskap	Trinn 1	Trinn 2	Trinn 3
Aardal Energi KF	56,68 %	55,41 %	71,64 %	MORENETT AS	63,93 %	64,75 %	81,24 %
Agder Energi Nett AS	83,17 %	81,77 %	103,98 %	Narvik Energinett AS	59,84 %	54,99 %	70,74 %
Askoy Energi AS	100,00 %	100,00 %	127,13 %	Neset Kraft AS	64,15 %	69,98 %	80,84 %
Aurland Energiverk AS	59,77 %	64,32 %	78,13 %	Nord-Osterdal Kraftlag SA	99,18 %	91,29 %	108,21 %
Austevoll Kraftlag BA	46,82 %	45,79 %	60,04 %	Nord-Salten Kraft AS	100,00 %	100,00 %	109,66 %
Ballangen Energi AS	94,12 %	93,40 %	109,60 %	Nord-Trondelag Elektrisitetsver	100,00 %	100,00 %	120,07 %
Bindal Kraftlag SA	80,28 %	81,53 %	96,42 %	Nordlandsnett AS	78,19 %	71,53 %	92,15 %
BKK Nett AS	73,58 %	74,41 %	93,93 %	Nordmore Energiverk AS	76,12 %	80,49 %	99,00 %
Dalane energi IKS	72,96 %	81,63 %	103,72 %	Nordvest Nett AS	84,23 %	84,06 %	101,51 %
Drangedal Elverk KF	86,42 %	93,96 %	113,44 %	Nore Energi AS	69,58 %	74,25 %	96,44 %
EB Nett AS	83,85 %	86,94 %	105,44 %	Notodden Energi AS	55,06 %	63,73 %	83,36 %
Eidsiva Nett AS	85,37 %	80,80 %	103,95 %	Odda Energi AS	68,35 %	71,75 %	96,28 %
Elverum Nett AS	69,51 %	63,46 %	85,52 %	Oppdal Everk AS	85,19 %	82,36 %	104,86 %
Energi 1 Follo Royken AS	96,90 %	96,96 %	118,71 %	Orkdal Energi AS	80,75 %	83,22 %	103,63 %
Etne Elektrisitetslag	65,04 %	77,42 %	92,80 %	Orskog Energi AS	88,36 %	90,77 %	109,33 %
Evenes Kraftforsyning AS	68,91 %	71,48 %	81,10 %	Ovre Eiker Nett AS	66,65 %	73,10 %	89,90 %
Fauske Lysverk AS	66,20 %	67,42 %	87,03 %	Rakkestad Energi AS	85,87 %	88,30 %	107,22 %
Finnaas Kraftlag	60,80 %	62,41 %	85,79 %	Rauland Kraftforsyningslag SA	86,06 %	79,11 %	98,06 %
Fitjar Kraftlag SA	48,78 %	54,51 %	67,92 %	Rauma Energi AS	65,87 %	71,25 %	85,59 %
Fjelberg Kraftlag SA	54,85 %	64,65 %	78,08 %	Ringeriks-Kraft Nett AS	75,16 %	76,47 %	100,48 %
Flesberg Elektrisitetsverk AS	71,39 %	75,26 %	99,08 %	Rissa Kraftlag BA	72,97 %	74,94 %	89,08 %
Forsand Elverk Kommunalt Foretak i Forsar	59,21 %	72,62 %	91,21 %	Rodoy-Luroy Kraftverk AS	66,11 %	61,35 %	79,75 %
Fosenkraft AS	81,64 %	83,72 %	104,98 %	Rollag Elektrisitetsverk SA	69,62 %	79,98 %	97,20 %
Fredrikstad Energi Nett AS	81,79 %	81,85 %	104,94 %	Roros Elektrisitetsverk AS	96,65 %	84,64 %	99,29 %
Fusa Kraftlag SA	53,04 %	60,69 %	78,06 %	Sandoy Energi AS	48,33 %	52,05 %	66,61 %
Gauldal Nett AS	97,72 %	96,46 %	113,98 %	Selbu Energiverk AS	71,84 %	75,20 %	96,59 %
Gudbrandsdal Energi AS	88,83 %	81,93 %	104,67 %	SFE Nett AS	61,84 %	61,45 %	83,89 %
Haalogaland Kraft AS	81,34 %	78,52 %	95,08 %	Skaanevik Olen Kraftlag	61,78 %	68,12 %	91,36 %
Hadeland Energinett AS	95,05 %	91,77 %	111,74 %	Skagerak Nett AS	84,61 %	90,79 %	108,73 %
Hafslund Nett AS	91,90 %	90,98 %	108,13 %	Skjaak Energi KF	68,58 %	66,48 %	78,52 %
Hallingdal Kraftnett AS	93,37 %	92,52 %	113,64 %	SKL Nett AS	59,09 %	72,11 %	90,32 %
Hammerfest Energi Nett AS	72,27 %	72,97 %	89,94 %	Sognekraft AS	66,82 %	68,83 %	87,79 %
Hardanger Energi AS	76,25 %	82,94 %	97,80 %	Sor Aurdal Energi AS	68,59 %	83,43 %	109,76 %
Haugaland Kraft AS	69,80 %	71,21 %	88,82 %	Sorfold Kraftlag SA	49,28 %	52,14 %	60,17 %
HelgelandsKraft AS	72,55 %	69,10 %	85,71 %	Stange Energi Nett AS	78,30 %	72,16 %	98,62 %
Hemne Kraftlag SA	77,70 %	82,33 %	97,98 %	Stranda Energiverk AS	63,39 %	70,19 %	84,66 %
Hemsedal Energi KF	80,53 %	74,66 %	97,15 %	Stryn Energi AS	68,35 %	71,27 %	88,63 %
Hjartdal Elverk AS	69,40 %	74,11 %	96,25 %	Suldal Elverk KF	69,72 %	78,59 %	97,21 %
Holand og Setskog Elverk	75,66 %	73,75 %	89,40 %	Sunddal Energi KF	60,96 %	66,37 %	85,88 %
Hurum Energiverk AS	76,16 %	81,10 %	100,22 %	Sunnfjord Energi AS	71,24 %	74,19 %	91,38 %
Istad Nett AS	84,78 %	86,46 %	108,71 %	Sworka Energi AS	72,75 %	78,73 %	101,21 %
Jaeren Everk Kommunalt foretak i Haa	74,78 %	88,99 %	106,33 %	Sykkylven Energi AS	75,46 %	82,05 %	101,51 %
Klepp Energi AS	69,84 %	79,54 %	102,21 %	Tinn Energi AS	62,26 %	62,48 %	82,55 %
Kragero Energi AS	71,14 %	67,29 %	88,25 %	Trogstad Elverk AS	100,00 %	100,00 %	114,64 %
Krodsherad Everk KF	97,60 %	102,34 %	122,53 %	Trollfjord Kraft AS	76,07 %	78,95 %	94,37 %
Kvam Kraftverk AS	64,04 %	68,25 %	86,92 %	Troms Kraft Nett AS	94,07 %	91,62 %	113,14 %
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	86,49 %	84,53 %	105,35 %	TronderEnergi Nett AS	83,72 %	75,11 %	89,75 %
Kvinnherad Energi AS	59,18 %	62,65 %	79,34 %	Tysnes Kraftlag SA	52,15 %	57,67 %	72,92 %
Laerdal Energi AS	61,56 %	62,25 %	71,99 %	Uvdal Kraftforsyning AL	63,18 %	58,69 %	81,02 %
Lier Everk AS	82,85 %	85,71 %	100,83 %	Valdres Energiverk AS	81,59 %	73,65 %	100,70 %
Lofotkraft AS	53,84 %	51,95 %	75,09 %	Vang Energiverk KF	71,83 %	65,60 %	83,86 %
Luster Energiverk AS	79,69 %	77,74 %	90,14 %	Varanger Kraftnett AS	72,68 %	74,89 %	94,72 %
Lyse Elinett AS	84,31 %	80,69 %	104,61 %	Vest-Telemark Kraftlag AS	82,59 %	87,14 %	106,44 %
Meloy Energi AS	64,71 %	69,36 %	81,82 %	Vesteraalskraft Nett AS	74,44 %	76,07 %	90,80 %
Midt Nett Buskerud AS	73,65 %	76,59 %	98,09 %	VOKKS Nett AS	84,06 %	76,15 %	95,47 %
Midt-Telemark Energi AS	77,06 %	83,05 %	101,95 %	Ymber AS	100,00 %	100,00 %	114,33 %

10.3 Vektet effektivitet og tillatt inntekt (i tusen kroner) i dagens modell uten investering

Selskap	Effektivitet trinn 1	Effektivitet trinn 2	Effektivitet trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
Aardal Energi KF	56,68 %	55,41 %	71,64 %	16 940	16 764	19 033
Agder Energi Nett AS	80,63 %	79,99 %	101,84 %	785 850	782 272	905 072
Aktieselskabet Saudefaldene	53,48 %	61,14 %	70,05 %	15 565	16 572	17 742
Askoy Energi AS	92,71 %	92,45 %	117,15 %	39 759	39 691	46 082
Aurland Energiverk AS	59,77 %	64,32 %	78,13 %	12 457	12 940	14 406
Austevoll Kraftlag BA	46,82 %	45,79 %	60,04 %	18 714	18 536	21 005
Ballangen Energi AS	94,12 %	93,40 %	109,60 %	18 427	18 343	20 235
Bindal Kraftlag SA	80,28 %	81,53 %	96,42 %	9 162	9 244	10 223
BKK Nett AS	75,42 %	77,43 %	96,71 %	836 845	849 263	968 406
Dalane energi IKS	70,49 %	78,50 %	98,50 %	71 576	76 034	87 153
Drangedal Elverk KF	86,42 %	93,96 %	113,44 %	19 674	20 663	23 217
EB Nett AS	90,06 %	91,96 %	109,56 %	274 588	278 040	310 047
Eidsiva Nett AS	85,47 %	80,58 %	100,96 %	763 323	737 009	846 574
Elverum Nett AS	69,51 %	63,46 %	85,52 %	48 161	45 936	54 045
Energi 1 Follo Royken AS	96,90 %	96,96 %	118,71 %	101 626	101 667	115 880
Etne Elekrisitetsslag	65,04 %	77,42 %	92,80 %	9 799	10 743	11 916
Evenes Kraftforsyning AS	68,91 %	71,48 %	81,10 %	8 734	8 903	9 539
Fauske Lysverk AS	66,20 %	67,42 %	87,03 %	28 386	28 653	32 957
Finnaas Kraftlag	60,80 %	62,41 %	85,79 %	30 415	30 819	36 654
Fitjar Kraftlag SA	48,78 %	54,51 %	67,92 %	13 653	14 362	16 020
Fjelberg Kraftlag SA	54,85 %	64,65 %	78,08 %	9 222	10 008	11 085
Flesberg Elekrisitetsverk AS	71,39 %	75,26 %	99,08 %	18 221	18 752	22 020
Forsand Elverk Kommunalt Foretak i Forsand	59,21 %	72,62 %	91,21 %	7 740	8 608	9 812
Fosenkraft AS	81,64 %	83,72 %	104,98 %	36 454	36 982	42 410
Fredrikstad Energi Nett AS	81,79 %	81,85 %	104,94 %	111 555	111 597	129 434
Fusa Kraftlag SA	53,04 %	60,69 %	78,06 %	19 408	20 663	23 511
Gauldal Nett AS	97,72 %	96,46 %	113,98 %	27 874	27 653	30 725
Gudbrandsdal Energi AS	88,54 %	82,53 %	103,86 %	80 655	77 409	88 928
Haalogaland Kraft AS	82,12 %	79,16 %	95,21 %	118 815	116 378	129 600
Hadeland Energinett AS	94,38 %	90,93 %	110,49 %	75 465	73 782	83 322
Hafslund Nett AS	92,17 %	89,24 %	105,99 %	2 407 150	2 361 152	2 623 947
Hallingdal Kraftnett AS	91,11 %	90,27 %	110,67 %	109 104	108 505	123 066
Hammerfest Energi Nett AS	69,15 %	69,80 %	91,03 %	56 835	57 125	66 534
Hardanger Energi AS	76,25 %	82,94 %	97,80 %	37 459	39 286	43 348
Haugaland Kraft AS	73,64 %	74,87 %	91,80 %	243 523	245 778	276 767
HelgelandsKraft AS	72,94 %	70,99 %	88,44 %	298 789	294 337	334 200
Hemne Kraftlag SA	77,70 %	82,33 %	97,98 %	24 133	24 932	27 633
Hemsedal Energi KF	80,53 %	74,66 %	97,15 %	20 078	19 259	22 400
Hjartdal Elverk AS	69,40 %	74,11 %	96,25 %	11 488	11 900	13 834
Holand og Setskog Elverk	75,66 %	73,75 %	89,40 %	25 027	24 683	27 496
Hurum Energiverk AS	76,16 %	81,10 %	100,22 %	23 132	23 964	27 188
Istad Nett AS	86,83 %	88,28 %	109,90 %	121 719	122 917	140 697
Jaeren Everk Kommunalt foretak i Haa	74,78 %	88,99 %	106,33 %	31 065	34 300	38 246
Klepp Energi AS	69,84 %	79,54 %	102,21 %	27 634	29 621	34 260
Kragero Energi AS	72,73 %	69,42 %	88,99 %	42 301	41 271	47 356
Krodsherad Everk KF	97,60 %	102,34 %	122,53 %	11 524	11 874	13 359
Kvam Kraftverk AS	64,04 %	68,25 %	86,92 %	29 455	30 424	34 719
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	86,49 %	84,53 %	105,35 %	23 688	23 382	26 634
Kvinnherad Energi AS	59,18 %	62,65 %	79,34 %	35 496	36 505	41 355
Laerdal Energi AS	61,56 %	62,25 %	71,99 %	11 113	11 179	12 100
Lier Everk AS	82,85 %	85,71 %	100,83 %	41 528	42 374	46 837
Lofotkraft AS	58,52 %	55,74 %	81,35 %	118 058	115 197	141 542
Luster Energiverk AS	79,69 %	77,74 %	90,14 %	18 830	18 561	20 272
Lyse Elnett AS	88,54 %	85,89 %	107,08 %	550 922	541 348	618 028
Meloy Energi AS	64,71 %	69,36 %	81,82 %	25 898	26 879	29 506
Midt Nett Buskerud AS	75,43 %	77,85 %	100,01 %	62 398	63 500	73 599
Midt-Telemark Energi AS	77,06 %	83,05 %	101,95 %	44 111	46 008	51 991

