

Småkraft og avkastning på nettkapitalen til
Troms Kraft Nett AS

av

Christian Slettnes Antonsen

BE320E Masteroppgave i strategisk ledelse og
økonomi (MBA)

Universitetet i Nordland

Juni 2012

Summary

The subject of this study is "small hydro power and return on net capital". In this paper, I analyze how large scale development of small hydro power plants in Storfjord affects the DEA results and the return on net capital of Troms Kraft Nett AS. New network structure for connection of power plants in Signal valley, Kitdalen and along the Lyngen fjord is included in the project.

The data used are primarily derived from the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE). Here we use income calculation for 2012 as the basis for the income. A report made by a company called Norsec forms the basis for the economic changes resulting from the construction of small hydro power.

Ordinary or production-related network is included in the simulations. Production network is considered as a part and the power plant and therefore not included. The DEA analyses run two simulations, one for distribution and one for regional grid.

The exercise shows that the DEA results in step one is unchanged. In the regression analyses in step two, there is an increase of 0,25 % in the DEA results. For the regional grid, there is a decrease in the DEA results of 112,2 % to 109,1 % which can be caused by large increases in costs (input) in terms of the product aspects (output). The return on net capital is affected by a reduction in efficiency and reduced from 6,05 % to 5,98 %.

There are two factors that can be changed to avoid a reduction in efficiency and performance. A reduction in costs leads to a positive effect on the measured efficiency and return on the net capital. Real competition or the crew to perform services may lead to cost reductions. The second factor that can be changed is the income model. A joined industry can push regulatory authority to improve the investment incentives in the income model.

Forord

Utredningen er skrevet som en avsluttende del av et masterstudium i strategisk ledelse og økonomi (MBA). Studiet administreres av Universitetet i Nordland med studie og forelesningssted ved Forskningsparken i Tromsø. Oppgaven er skrevet innenfor fagprofilen økonomisk styring, og utgjør 30 studiepoeng.

I forbindelse med min stilling som prosjektleder for drift Bardufoss i Troms Kraft Entreprenør så har jeg lenge fattet stor interesse for hvilken styringsmekaniske vår hovedoppdragsgiver Troms Kraft Nett AS kan handle innenfor. Det som er avgjørende for oss som Entreprenør er at vi har en stabil ordrepågang slik at vi hele tiden å holde våre montører i aktivitet. Ved å da velge en avsluttende oppgave innenfor inntektsramme, effektivitet og avkastning så vil det hjelpe meg å forstå vår hovedoppdragsgiver, samtidig som at nettselskapet vil få et innblikk i hvordan småkraft vil påvirke deres avkastning på nettkapitalen.

Jeg håper at min oppdragsgiver Troms Kraft Nett AS vil ha nytte av de analysene som er foretatt. Slik at de kan blir en bedre og enda mer effektiv netteier som har fokus på effektivitet, samt å levere en tilfredsstillende avkastning til sine eiere.

Jeg ønsker å rette en stor takk til min veileder Frode Kjaerland ved Universitetet i Nordland, og min oppdragsgiver i Troms Kraft Nett Fredd Arnesen.

Videre så sendes det en stor takk til familien min for god støtte i en krevende tid, med mye jobb og masteroppgaveskriving.

Sørreisa 30.mai 2012.


Christian Slettnes Antonsen

Sammendrag

I denne oppgaven analyseres det hvordan storstilt utbygging av småkraftverk i Storfjord påvirker DEA resultatet og avkastningen på nettkapitalen til Troms Kraft Nett AS. Det er ny nettstruktur for tilknytning av kraftverk i Signaldalen, Kitdalen og langs Lyngenfjorden som inkluderes i prosjektet.

Datamaterialet som anvendes er i hovedsak hentet fra Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE). Her benyttes inntektsrammeberegning for 2012 som utgangspunkt for beregninger. Rapport utarbeidet av Norsk Systemplan og Enøk AS, også kalt Norsecc danner datagrunnlag for endring som følge av småkraftutbyggingen.

Ordinært og produksjonsrelatert nett er inkludert i simuleringer, mens produksjonsnett anses som en del av kraftverket, og er utelatt. I DEA analysen kjøres det to simuleringer, en for distribusjonsnettet og en for regional/-sentralnettet.

Resultatene viser at TKN sitt DEA resultat i trinn 1 er uendret, altså 100 % også etter tilknytning av småkraft. I regresjonsanalysen i trinn 2 er det en økning på 0,25 % i DEA resultatet. For regionalnettet er det en nedgang i DEA resultatet fra 112,2 % til 109,1 % som i skyldes relativt stor økning i kostnader (input) i forhold til produktaspekt (output).

Avkastningen på nettkapitalen påvirkes av reduksjon i effektivitet og reduseres fra 6,05 % til 5,98 %.

Det er to faktorer som kan endres slik at TKN i fremtiden unngår reduksjon i effektivitet og avkastning som følge av tilsvarende investeringer. En reduksjon i kostnadene gir direkte positivt utslag på målt effektivitet og avkastning. Her er det konkurranseutsetting eller at TKN selv har mannskap til å utføres entreprenørtjenester som kan føre til kostnadsreduksjoner. Den andre faktoren som kan endres er inntektsrammemodellen. En samlet bransje kan utøve press på regulerende myndighet/NVE for å forbedre investeringsincentivene i inntektsrammemodellen.

Analysene er i hovedsak utført med DEA - Solver Pro. Øvrige beregninger er utført manuelt og i Microsoft Excel.

Innholdsfortegnelse

Summary	2
Forord	3
Sammendrag	4
Innholdsfortegnelse	5
Akronymer og enheter	7
Figurliste	8
Tabelliste	8
Vedleggsoversikt	8
1 Innledning	9
1.1 Bakgrunn	9
1.2 Problemstilling	10
1.3 Oppgavens oppbygning	10
2 Tilknytning av småkraft i Storfjord	11
2.1 Innledning	11
2.2 Utbygging av småkraftverk i Storfjord	12
2.3 Prosjekt 1: Tilknytning av kraftverk i Signaldalen	12
2.4 Prosjekt 2: Tilknytning av kraftverk i Kitdalen og Lyngen	14
2.5 Konklusjon fra Norsec rapport	15
3 Energi og overføring	16
3.1 Produksjon	16
3.2 Overføring	17
3.3 Kraftmarkedet	18
4 Dagens inntektsrammemodell	19
4.1 Bakgrunn	19
4.2 Tillatt inntekt og mer - mindre inntekt	19
4.3 Inntektsramme	20
4.4 Kostnadsgrunnlaget	21
4.5 Kostnadsnormen	23
4.6 NVE renten	23
4.7 Kalibrering av inntektsramme	24
5 Avkastning og regulering av nettselskapene	25
5.1 Den Norske modellen	25
5.2 Inntektsregulering	25
5.3 Avkastningsregulering	26
5.4 Intensivregulering	27
6 Metode	28
6.1 DEA-modellen	28
6.1.1 Forutsetninger for bruk av DEA	29
6.1.2 DEA modeller	29
6.1.3 Skalautbytte	32
6.1.4 Supereffektivitet	33
6.1.5 Inputvariabler for distribusjon og regional/-sentralnettet	35
6.1.6 Outputvariabler for distribusjon og regional/-sentralnettet	35
6.2 Datagrunnlag	39
6.2.1 Input og output data for distribusjonsnettet	39
6.2.2 Input og output data regionalnettet	42
7 Resultater	44
7.1 Effektivitetsberegning for distribusjonsnett	44
7.2 Effektivitetsberegning for regional/-sentralnett	45