Selskap	Effektivitet trinn 1	Effektivitet trinn 2	Effektivitet trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
MORENETT AS	66,62 %	68,50 %	85,79 %	312 960	317 691	361 250
Narvik Energinet AS	59,98 %	56,76 %	72,34 %	56 882	55 376	62 661
Nesset Kraft AS	64,15 %	69,98 %	80,84 %	14 200	14 854	16 073
Nord-Osterdal Kraftlag SA	99,18 %	91,29 %	108,21 %	65 098	61 861	68 800
Nord-Salten Kraft AS	99,23 %	99,72 %	111,46 %	64 337	64 530	69 185
Nord-Trondelag Elektrisitetsverk	92,36 %	89,84 %	108,86 %	474 474	466 504	526 603
Nordlandsnett AS	83,95 %	79,05 %	97,51 %	177 695	171 662	194 390
Nordmore Energiverk AS	81,60 %	84,96 %	106,31 %	145 469	148 920	170 843
Nordvest Nett AS	84,23 %	84,06 %	101,51 %	36 486	36 441	40 939
Nore Energi AS	69,58 %	74,25 %	96,44 %	14 069	14 558	16 881
Notodden Energi AS	55,06 %	63,73 %	83,36 %	39 437	42 300	48 791
Odda Energi AS	74,87 %	80,13 %	102,21 %	38 463	39 922	46 035
Oppdal Elverk AS	85,19 %	82,36 %	104,86 %	27 768	27 238	31 447
Opplandskraft DA	62,80 %	66,83 %	96,02 %	5 451	5 622	6 858
Orkdal Energi AS	80,75 %	83,22 %	103,63 %	26 572	27 032	30 828
Orskog Energi AS	88,36 %	90,77 %	109,33 %	17 690	17 984	20 252
Ovre Eiker Nett AS	66,65 %	73,10 %	89,90 %	38 863	40 793	45 814
Rakkestad Energi AS	85,87 %	88,30 %	107,22 %	22 662	23 032	25 914
Rauland Kraftforsyningslag SA	86,06 %	79,11 %	98,06 %	22 273	21 234	24 065
Rauma Energi AS	65,87 %	71,25 %	85,59 %	28 667	29 890	33 151
Ringeriks-Kraft Nett AS	75,16 %	76,47 %	100,48 %	83 570	84 411	99 841
Rissa Kraftlag BA	72,97 %	74,94 %	89,08 %	16 163	16 403	18 120
Rodoy-Luroy Kraftverk AS	66,11 %	61,35 %	79,75 %	34 882	33 543	38 713
Rollag Elektrisitetsverk SA	69,62 %	79,98 %	97,20 %	10 130	10 924	12 243
Roros Elektrisitetsverk AS	96,65 %	84,64 %	99,29 %	26 879	24 860	27 322
Sandoy Energi AS	48,33 %	52,05 %	66,61 %	6 114	6 323	7 144
Selbu Energiverk AS	71,84 %	75,20 %	96,59 %	16 625	17 056	19 793
SFE Nett AS	61,44 %	64,04 %	84,98 %	164 470	168 153	197 851
Skaanevik Olen Kraftlag	61,78 %	68,12 %	91,36 %	19 213	20 217	23 898
Skagerak Nett AS	88,26 %	92,47 %	109,38 %	776 717	798 668	886 843
Skjaak Energi KF	68,58 %	66,48 %	78,52 %	14 830	14 590	15 965
SKL Nett AS	55,37 %	66,88 %	85,63 %	71 236	78 270	89 728
Sognekraft AS	65,79 %	70,15 %	87,06 %	53 344	55 221	62 491
Sor Aurdal Energi AS	68,59 %	83,43 %	109,76 %	19 256	21 443	25 325
Sorfold Kraftlag SA	49,28 %	52,14 %	60,17 %	10 320	10 585	11 330
Stange Energi Nett AS	78,77 %	72,52 %	98,05 %	50 122	47 857	57 114
Stranda Energiverk AS	63,39 %	70,19 %	84,66 %	16 719	17 654	19 643
Stryn Energi AS	68,35 %	71,27 %	88,63 %	23 270	23 805	26 984
Suldal Elverk KF	71,97 %	80,76 %	98,86 %	28 838	30 771	34 751
Sunndal Energi KF	60,96 %	66,37 %	85,88 %	24 111	25 153	28 914
Sunnfjord Energi AS	66,96 %	71,39 %	88,06 %	106 399	110 102	124 025
Svorka Energi AS	72,75 %	78,73 %	101,21 %	40 370	42 191	49 031
Sykkylven Energi AS	75,46 %	82,05 %	101,51 %	17 827	18 685	21 219
Tinn Energi AS	62,26 %	62,48 %	82,55 %	37 379	37 446	43 454
Trogstad Elverk AS	100,00 %	100,00 %	114,64 %	16 550	16 550	18 027
Trollfjord Kraft AS	68,21 %	67,55 %	84,20 %	32 938	32 743	37 621
Troms Kraft Nett AS	93,24 %	90,19 %	111,54 %	368 736	361 272	413 464
TronderEnergi Nett AS	86,22 %	78,44 %	93,15 %	531 568	503 437	556 643
Tysnes Kraftlag SA	52,15 %	57,67 %	72,92 %	18 457	19 332	21 753
Uvdal Kraftforsyning AL	63,18 %	58,69 %	81,02 %	10 617	10 243	12 102
Valdres Energiverk AS	81,59 %	73,65 %	100,70 %	61 163	57 747	69 381
Vang Energiverk KF	71,83 %	65,60 %	83,86 %	14 147	13 485	15 427
Varanger Kraftnett AS	74,89 %	75,12 %	96,24 %	130 856	131 083	151 395
Vest-Telemark Kraftlag AS	78,25 %	82,81 %	101,51 %	81 698	84 526	96 147
Vesteraalskraft Nett AS	74,77 %	76,10 %	91,40 %	66 397	67 053	74 576
VOKKS Nett AS	84,06 %	76,15 %	95,47 %	61 599	58 207	66 497
Ymber AS	100,00 %	100,00 %	114,15 %	72 004	72 004	78 574

10.4 Effektivitet og tillatt inntekt (i tusen kroner) i samlet modell uten investering

Selskap	Effektivitet trinn 1	Effektivitet trinn 2	Effektivitet trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
Aardal Energi KF	59,73 %	68,46 %	74,39 %	17 368	18 588	19 417
Agder Energi Nett AS	86,58 %	93,56 %	102,47 %	819 284	858 500	908 578
Aktieselskabet Saudefaldene	100,00 %	100,00 %	105,08 %	21 679	21 679	22 347
Askoy Energi AS	100,00 %	100,00 %	109,60 %	41 644	41 644	44 129
Aurland Energiverk AS	60,54 %	73,83 %	78,88 %	12 539	13 950	14 486
Austevoll Kraftlag BA	49,05 %	54,81 %	60,02 %	19 101	20 099	21 001
Ballingen Energi AS	100,00 %	100,00 %	105,77 %	20 004	20 004	20 709
Bindal Kraftlag SA	87,02 %	96,48 %	101,92 %	9 605	10 228	10 585
BKK Nett AS	86,29 %	95,17 %	103,16 %	904 006	958 909	1 008 222
Dalane energi IKS	73,80 %	94,04 %	101,51 %	73 420	84 676	88 828
Drangedal Elverk KF	96,15 %	100,53 %	107,71 %	21 597	22 189	23 160
EB Nett AS	100,00 %	100,00 %	107,70 %	292 663	292 663	306 676
Eidsiva Nett AS	95,81 %	84,37 %	92,28 %	818 863	757 374	799 914
Elverum Nett AS	71,48 %	68,90 %	76,96 %	48 884	47 937	50 900
Energi 1 Follo Royken AS	100,00 %	100,00 %	107,95 %	103 651	103 651	108 844
Etna Elektrisitetslag	71,97 %	87,18 %	92,77 %	10 443	11 615	12 047
Evenes Kraftforsyning AS	82,04 %	88,81 %	92,26 %	10 287	10 765	11 009
Fauske Lysverk AS	69,77 %	87,74 %	94,91 %	29 170	33 114	34 687
Finnaas Kraftlag	64,02 %	71,41 %	79,95 %	31 219	33 064	35 197
Fitjar Kraftlag SA	50,19 %	64,52 %	69,42 %	13 827	15 600	16 206
Fjelberg Kraftlag SA	56,63 %	65,24 %	70,15 %	9 365	10 055	10 448
Flesberg Elektrisitetsverk AS	75,15 %	78,24 %	86,94 %	18 736	19 161	20 355
Forsand Elverk Kommunalt Foretak i Fors	61,75 %	79,03 %	85,82 %	7 904	9 023	9 463
Fosenkraft AS	83,87 %	98,75 %	106,52 %	37 021	40 819	42 802
Fredrikstad Energi Nett AS	91,78 %	104,70 %	113,14 %	119 272	129 250	135 768
Fusa Kraftlag SA	55,09 %	61,52 %	67,87 %	19 745	20 799	21 839
Gauldal Nett AS	100,00 %	100,00 %	106,40 %	28 273	28 273	29 396
Gudbrandsdal Energi AS	93,57 %	87,68 %	95,68 %	83 370	80 189	84 508
Haalogaland Kraft AS	86,87 %	97,26 %	103,49 %	122 734	131 290	136 425
Hadeland Energinekk AS	97,68 %	91,51 %	98,95 %	77 074	74 066	77 692
Hafslund Nett AS	100,00 %	100,00 %	106,92 %	2 530 009	2 530 009	2 638 650
Hallingdal Kraftnett AS	96,21 %	98,62 %	106,44 %	112 746	114 470	120 045
Hammerfest Energi Nett AS	74,60 %	78,68 %	88,37 %	59 254	61 062	65 353
Hardanger Energi AS	84,73 %	97,78 %	103,30 %	40 812	44 468	46 015
Haugaland Kraft AS	81,72 %	90,25 %	96,75 %	258 319	273 927	285 836
Helgelandskraft AS	77,01 %	80,49 %	87,71 %	308 081	316 026	332 541
Hemne Kraftlag SA	79,83 %	84,39 %	90,11 %	24 500	25 287	26 274
Hemsedal Energi KF	82,61 %	78,24 %	86,62 %	25 156	24 406	25 845
Hjartdal Elverk AS	71,71 %	81,18 %	89,27 %	11 690	12 518	13 224
Holand og Setskog Elverk	78,11 %	81,89 %	87,62 %	25 467	26 147	27 175
Hurum Energiverk AS	78,51 %	79,71 %	86,70 %	23 528	23 730	24 908
Istad Nett AS	92,40 %	96,13 %	104,51 %	126 301	129 368	136 264
Jaeren Everk Kommunalt foretak i Haa	79,55 %	103,20 %	110,15 %	35 632	41 576	43 324
Klepp Energi AS	73,32 %	96,48 %	104,76 %	28 346	33 087	34 782
Kragero Energi AS	77,62 %	78,92 %	86,33 %	43 821	44 226	46 531
Krodsherad Everk KF	100,00 %	100,00 %	107,38 %	11 701	11 701	12 244
Kvam Kraftverk AS	66,25 %	76,54 %	83,36 %	29 964	32 331	33 901
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	89,34 %	95,69 %	103,29 %	24 134	25 125	26 313
Kvinnherad Energi AS	60,88 %	78,42 %	84,52 %	35 992	41 089	42 861
Laerdal Energi AS	73,07 %	75,87 %	79,93 %	14 484	14 794	15 244
Lier Everk AS	84,58 %	89,15 %	94,67 %	42 040	43 388	45 019
Lofotkraft AS	76,84 %	80,08 %	91,04 %	136 900	140 232	151 514
Luster Energiverk AS	82,73 %	83,27 %	87,80 %	19 250	19 323	19 948
Lyse Elnett AS	100,00 %	100,00 %	108,50 %	592 414	592 414	623 191
Meloy Energi AS	67,17 %	80,01 %	84,59 %	26 586	29 310	30 280
Midt Nett Buskerud AS	79,87 %	82,85 %	91,41 %	64 420	65 776	69 683
Midt-Telemark Energi AS	80,26 %	86,39 %	93,23 %	47 452	49 488	51 762

Selskap	Effektivitet trinn 1	Effektivitet trinn 2	Effektivitet trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
MORENETT AS	81,52 %	93,17 %	100,54 %	350 498	379 842	398 406
Narvik Energnett AS	66,65 %	72,44 %	78,77 %	60 002	62 709	65 667
Nesset Kraft AS	67,57 %	69,05 %	73,02 %	14 583	14 750	15 195
Nord-Osterdal Kraftlag SA	100,00 %	100,00 %	106,19 %	65 548	65 548	68 089
Nord-Salten Kraft AS	100,00 %	100,00 %	105,25 %	64 641	64 641	66 725
Nord-Trondelag Elektrisitetsverk	100,00 %	100,00 %	107,67 %	498 608	498 608	522 853
Nordlandsnett AS	94,59 %	93,00 %	100,42 %	190 786	188 831	197 968
Nordmore Energiverk AS	100,00 %	100,00 %	109,26 %	164 361	164 361	173 864
Nordvest Nett AS	87,01 %	95,71 %	102,08 %	37 203	39 444	41 088
Nore Energi AS	70,75 %	75,64 %	83,75 %	14 192	14 704	15 553
Notodden Energi AS	59,45 %	68,89 %	76,19 %	41 832	45 026	47 494
Odda Energi AS	100,00 %	100,00 %	109,08 %	45 423	45 423	47 939
Oppdal Everk AS	88,49 %	98,68 %	106,90 %	28 384	30 291	31 829
Opplandskraft DA	100,00 %	100,00 %	116,65 %	7 027	7 027	7 732
Orkdal Energi AS	84,17 %	97,35 %	104,81 %	27 208	29 661	31 048
Orskog Energi AS	90,29 %	92,77 %	99,56 %	17 926	18 229	19 058
Ovre Elker Nett AS	67,95 %	74,90 %	81,04 %	39 252	41 329	43 164
Rakkestad Energi AS	88,75 %	93,71 %	100,63 %	23 101	23 856	24 909
Rauland Kraftforsyningslag SA	90,84 %	92,14 %	99,35 %	24 729	24 939	26 095
Rauma Energi AS	69,17 %	73,02 %	78,92 %	30 181	31 077	32 454
Ringeriks-Kraft Nett AS	76,13 %	70,96 %	79,73 %	84 195	80 869	86 508
Rissa Kraftlag BA	76,08 %	85,26 %	90,43 %	16 541	17 656	18 283
Rodoy-Luroy Kraftverk AS	75,82 %	79,68 %	86,41 %	37 610	38 694	40 584
Rollag Elektrisitetsverk SA	72,45 %	70,92 %	77,21 %	10 347	10 229	10 711
Roros Elektrisitetsverk AS	100,00 %	100,00 %	105,31 %	28 657	28 657	29 589
Sandoy Energi AS	50,31 %	67,29 %	72,62 %	6 225	7 182	7 482
Selbu Energiverk AS	78,55 %	81,44 %	89,71 %	19 269	19 676	20 835
SFE Nett AS	64,25 %	66,63 %	75,00 %	168 450	171 830	183 699
Skaanevik Olen Kraftlag	63,40 %	77,86 %	86,35 %	19 470	21 759	23 104
Skagerak Nett AS	96,89 %	101,86 %	108,76 %	821 753	847 650	883 628
Skjaak Energi KF	69,68 %	75,68 %	80,08 %	14 956	15 641	16 143
SKL Nett AS	87,97 %	93,44 %	102,55 %	91 162	94 501	100 071
Sognekraft AS	68,59 %	73,32 %	79,80 %	54 549	56 582	59 370
Sor Aurdal Energi AS	70,09 %	90,90 %	100,52 %	19 477	22 544	23 963
Sorfold Kraftlag SA	51,88 %	62,96 %	65,89 %	10 561	11 588	11 861
Stange Energi Nett AS	81,65 %	71,75 %	81,29 %	51 168	47 577	51 037
Stranda Energiverk AS	64,69 %	78,71 %	84,07 %	17 280	19 249	20 001
Stryn Energi AS	71,29 %	75,05 %	81,40 %	23 808	24 498	25 659
Suldal Elverk KF	74,79 %	85,28 %	92,14 %	29 459	31 766	33 274
Sunndal Energi KF	63,16 %	78,79 %	85,92 %	24 536	27 547	28 921
Sunnfjord Energi AS	70,36 %	77,78 %	84,46 %	109 234	115 439	121 014
Sworka Energi AS	74,70 %	80,93 %	89,04 %	43 772	45 791	48 423
Sykkylven Energi AS	78,70 %	97,33 %	104,44 %	18 248	20 675	21 600
Tinn Energi AS	64,91 %	73,09 %	80,42 %	38 174	40 624	42 819
Trogstad Elverk AS	100,00 %	100,00 %	105,35 %	16 550	16 550	17 089
Trollfjord Kraft AS	85,69 %	93,77 %	101,07 %	38 058	40 425	42 564
Troms Kraft Nett AS	100,00 %	100,00 %	108,59 %	385 251	385 251	406 236
TronderEnergi Nett AS	96,66 %	95,82 %	101,83 %	569 307	566 285	588 014
Tysnes Kraftlag SA	54,50 %	54,70 %	60,27 %	18 829	18 860	19 745
Uvdal Kraftforsyning AL	65,17 %	68,02 %	76,18 %	10 783	11 019	11 699
Valdres Energiverk AS	84,10 %	84,36 %	94,24 %	62 244	62 352	66 603
Vang Energiverk KF	73,34 %	72,55 %	79,22 %	14 308	14 223	14 933
Varanger Kraftnett AS	79,51 %	83,58 %	92,56 %	135 299	139 215	147 855
Vest-Telemark Kraftlag AS	82,20 %	85,50 %	92,81 %	84 147	86 197	90 738
Vesteraalskraft Nett AS	75,32 %	89,59 %	95,64 %	66 667	73 683	76 659
VOKKS Nett AS	86,11 %	75,39 %	82,44 %	62 793	58 174	61 212
Ymber AS	100,00 %	100,00 %	105,82 %	72 004	72 004	74 706

10.5 Vektsystem for slank modell

Vekt for luftlinje

kV	Tverrsnitt	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Totalvekt	Beregning av forhold mellom nyverdi og kapitalvekt
24	50	690,0	34,9	27,8	56,5	19,7927739
24	50	704,8	35,6	24,0	59,6	19,7927739
24	95	789,2	39,9	27,8	67,6	19,7927739
Vekt for jordkabel						
kV	Tverrsnitt	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Totalvekt	
24	150	627	31,7	12	43,7	19,7927739
24	240	780	39,4	12	51,4	
Vekt for sjøkabel						
kV	tverrsnitt	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Totalvekt	
24	120	2106	106,40	12	118,4	19,7927739
Vekt for nettstasjoner						
kV	Type	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Totalvekt	
420	Trafostasjon	11577	584,9	255	839,6	19,7927739
24	Trafostasjon	300	15,1570468	5	20,2	

Vekt for luftlinje

kV	Tverrsnitt	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Totalvekt	Beregning av forhold mellom nyverdi og kapitalvekt
24	50	690	=D3/H4	27,75	56,510496279274	=D3/E3
24	50	704,8	=D4/H5	=12*2	=E4+I4	=D4/E4
24	95	789,1875	39,8725062312175	27,75	67,6225062312175	=D5/E5
Vekt for jordkabel						
kV	Tverrsnitt	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Totalvekt	
24	150	627	31,6782278064127	12	43,6782278064127	=D8/E8
24	240	780	=D9/H8	12	=E9+I9	
Vekt for sjøkabel						
kV	tverrsnitt	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Totalvekt	
24	120	2106	106,402468517233	12	118,402468517233	=D12/E12
Vekt for nettstasjoner						
kV	Type	Nyverdi	Kapitalvekt	DV-vekt	Totalvekt	
420	Trafostasjon	11577,3918616208	584,930234125251	254,702620955658	839,632855080908	=D15/E15
24	Trafostasjon	300	=D16/H15	5	=E14+I14	

Stasjonsvariabelen

	Antall	Vektet verdi	Vektet verdi ytelse	Samlet vekt
Øresvik				
Bryteranlegg 22 kV E+2K	1	32,9		32,9
Bryteranlegg 36 kV E+K+D	1	32,9		32,9
Transformator 22/36 kV 20 MVA	20	72,2	4,2	156,2
Lovund				
Bryteranlegg 22 kV 3E+4K+T	3	32,9		98,7
Bryteranlegg 36 kV E+K+D	1	32,9		32,9
Transformatorstasjon - bygg	1	135,6		135,6
Transformator 36/22 kV 20 MVA	20	72,9	4,2	156,9
Sum				646,1
Driftssystem	0,05			32,3
Sum totalt				678,4

Stasjonsvariabelen

	Antall	Vektet verdi	Vektet verdi ytelse	Samlet vekt
Øresvik				
Bryteranlegg 22 kV E+2K	1	32,9		=C6*D6
Bryteranlegg 36 kV E+K+D	1	32,9		=C7*D7
Transformator 22/36 kV 20 MVA	20	72,2	4,2	=(C8*E8)+D8
Lovund				
Bryteranlegg 22 kV 3E+4K+T	3	32,9		=C10*D10
Bryteranlegg 36 kV E+K+D	1	32,9		=C11*D11
Transformatorstasjon - bygg	1	135,6		=C12*D12
Transformator 36/22 kV 20 MVA	20	72,9	4,2	=D13+(C13*E13)
Sum				=SUMMER(F6:F8)+SUMMER(F1
Driftssystem	0,05			=C15*F14
Sum totalt				=F14+F15

10.6 Effektivitet og tillatt inntekt (i tusen kroner) i slank modell uten investering

Selskap	Effektivitet trinn 1	Effektivitet trinn 2	Effektivitet trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
Aardal Energi KF	71,90 %	75,44 %	81,44 %	19 069	19 564	20 403
Agder Energi Nett AS	86,82 %	97,87 %	106,88 %	820 630	882 748	933 394
Aktieselskabet Sauefaldene	100,00 %	100,00 %	105,14 %	21 679	21 679	22 355
Askoy Energi AS	100,00 %	100,00 %	109,71 %	41 644	41 644	44 157
Aurland Energiverk AS	92,01 %	98,08 %	103,19 %	15 879	16 524	17 066
Austevoll Kraftlag BA	51,21 %	59,47 %	64,74 %	19 476	20 907	21 819
Ballangen Energi AS	90,93 %	98,57 %	104,41 %	18 896	19 829	20 542
Bindal Kraftlag SA	76,41 %	83,36 %	88,86 %	8 907	9 364	9 726
BKK Nett AS	85,63 %	91,81 %	99,88 %	899 977	938 131	988 003
Dalane energi IKS	81,61 %	93,86 %	101,41 %	77 763	84 571	88 771
Drangedal Elverk KF	87,23 %	97,53 %	104,80 %	20 392	21 783	22 766
EB Nett AS	100,00 %	100,00 %	107,79 %	292 663	292 663	306 835
Eidsiva Nett AS	90,16 %	89,63 %	97,63 %	788 510	785 664	828 686
Elverum Nett AS	71,19 %	62,70 %	70,85 %	48 777	45 656	48 653
Energi 1 Follo Royken AS	100,00 %	100,00 %	108,04 %	103 651	103 651	108 903
Etna Elektrisitetslag	84,48 %	93,93 %	99,58 %	11 408	12 136	12 572
Evenes Kraftforsyning AS	69,16 %	83,79 %	87,28 %	9 377	10 410	10 657
Fauske Lysverk AS	76,62 %	86,26 %	93,50 %	30 672	32 788	34 378
Finnaas Kraftlag	64,99 %	71,79 %	80,43 %	31 462	33 158	35 315
Fitjar Kraftlag SA	56,26 %	66,75 %	71,70 %	14 578	15 875	16 488
Fjelberg Kraftlag SA	62,56 %	73,22 %	78,19 %	9 840	10 695	11 093
Flesberg Elektrisitetsverk AS	73,81 %	75,69 %	84,49 %	18 553	18 811	20 018
Forsand Elverk Kommunalt Foretak I Forsand	85,62 %	89,55 %	105,42 %	9 450	10 287	10 733
Fosenkraft AS	84,10 %	89,98 %	97,84 %	37 080	38 581	40 587
Fredrikstad Energi Nett AS	94,37 %	93,38 %	101,92 %	121 273	120 506	127 098
Fusa Kraftlag SA	53,33 %	64,86 %	71,28 %	19 456	21 346	22 399
Gauldal Nett AS	96,98 %	100,26 %	106,73 %	27 744	28 319	29 455
Gudbrandsdal Energi AS	91,46 %	84,58 %	92,67 %	82 232	78 514	82 883
Haalogaland Kraft AS	85,92 %	98,63 %	104,94 %	121 946	132 422	137 615
Hadeland Energinett AS	89,41 %	94,84 %	102,36 %	73 041	75 691	79 357
Hafslund Nett AS	100,00 %	100,00 %	107,00 %	2 530 009	2 530 009	2 639 882
Hallingdal Kraftnett AS	100,00 %	100,00 %	107,90 %	115 452	115 452	121 090
Hammerfest Energi Nett AS	73,26 %	82,77 %	92,57 %	58 657	62 874	67 214
Hardanger Energi AS	88,53 %	92,96 %	98,54 %	41 875	43 118	44 682
Haugaland Kraft AS	81,22 %	89,64 %	96,22 %	257 394	272 816	284 860
Helgelandskraft AS	75,41 %	74,73 %	82,04 %	304 423	302 866	319 568
Hemne Kraftlag SA	75,80 %	87,09 %	92,88 %	23 804	25 754	26 752
Hemsedal Energi KF	78,80 %	78,10 %	86,57 %	24 502	24 382	25 838
Hjartdal Elverk AS	79,83 %	86,91 %	95,10 %	12 399	13 018	13 733
Holand og Setskog Elverk	75,48 %	82,36 %	88,15 %	24 994	26 231	27 270
Hurum Energiverk AS	80,19 %	82,06 %	89,13 %	23 810	24 126	25 317
Istad Nett AS	90,47 %	97,67 %	106,15 %	124 717	130 639	137 613
Jaeren Everk Kommunalt foretak I Haa	100,00 %	100,00 %	107,03 %	40 772	40 772	42 540
Klepp Energi AS	97,29 %	95,94 %	104,32 %	33 254	32 977	34 692
Kragero Energi AS	77,86 %	84,43 %	91,93 %	43 895	45 940	48 272
Krodsherad Everk KF	100,00 %	100,00 %	107,46 %	11 701	11 701	12 250
Kvam Kraftverk AS	68,49 %	74,93 %	81,83 %	30 480	31 960	33 547
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	85,99 %	86,68 %	94,37 %	23 610	23 717	24 919
Kvinnherad Energi AS	59,70 %	68,56 %	74,73 %	35 648	38 223	40 015
Laerdal Energi AS	74,56 %	73,44 %	77,54 %	14 649	14 524	14 980
Lier Everk AS	81,65 %	83,89 %	89,48 %	41 175	41 835	43 485
Lofotkraft AS	75,26 %	79,05 %	90,14 %	135 273	139 180	150 591
Luster Energiverk AS	79,64 %	79,68 %	84,27 %	18 823	18 829	19 461
Lyse Elnett AS	100,00 %	100,00 %	108,60 %	592 414	592 414	623 540
Meloy Energi AS	71,27 %	81,10 %	85,73 %	27 455	29 541	30 523
Midt Nett Buskerud AS	77,61 %	80,27 %	88,94 %	63 389	64 604	68 555
Midt-Telemark Energi AS	80,16 %	88,04 %	94,96 %	47 419	50 037	52 336

Selskap	Effektivitet trinn 1	Effektivitet trinn 2	Effektivitet trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
MORENETT AS	81,23 %	89,43 %	96,88 %	349 757	370 427	389 202
Narvik Energinett AS	65,11 %	75,14 %	81,53 %	59 283	63 970	66 962
Neset Kraft AS	64,70 %	72,07 %	76,09 %	14 262	15 089	15 539
Nord-Osterdal Kraftlag SA	94,22 %	91,24 %	97,50 %	63 173	61 950	64 521
Nord-Salten Kraft AS	100,00 %	100,00 %	105,31 %	64 641	64 641	66 748
Nord-Trondelag Elektrisitetsverk	96,93 %	102,90 %	110,66 %	488 904	507 779	532 299
Nordlandsnett AS	95,23 %	97,94 %	105,44 %	191 584	194 909	204 150
Nordmore Energiverk AS	100,00 %	100,00 %	109,36 %	164 361	164 361	173 972
Nordvest Nett AS	88,96 %	100,31 %	106,76 %	37 704	40 630	42 292
Nore Energi AS	94,41 %	95,39 %	103,59 %	16 668	16 770	17 629
Notodden Energi AS	69,83 %	72,60 %	79,98 %	45 341	46 277	48 774
Odda Energi AS	100,00 %	100,00 %	109,19 %	45 423	45 423	47 968
Oppdal Everk AS	86,65 %	89,83 %	98,15 %	28 040	28 636	30 192
Opplandskraft DA	91,50 %	89,73 %	106,57 %	6 667	6 592	7 305
Orkdal Energi AS	86,73 %	94,32 %	101,86 %	27 685	29 097	30 499
Orskog Energi AS	87,28 %	98,78 %	105,64 %	17 557	18 963	19 801
Ovre Eiker Nett AS	76,94 %	78,65 %	84,85 %	41 939	42 449	44 305
Rakkestad Energi AS	82,58 %	96,51 %	103,51 %	22 161	24 283	25 348
Rauland Kraftforsyningslag SA	85,96 %	83,61 %	90,89 %	23 947	23 569	24 738
Rauma Energi AS	67,03 %	75,63 %	81,61 %	29 682	31 687	33 079
Ringeriks-Kraft Nett AS	78,19 %	79,81 %	88,68 %	85 517	86 555	92 258
Rissa Kraftlag BA	72,25 %	84,76 %	89,99 %	16 076	17 595	18 230
Rodoy-Luroy Kraftverk AS	100,00 %	100,00 %	106,80 %	44 403	44 403	46 314
Rollag Elektrisitetsverk SA	88,61 %	92,62 %	98,98 %	11 585	11 892	12 379
Roros Elektrisitetsverk AS	100,00 %	100,00 %	105,37 %	28 657	28 657	29 599
Sandoy Energi AS	89,04 %	91,83 %	97,21 %	8 407	8 564	8 867
Selbu Energiverk AS	73,53 %	78,86 %	87,21 %	18 566	19 313	20 485
SFE Nett AS	63,35 %	64,70 %	73,17 %	167 175	169 093	181 096
Skaanevik Olen Kraftlag	65,06 %	73,92 %	82,51 %	19 731	21 136	22 496
Skagerak Nett AS	95,85 %	100,53 %	107,51 %	816 311	840 723	877 109
Skaaker Energi KF	67,53 %	70,74 %	75,19 %	14 710	15 077	15 585
SKL Nett AS	77,13 %	79,83 %	89,05 %	84 534	86 187	91 821
Sognekraft AS	68,43 %	71,91 %	78,46 %	54 481	55 976	58 796
Sor Aurdal Energi AS	78,91 %	87,49 %	97,22 %	20 777	22 041	23 476
Sorfold Kraftlag SA	48,09 %	55,32 %	58,29 %	10 210	10 880	11 155
Stange Energi Nett AS	74,76 %	74,98 %	84,63 %	48 671	48 749	52 249
Stranda Energiverk AS	67,22 %	76,06 %	81,48 %	17 636	18 876	19 637
Stryn Energi AS	67,86 %	76,84 %	83,25 %	23 180	24 824	25 999
Suldal Elverk KF	76,65 %	85,16 %	92,10 %	29 868	31 738	33 264
Sunndal Energi KF	66,81 %	74,14 %	81,35 %	25 238	26 651	28 041
Sunnfjord Energi AS	68,31 %	72,90 %	79,66 %	107 527	111 363	117 002
Svorka Energi AS	68,49 %	81,45 %	89,66 %	41 761	45 962	48 624
Sykkylven Energi AS	87,16 %	98,30 %	105,49 %	19 350	20 801	21 737
Tinn Energi AS	72,42 %	76,29 %	83,70 %	40 422	41 581	43 801
Trogstad Elverk AS	92,38 %	104,66 %	110,07 %	15 781	17 020	17 566
Trollfjord Kraft AS	81,63 %	90,52 %	97,90 %	36 867	39 472	41 635
Troms Kraft Nett AS	97,17 %	102,82 %	111,50 %	378 345	392 134	413 357
TronderEnergi Nett AS	92,57 %	91,89 %	97,97 %	554 540	552 079	574 054
Tysnes Kraftlag SA	52,84 %	68,16 %	73,80 %	18 565	20 998	21 892
Uvdal Kraftforsyning AL	64,38 %	60,10 %	68,35 %	10 716	10 361	11 047
Valdres Energiverk AS	84,02 %	76,57 %	86,57 %	62 209	59 004	63 304
Vang Energiverk KF	72,44 %	68,77 %	75,52 %	14 212	13 822	14 540
Varanger Kraftnett AS	76,56 %	83,34 %	92,42 %	132 462	138 984	147 722
Vest-Telemark Kraftlag AS	79,71 %	81,68 %	89,08 %	82 606	83 829	88 422
Vesteraalskraft Nett AS	75,93 %	84,38 %	90,51 %	66 968	71 126	74 136
VOKKS Nett AS	82,73 %	82,07 %	89,20 %	61 338	61 051	64 125
Ymber AS	100,00 %	100,00 %	105,88 %	72 004	72 004	74 736