7.3	Avkastning på nettkapital.....	47
7.4	Oppsummering	49
8	Konklusjon	50
	Referanseliste	51
	Vedlegg	55

Akronymer og enheter

TKN: Troms Kraft Nett AS

TKE: Troms Kraft Entreprenør AS

EBL: Energibedriftenes landsforening

NVE: Norges Vassdrags og energidirektorat

VRS: Variabelt skalautbytte

CRS: Konstant skalautbytte

KILE: Kostnader Ikke Levert Energi

EC Group:

KV: Kilo Volt

DEA-modellen: Data Envelopment Analyses

MW: Mega Watt

GWh: Giga Watt Timer (hoer)

VKP: Vannkraft produksjon

FK: Faktiske kostnader

KN: Kostnadsnorm

NT: Nettap

FI: Faktisk inntakt

TI: Tillatt inntekt

VRS: Variabelt skalautbytte

CRS: Konstant skalautbytte

Figurliste

Figur 1: Skisse vannkraftverk	11
Figur 2: Oversiktskart for småkraftverk i Signaldalen.....	13
Figur 3: Oversiktskart for småkraftverk i Kittdalen og langs Lyngenfjorden.....	14
Figur 4: DEA Modellen.....	28
Figur 5: Teknisk effektivitet under CRS/VRS	33
Figur 6: Supereffektivitet	34

Tabelliste

Tabell 1: Årlig vannkraftproduksjonen i Norge fra 1970-2008	16
Tabell 2: Utgangsmodell for kostnadseffektivitet.....	29
Tabell 3: Kostnadseffektivitetsmodell med positive faktorpriser	30
Tabell 4: CRS modell med en input og supereffektivitet.....	31
Tabell 5: Kostnadsminimeringsproblem	32
Tabell 6: Inntektsmaksimeringsproblemet	32
Tabell 7: Matematisk formulering av supereffektivitet.....	35
Tabell 8: Input for distribusjonsnett og regional/-sentralnett	35
Tabell 9: Output for distribusjonsnett	36
Tabell 10: Output for regional/-sentralnett.....	37
Tabell 11: Informasjon om linjer og kabler	38
Tabell 12: Informasjon om anlegg som inngår i grensesnittvariabelen	38
Tabell 13: Endring i input og output for distribusjonsnett med og uten småkraft 2012	40
Tabell 14: Koeffisienter for rammevilkårskorrigerings (RVK).....	41
Tabell 15: Resultater RVK med og uten småkraft utbygging.....	41
Tabell 16: Endring i input og output for regionalnett med og uten småkraft 2012.....	42
Tabell 17: Effektivitetsanalyse for distribusjonsnett 2012 før og etter småkraft utbygging.....	44
Tabell 18: Effektivitetsanalyse for regional/-sentralnett 2012 før og etter småkraft utbyggingen.....	46
Tabell 19: Avkastning på nettkapital 2012	47

Vedleggsoversikt

Vedlegg 1: Grunnlagsdata for ordinært nettanlegg i Dnett	55
Vedlegg 2: Grunnlagsdata for produksjonsrelatert nettanlegg i Dnett.....	56
Vedlegg 3: Grunnlagsdata for produksjonsrelatert nettanlegg i Rnett.....	57
Vedlegg 4: Vekt for beregning av grensesnitt variabler	58
Vedlegg 5: Utdrag DEA resultat trinn 1 og 2 for Dnett uten småkraft 2012	60
Vedlegg 6: Utdrag DEA resultat trinn 1 og 2 for Dnett med småkraft 2012	62
Vedlegg 7: Utdrag DEA resultat for Rnett uten småkraft 2012.....	64
Vedlegg 8: Utdrag DEA resultat for Rnett med småkraft 2012.....	65
Vedlegg 9: Beregning avkastning uten småkraft	66
Vedlegg 10: Beregning avkastning med småkraft	72
Vedlegg 11: Utledning av referanserenten.....	78
Vedlegg 12: Forutsetninger	81

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Nettbransjen er et naturlig monopol og nettselskapene er regulert av Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE). Direktoratet fastsetter hvert år inntektsrammer for nettselskapene ved hjelp av inntektsrammemodellen. Inntektsrammen blir fastsatt slik at den skal dekke kostnader til drift og vedlikehold, og gi en rimelig avkastning forutsatt effektiv drift og utnyttelse av nettet. For å gi incentiver til effektiv drift så inneholder modellen et normeringsledd som korrigeres for effektivitet i forhold til de beste i bransjen.

Ifølge et prosjekt initiert av Norskog i fellesskap med energibedriftenes landsforening (EBL) og Statkraft så eksisterer det et utbyggingspotensiale på om lag 7 Twh for småkraftverk i Norge. Når da Jens Stoltenberg i sin nyttårstale sier at vannkraftsutbyggingens epoke er over for de store prosjektene så har det gjort sitt til at mini, mikro og småkraftverk er satt mer i fokus. Et sertifikatmarked (Svensk/Norsk) fra og med 2012 gir ytterligere incentiver til å bygge ut fornybar kraft, og herunder småkraft (småkraftverk, 2012).

Med bakgrunn i dette er det planlagt utbygging av 14 nye kraftverk i Storfjord i Troms.

De fleste småkraftverkene ligger i nærheten av eksisterende fordelingsnett, men på grunn at det eksisterende nettet er for svakt dimensjonert så må det oppgraderes, samtidig som at det må bygges nye linjer og kabelanlegg.

I forhold til inntektsrammemodellen, så kan utbyggingen medføre at avkastningen på den samlede nettkapitalen reduseres. Nettbransjen mener at iboende egenskaper i inntektsrammemodellen kan føre til at de ikke kompenseres fullt ut for investeringene som må gjøres.

1.2 Problemstilling

Vil avkastningen på nettkapitalen til Troms Kraft Nett AS endres som følge av økte kostnader og investeringer når strømmettet må oppgradering for å kunne ta i mot 82,6 MW med nyutbygd småkraft i Storfjord.