10.7 Effektivitet og tillatt inntekt (i tusen kroner) i dagens modell når Nordlandsnett investerer i prosjekt 1 i år 1

Selskap	Effektivitet Trinn 1	Effektivitet Trinn 2	Effektivitet Trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
Aardal Energi KF	56,68 %	55,41 %	71,64 %	16 940	16 764	19 033
Agder Energi Nett AS	80,63 %	80,02 %	101,87 %	785 850	782 439	905 243
Aktieselskabet Saudefaldene	53,48 %	61,14 %	70,05 %	15 565	16 572	17 742
Askoy Energi AS	92,71 %	92,45 %	117,15 %	39 759	39 691	46 082
Aurland Energi/verk AS	59,77 %	64,28 %	78,09 %	12 457	12 935	14 402
Austevoll Kraftlag BA	46,82 %	45,78 %	60,03 %	18 714	18 535	21 004
Ballangen Energi AS	94,12 %	93,40 %	109,60 %	18 427	18 343	20 235
Bindal Kraftlag SA	80,28 %	81,51 %	96,40 %	9 162	9 243	10 222
BKK Nett AS	75,42 %	77,45 %	96,73 %	836 845	849 397	968 544
Dalane energi IKS	70,49 %	78,47 %	98,46 %	71 576	76 014	87 133
Drangedal Elverk KF	86,42 %	93,89 %	113,38 %	19 674	20 654	23 208
EB Nett AS	90,06 %	91,95 %	109,55 %	274 588	278 020	310 028
Eidsiva Nett AS	85,47 %	80,59 %	100,98 %	763 323	737 092	846 661
Elverum Nett AS	69,51 %	63,47 %	85,52 %	48 161	45 937	54 046
Energi 1 Follo Royken AS	96,90 %	96,95 %	118,70 %	101 626	101 659	115 873
Etna Elektrisitetslag	65,04 %	77,33 %	92,71 %	9 799	10 736	11 909
Evenes Kraftforsyning AS	68,91 %	71,45 %	81,07 %	8 734	8 902	9 537
Fauske Lysverk AS	66,20 %	67,42 %	87,02 %	28 386	28 652	32 956
Finnaas Kraftlag	60,80 %	62,39 %	85,77 %	30 415	30 814	36 649
Fitjar Kraftlag SA	48,78 %	54,46 %	67,87 %	13 653	14 356	16 014
Fjelberg Kraftlag SA	54,85 %	64,56 %	78,00 %	9 222	10 001	11 078
Flesberg Elektrisitetsverk AS	71,39 %	75,22 %	99,04 %	18 221	18 746	22 014
Forsand Elverk Kommunalt Foretak I Forsand	59,21 %	72,53 %	91,12 %	7 740	8 602	9 807
Fosenkraft AS	81,64 %	83,69 %	104,96 %	36 454	36 977	42 404
Fredrikstad Energi Nett AS	81,79 %	81,85 %	104,95 %	111 555	111 602	129 440
Fusa Kraftlag SA	53,04 %	60,62 %	77,99 %	19 408	20 651	23 499
Gauldal Nett AS	97,72 %	96,45 %	113,96 %	27 874	27 651	30 723
Gudbrandsdal Energi AS	88,54 %	82,54 %	103,87 %	80 655	77 415	88 935
Haalogaland Kraft AS	82,12 %	79,18 %	95,23 %	118 815	116 397	129 620
Hadeland Energinett AS	94,38 %	90,94 %	110,51 %	75 465	73 790	83 330
Hafslund Nett AS	92,17 %	89,24 %	105,99 %	2 407 150	2 361 187	2 623 990
Hallingdal Kraftnett AS	91,11 %	90,27 %	110,67 %	109 104	108 505	123 066
Hammerfest Energi Nett AS	69,15 %	69,80 %	91,03 %	56 835	57 126	66 536
Hardanger Energi AS	76,25 %	82,89 %	97,76 %	37 459	39 274	43 337
Haugaland Kraft AS	73,64 %	74,87 %	91,79 %	243 523	245 774	276 764
Helgelandskraft AS	72,94 %	71,02 %	88,47 %	298 789	294 404	334 269
Hemne Kraftlag SA	77,70 %	82,29 %	97,94 %	24 133	24 924	27 626
Hemsedal Energi KF	80,53 %	74,69 %	97,18 %	20 078	19 263	22 404
Hjartdal Elverk AS	69,40 %	74,07 %	96,20 %	11 488	11 896	13 830
Holand og Setskog Elverk	75,66 %	73,73 %	89,39 %	25 027	24 680	27 493
Hurum Energinett AS	76,16 %	81,06 %	100,18 %	23 132	23 957	27 181
Istad Nett AS	86,83 %	88,26 %	109,89 %	121 719	122 900	140 681
Jaeren Everk Kommunalt foretak I Haa	74,78 %	88,91 %	106,25 %	31 065	34 282	38 228
Klepp Energi AS	69,84 %	79,50 %	102,16 %	27 634	29 611	34 251
Kragero Energi AS	72,73 %	69,43 %	89,00 %	42 301	41 275	47 359
Krodsherad Everk KF	97,60 %	102,27 %	122,45 %	11 524	11 868	13 354
Kvam Kraftverk AS	64,04 %	68,22 %	86,88 %	29 455	30 416	34 711
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	86,49 %	84,53 %	105,34 %	23 688	23 381	26 633
Kvinnherad Energi AS	59,18 %	62,63 %	79,32 %	35 496	36 501	41 351
Laerdal Energi AS	61,56 %	62,23 %	71,98 %	11 113	11 177	12 099
Lier Everk AS	82,85 %	85,70 %	100,81 %	41 528	42 369	46 832
Lofotkraft AS	58,52 %	55,76 %	81,37 %	118 058	115 213	141 560
Luster Energinett AS	79,69 %	77,74 %	90,15 %	18 830	18 561	20 272
Lyse Elnett AS	88,54 %	85,91 %	107,10 %	550 922	541 428	618 111
Meloy Energi AS	64,71 %	69,33 %	81,79 %	25 898	26 672	29 499
Midt Nett Buskerud AS	75,43 %	77,81 %	99,97 %	62 398	63 482	73 581
Midt-Telemark Energi AS	77,06 %	82,98 %	101,89 %	44 111	45 988	51 971

Selskap	Effektivitet Trinn 1	Effektivitet Trinn 2	Effektivitet Trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
MORENETT AS	66,62 %	68,53 %	85,82 %	312 960	317 769	361 329
Narvik Energinett AS	59,98 %	56,79 %	72,37 %	56 882	55 393	62 678
Neset Kraft AS	64,15 %	69,94 %	80,80 %	14 200	14 849	16 068
Nord-Osterdal Kraftlag SA	99,18 %	91,31 %	108,24 %	65 098	61 871	68 811
Nord-Salten Kraft AS	99,23 %	99,72 %	111,46 %	64 337	64 530	69 186
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	92,36 %	89,84 %	108,86 %	474 474	466 504	526 605
Nordlandsnett AS	82,09 %	77,16 %	97,25 %	182 555	176 293	201 836
Nordmore Energiverk AS	81,60 %	84,93 %	106,28 %	145 469	148 890	170 813
Nordvest Nett AS	84,23 %	84,05 %	101,50 %	36 486	36 438	40 936
Nore Energi AS	69,58 %	74,19 %	96,39 %	14 069	14 552	16 875
Notodden Energi AS	55,05 %	63,65 %	83,29 %	39 437	42 276	48 768
Odda Energi AS	74,87 %	80,13 %	102,20 %	38 463	39 921	46 034
Oppdal Everk AS	85,19 %	82,36 %	104,86 %	27 768	27 238	31 447
Opplandskraft DA	62,80 %	66,83 %	96,02 %	5 451	5 622	6 858
Orkdal Energi AS	80,75 %	83,21 %	103,61 %	26 572	27 029	30 825
Orskog Energi AS	88,36 %	90,75 %	109,31 %	17 690	17 981	20 250
Ovre Eiker Nett AS	66,65 %	73,07 %	89,87 %	38 863	40 782	45 803
Rakkestad Energi AS	85,87 %	88,27 %	107,19 %	22 662	23 027	25 909
Rauland Kraftforsyningslag SA	86,06 %	79,14 %	98,09 %	22 273	21 239	24 070
Rauma Energi AS	65,87 %	71,20 %	85,55 %	28 667	29 879	33 141
Ringeriks-Kraft Nett AS	75,16 %	76,45 %	100,46 %	83 570	84 399	99 830
Rissa Kraftlag BA	72,97 %	74,92 %	89,05 %	16 163	16 399	18 116
Rodoy-Luroy Kraftverk AS	66,11 %	61,36 %	79,77 %	34 882	33 548	38 718
Rollag Elektrisitetsverk AS	69,62 %	79,87 %	97,09 %	10 130	10 916	12 235
Roros Elektrisitetsverk AS	96,65 %	84,70 %	99,35 %	26 879	24 870	27 332
Sandoy Energi AS	48,33 %	52,03 %	66,59 %	6 114	6 322	7 142
Selbu Energiverk AS	71,84 %	75,17 %	96,56 %	16 625	17 051	19 789
SFE Nett AS	61,44 %	64,06 %	85,00 %	164 470	168 175	197 875
Skaanevik Olen Kraftlag	61,78 %	68,07 %	91,31 %	19 213	20 209	23 890
Skagerak Nett AS	88,26 %	92,45 %	109,36 %	776 717	798 561	886 739
Skjaak Energi KF	68,58 %	66,47 %	78,51 %	14 830	14 589	15 964
SKL Nett AS	55,37 %	66,84 %	85,59 %	71 236	78 247	89 705
Sognekraft AS	65,79 %	70,13 %	87,04 %	53 344	55 213	62 483
Sor Aurdal Energi AS	68,59 %	83,30 %	109,63 %	19 256	21 424	25 306
Sorfold Kraftlag SA	49,28 %	52,12 %	60,15 %	10 320	10 583	11 328
Stange Energi Nett AS	78,77 %	72,54 %	98,07 %	50 122	47 864	57 121
Stranda Energiverk AS	63,39 %	70,16 %	84,63 %	16 719	17 649	19 638
Stryn Energi AS	68,35 %	71,22 %	88,59 %	23 270	23 797	26 976
Suldal Elverk KF	71,97 %	80,70 %	98,81 %	28 838	30 759	34 739
Sunnal Energi KF	60,96 %	66,33 %	85,85 %	24 111	25 146	28 907
Sunnfjord Energi AS	66,96 %	71,40 %	88,07 %	106 399	110 103	124 027
Svorka Energi AS	72,75 %	78,68 %	101,16 %	40 370	42 175	49 016
Sykkylven Energi AS	75,46 %	82,02 %	101,47 %	17 827	18 681	21 215
Tinn Energi AS	62,26 %	62,47 %	82,53 %	37 379	37 442	43 450
Trogstad Elverk AS	100,00 %	100,00 %	114,64 %	16 550	16 550	18 027
Trollfjord Kraft AS	68,21 %	67,54 %	84,19 %	32 938	32 742	37 620
Troms Kraft Nett AS	93,24 %	90,22 %	111,58 %	368 736	361 354	413 548
TronderEnergi Nett AS	86,22 %	78,48 %	93,20 %	531 568	503 601	556 809
Tysnes Kraftlag SA	52,15 %	57,61 %	72,86 %	18 457	19 322	21 743
Uvdal Kraftforsyning AL	63,18 %	58,69 %	81,02 %	10 617	10 243	12 102
Valdres Energiverk AS	81,59 %	73,68 %	100,73 %	61 163	57 760	69 394
Vang Energiverk KF	71,83 %	65,61 %	83,87 %	14 147	13 486	15 428
Varanger Kraftnett AS	74,89 %	75,12 %	96,24 %	130 856	131 077	151 389
Vest-Telemark Kraftlag AS	78,25 %	82,77 %	101,48 %	81 698	84 507	96 128
Vesteraalskraft Nett AS	74,77 %	76,10 %	91,40 %	66 397	67 052	74 575
VOKKS Nett AS	84,06 %	76,16 %	95,48 %	61 599	58 211	66 501
Ymber AS	100,00 %	100,00 %	114,15 %	72 004	72 004	78 574