Dette er et interessant tema og aktuelt for de fleste nettselskapene i Norge da det i løpet av de kommende årene vil bli utbygging av småkraftverk over hele landet. Utfordringen for nettselskapene er at effektiviteten og derav avkastningen kan reduseres hvis kostnadene blir for store i forhold til hva de får igjen for sine investeringer, og de kan være nødt til å godta litt lavere målt effektivitet, og mindre avkastning på nettkapitalen.

1.3 Oppgavens oppbygning

Oppgaven er delt inn i totalt åtte kapitler, hvor kapittel to omhandler et prosjekt som tidligere er utført i forbindelse med småkraftutbyggingen i Storfjord. Her presenteres en kort oppsummering av hvilke anlegg som inngår i prosjekt 1 og 2, og det gis referat av konklusjonen fra rapporten.

I kapittel tre gis en innføring i temaet energi og overføring, med utdypningen innenfor kategoriene produksjon, overføring, og kraftmarkedet. Kapittel fire og fem omhandler teorien som ligger til grunn for dette prosjektet, altså inntektsrammemodellen, avkastning, og regulering av nettselskaper.

DEA modellen og datagrunnlaget presenteres under metodekapittel seks. I kapittel syv presenteres simulerings resultater før og etter utbygging av småkraftverk for både distribusjonsnett, og regional/-sentralnett. Avsnittet avsluttes med en presentasjon av avkastningen på nettkapitalen. Til slutt i kapittel 8 oppsummeres prosjektet, og mulige forbedringstiltak.

2 Tilknytning av småkraft i Storfjord

2.1 Innledning

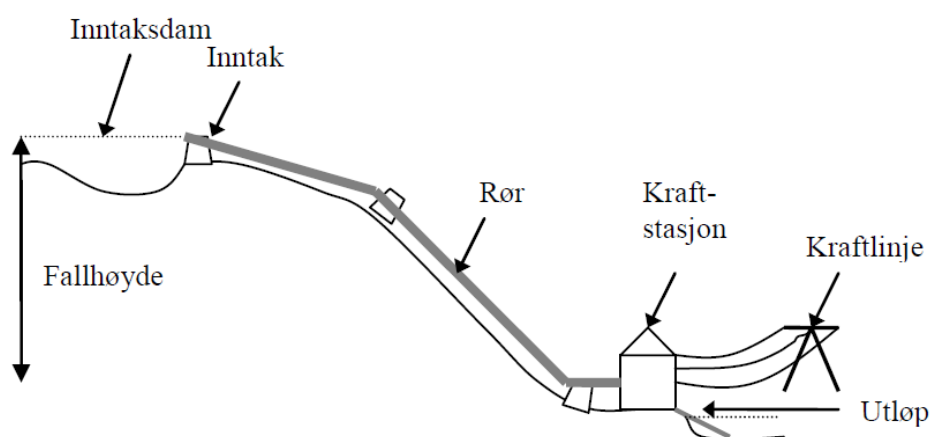
Definisjon på småkraftverk er kraftverk med installert ytelse opp til 10 MW. Disse kraftverkene kan deles inn i tre grupper, mikro, mini, og småkraftverk.

I følge (Energi og Vassdragsvirksomheten i Norge, 2005) er definisjonen som følger:

- Mikrokraftverk < 100 KW
- Minikraftverk 100-1000KW
- Småkraftverk 1-10 MW

For å kunne etablere et småkraftverk så trenger vi en bekk med høydeforskjell, og rettighet til å benytte denne bekken. I grove trekk så kan vi si at vi trenger følgende for å kunne produsere strøm av vannkraft:

- Turbin og generator
- Kontrollutstyr og instrumenter
- Inntaksdam, rist, rør, og ventiler
- Kraftstasjonsbygg
- Kraftlinje for strømtransport



Figur 1: Skisse vannkraftverk

NVE har foretatt en landsomfattende ressurskartlegging av småkraftverk, og funnet ut at potensialet er på om lag 25 Twh. Dette er et teoretisk potensial. Til sammenligning ble det i 2004 gitt konsesjon til 27 småkraftverk med en samlet produksjon på 270 GWh per år (Olje- og energidepartementet, 2005).

2.2 Utbygging av småkraftverk i Storfjord

Som grunnlagsdata benyttes en rapport utarbeidet av Norsk Systemplan og Enøk AS. De har gjort to hovedanalyser. Disse vil videre bli kalt for prosjekt 1 og 2.

Prosjekt 1: Utbygging av nett i Signaldalen for tilknytning av kraftverkene Mannfjell, Kortelva, Vassdalselva, Paraselva og Stordalen

Prosjekt 2: Utbygging av nett i tilknytning til Hatteng transformatorstasjon, med unntak av nettet omtalt i prosjekt 1.

Prosjektene er analysert med tanke på lavest mulig samfunnsøkonomiske kostnader, og tar hensyn til investeringskostnader, tapskostnader, avbruddskostnader, samt drift- og vedlikeholdskostnader.