10.8 Effektivitet og tillatt inntekt (i tusen kroner) i dagens modell når Nordlandsnett investerer i prosjekt 2 i år 1

Selskap	Effektivitet Trinn 1	Effektivitet Trinn 2	Effektivitet Trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
Aardal Energi KF	56,68 %	55,41 %	71,63 %	16 940	16 764	19 032
Agder Energi Nett AS	80,63 %	79,96 %	101,60 %	785 850	782 111	903 695
Aktieselskabet Saudefaldene	53,48 %	60,81 %	69,31 %	15 565	16 528	17 645
Askoy Energi AS	92,71 %	92,46 %	117,02 %	39 759	39 694	46 049
Aurland Energi/verk AS	59,77 %	64,33 %	78,13 %	12 457	12 941	14 406
Austevoll Kraftlag BA	46,82 %	45,80 %	60,04 %	18 714	18 537	21 005
Ballangen Energi AS	94,12 %	93,40 %	109,59 %	18 427	18 343	20 234
Bindal Kraftlag SA	80,28 %	81,54 %	96,41 %	9 162	9 245	10 223
BKK Nett AS	75,42 %	77,36 %	96,43 %	836 845	848 844	966 647
Dalane energi IKS	70,49 %	78,49 %	98,44 %	71 576	76 028	87 121
Drangedal Elverk KF	86,42 %	93,98 %	113,46 %	19 674	20 666	23 219
EB Nett AS	90,06 %	91,96 %	109,27 %	274 588	278 044	309 522
Eidsiva Nett AS	85,78 %	81,01 %	101,28 %	764 958	739 324	848 279
Elverum Nett AS	69,51 %	63,46 %	85,51 %	48 161	45 936	54 041
Energi 1 Follo Royken AS	96,90 %	96,97 %	118,70 %	101 626	101 669	115 875
Etna Elektrisitetslag	65,04 %	77,45 %	92,82 %	9 799	10 745	11 918
Evenes Kraftforsyning AS	68,91 %	71,49 %	81,10 %	8 734	8 904	9 539
Fauske Lysverk AS	66,20 %	67,42 %	87,01 %	28 386	28 653	32 954
Finnaas Kraftlag	60,80 %	62,42 %	85,79 %	30 415	30 821	36 653
Fitjar Kraftlag SA	48,78 %	54,53 %	67,93 %	13 653	14 364	16 021
Fjelberg Kraftlag SA	54,85 %	64,67 %	78,10 %	9 222	10 010	11 086
Flesberg Elektrisitetsverk AS	71,39 %	75,28 %	99,08 %	18 221	18 754	22 020
Forsand Elverk Kommunalt Foretak I Forsand	59,21 %	72,65 %	91,23 %	7 740	8 610	9 813
Fosenkraft AS	81,64 %	83,72 %	104,98 %	36 454	36 984	42 409
Fredrikstad Energi Nett AS	81,79 %	81,84 %	104,93 %	111 555	111 594	129 423
Fusa Kraftlag SA	53,04 %	60,71 %	78,07 %	19 408	20 666	23 513
Gauldal Nett AS	97,72 %	96,47 %	113,97 %	27 874	27 654	30 724
Gudbrandsdal Energi AS	88,54 %	82,52 %	103,80 %	80 655	77 403	88 892
Haalogaland Kraft AS	82,12 %	79,17 %	95,14 %	118 815	116 391	129 539
Hadeland Energinett AS	94,38 %	90,94 %	110,44 %	75 465	73 790	83 294
Hafslund Nett AS	92,17 %	89,34 %	105,90 %	2 407 150	2 362 672	2 622 539
Hallingdal Kraftnett AS	91,11 %	90,27 %	110,58 %	109 104	108 507	123 005
Hammerfest Energi Nett AS	69,22 %	69,91 %	90,70 %	56 868	57 173	66 389
Hardanger Energi AS	76,25 %	82,95 %	97,81 %	37 459	39 290	43 350
Haugaland Kraft AS	73,64 %	74,88 %	91,72 %	243 523	245 779	276 622
Helgelandskraft AS	73,34 %	71,42 %	88,67 %	299 695	295 308	334 720
Hemne Kraftlag SA	77,70 %	82,35 %	97,98 %	24 133	24 934	27 634
Hemsedal Energi KF	80,53 %	74,65 %	97,13 %	20 078	19 257	22 397
Hjartdal Elverk AS	69,40 %	74,13 %	96,25 %	11 488	11 901	13 834
Holand og Setskog Elverk	75,66 %	73,75 %	89,40 %	25 027	24 684	27 495
Hurum Energi/verk AS	76,16 %	81,11 %	100,22 %	23 132	23 966	27 188
Istad Nett AS	86,83 %	88,29 %	109,79 %	121 719	122 922	140 605
Jaeren Everk Kommunalt foretak I Haa	74,78 %	89,01 %	106,34 %	31 065	34 306	38 250
Klepp Energi AS	69,84 %	79,56 %	102,21 %	27 634	29 623	34 260
Kragero Energi AS	72,73 %	69,41 %	88,91 %	42 301	41 270	47 333
Krodsherad Everk KF	97,60 %	102,37 %	122,54 %	11 524	11 875	13 360
Kvam Kraftverk AS	64,04 %	68,26 %	86,92 %	29 455	30 427	34 720
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	86,49 %	84,53 %	105,34 %	23 688	23 382	26 632
Kvinnherad Energi AS	59,18 %	62,65 %	79,33 %	35 496	36 507	41 354
Laerdal Energi AS	61,56 %	62,25 %	71,99 %	11 113	11 179	12 100
Lier Everk AS	82,85 %	85,72 %	100,82 %	41 528	42 375	46 836
Lofotkraft AS	58,52 %	55,79 %	81,03 %	118 058	115 251	141 217
Luster Energi/verk AS	79,69 %	77,74 %	90,14 %	18 830	18 561	20 271
Lyse Elnett AS	88,54 %	85,88 %	106,89 %	550 922	541 319	617 350
Meloy Energi AS	64,71 %	69,37 %	81,83 %	25 898	26 881	29 506
Midt Nett Buskerud AS	75,43 %	77,88 %	99,91 %	62 398	63 512	73 557
Midt-Telemark Energi AS	77,06 %	83,07 %	101,96 %	44 111	46 014	51 994

Selskap	Effektivitet Trinn 1	Effektivitet Trinn 2	Effektivitet Trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
MORENETT AS	66,62 %	68,43 %	85,48 %	312 960	317 525	360 475
Narvik Energinett AS	59,98 %	56,72 %	72,15 %	56 882	55 358	62 574
Nesset Kraft AS	64,15 %	70,00 %	80,85 %	14 200	14 856	16 074
Nord-Osterdal Kraftlag SA	99,18 %	91,28 %	108,19 %	65 098	61 858	68 793
Nord-Salten Kraft AS	99,84 %	100,53 %	112,05 %	64 579	64 852	69 421
Nord-Trondelag Elektrisitetsverk	92,95 %	90,85 %	109,71 %	476 333	469 707	529 270
Nordlandsnett AS	84,74 %	80,12 %	99,03 %	184 149	178 337	202 162
Nordmore Energiverk AS	81,60 %	84,97 %	105,99 %	145 469	148 931	170 511
Nordvest Nett AS	84,23 %	84,06 %	101,50 %	36 486	36 442	40 938
Nore Energi AS	69,58 %	74,26 %	96,45 %	14 069	14 559	16 881
Notodden Energi AS	55,06 %	63,75 %	83,37 %	39 437	42 307	48 795
Odda Energi AS	74,87 %	80,01 %	101,84 %	38 463	39 887	45 934
Oppdal Everk AS	85,19 %	82,36 %	104,84 %	27 768	27 238	31 444
Opplandskraft DA	63,77 %	68,16 %	96,01 %	5 492	5 678	6 858
Orkdal Energi AS	80,75 %	83,23 %	103,62 %	26 572	27 033	30 827
Orskog Energi AS	88,36 %	90,77 %	109,33 %	17 690	17 985	20 252
Ovre Elker Nett AS	66,65 %	73,11 %	89,90 %	38 863	40 796	45 814
Rakkestad Energi AS	85,87 %	88,31 %	107,22 %	22 662	23 034	25 914
Rauland Kraftforsyningslag SA	86,06 %	79,10 %	98,04 %	22 273	21 233	24 063
Rauma Energi AS	65,87 %	71,26 %	85,60 %	28 667	29 893	33 153
Ringeriks-Kraft Nett AS	75,16 %	76,48 %	100,48 %	83 570	84 415	99 837
Rissa Kraftlag BA	72,97 %	74,95 %	89,08 %	16 163	16 404	18 120
Rodoy-Luroy Kraftverk AS	66,11 %	61,34 %	79,73 %	34 882	33 541	38 709
Rollag Elektrisitetsverk AS	69,62 %	80,01 %	97,22 %	10 130	10 926	12 245
Roros Elektrisitetsverk AS	96,65 %	84,62 %	99,26 %	26 879	24 857	27 318
Sandoy Energi AS	48,33 %	52,06 %	66,61 %	6 114	6 324	7 144
Selbu Energiverk AS	71,84 %	75,21 %	96,59 %	16 625	17 057	19 793
SFE Nett AS	61,87 %	64,59 %	85,37 %	165 075	168 938	198 396
Skaanevik Olen Kraftlag	61,78 %	68,14 %	91,36 %	19 213	20 220	23 898
Skagerak Nett AS	88,26 %	92,49 %	109,23 %	776 717	798 791	886 089
Skjaak Energi KF	68,58 %	66,48 %	78,52 %	14 830	14 590	15 965
SKL Nett AS	56,19 %	67,92 %	86,16 %	71 736	78 906	90 052
Sognekraft AS	66,22 %	70,73 %	87,56 %	53 529	55 470	62 707
Sor Aurdal Energi AS	68,59 %	83,47 %	109,79 %	19 256	21 449	25 329
Sorfold Kraftlag SA	49,28 %	52,15 %	60,18 %	10 320	10 586	11 330
Stange Energi Nett AS	78,77 %	72,54 %	98,01 %	50 122	47 864	57 099
Stranda Energiverk AS	63,39 %	70,20 %	84,67 %	16 719	17 655	19 643
Stryn Energi AS	68,35 %	71,28 %	88,64 %	23 270	23 807	26 985
Suldal Elverk KF	72,27 %	81,17 %	99,21 %	28 905	30 861	34 827
Sunnal Energi KF	60,96 %	66,38 %	85,89 %	24 111	25 155	28 914
Sunnfjord Energi AS	67,36 %	72,00 %	88,54 %	106 731	110 611	124 419
Svorka Energi AS	72,75 %	78,75 %	101,22 %	40 370	42 196	49 033
Sykkylven Energi AS	75,46 %	82,06 %	101,51 %	17 827	18 687	21 219
Tinn Energi AS	62,26 %	62,49 %	82,54 %	37 379	37 448	43 453
Trogstad Elverk AS	100,00 %	100,00 %	114,63 %	16 550	16 550	18 026
Trollfjord Kraft AS	68,21 %	67,67 %	84,04 %	32 938	32 778	37 574
Troms Kraft Nett AS	93,24 %	90,22 %	111,39 %	368 736	361 356	413 099
TronderEnergi Nett AS	86,31 %	78,59 %	93,16 %	531 891	503 995	556 668
Tysnes Kraftlag SA	52,15 %	57,69 %	72,94 %	18 457	19 336	21 755
Uvdal Kraftforsyning AL	63,18 %	58,69 %	81,01 %	10 617	10 243	12 101
Valdres Energiverk AS	81,59 %	73,64 %	100,67 %	61 163	57 743	69 371
Vang Energiverk KF	71,83 %	65,60 %	83,85 %	14 147	13 484	15 425
Varanger Kraftnett AS	75,41 %	75,94 %	96,77 %	131 361	131 870	151 902
Vest-Telemark Kraftlag AS	78,60 %	83,38 %	101,97 %	81 912	84 883	96 433
Vesteraalskraft Nett AS	75,05 %	76,44 %	91,63 %	66 535	67 219	74 688
VOKKS Nett AS	84,06 %	76,15 %	95,46 %	61 599	58 206	66 492
Ymber AS	100,00 %	100,00 %	114,00 %	72 004	72 004	78 504

10.9 Effektivitet og tillatt inntekt (i tusen kroner) i samlet modell når Nordlandsnett investerer i prosjekt 1 i år 1

Selskap	Effektivitet Trinn 1	Effektivitet Trinn 2	Effektivitet Trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
Aardal Energi KF	59,73 %	68,44 %	74,38 %	17 368	18 586	19 417
Agder Energi Nett AS	86,58 %	93,64 %	102,57 %	819 284	858 974	909 155
Aktieselskabet Saudefaldene	100,00 %	100,00 %	105,09 %	21 679	21 679	22 349
Askoy Energi AS	100,00 %	100,00 %	109,62 %	41 644	41 644	44 134
Aurland Energiwerk AS	60,54 %	73,72 %	78,78 %	12 539	13 938	14 475
Austevoll Kraftlag BA	49,05 %	54,85 %	60,07 %	19 101	20 106	21 010
Ballingen Energi AS	100,00 %	100,00 %	105,78 %	20 004	20 004	20 711
Blindal Kraftlag SA	87,02 %	96,45 %	101,90 %	9 605	10 226	10 584
BKK Nett AS	86,29 %	95,19 %	103,19 %	904 006	958 989	1 008 405
Dalane energi IKS	73,80 %	93,97 %	101,46 %	73 420	84 636	88 797
Drangedal Elverk KF	96,15 %	100,49 %	107,70 %	21 597	22 184	23 157
EB Nett AS	100,00 %	100,00 %	107,72 %	292 663	292 663	306 705
Eidsiva Nett AS	95,81 %	84,43 %	92,36 %	818 863	757 714	800 343
Elverum Nett AS	71,48 %	68,95 %	77,03 %	48 884	47 953	50 923
Energi 1 Follo Royken AS	100,00 %	100,00 %	107,96 %	103 651	103 651	108 855
Etne Elektrisitetslag	71,97 %	87,10 %	92,71 %	10 443	11 610	12 042
Evenes Kraftforsyning AS	82,04 %	88,83 %	92,29 %	10 287	10 766	11 011
Fauske Lysverk AS	69,77 %	87,73 %	94,91 %	29 170	33 111	34 686
Finnaas Kraftlag	64,02 %	71,42 %	79,98 %	31 219	33 066	35 203
Fitjar Kraftlag SA	50,19 %	64,49 %	69,39 %	13 827	15 595	16 203
Fjelberg Kraftlag SA	56,63 %	65,21 %	70,13 %	9 365	10 053	10 447
Flesberg Elektrisitetsverk AS	75,15 %	78,23 %	86,95 %	18 736	19 159	20 356
Forsand Elverk Kommunalt Foretak i Forsand	61,75 %	78,90 %	85,70 %	7 904	9 015	9 456
Fosenkraft AS	83,87 %	98,75 %	106,54 %	37 021	40 821	42 808
Fredrikstad Energi Nett AS	91,78 %	104,67 %	113,13 %	119 272	129 224	135 756
Fusa Kraftlag SA	55,09 %	61,51 %	67,87 %	19 745	20 797	21 840
Gauldal Nett AS	100,00 %	100,00 %	106,41 %	28 273	28 273	29 398
Gudbrandsdal Energi AS	93,57 %	87,71 %	95,73 %	83 370	80 207	84 536
Haalogaland Kraft AS	86,87 %	97,26 %	103,50 %	122 734	131 287	136 433
Hadeland Energinett AS	97,68 %	91,54 %	98,99 %	77 074	74 079	77 712
Hafslund Nett AS	100,00 %	100,00 %	106,94 %	2 530 009	2 530 009	2 638 875
Hallingdal Kraftnett AS	96,21 %	98,63 %	106,45 %	112 746	114 470	120 057
Hammerfest Energi Nett AS	74,60 %	78,71 %	88,41 %	59 254	61 072	65 372
Hardanger Energi AS	84,73 %	97,70 %	103,24 %	40 812	44 447	45 997
Haugaland Kraft AS	81,72 %	90,23 %	96,75 %	258 319	273 903	285 837
Helgelandskraft AS	77,01 %	80,49 %	87,74 %	308 081	316 044	332 593
Hemne Kraftlag SA	79,83 %	84,38 %	90,11 %	24 500	25 285	26 274
Hemsedal Energi KF	82,61 %	78,27 %	86,67 %	25 156	24 412	25 854
Hjartdal Elverk AS	71,71 %	81,15 %	89,26 %	11 690	12 515	13 223
Holland og Setskog Elverk	78,11 %	81,94 %	87,68 %	25 467	26 156	27 186
Hurum Energiwerk AS	78,51 %	79,68 %	86,68 %	23 528	23 725	24 905
Istad Nett AS	92,40 %	96,15 %	104,55 %	126 301	129 385	136 295
Jaeren Everk Kommunalt foretak i Haa	79,55 %	103,09 %	110,05 %	35 632	41 548	43 300
Klepp Energi AS	73,32 %	96,38 %	104,68 %	28 346	33 067	34 766
Kragero Energi AS	77,62 %	78,92 %	86,35 %	43 821	44 227	46 537
Krodsherad Everk KF	100,00 %	100,00 %	107,39 %	11 701	11 701	12 245
Kvam Kraftverk AS	66,25 %	76,54 %	83,37 %	29 964	32 331	33 904
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	89,34 %	95,66 %	103,28 %	24 134	25 120	26 311
Kvinnherad Energi AS	60,88 %	78,46 %	84,57 %	35 992	41 101	42 877
Laerdal Energi AS	73,07 %	75,84 %	79,91 %	14 484	14 791	15 243
Lier Everk AS	84,58 %	89,11 %	94,65 %	42 040	43 377	45 012
Lofotkraft AS	76,84 %	80,13 %	91,12 %	136 900	140 286	151 592
Luster Energiwerk AS	82,73 %	83,28 %	87,82 %	19 250	19 325	19 951
Lyse Elnett AS	100,00 %	100,00 %	108,52 %	592 414	592 414	623 254
Meloy Energi AS	67,17 %	79,96 %	84,54 %	26 586	29 298	30 271
Midt Nett Buskerud AS	79,87 %	82,86 %	91,44 %	64 420	65 781	69 696
Midt-Telemark Energi AS	80,26 %	86,38 %	93,23 %	47 452	49 485	51 763