2.3 Prosjekt 1: Tilknytning av kraftverk i Signaldalen

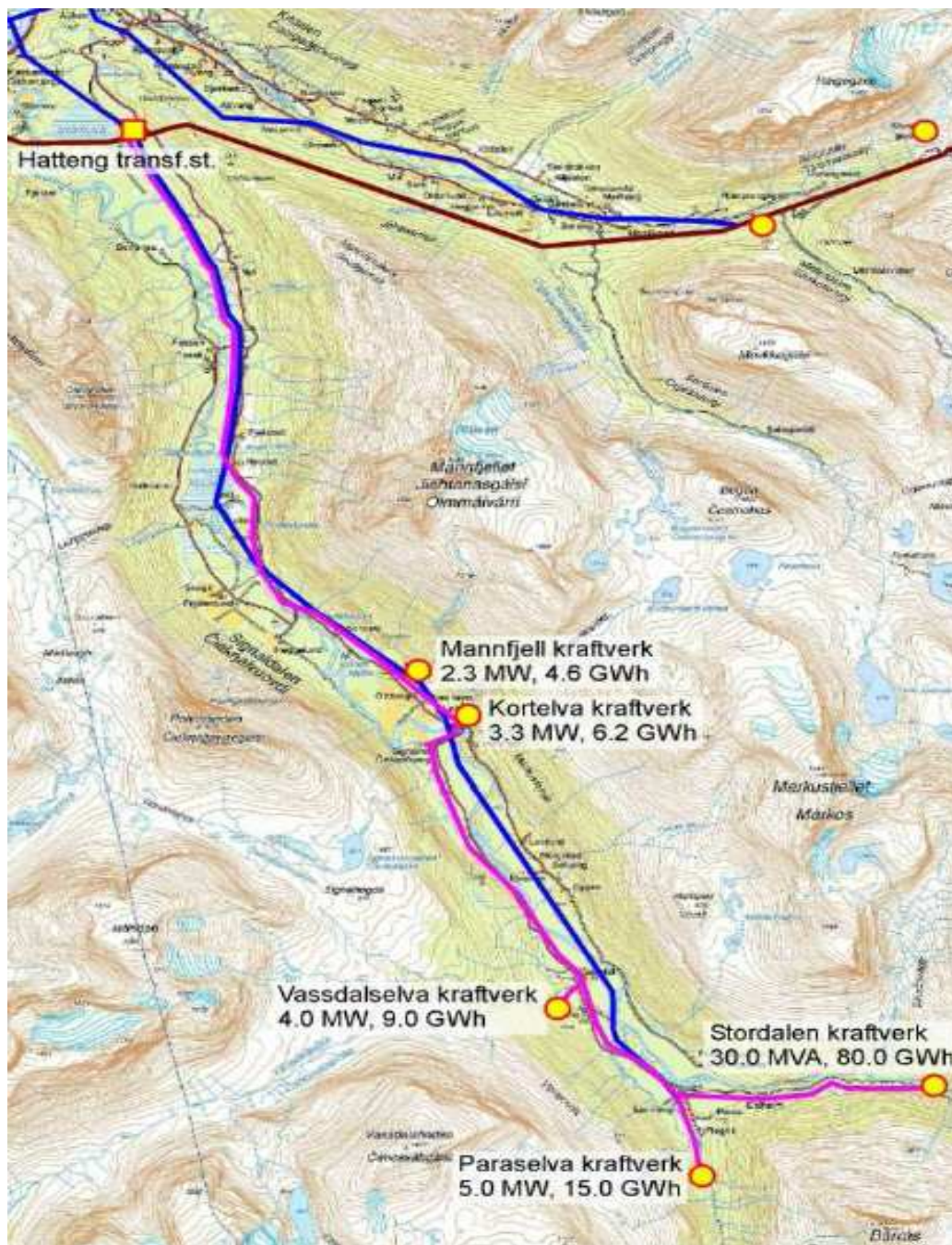
Fem kraftverk er planlagt utbygget i Signaldalen. Total installert ytelse er ca 43,8 MW. Det går i dag en linje gjennom Signaldalen. Men på grunn av linjens alder, og dimensjon (FeAl 1x16) så må nettet forsterkes. Det er derfor at TKN har fått utarbeidet en rapport med tre mulige alternativer. De tre alternativene er som følger (Norsec, 2009):

Alternativ 1.1: Kraftverkene Mannfjell og Kortelva tilknyttes eksisterende linje av type FeAl 1x16. I tillegg så legges det ny kabel av typen TSLE 3x1x1600 AL fra Hatteng transformatorstasjon til kraftverkene Stordalen, Paraselva, og Vassdalselva.

Alternativ 1.2: Mannfjell og Kortelva tilknyttes en forsterket forbindelse fra Hatteng transformatorstasjon til Kortelva kraftverk. I tillegg legges det ny kabel av typen TSLE 3x1x1600 AL fra Hatteng transformatorstasjon til kraftverkene Stordalen, Paraselva, og Vassdalselva.

Alternativ 1.3: I dette alternativet ser en på muligheten for å tilknytte alle kraftverkene til en og samme kabel. Dette er en kabel av typen TXSE 1x3x800 AL, og legges fra Hatteng transformatorstasjon.

Felles for alle tre alternativene er at det må bygges en ny transformatorstasjon på Hatteng. Stasjonen vil bli tilknyttet sentralnettslinjen (132 KV) mellom Nordkjosbotn og Skibotn. Figur 2 viser plasseringen av de fem kraftverkene som er omtalt i alt 1.1 til 1.3.



Figur 2: Oversiktskart for småkraftverk i Signaldalen

2.4 Prosjekt 2: Tilknytning av kraftverk i Kitdalen og Lyngen

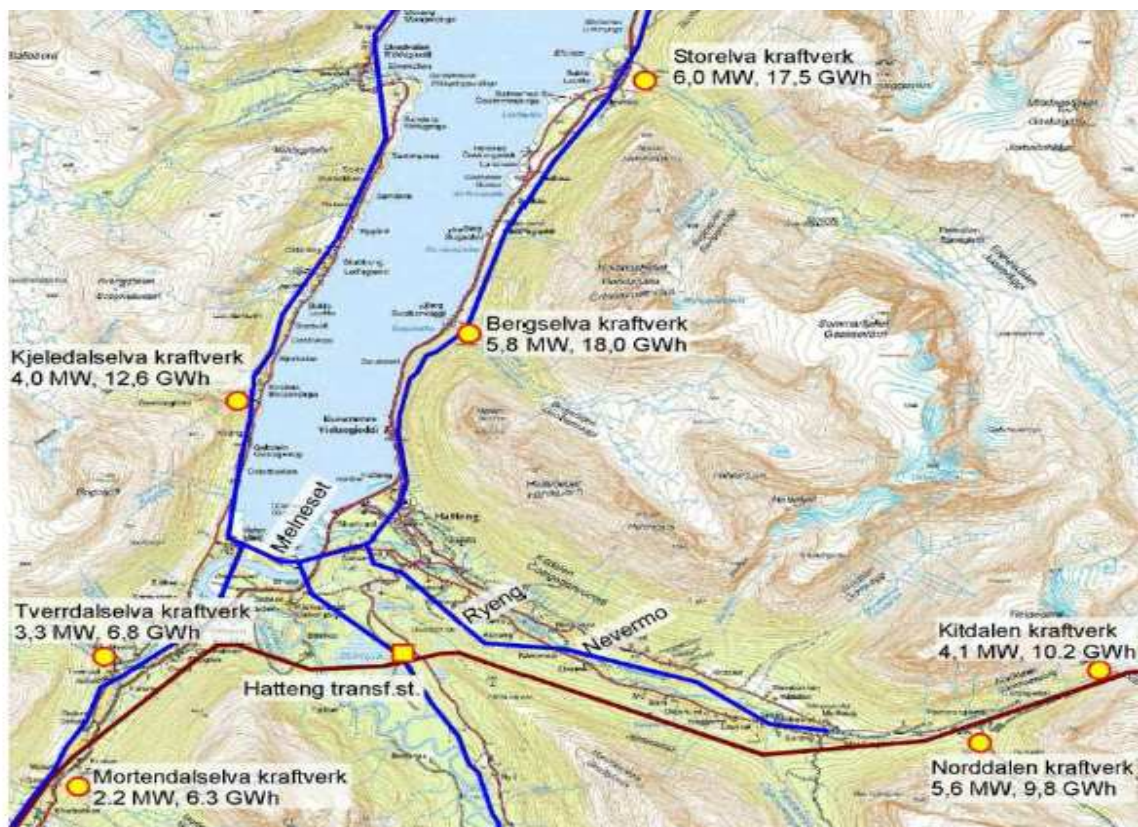
To kraftverk er planlagt utbygd i Kitdalen med total installert ytelse er 9,7 MW.

Langs Lyngenfjorden er det planlagt tre nye kraftverk med total installert ytelse på 15,8 MW.