Selskap	Effektivitet Trinn 1	Effektivitet Trinn 2	Effektivitet Trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
MORENETT AS	81,52 %	93,21 %	100,59 %	350 498	379 946	398 549
Narvik Energjnett AS	66,65 %	72,45 %	78,79 %	60 002	62 716	65 680
Neset Kraft AS	67,57 %	69,02 %	73,00 %	14 583	14 747	15 193
Nord-Osterdal Kraftlag SA	100,00 %	100,00 %	106,20 %	65 548	65 548	68 095
Nord-Salten Kraft AS	100,00 %	100,00 %	105,27 %	64 641	64 641	66 729
Nord-Trondelag Elektrisitetsverk	100,00 %	100,00 %	107,69 %	498 608	498 608	522 903
Nordlandsnett AS	92,07 %	90,55 %	98,56 %	195 251	193 310	203 497
Nordmore Energiverk AS	100,00 %	100,00 %	109,28 %	164 361	164 361	173 883
Nordvest Nett AS	87,01 %	95,74 %	102,13 %	37 203	39 453	41 100
Nore Energi AS	70,75 %	75,55 %	83,68 %	14 192	14 694	15 545
Notodden Energi AS	59,45 %	68,81 %	76,12 %	41 832	44 996	47 470
Odda Energi AS	100,00 %	100,00 %	109,10 %	45 423	45 423	47 945
Oppdal Everk AS	88,49 %	98,71 %	106,94 %	28 384	30 296	31 837
Opplandskraft DA	100,00 %	100,00 %	116,69 %	7 027	7 027	7 734
Orkdal Energi AS	84,17 %	97,36 %	104,83 %	27 208	29 662	31 052
Orskog Energi AS	90,29 %	92,78 %	99,58 %	17 926	18 230	19 061
Ovre Eiker Nett AS	67,95 %	74,83 %	80,98 %	39 252	41 309	43 147
Rakkestad Energi AS	88,75 %	93,71 %	100,64 %	23 101	23 856	24 911
Rauland Kraftforsyningslag SA	90,84 %	92,14 %	99,36 %	24 729	24 938	26 096
Rauma Energi AS	69,17 %	73,00 %	78,92 %	30 181	31 074	32 453
Ringeriks-Kraft Nett AS	76,13 %	70,94 %	79,73 %	84 195	80 858	86 508
Rissa Kraftlag BA	76,08 %	85,27 %	90,44 %	16 541	17 656	18 285
Rodoy-Luroy Kraftverk AS	75,82 %	79,68 %	86,42 %	37 610	38 693	40 587
Rollag Elektrisitetsverk SA	72,45 %	70,85 %	77,15 %	10 347	10 224	10 707
Roros Elektrisitetsverk AS	100,00 %	100,00 %	105,33 %	28 657	28 657	29 591
Sandoy Energi AS	50,31 %	67,28 %	72,61 %	6 225	7 181	7 481
Selbu Energiverk AS	78,55 %	81,43 %	89,71 %	19 269	19 674	20 835
SFE Nett AS	64,25 %	66,65 %	75,03 %	168 450	171 849	183 742
Skaanevik Olen Kraftlag	63,40 %	77,84 %	86,35 %	19 470	21 757	23 104
Skagerak Nett AS	96,89 %	101,85 %	108,77 %	821 753	847 612	883 664
Skjaak Energi KF	69,68 %	75,65 %	80,06 %	14 956	15 638	16 141
SKL Nett AS	87,97 %	93,30 %	102,43 %	91 162	94 416	99 998
Sognekraft AS	68,59 %	73,29 %	79,79 %	54 549	56 571	59 365
Sor Aurdal Energi AS	70,09 %	90,77 %	100,41 %	19 477	22 525	23 946
Sorfold Kraftlag SA	51,88 %	62,92 %	65,86 %	10 561	11 585	11 857
Stange Energi Nett AS	81,65 %	71,78 %	81,34 %	51 168	47 590	51 057
Stranda Energiverk AS	64,69 %	78,70 %	84,07 %	17 280	19 247	20 000
Stryn Energi AS	71,29 %	75,06 %	81,42 %	23 808	24 499	25 663
Suldal Elverk KF	74,79 %	85,22 %	92,10 %	29 459	31 752	33 264
Sunnal Energi KF	63,16 %	78,78 %	85,93 %	24 536	27 546	28 923
Sunnfjord Energi AS	70,36 %	77,80 %	84,49 %	109 234	115 453	121 041
Svorka Energi AS	74,70 %	80,90 %	89,04 %	43 772	45 784	48 421
Sykkylven Energi AS	78,70 %	97,27 %	104,40 %	18 248	20 668	21 596
Tinn Energi AS	64,91 %	73,09 %	80,43 %	38 174	40 622	42 822
Trogstad Elverk AS	100,00 %	100,00 %	105,36 %	16 550	16 550	17 091
Trollfjord Kraft AS	85,69 %	93,78 %	101,10 %	38 058	40 429	42 572
Troms Kraft Nett AS	100,00 %	100,00 %	108,60 %	385 251	385 251	406 279
TronderEnergi Nett AS	96,66 %	95,88 %	101,90 %	569 307	566 500	588 274
Tysnes Kraftlag SA	54,50 %	54,72 %	60,30 %	18 829	18 864	19 750
Uvdal Kraftforsyning AL	65,17 %	68,05 %	76,22 %	10 783	11 022	11 702
Valdres Energiverk AS	84,10 %	84,39 %	94,30 %	62 244	62 367	66 627
Vang Energiverk KF	73,34 %	72,55 %	79,24 %	14 308	14 223	14 934
Varanger Kraftnett AS	79,51 %	83,59 %	92,59 %	135 299	139 221	147 879
Vest-Telemark Kraftlag AS	82,20 %	85,46 %	92,79 %	84 147	86 176	90 727
Vesteraalskraft Nett AS	75,32 %	89,54 %	95,61 %	66 667	73 662	76 644
VOKKS Nett AS	86,11 %	75,46 %	82,52 %	62 793	58 203	61 249
Ymber AS	100,00 %	100,00 %	105,83 %	72 004	72 004	74 711

10.10 Effektivitet og tillatt inntekt (i tusen kroner) i samlet modell når Nordlandsnett investerer i prosjekt 2 i år 1

Selskap	Effektivitet trinn 1	Effektivitet trinn 2	Effektivitet trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
Aardal Energi KF	59,73 %	68,41 %	74,32 %	17 368	18 581	19 408
Agder Energi Nett AS	86,58 %	93,53 %	102,41 %	819 284	858 351	908 275
Aktieselskabet Saudfaldene	100,00 %	100,00 %	105,07 %	21 679	21 679	22 345
Askoy Energi AS	100,00 %	100,00 %	109,57 %	41 644	41 644	44 122
Aurland Energi/verk AS	60,54 %	73,88 %	78,91 %	12 539	13 955	14 489
Austevoll Kraftlag BA	49,05 %	54,83 %	60,02 %	19 101	20 102	21 002
Ballangen Energi AS	100,00 %	100,00 %	105,75 %	20 004	20 004	20 707
Bindal Kraftlag SA	87,02 %	96,58 %	102,01 %	9 605	10 234	10 591
BKK Nett AS	86,29 %	95,17 %	103,13 %	904 006	958 884	1 008 046
Dalane energi IKS	73,80 %	94,16 %	101,61 %	73 420	84 741	88 881
Drangedal Elverk KF	96,15 %	100,58 %	107,75 %	21 597	22 196	23 164
EB Nett AS	100,00 %	100,00 %	107,68 %	292 663	292 663	306 633
Eidsiva Nett AS	95,81 %	84,28 %	92,17 %	818 863	756 916	799 326
Elverum Nett AS	71,48 %	68,83 %	76,86 %	48 884	47 910	50 864
Energi 1 Follo Royken AS	100,00 %	100,00 %	107,92 %	103 651	103 651	108 828
Etnes Elektrisitetslag	71,97 %	87,21 %	92,78 %	10 443	11 618	12 048
Evenes Kraftforsyning AS	82,04 %	88,84 %	92,28 %	10 287	10 767	11 011
Fauske Lysverk AS	69,77 %	87,75 %	94,89 %	29 170	33 115	34 683
Finnaas Kraftlag	64,02 %	71,44 %	79,96 %	31 219	33 072	35 198
Fitjar Kraftlag SA	50,19 %	64,54 %	69,43 %	13 827	15 603	16 207
Fjelberg Kraftlag SA	56,63 %	65,29 %	70,19 %	9 365	10 059	10 452
Flesberg Elektrisitetsverk AS	75,15 %	78,25 %	86,93 %	18 736	19 162	20 353
Forsand Elverk Kommunalt Foretak i Forsand	61,75 %	79,12 %	85,89 %	7 904	9 029	9 468
Fosenkraft AS	83,87 %	98,77 %	106,51 %	37 021	40 824	42 801
Fredrikstad Energi Nett AS	91,78 %	104,71 %	113,12 %	119 272	129 257	135 755
Fusa Kraftlag SA	55,09 %	61,55 %	67,88 %	19 745	20 804	21 842
Gauldal Nett AS	100,00 %	100,00 %	106,38 %	28 273	28 273	29 393
Godbrandsdal Energi AS	93,57 %	87,69 %	95,66 %	83 370	80 194	84 501
Haalogaland Kraft AS	86,87 %	97,35 %	103,56 %	122 734	131 363	136 482
Hadeland Energinett AS	97,68 %	91,51 %	98,92 %	77 074	74 067	77 681
Hafslund Nett AS	100,00 %	100,00 %	106,90 %	2 530 009	2 530 009	2 638 316
Hallingdal Kraftnett AS	96,21 %	98,61 %	106,40 %	112 746	114 458	120 016
Hammerfest Energi Nett AS	74,60 %	78,71 %	88,36 %	59 254	61 071	65 349
Hardanger Energi AS	84,73 %	97,99 %	103,49 %	40 812	44 527	46 068
Haugaland Kraft AS	81,72 %	90,34 %	96,82 %	258 319	274 100	285 972
HelgelandsKraft AS	77,01 %	80,46 %	87,67 %	308 081	315 975	332 439
Hemne Kraftlag SA	79,83 %	84,44 %	90,14 %	24 500	25 295	26 279
Hemsedal Energi KF	82,61 %	78,14 %	86,49 %	25 156	24 388	25 823
Hjartdal Elverk AS	71,71 %	81,17 %	89,24 %	11 690	12 517	13 221
Holand og Setskog Elverk	78,11 %	81,89 %	87,60 %	25 467	26 147	27 171
Hurum Energinett AS	78,51 %	79,74 %	86,70 %	23 528	23 734	24 908
Istad Nett AS	92,40 %	96,21 %	104,57 %	126 301	129 432	136 306
Jaeren Everk Kommunalt foretak i Haa	79,55 %	103,23 %	110,16 %	35 632	41 584	43 326
Klepp Energi AS	73,32 %	96,51 %	104,76 %	28 346	33 093	34 783
Kragero Energi AS	77,62 %	79,01 %	86,41 %	43 821	44 256	46 554
Krodsherad Everk KF	100,00 %	100,00 %	107,35 %	11 701	11 701	12 242
Kvam Kraftverk AS	66,25 %	76,54 %	83,34 %	29 964	32 331	33 896
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	89,34 %	95,73 %	103,31 %	24 134	25 132	26 316
Kvinnherad Energi AS	60,88 %	78,39 %	84,47 %	35 992	41 080	42 847
Laerdal Energi AS	73,07 %	75,96 %	80,00 %	14 484	14 804	15 253
Lier Everk AS	84,58 %	89,15 %	94,65 %	42 040	43 388	45 014
Lofotkraft AS	76,84 %	80,00 %	90,94 %	136 900	140 159	151 406
Luster Energi/verk AS	82,73 %	83,24 %	87,76 %	19 250	19 320	19 943
Lyse Elnett AS	100,00 %	100,00 %	108,48 %	592 414	592 414	623 096
Meloy Energi AS	67,17 %	80,07 %	84,63 %	26 586	29 321	30 289
Midt Nett Buskerud AS	79,87 %	82,88 %	91,42 %	64 420	65 790	69 684
Midt-Telemark Energi AS	80,26 %	86,39 %	93,21 %	47 452	49 490	51 756

Selskap	Effektivitet trinn 1	Effektivitet trinn 2	Effektivitet trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
MORENETT AS	81,52 %	93,10 %	100,44 %	350 498	379 665	398 173
Narvik Energinett AS	66,65 %	72,52 %	78,83 %	60 002	62 747	65 696
Nasset Kraft AS	67,57 %	69,08 %	73,04 %	14 583	14 754	15 198
Nord-Osterdal Kraftlag SA	100,00 %	100,00 %	106,17 %	65 548	65 548	68 082
Nord-Salten Kraft AS	100,00 %	100,00 %	105,24 %	64 641	64 641	66 718
Nord-Trondelag Elektrisitetsverk	100,00 %	100,00 %	107,65 %	498 608	498 608	522 779
Nordlandsnett AS	96,58 %	94,24 %	102,08 %	199 069	196 123	206 002
Nordmore Energinett AS	100,00 %	100,00 %	109,23 %	164 361	164 361	173 835
Nordvest Nett AS	87,01 %	95,72 %	102,07 %	37 203	39 446	41 085
Nore Energi AS	70,75 %	75,66 %	83,74 %	14 192	14 705	15 552
Notodden Energi AS	59,45 %	68,92 %	76,20 %	41 832	45 035	47 496
Odda Energi AS	100,00 %	100,00 %	109,06 %	45 423	45 423	47 932
Oppdal Everk AS	88,49 %	98,65 %	106,85 %	28 384	30 286	31 820
Opplandskraft DA	100,00 %	100,00 %	116,60 %	7 027	7 027	7 730
Orkdal Energi AS	84,17 %	97,36 %	104,79 %	27 208	29 662	31 045
Orskog Energi AS	90,29 %	92,79 %	99,55 %	17 926	18 232	19 058
Ovre Eiker Nett AS	67,95 %	74,90 %	81,02 %	39 252	41 329	43 158
Rakkestad Energi AS	88,75 %	93,73 %	100,62 %	23 101	23 859	24 909
Rauland Kraftforsyningslag SA	90,84 %	92,16 %	99,35 %	24 729	24 941	26 094
Rauma Energi AS	69,17 %	73,03 %	78,92 %	30 181	31 080	32 452
Ringeriks-Kraft Nett AS	76,13 %	70,93 %	79,68 %	84 195	80 853	86 475
Rissa Kraftlag BA	76,08 %	85,28 %	90,43 %	16 541	17 658	18 283
Rodoy-Luroy Kraftverk AS	75,82 %	79,73 %	86,43 %	37 610	38 708	40 591
Rollag Elektrisitetsverk SA	72,45 %	70,93 %	77,20 %	10 347	10 230	10 710
Roros Elektrisitetsverk AS	100,00 %	100,00 %	105,30 %	28 657	28 657	29 586
Sandoy Energi AS	50,31 %	67,32 %	72,63 %	6 225	7 184	7 482
Selbu Energinett AS	78,55 %	81,47 %	89,71 %	19 269	19 679	20 835
SFE Nett AS	64,25 %	66,66 %	75,00 %	168 450	171 866	183 698
Skaanevik Olen Kraftlag	63,40 %	77,89 %	86,35 %	19 470	21 764	23 105
Skagerak Nett AS	96,89 %	101,87 %	108,75 %	821 753	847 695	883 562
Skjakk Energi KF	69,68 %	75,70 %	80,09 %	14 956	15 643	16 144
SKL Nett AS	87,97 %	93,52 %	102,61 %	91 162	94 551	100 104
Sognekraft AS	68,59 %	73,43 %	79,89 %	54 549	56 630	59 410
Sor Aurdal Energi AS	70,09 %	90,98 %	100,57 %	19 477	22 556	23 970
Sorfold Kraftlag SA	51,88 %	63,04 %	65,97 %	10 561	11 596	11 868
Stange Energi Nett AS	81,65 %	71,73 %	81,24 %	51 168	47 570	51 019
Stranda Energinett AS	64,69 %	78,69 %	84,03 %	17 280	19 246	19 995
Stryn Energi AS	71,29 %	75,05 %	81,38 %	23 808	24 497	25 655
Suldal Elverk KF	74,79 %	85,40 %	92,24 %	29 459	31 791	33 295
Sunndal Energi KF	63,16 %	78,78 %	85,89 %	24 536	27 545	28 915
Sunnfjord Energi AS	70,36 %	77,82 %	84,47 %	109 234	115 468	121 026
Svorka Energi AS	74,70 %	81,01 %	89,11 %	43 772	45 819	48 443
Sykkylven Energi AS	78,70 %	97,34 %	104,43 %	18 248	20 677	21 600
Tinn Energi AS	64,91 %	73,06 %	80,37 %	38 174	40 615	42 803
Trogstad Elverk AS	100,00 %	100,00 %	105,33 %	16 550	16 550	17 088
Trollfjord Kraft AS	85,69 %	93,75 %	101,03 %	38 058	40 420	42 552
Troms Kraft Nett AS	100,00 %	100,00 %	108,56 %	385 251	385 251	406 171
TronderEnergi Nett AS	96,66 %	95,81 %	101,80 %	569 307	566 242	587 905
Tysnes Kraftlag SA	54,50 %	54,76 %	60,32 %	18 829	18 871	19 753
Uvdal Kraftforsyning AL	65,17 %	67,97 %	76,10 %	10 783	11 015	11 693
Valdres Energinett AS	84,10 %	84,26 %	94,11 %	62 244	62 309	66 547
Vang Energinett KF	73,34 %	72,50 %	79,15 %	14 308	14 218	14 925
Varanger Kraftnett AS	79,51 %	83,60 %	92,56 %	135 299	139 235	147 849
Vest-Telemark Kraftlag AS	82,20 %	85,61 %	92,90 %	84 147	86 268	90 795
Vesteraalskraft Nett AS	75,32 %	89,68 %	95,71 %	66 667	73 729	76 696
VOKKS Nett AS	86,11 %	75,33 %	82,35 %	62 793	58 145	61 175
Ymber AS	100,00 %	100,00 %	105,80 %	72 004	72 004	74 698

10.11 Effektivitet og tillatt inntekt (i tusen kroner) i slank modell når Nordlandsnett investerer i prosjekt 1 i år 1

Selskap	Effektivitet trinn 1	Effektivitet trinn 2	Effektivitet trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
Aardal Energi KF	71,90 %	75,45 %	81,44 %	19 069	19 567	20 404
Agder Energi Nett AS	86,82 %	97,83 %	106,83 %	820 630	882 523	933 082
Aktieselskabet Saudefaldene	100,00 %	100,00 %	105,13 %	21 679	21 679	22 354
Askoy Energi AS	100,00 %	100,00 %	109,70 %	41 644	41 644	44 153
Aurland Energiverk AS	92,01 %	98,09 %	103,19 %	15 879	16 525	17 066
Austevoll Kraftlag BA	51,21 %	59,44 %	64,69 %	19 476	20 900	21 811
Ballangen Energi AS	90,93 %	98,57 %	104,40 %	18 896	19 830	20 542
Bindal Kraftlag SA	76,41 %	83,37 %	88,86 %	8 907	9 366	9 727
BKK Nett AS	85,63 %	91,80 %	99,86 %	899 977	938 090	987 877
Dalane energi IKS	81,61 %	93,83 %	101,36 %	77 763	84 554	88 746
Drangedal Elverk KF	87,23 %	97,51 %	104,77 %	20 392	21 781	22 762
EB Nett AS	100,00 %	100,00 %	107,78 %	292 663	292 663	306 810
Eidsiva Nett AS	90,16 %	89,62 %	97,61 %	788 510	785 614	828 563
Elverum Nett AS	71,19 %	62,72 %	70,85 %	48 777	45 662	48 654
Energi 1 Follo Royken AS	100,00 %	100,00 %	108,02 %	103 651	103 651	108 894
Etna Elektrisitetslag	84,48 %	93,93 %	99,57 %	11 408	12 136	12 571
Evenes Kraftforsyning AS	69,16 %	83,75 %	87,24 %	9 377	10 408	10 654
Fauske Lysverk AS	76,62 %	86,26 %	93,49 %	30 672	32 789	34 376
Finnaas Kraftlag	64,99 %	71,77 %	80,40 %	31 462	33 154	35 307
Fitjar Kraftlag SA	56,26 %	66,75 %	71,70 %	14 578	15 876	16 487
Fjelberg Kraftlag SA	62,56 %	73,21 %	78,16 %	9 840	10 694	11 091
Flesberg Elektrisitetsverk AS	73,81 %	75,70 %	84,48 %	18 553	18 811	20 017
Forsand Elverk Kommunalt Foretak i Forsand	85,62 %	98,55 %	105,41 %	9 450	10 288	10 732
Fosenkraft AS	84,10 %	89,98 %	97,83 %	37 080	38 583	40 585
Fredrikstad Energi Nett AS	94,37 %	93,42 %	101,94 %	121 273	120 535	127 116
Fusa Kraftlag SA	53,33 %	64,85 %	71,26 %	19 456	21 345	22 396
Gauldal Nett AS	96,98 %	100,26 %	106,72 %	27 744	28 319	29 452
Gudbrandsdal Energi AS	91,46 %	84,51 %	92,58 %	82 232	78 476	82 838
Haalogaland Kraft AS	85,92 %	98,55 %	104,85 %	121 946	132 356	137 540
Hadeland Energinett AS	89,41 %	94,76 %	102,27 %	73 041	75 650	79 310
Hafslund Nett AS	100,00 %	100,00 %	106,99 %	2 530 009	2 530 009	2 639 693
Hallingdal Kraftnett AS	100,00 %	100,00 %	107,89 %	115 452	115 452	121 081
Hammerfest Energi Nett AS	73,26 %	82,73 %	92,50 %	58 657	62 854	67 186
Hardanger Energi AS	88,53 %	92,86 %	98,44 %	41 875	43 090	44 651
Haugaland Kraft AS	81,22 %	89,57 %	96,14 %	257 394	272 697	284 720
Helgelandskraft AS	75,41 %	74,74 %	82,03 %	304 423	302 890	319 564
Hemne Kraftlag SA	75,80 %	87,08 %	92,85 %	23 804	25 752	26 748
Hemsedal Energi KF	78,80 %	78,12 %	86,58 %	24 502	24 385	25 838
Hjartdal Elverk AS	79,83 %	86,93 %	95,09 %	12 399	13 019	13 733
Holland og Setskog Elverk	75,48 %	82,32 %	88,10 %	24 994	26 224	27 262
Hurum Energiverk AS	80,19 %	82,06 %	89,11 %	23 810	24 125	25 315
Istad Nett AS	90,47 %	97,59 %	106,05 %	124 717	130 569	137 531
Jaeren Everk Kommunalt foretak i Haa	100,00 %	100,00 %	107,02 %	40 772	40 772	42 537
Klepp Energi AS	97,29 %	95,96 %	104,33 %	33 254	32 982	34 694
Kragero Energi AS	77,86 %	84,32 %	91,81 %	43 895	45 906	48 233
Krodsherad Everk KF	100,00 %	100,00 %	107,45 %	11 701	11 701	12 249
Kvam Kraftverk AS	68,49 %	74,94 %	81,82 %	30 480	31 963	33 547
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	85,99 %	86,69 %	94,37 %	23 610	23 719	24 919
Kvinnherad Energi AS	59,70 %	68,58 %	74,74 %	35 648	38 230	40 020
Laerdal Energi AS	74,56 %	73,35 %	77,45 %	14 649	14 515	14 969
Lier Everk AS	81,65 %	83,90 %	89,47 %	41 175	41 837	43 484
Lofotkraft AS	75,26 %	79,04 %	90,11 %	135 273	139 161	150 552
Luster Energiverk AS	79,64 %	79,70 %	84,28 %	18 823	18 832	19 463
Lyse Elnett AS	100,00 %	100,00 %	108,58 %	592 414	592 414	623 486
Meloy Energi AS	71,27 %	81,11 %	85,73 %	27 455	29 542	30 522
Midt Nett Buskerud AS	77,61 %	80,22 %	88,87 %	63 389	64 580	68 524
Midt-Telemark Energi AS	80,16 %	88,03 %	94,93 %	47 419	50 033	52 328

Selskap	Effektivitet trinn 1	Effektivitet trinn 2	Effektivitet trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
MORENETT AS	81,23 %	89,43 %	96,87 %	349 757	370 432	389 175
Narvik Energjinett AS	65,11 %	75,04 %	81,43 %	59 283	63 925	66 912
Neset Kraft AS	64,70 %	72,08 %	76,08 %	14 262	15 089	15 539
Nord-Osterdal Kraftlag SA	94,22 %	91,26 %	97,51 %	63 173	61 958	64 524
Nord-Salten Kraft AS	100,00 %	100,00 %	105,30 %	64 641	64 641	66 745
Nord-Trondelag Elektrisitetsverk	96,93 %	102,94 %	110,69 %	488 904	507 890	532 369
Nordlandsnett AS	95,73 %	98,91 %	106,98 %	199 908	203 953	214 216
Nordmore Energiverk AS	100,00 %	100,00 %	109,35 %	164 361	164 361	173 955
Nordvest Nett AS	88,96 %	100,27 %	106,71 %	37 704	40 620	42 279
Nore Energi AS	94,41 %	95,43 %	103,62 %	16 668	16 775	17 632
Notodden Energi AS	69,83 %	72,60 %	79,97 %	45 341	46 278	48 771
Odda Energi AS	100,00 %	100,00 %	109,17 %	45 423	45 423	47 963
Oppdal Everk AS	86,65 %	89,83 %	98,13 %	28 040	28 635	30 188
Opplandskraft DA	91,50 %	89,70 %	106,52 %	6 667	6 591	7 303
Orkdal Energi AS	86,73 %	94,32 %	101,84 %	27 685	29 096	30 496
Orskog Energi AS	87,28 %	98,74 %	105,59 %	17 557	18 958	19 795
Oslo Eiker Nett AS	76,94 %	78,65 %	84,85 %	41 939	42 452	44 304
Rakkestad Energi AS	82,58 %	96,48 %	103,46 %	22 161	24 277	25 340
Rauland Kraftforsyningslag SA	85,96 %	83,61 %	90,89 %	23 947	23 570	24 737
Rauma Energi AS	67,03 %	75,64 %	81,60 %	29 682	31 688	33 078
Ringeriks-Kraft Nett AS	78,19 %	79,82 %	88,68 %	85 517	86 562	92 255
Rissa Kraftlag BA	72,25 %	84,73 %	89,95 %	16 076	17 592	18 225
Rodoy-Luroy Kraftverk AS	100,00 %	100,00 %	106,79 %	44 403	44 403	46 311
Rollag Elektrisitetsverk SA	88,61 %	92,63 %	98,98 %	11 585	11 893	12 379
Roros Elektrisitetsverk AS	100,00 %	100,00 %	105,37 %	28 657	28 657	29 598
Sandoy Energi AS	89,04 %	91,83 %	97,20 %	8 407	8 564	8 867
Selbu Energiverk AS	73,53 %	78,86 %	87,20 %	18 566	19 313	20 483
SFE Nett AS	63,35 %	64,67 %	73,12 %	167 175	169 041	181 024
Skaanevik Olen Kraftlag	65,06 %	73,93 %	82,50 %	19 731	21 137	22 494
Skagerak Nett AS	95,85 %	100,53 %	107,49 %	816 311	840 705	877 029
Skjåk Energi KF	67,53 %	70,76 %	75,20 %	14 710	15 079	15 586
SKL Nett AS	77,13 %	79,80 %	89,00 %	84 534	86 164	91 788
Sognekraft AS	68,43 %	71,79 %	78,34 %	54 481	55 927	58 742
Sor Aurdal Energi AS	78,91 %	87,52 %	97,24 %	20 777	22 046	23 478
Sorfold Kraftlag SA	48,09 %	55,33 %	58,29 %	10 210	10 880	11 155
Stange Energi Nett AS	74,76 %	74,91 %	84,54 %	48 671	48 723	52 216
Stranda Energiverk AS	67,22 %	76,10 %	81,51 %	17 636	18 883	19 642
Stryn Energi AS	67,86 %	76,82 %	83,23 %	23 180	24 821	25 994
Suldal Elverk KF	76,65 %	85,11 %	92,03 %	29 868	31 727	33 249
Sunnal Energi KF	66,81 %	74,17 %	81,37 %	25 238	26 656	28 044
Sunnfjord Energi AS	68,31 %	72,86 %	79,60 %	107 527	111 329	116 958
Svorka Energi AS	68,49 %	81,42 %	89,61 %	41 761	45 950	48 607
Sykkylven Energi AS	87,16 %	98,32 %	105,49 %	19 350	20 804	21 738
Tinn Energi AS	72,42 %	76,31 %	83,72 %	40 422	41 589	43 805
Trogstad Elverk AS	92,38 %	104,62 %	110,02 %	15 781	17 016	17 561
Trollfjord Kraft AS	81,63 %	90,49 %	97,86 %	36 867	39 464	41 623
Troms Kraft Nett AS	97,17 %	102,82 %	111,49 %	378 345	392 154	413 340
TronderEnergi Nett AS	92,57 %	91,86 %	97,93 %	554 540	551 975	573 914
Tysnes Kraftlag SA	52,84 %	68,11 %	73,74 %	18 565	20 990	21 883
Uvdal Kraftforsyning AL	64,38 %	60,11 %	68,35 %	10 716	10 362	11 047
Valdres Energiverk AS	84,02 %	76,61 %	86,58 %	62 209	59 019	63 311
Vang Energiverk KF	72,44 %	68,81 %	75,55 %	14 212	13 826	14 542
Varanger Kraftnett AS	76,56 %	83,34 %	92,41 %	132 462	138 989	147 713
Vest-Telemark Kraftlag AS	79,71 %	81,62 %	89,00 %	82 606	83 790	88 375
Vesteraalskraft Nett AS	75,93 %	84,34 %	90,45 %	66 968	71 104	74 108
VOKKS Nett AS	82,73 %	82,05 %	89,17 %	61 338	61 045	64 113
Ymber AS	100,00 %	100,00 %	105,87 %	72 004	72 004	74 732