Mortendalselva og Tverrelva ligger mellom Hatteng og Nordkjosbotn og har en installert ytelse på 5,5 MW. Men for at de nye småkraftverkene skal kunne tilknyttes nettet så må TKN foreta en del forsterkninger i nettet sitt. Det er derfor utarbeidet to alternativer, alternativ 2.1 og 2.2 (Norsec, 2009).

Alternativ 2.1: Her vurderes bygging av ny linje fra Hatteng transformatorstasjon til koplingskiosk ved Ryeng. Fra koplingskiosken legges det en ny kabel frem til kabelmast ved Nevermo, derfra legges ny kabel til Norddalen og Kitdalelva kraftverk. Nordover forsterkes linja til Bergdalselva kraftverk, mens øvrige kraftverk tilknyttes eksisterende linje.

Alternativ 2.2: Her ser de på muligheten for å forsterke linjen fra Hatteng transformatorstasjon og frem til Bergdalselva kraftverk, via Melneset. I tillegg bygges det ny linje fra Hatteng til kabelmast ved Nevermo, derfra legges det ny kabel til Norddalen og Kitdalelva kraftverk. Øvrige kraftverk tilknyttes eksisterende nettstruktur.



Figur 3: Oversiktskart for småkraftverk i Kitdalen og langs Lyngenfjorden

2.5 Konklusjon fra Norsecc rapport

Prosjekt 1 blir mest lønnsomt dersom man benytter alternativ 1.3, altså legger 33 kV kabel til alle fem kraftverkene i Signaldalen. Ved dette alternativet blir spenningskvaliteten svært bra, samtidig som de ikke behøver spenningsstyring i nettet. Alternativet har både lavest investeringskostnad og minst økning av øvrige kostnader i nettet.

Prosjekt 2 blir mest lønnsomt dersom alternativ 2.1 benyttes, altså bygger ny linje til koplingsstasjon ved Ryeng. Fra stasjonen legges 22 kV kabel til kraftverkene i Kitdalen. Linjen fra Ryeng til Bergselva kraftverk forsterkes. Ved dette alternativet blir spenningskvaliteten svært bra, samtidig som det ikke behøves spenningsstyring i nettet. Alternativet har både lavest investeringskostnad og minst økning av øvrige kostnader i nettet.

3 Energi og overføring

3.1 Produksjon

Før elektrisk energi gir lys og varme må den produseres. Til produksjon av elektrisk energi finnes det forskjellige kilder, fossilt brensel, atom kraft, sol energi, vind, og vannkraft. I Norge er det vannkraft som dominerer, og produksjonen fordeler seg med 98,5 % vannkraft, 1,5 % fordelt på vindkraft og varmekraft (NVE, 2009).

Det finnes omlag 174 produsenter av elektrisk energi i Norge, hvorav Statkraft den største. Staten eier 37 % av produksjonskapasiteten med sitt eierskap i Statkraft. Kommuner og fylkeskommuner eier om lag 50 %. Øvrige 13 % eies av privat eide bedrifter (Regjeringen, 2006).

Bakgrunnen for den økte satsningen innenfor småkraft er stopp i utbygging av større vannkraftverk. Når en da ser på tabellen nedenfor at det i 1970 ble produsert 57,3 Twh/året, mens i 2008 142,2 Twh/året (Energilink, 2011), så forstår en at vi er avhengige av å finne nye produksjonskilder for å dekke opp for økningen i etterspørsel av energi.

Tabell 1: Årlig vannkraftproduksjonen i Norge fra 1970-2008

År	Twh/år	År	Twh/år	År	Twh/år	År	Twh/år
1970	57,3	1980	83,9	1990	121,4	2000	142,3
1971	63,3	1981	93,3	1991	110,6	2001	121,0
1972	67,4	1982	92,9	1992	117,1	2002	129,8
1973	72,9	1983	106,0	1993	119,6	2003	106,1
1974	76,6	1984	106,3	1994	112,7	2004	109,3
1975	77,4	1985	102,9	1995	122,5	2005	138,4
1976	82,0	1986	96,8	1996	104,1	2006	121,6
1977	72,2	1987	103,8	1997	110,9	2007	137,7
1978	80,9	1988	109,5	1998	116,3	2008	142,2
1979	89,0	1989	118,7	1999	121,9		

Produksjonen av vannkraft i Norge måles i gigawattimer (GWh) eller i terrawattimer (TWh). Vannkraftproduksjonen varierer mye fra år til år, alt etter nedbørsmengde og fyllingsgrad i magasinene. Midlere vannkraftproduksjonen i Norge er om lag 119 TWh, mens produksjonen i 2004 var på 109 TWh. Året etter økte det til 138 TWh (Energilink, 2011).

Prinsippet for vannkraft er nokså enkel. Man utnytter energien av rennende vann. Noen vannkraftverk har magasiner, og andre har flere kraftverk etter hverandre for å utnytte vannet best mulig. I kraftstasjonen sørger vannet for å drive turbinen, og i generatoren omdannes den mekaniske energien til elektrisk energi. Vannkraft er en regulerbar energikilde da de har magasiner. Vannkraft uten magasiner kalles elvekraftverk (Statkraft, 2011).

3.2 Overføring

Produksjon, overføring, og omsetning er de tre grunnleggende funksjonene i kraftforsyningen. Overføringsnettene deles inn i tre nivåer. Sentralnettet er hovedveiene i kraftsystemet, og binder sammen produsenter og forbrukere i ulike deler av landet med hverandre. Sentralnettet omfatter også utenlandsforbindelsene, og har vanligvis 300 til 420 KV spenning, mens i enkelt deler av landet inngår også 132 kV linjer. Regionalnettet er bindeleddet mellom sentralnettet og distribusjonsnettene. Distribusjonsnettene sørger for distribusjon av kraft frem til forbrukerne, og har spenning opp til og med 22 KV. Spenningsnivået reduseres til 220 V før levering til forbrukerne (Olje- og energidepartementet, 2005).

Det vil være kostbart for samfunnet å ha flere parallelle nett, og det er ikke åpnet for konkurranse innenfor nettvirksomheten. Elektrisitetsnettene er derfor et naturlig monopol, der sluttbrukerne er bundet til sitt lokale nettselskap. Myndighetene fastsetter en øvre ramme på nettselskapets tillatte årlige inntekter, rammer for netteleien, og måling. Reguleringen omtales som monopolkontroll, og skal sikre brukernes rettigheter, en effektiv drift og utvikling av nettet. Energiloven, OED og NVE sine forskrifter legger rammene for overføringsvirksomheten, mens NVE står for den løpende kontrollen med nettvirksomheten. Forskriftene pålegger netteier å tilby netjtjenester til alle som etterspør det (Olje- og energidepartementet, 2005).

NVE fastsetter inntektsramme for hvert enkelt nettselskap. Inntektsrammene gjenpeiler kostnadsforholdene i leveringsområdet, blant annet klima, topografi, og bosetting. Inntektene som i hovedsak kommer fra overføringstariffene, må ikke være høyere enn det NVE har

fastsatt som maksimal tillatt inntekt for selskapet. Dette sikrer at nettselskapene ikke får en urimelig monopolfortjeneste, samt at kostnadsreduksjoner kommer forbrukerne til gode (Olje- og energidepartementet, 2005).

3.3 Kraftmarkedet

Alle kraftprodusentene leverer kraft inn på overføringsnettet, og det er ikke mulig å skille de ulike leveranser fra hverandre. Når en forbruker slår på strømmen er det derfor umulig å si hvor strømmen er produsert.

Ved overføring av kraft vil energi gå tapt. Nettapet avhenger blant annet av forbruksnivå og overføringsavstand. Det blir til enhver tid tatt ut like mye kraft som det leveres inn på nettet, hensyn tatt nettap. Dersom en forbruker skifter kraftleverandør vil dette i seg selv ikke påvirke effektflyten i nettet. Derfor blir heller ikke nettleien som kundene betaler påvirket. Kundene inngår bare en ny kontrakt der prisen, og vilkårene kan være annerledes en før.

I kraftmarkedet skilles det ofte mellom engro, og sluttbrukermarkedet. Engrosmarkedet omfatter kraftprodusenter, kraftleverandører, større industri, og andre enheter. Handelen foregår mellom ulike markedsaktører og Nord Pool. Alle som kjøper kraft til eget forbruk er sluttbrukere. Små sluttbrukere kjøper vanligvis kraft hos kraftleverandør selskaper. Større kjøpere handler vanligvis hos engros- markedet (Olje- og energidepartementet, 2005).

4 Dagens inntektsrammemodell

4.1 Bakgrunn

I forbindelse med utarbeiding av en ny reguleringsmodell fra 2007 så la NVE en del premisser til grunn for dette arbeidet (NVE, 2004). NVE ønsket en reguleringsmodell som skulle gi:

- Mest mulig insentiver til kostnadseffektivitet
- Økt vekt på effektivitetsanalyse
- Bedre forhold for riktige investeringer
- Mindre kompleksitet
- Lavere nettleie

Som en konsekvens av dette var det ønskelig å belønne effektive selskaper for å gi insentiver til korrekt rapportering, samtidig som at modellen skulle gi rimelig avkastning på investert kapital med tilstrekkelig finansiell mulighet til å gjennomføre gode investeringer.

4.2 Tillatt inntekt og mer - mindre inntekt

NVE fastsetter tillatt inntekt for hvert enkelt nettselskap, og derav inntekten for TKN. Resultatet til hvert enkelt nettselskap avhenger i grove trekk av hvor kostnadseffektivt de klarer å drive (olje og energidepartementet, 2005).

Tillatt inntekt (TI) fastsettes ut fra følgende formel (NVE, 2011):

$$(1) \quad TI_t = IR_t + E_t - KILE_t + (AVS_t - AVS_{t-2}) + (AKG_t - AKG_{t-2}) \cdot r_t$$

- TI = Tillatt inntekt
- IR = Inntektsramme
- E = Eiendomskatt
- KILE = Samfunnskostnader ved avbrudd
- AVS = Avskrivninger
- AKG = Avkastningsgrunnlag
- r = NVEs referanserente

Basert på forventet tillatt inntekt og forventet energietterspørsel fra ulike kundegrupper fastsetter TKN sine overføringstariffer. Dette skjer som regel med virkning 1. Januar, men nettselskapene kan endre tariffene under veis for å unngå for høy eller lav inntekt i forhold til hva som er tillatt.

Nettselskapene fastsetter selv sine tariffer (nettleien), som sammen med kundenes forbruk bestemmer den faktiske inntekten (FI). Faktisk inntekt omfatter i denne forbindelsen enhver betaling som avkreves kunder i henhold til vilkår fastsatt av nettselskapet, der selskapet står i en monopolsituasjon. Anleggsbidrag og merkostnader i forbindelse med kunde initiert endring av eksisterende nett omfattes ikke av faktiske kostnader.

Avvik mellom tillatt inntekt og faktisk inntekt kalles mer- og mindreinntekt. Merinntekt skal tilbakeføres til kundene gjennom reduserte tariffer i fremtiden, mens mindreinntekt kan hentes inn gjennom økte tariffer. Nettselskapene skal fastsette tariffene slik at saldoen over tid går mot null. Mer eller mindre inntekt fastsettes ut fra følgende formel (NVE, 2011):

$$(2) \quad \text{MMI}_t = \text{FI}_t - \text{TI}_t$$

- MMI = Mer eller mindreinntekt
- FI = Faktisk inntekt
- TI = Tillatt inntekt

4.3 Inntektsramme

Inntektsrammen for nettselskapene fastsettes ut fra kostnadsgrunnlaget (K), altså faktiske kostnader, og kostnadsnormen (K^*). Kostnadsgrunnlaget vektet 40 prosent og kostnadsnormen er vektet 60 prosent.

For år t kan inntektsrammen uttrykkes slik (NVE, 2012):

$$(3) \quad \text{IR}_t = (1-\rho)K_{t-2} + \rho K_t^*$$

IR_t er inntektsramme i år t, og K_t er kostnadsgrunnlaget. K_t^* er kostnadsnormen for selskapet, og er resultat av sammenlignende analyser av selskapene basert på data fra år t-2, inkludert KILE - kostnader (NVE, 2012).

Dette betyr i praksis at en økning i selskapets faktiske kostnader på 100 kroner bare vil gi et direkte utslag i inntektsrammen på 40 kroner, og omvendt vil en reduksjon i kostnadene på 100 kroner forbedre selskapets resultat med 60 kroner. Fordi kostnadene ikke kan veltes fullstendig over i inntektene, samtidig som en reduksjon i kostnadene medfører en forbedring av resultatet, har selskapet et økonomisk incitament til å holde kostnadene nede (Von Der Fehr, 2010:4).