10.12 Effektivitet og tillatt inntekt (i tusen kroner) i slank modell når Nordlandsnett investerer i prosjekt 2 i år 1

Selskap	Effektivitet trinn 1	Effektivitet trinn 2	Effektivitet trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
Aardal Energi KF	71,90 %	75,48 %	81,45 %	19 069	19 570	20 406
Agder Energi Nett AS	86,82 %	97,85 %	106,83 %	820 630	882 629	933 094
Aktieselskabet Saudefaldene	100,00 %	100,00 %	105,12 %	21 679	21 679	22 352
Askoy Energi AS	100,00 %	100,00 %	109,68 %	41 644	41 644	44 148
Aurland Energi/verk AS	92,01 %	98,12 %	103,21 %	15 879	16 528	17 068
Austevoll Kraftlag BA	51,21 %	59,46 %	64,70 %	19 476	20 904	21 813
Ballangen Energi AS	90,93 %	98,59 %	104,40 %	18 896	19 832	20 542
Bindal Kraftlag SA	76,41 %	83,38 %	88,87 %	8 907	9 366	9 727
BKK Nett AS	85,63 %	91,80 %	99,85 %	899 977	938 077	987 772
Dalane energi IKS	81,61 %	93,83 %	101,36 %	77 763	84 559	88 743
Drangedal Elverk KF	87,23 %	97,55 %	104,79 %	20 392	21 786	22 765
EB Nett AS	100,00 %	100,00 %	107,76 %	292 663	292 663	306 784
Eidsiva Nett AS	90,16 %	89,65 %	97,62 %	788 510	785 759	828 628
Elverum Nett AS	71,19 %	62,71 %	70,83 %	48 777	45 659	48 645
Energi 1 Follo Royken AS	100,00 %	100,00 %	108,01 %	103 651	103 651	108 885
Etna Elektrisitetslag	84,48 %	93,95 %	99,58 %	11 408	12 138	12 572
Evenes Kraftforsyning AS	69,16 %	83,81 %	87,28 %	9 377	10 412	10 657
Fauske Lysverk AS	76,62 %	86,28 %	93,50 %	30 672	32 792	34 377
Finnaas Kraftlag	64,99 %	71,78 %	80,39 %	31 462	33 157	35 305
Fitjar Kraftlag SA	56,26 %	66,78 %	71,72 %	14 578	15 879	16 490
Fjelberg Kraftlag SA	62,56 %	73,23 %	78,17 %	9 840	10 695	11 092
Flesberg Elektrisitetsverk AS	73,81 %	75,70 %	84,47 %	18 553	18 811	20 015
Forsand Elverk Kommunalt Foretak i Forsand	85,62 %	98,58 %	105,43 %	9 450	10 290	10 733
Fosenkraft AS	84,10 %	90,00 %	97,83 %	37 080	38 587	40 586
Fredrikstad Energi Nett AS	94,37 %	93,40 %	101,91 %	121 273	120 521	127 089
Fusa Kraftlag SA	53,33 %	64,88 %	71,28 %	19 456	21 350	22 398
Gauldal Nett AS	96,98 %	100,27 %	106,72 %	27 744	28 321	29 453
Gudbrandsdal Energi AS	91,46 %	84,51 %	92,57 %	82 232	78 480	82 833
Haalogaland Kraft AS	85,92 %	98,58 %	104,86 %	121 946	132 379	137 553
Hadeland Energinett AS	89,41 %	94,80 %	102,30 %	73 041	75 672	79 326
Hafslund Nett AS	100,00 %	100,00 %	106,98 %	2 530 009	2 530 009	2 639 490
Hallingdal Kraftnett AS	100,00 %	100,00 %	107,87 %	115 452	115 452	121 070
Hammerfest Energi Nett AS	73,26 %	82,74 %	92,50 %	58 657	62 860	67 185
Hardanger Energi AS	88,53 %	92,87 %	98,44 %	41 875	43 093	44 652
Haugaland Kraft AS	81,22 %	89,59 %	96,15 %	257 394	272 732	284 733
Heigelandskraft AS	75,41 %	74,73 %	82,01 %	304 423	302 876	319 519
Hemne Kraftlag SA	75,80 %	87,10 %	92,86 %	23 804	25 755	26 750
Hemsedal Energi KF	78,80 %	78,14 %	86,59 %	24 502	24 390	25 840
Hjartdal Elverk AS	79,83 %	86,95 %	95,11 %	12 399	13 022	13 734
Holand og Setskog Elverk	75,48 %	82,35 %	88,11 %	24 994	26 228	27 264
Hurum Energi/verk AS	80,19 %	82,06 %	89,10 %	23 810	24 126	25 313
Istad Nett AS	90,47 %	97,62 %	106,07 %	124 717	130 596	137 545
Jaeren Everk Kommunalt foretak i Haa	100,00 %	100,00 %	107,01 %	40 772	40 772	42 534
Klepp Energi AS	97,29 %	95,95 %	104,30 %	33 254	32 980	34 688
Kragero Energi AS	77,86 %	84,35 %	91,83 %	43 895	45 916	48 239
Krodsherad Everk KF	100,00 %	100,00 %	107,43 %	11 701	11 701	12 248
Kvam Kraftverk AS	68,49 %	74,95 %	81,82 %	30 480	31 964	33 546
Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	85,99 %	86,70 %	94,36 %	23 610	23 720	24 918
Kvinnherad Energi AS	59,70 %	68,60 %	74,74 %	35 648	38 234	40 019
Laerdal Energi AS	74,56 %	73,36 %	77,45 %	14 649	14 516	14 969
Lier Everk AS	81,65 %	83,90 %	89,47 %	41 175	41 839	43 483
Lofotkraft AS	75,26 %	79,03 %	90,09 %	135 273	139 161	150 530
Luster Energi/verk AS	79,64 %	79,70 %	84,27 %	18 823	18 832	19 462
Lyse Elnett AS	100,00 %	100,00 %	108,57 %	592 414	592 414	623 428
Meloy Energi AS	71,27 %	81,12 %	85,74 %	27 455	29 546	30 524
Midt Nett Buskerud AS	77,61 %	80,24 %	88,87 %	63 389	64 587	68 523
Midt-Telemark Energi AS	80,16 %	88,05 %	94,94 %	47 419	50 042	52 333

Selskap	Effektivitet trinn 1	Effektivitet trinn 2	Effektivitet trinn 3	Tillatt inntekt trinn 1	Tillatt inntekt trinn 2	Tillatt inntekt trinn 3
MORENETT AS	81,23 %	89,43 %	96,86 %	349 757	370 430	389 138
Narvik Energinett AS	65,11 %	75,07 %	81,44 %	59 283	63 939	66 920
Neset Kraft AS	64,70 %	72,09 %	76,09 %	14 262	15 090	15 539
Nord-Osterdal Kraftlag SA	94,22 %	91,27 %	97,51 %	63 173	61 962	64 524
Nord-Salten Kraft AS	100,00 %	100,00 %	105,29 %	64 641	64 641	66 741
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	96,93 %	102,96 %	110,69 %	488 904	507 953	532 386
Nordlandsnett AS	96,62 %	99,53 %	107,46 %	199 126	202 791	212 777
Nordmore Energiverk AS	100,00 %	100,00 %	109,33 %	164 361	164 361	173 937
Nordvest Nett AS	88,96 %	100,30 %	106,73 %	37 704	40 628	42 285
Nore Energi AS	94,41 %	95,44 %	103,61 %	16 668	16 776	17 631
Notodden Energi AS	69,83 %	72,61 %	79,97 %	45 341	46 284	48 772
Odda Energi AS	100,00 %	100,00 %	109,16 %	45 423	45 423	47 959
Oppdal Everk AS	86,65 %	89,84 %	98,12 %	28 040	28 637	30 187
Opplandskraft DA	91,50 %	89,73 %	106,52 %	6 667	6 592	7 303
Orkdal Energi AS	86,73 %	94,33 %	101,84 %	27 685	29 098	30 496
Orskog Energi AS	87,28 %	98,77 %	105,61 %	17 557	18 962	19 797
Dvre Eiker Nett AS	76,94 %	78,66 %	84,85 %	41 939	42 454	44 303
Rakkestad Energi AS	82,58 %	96,52 %	103,48 %	22 161	24 283	25 344
Rauland Kraftforsyningslag SA	85,96 %	83,61 %	90,87 %	23 947	23 570	24 735
Rauma Energi AS	67,03 %	75,66 %	81,61 %	29 682	31 693	33 080
Ringeriks-Kraft Nett AS	78,19 %	79,84 %	88,68 %	85 517	86 575	92 258
Rissa Kraftlag BA	72,25 %	84,76 %	89,97 %	16 076	17 595	18 228
Rodoy-Luroy Kraftverk AS	100,00 %	100,00 %	106,78 %	44 403	44 403	46 307
Rollag Elektrisitetsverk SA	88,61 %	92,65 %	98,99 %	11 585	11 894	12 380
Roros Elektrisitetsverk AS	100,00 %	100,00 %	105,36 %	28 657	28 657	29 596
Sandoy Energi AS	89,04 %	91,83 %	97,19 %	8 407	8 564	8 866
Selbu Energiverk AS	73,53 %	78,88 %	87,20 %	18 566	19 316	20 484
SFE Nett AS	63,35 %	64,67 %	73,10 %	167 175	169 044	181 004
Skaanevik Olen Kraftlag	65,06 %	73,94 %	82,49 %	19 731	21 138	22 493
Skagerak Nett AS	95,85 %	100,53 %	107,48 %	816 311	840 721	876 976
Skjaak Energi KF	67,53 %	70,78 %	75,21 %	14 710	15 081	15 587
SKL Nett AS	77,13 %	79,78 %	88,96 %	84 534	86 154	91 767
Sognekraft AS	68,43 %	71,81 %	78,34 %	54 481	55 935	58 745
Sor Aurdal Energi AS	78,91 %	87,56 %	97,26 %	20 777	22 052	23 481
Sorfold Kraftlag SA	48,09 %	55,33 %	58,29 %	10 210	10 881	11 155
Stange Energi Nett AS	74,76 %	74,95 %	84,56 %	48 671	48 737	52 224
Stranda Energiverk AS	67,22 %	76,11 %	81,51 %	17 636	18 883	19 641
Stryn Energi AS	67,86 %	76,84 %	83,24 %	23 180	24 825	25 996
Suldal Elverk KF	76,65 %	85,12 %	92,03 %	29 868	31 729	33 249
Sunndal Energi KF	66,81 %	74,17 %	81,36 %	25 238	26 657	28 042
Sunnfjord Energi AS	68,31 %	72,87 %	79,60 %	107 527	111 333	116 952
Svorka Energi AS	68,49 %	81,45 %	89,63 %	41 761	45 960	48 612
Sykkylven Energi AS	87,16 %	98,33 %	105,50 %	19 350	20 805	21 739
Tinn Energi AS	72,42 %	76,33 %	83,72 %	40 422	41 593	43 806
Trogstad Elverk AS	92,38 %	104,67 %	110,06 %	15 781	17 021	17 565
Trollfjord Kraft AS	81,63 %	90,50 %	97,86 %	36 867	39 467	41 622
Troms Kraft Nett AS	97,17 %	102,84 %	111,49 %	378 345	392 184	413 331
TronderEnergi Nett AS	92,57 %	91,87 %	97,93 %	554 540	552 007	573 904
Tysnes Kraftlag SA	52,84 %	68,14 %	73,76 %	18 565	20 994	21 885
Uvdal Kraftforsyning AL	64,38 %	60,11 %	68,33 %	10 716	10 361	11 046
Valdres Energiverk AS	84,02 %	76,60 %	86,56 %	62 209	59 017	63 301
Vang Energiverk KF	72,44 %	68,82 %	75,55 %	14 212	13 827	14 542
Varanger Kraftnett AS	76,56 %	83,36 %	92,41 %	132 462	139 002	147 709
Vest-Telemark Kraftlag AS	79,71 %	81,63 %	89,00 %	82 606	83 796	88 371
Vesteraalskraft Nett AS	75,93 %	84,35 %	90,45 %	66 968	71 109	74 108
VOKKS Nett AS	82,73 %	82,07 %	89,17 %	61 338	61 053	64 115
Ymber AS	100,00 %	100,00 %	105,86 %	72 004	72 004	74 727

10.13 Skyggepriser i Elbench

	Høyspent	Nettstasjon	Abonnement	Vektet luftkabel	Vektet jordkabel	Vektet sjøkabel	Vektet grensesnitt
Skagerak							
Dagens	43,62	0,00	1,95	7,06	0,00	57,98	652,19
Samlet	39,21	8,57	1,86	0,00	0,00	193,44	885,58
Slank			1,39	117,76	33,91	24,89	1265,04
Lyse							
Dagens	43,62	0,00	1,95	0,00	129,55	0,00	0,00
Samlet	0,00	0,00	3,04	0,00	160,42	0,00	0,00
Slank			0,00	120,99	0,00	80,45	2537,06
Eidsiva							
Dagens	12,90	34,18	1,33	31,71	40,70	28,02	339,00
Samlet	35,23	34,19	0,00	0,00	0,00	203,89	1305,90
Slank			1,59	90,93	43,77	76,69	0,00
Hafslund							
Dagens	0,00	0,00	2,71	0,00	11,75	0,00	691,50
Samlet	0,00	0,00	3,04	0,00	43,82	0,00	548,14
Slank			1,43	0,00	29,28	0,00	1462,75
Helgelandskraft							
Dagens	39,84	8,54	1,73	49,86	0,00	0,00	188,00
Samlet	10,48	34,21	1,46	89,12	0,00	197,31	55,72
Slank			1,65	97,28	43,16	75,24	0,00
BKK							
Dagens	43,62	0,00	1,95	0,00	97,98	77,46	300,61
Samlet	40,46	0,00	2,17	0,00	130,06	220,45	347,83
Slank			1,39	115,18	31,22	33,08	1280,24