4.4 Kostnadsgrunnlaget

Kostnadsgrunnlaget fastsettes med utgangspunkt i nærmere spesifiserte verdier for to år tilbake i tid. I kostnadsgrunnlaget inngår kapitalkostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, KILE – beløp, og nettapkostnader. Beløpene blir hentet fra eRapp. Grunnlag for beregning kostnad (k_t) kan beskrives ved følgende formel (NVE, 2010):

$$(4) \quad k_t = (DV_{t-2} + KILE_{t-2}) \cdot \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} + NT_{t-2} \cdot P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} \cdot r_{NVE}$$

- **DV:** Drifts og vedlikeholdskostnader for to år tilbake, inklusive utbetalinger til kunder i f.m. individuelle KILE avtaler og svært langvarige avbrudd.
- **KILE:** Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi. Dette er avbruddkostnader ved avbrudd over tre minutter slik det er rapportert i eRapp for to år tilbake.
- **KPI:** Konsumprisindeksen i de aktuelle årene og hentes inn fra SSB i januar året etter.
- **NT:** Overføringstap målt i MWh rapportert gjennom eRapp for regnskapsår t-2.
- **P:** Referansepris på kraft beregnet som volumveid områdepris fra NordPool Spot AS med et påslag på 11 NOK/MWh.
- **AVS:** Avskrivninger er avskrivninger på investert kapital i nettvirksomheten for to år tilbake, og er hentet fra eRapp. Bokført verdi hentes fra eRapp.
- **AKG:** Avkastningsgrunnlaget som er bokført verdi på investert kapital i nettvirksomheten per 31.12 i år t-2 tillagt 1 % arbeidskapital.
- **r_{NVE} :** Referanserenten beregnet i henhold til kontrollforskriften § 8-3. Norges vassdrags- og energidirektorat skal ved fastsettelsen av årlig inntektsramme benytte en referanserente som fremkommer ved:

$$r_{NVE} = 1,14r + 2,39 \%$$

der r er årlig gjennomsnitt av effektiv rente for 5 års statsobligasjon slik denne beregnes av Norges Bank.

Drifts og vedlikeholdskostnader består av personal- og materialkostnader ved egenproduksjon, og kjøp av eksterne tjenester. Ut fra selskapenes rapporteringer i eRapp legg NVE følgende kostnadselement til grunn: Systemtjenester, varekostnader, lønn, andre personalkostnader, andre driftskostnader, tap på fordringer, internprisa tjenester, og fordeling av netto felleskostnader. Drifts- og vedlikeholdskostnadene blir inflasjonsjusterte ved hjelp av konsumprisindeksen (KPI).

KILE representerer kostnadene for samfunnet ved avbrudd. Det fungerer ikke som en reell kostnad for nettselskapene, men blir tatt med når inntektsrammene fastsettes for å synliggjøre kostnadene for samfunnet ved avbrudd i de bedriftsøkonomiske avgjørelsene til selskapene. Totalt KILE beløp finner en ved å summere kostnader for alle avbrudd i løpet av året. KILE beløpet inflasjonsjusteres.

Nettapskostnader er differansen mellom innmating og uttak av energi i det aktuelle nettet. I kostnadsgrunnlaget blir det benyttet en referansepris på kraft for å fastsette en verdi på nettaptet. Referanseprisen (P) tilsvarer områdeprisen på NordPool med 11 kr påslag per Mwh.

Kapitalkostnader består av avskrivninger (AVS), og avkastning basert på avkastningsgrunnlaget ($AKG * r$). Avkastningsgrunnlaget er bokført kapital som selskapet har ved utgangen av året, tillagt 1 % arbeidskapital. Avkastningsgrunnlaget multipliseres med NVE renten for å gi kompensasjon for bundet kapital, altså kapitalavkastning.

Avskrivningene blir beregnet ut fra nominell lineær metode, basert på historisk kost av nettanleggene. Avskrivningen og renten utgjør til sammen kapitalkostnadene. NVE renten på sin side er beregnet med CAPM og er lik for alle selskaper.

4.5 Kostnadsnormen

Kostnadsnormen blir fastsett årlig på bakgrunn av sammenlignede effektivitetsanalyser for nettselskapene. Effektivitetsanalysene blir utført ved hjelp av DEA modellen. I modellen inngår kostnadene, og et sett med variabler som beskriver kompleksiteten på oppgavene som det enkelte nettselskapet har med å transportere strøm fra innmatings til uttakspunkt. (NVE, 2010):

$$k_t^* = \left[(DV_{t-2} \pm KILE_{t-2}) \cdot \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} \pm NT_{t-2} \cdot P_t \pm AVS_{t-2} \pm AKG_{t-2} \cdot r_{NVE} \right]$$

(5)

$$* \text{DEAresultat} \pm UR_{t-2} \cdot \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} \pm NT^{\text{R\&S-NETT}} \cdot P_t$$

- **Kⁿ:** Kostnadsgrunnlaget justert for normeringsfaktoren.
- **DEA res.:** Er en prosentuell sats for det enkelte nettselskapets effektivitet beregnet med DEA-metoden.

Av formelen ovenfor ser en at kapitalkostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, KILE, og nettap blir justert med DEA resultatet. En ser også av formelen at nettap for regional- og sentralnett, i tillegg til utredningsansvar ikke blir justert for normeringsfaktoren, men legges til etterpå. Nettapet i regional- og sentralnett kan selskapene i liten grad kontrollere selv, slik at en normering vil være lite hensiktsmessig. Kraftutredning er også lite hensiktsmessig å normere da det kun vil gjelde noen få selskaper. Når selskapene får beregnet kostnadsnormen gjennom DEA-metoden, fungerer dette som en omfordeling av bransjens kostnadsgrunnlag basert på enkelt prestasjoner.

4.6 NVE renten

I inntektsrammereguleringen benyttes det et avkastningskrav, r_{NVE} , som kalles referanserenten. Avkastningskravet skal reflektere den avkastningen kapitaleierne kan forvente ved alternativ plassering av kapital med den samme risikoen.

Referanserenten som benyttes ved fastsettelsen av årlig inntektsramme fremkommer ved formel (6) nedenfor, utledet i vedlegg 11:

$$(6) \quad 1,14 * r + 2,39 \%$$

I formelen for referanserenten er (r) årlig gjennomsnitt av effektiv rente for 5 års statsobligasjon slik denne beregnes av Norges Bank. Ettersom grunnlaget for referanserenten som skal benyttes ved vedtak om inntektsramme er 2012 ikke er kjent, må det gjøres et estimat på hva den nominelle risikofrie renten vil være i 2012. En femårig statsobligasjon hadde i perioden 24.10.2011-21.11.2011 en gjennomsnittlig avkastning på 1,98 prosent. Dette resulterer i en estimert referanserente på **4,65 prosent**. (NVE, 2012: 1):

$$R_{NVE} = 1,14R_f + 2,39 = 1,14 \cdot 1,98 + 2,39 = \underline{\underline{4,65\%}}$$

4.7 Kalibrering av inntektsramme

NVE har i løpet av 2011 sett på ulike metoder for å korrigere for alderseffekter i kostandsnormen. Formålet var å redusere usikkerheten knyttet til fremtidige inntekter. Dette arbeidet er dokumentert i NVE-rapport 21:2011, som ble sendt til høring høsten 2011. Basert på innspill fra høringen og konklusjon i rapporten ble det avgjort at kalibrering av kostnadsnormen skulle endres. Fra varsel om vedtak 2012 vil de derfor bruke avkastningsgrunnlag i stedet for kostnadsgrunnlag (NVE, 2011:4). Kalibrert DEA norm finner en da ved å summere kalibrert DEAnorm og tillegg i DEAnorm, og finnes da ved å følgende formler:

$$(7) \quad DEA_{norm} = DEA_{resultat} \cdot K_t$$

$$(8) \quad \text{Tillegg}_{norm} = \frac{AKG_{selskap}}{AKG_{Bransje}} \cdot \text{Differanse}$$

$$(9) \quad \text{Kalibrert}_{DEAnorm} = DEA_{norm} + \text{Tillegg}_{norm}$$

Når det gjelder korrigeringsmetode for 2010 kostnadsgrunnlag så er det slik at kalibrering slik at $IR = K$ utgår i varsel om vedtak for 2012. Den nye kalibreringsmetoden av DEAnormer sørger for at disse er like. Korrigeringsmetode for 2010 kostnadsgrunnlag finner en derfor ved følgende formel:

$$(10) \quad K_{kalibrert}^* = K^* - \frac{AKG \cdot \Delta r}{0,6}$$

5 Avkastning og regulering av nettselskapene

5.1 Den Norske modellen

Den Norske modellen ble innført i 1997, og inneholder komponenter fra tre forskjellige reguleringsmetoder. De er som følger:

- Inntektsregulering
- Avkastningsregulering
- Insentivregulering

Når det gjelder inntektsregulering så bestemmer NVE årlig tillatt inntekt for nettselskapene. Denne justeres etter konsumprisindeksen, en effektivitetsfaktor, og økning i levert energi. I tillegg til inntektsreguleringen så styres nettselskapene i forhold til avkastningsregulering. Det er definert en øvre og en nedre grense på avkastningen til nettselskapene på henholdsvis 2 og 15 %. Inntektsrammen vil bli justert slik at nettselskapene til en hver tid er innenfor disse kriteriene. Det er også et prinsipp som kalles insentivstyringen. Det innebærer at nettselskapene sammenlignes gjennom DEA – analyse. I analysen blir det beregnet en effektivitetsfaktor, hvor at de minst effektive blir straffet, mens de mest effektive blir belønnet med økt inntektsramme (Skjeret, 2001).

5.2 Inntektsregulering

Inntektsregulering fastsetter kort og godt inntektene til selskapet isteden for prisene. Inntektene er regulerbare innenfor periodene som følge av endring i etterspørselen. Når vi da snakker om etterspørselen så er det antall abonnenter, forbruk eller nyinvestering. Reguleringskomponenten bygger på to komponenter, Tillatt inntekt og totalt tillatt inntekt. Tillatt inntekts defineres slik (Fehr, 2010):

$$(11) \quad IT_e = DV + AVS + AVK + NT$$

- DV: Drift og vedlikeholdskostnader
- NT: Nettapet
- AVS: Avskrivninger
- AVK: Avskrivninger

Tillatt inntekt justeres i hht tre faktorer, konsumpris indeksen, økning i levert energi, og effektivitetskrav:

$$(12) \quad IT_{e(n-1)} = IT_{e,n} \cdot \left(\frac{KPI_{n+1}}{KPI_n} \right) \cdot \left(1 + \frac{\Delta LE_{(n+1)-1}}{2} \right) \cdot (1 - EFK)$$

➤ KPI: Konsumprisindeksen

➤ ΔLE : Levert energi

➤ EFK: Effektivitetskrav

Den tillatte inntekten inngår i den totale tillatte inntekten gitt ved:

$$(13) \quad IT_t = IT_e + K_{OVF} - ET$$

➤ IT_t : Total tillatt inntekt

➤ K_{OVF} : Kostnader ved eksternt kjøp av overføringstjenester fra tilgrensede nett

➤ ET: Fradrag for 80 % godtgjørelse fra televirksomheten.

5.3 Avkastningsregulering

Salgsinntektene sammenstilles med inntektsrammen, og vi får da en mer eller mindreinntekt for hvert enkelt selskap. Merinntekten defineres som differansen mellom faktiske kostnader og salgsinntekter, og total tillatt inntekt ref. formel (2).

Avvik fra inntektsrammen må korrigeres, og det skjer gjennom justering av tariffgrunnlaget. Merinntekt tilbakeføres senest to år etter at den fant sted, men tilbakeføring av mindreinntekt skjer tidligst to år etter at det fant sted.

Reguleringsmetoden legger samtidig en øvre og en nedre grense på den tillatte avkastningen til selskapene. Den øvre grense er satt til 15 %, og den nedre grense er satt til 2 % på bokført kapital. Avkastning defineres som (skjeret, 2001):

$$(14) \quad \text{Avkastning} = \frac{\text{Driftsresultat}}{\text{Bokført nettkapital}}$$

5.4 Intensivregulering

Nettselskapene er ikke konkurranseutsatt. Det er derfor at NVE har innført DEA-analyse som sammenligner og rangerer nettselskapene i forhold til effektivitet. På denne måten oppnår man konkurranse i mellom nettselskapene som igjen gir dem insentiver til å effektivisere driften.

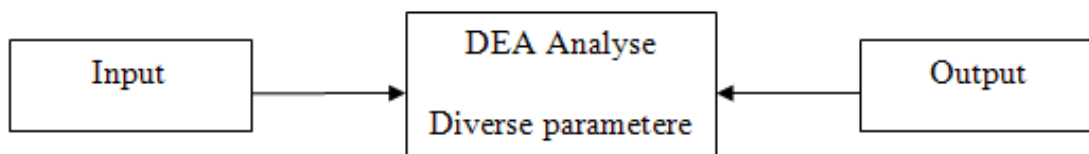
Som vi ser av formel for tillatt inntekt så er effektivitetskravet gitt av EFK leddet. DVS at stort effektivitetskrav medfører at selskapet blir definert som ineffektivt. Dette medfører at inntektene bør vokse saktere enn inntekten til selskap som er definert som effektive.

Det er to årsaker til at effektivitetskrav benyttes. NVE ønsker at prisene for distribusjon av energi i større grad tilsvarer kostnadene. Det andre er at det skal være en regulator som gir selskapene en kostnadsdekning basert på kostnadene til de mest effektive selskapene, og ikke basert på deres egne kostnader (Skjeret, 2001).

6 Metode

6.1 DEA-modellen

DEA er en matematisk metode som ble introdusert av (Charles et al., 1978), og er en videreutvikling av pionerarbeidet til (Farrell, 1957). Motivasjonen var å lage bedre metoder for evaluering av effektivitet. DEA modellen tar utgangspunkt i empiriske observasjoner og lar de mest effektive selskapene danne referansesettet. På denne måten får man et uttrykk for hvor effektiv bedriften er i forhold til de beste i bransjen.



Figur 4: DEA Modellen

DEA er en forkortelse for data envelopment analyses. Det beregnes et sett med referanseselskaper. Kjentegnet for et referanseselskap er lave kostnader sett i forhold til oppgaver og rammebetingelser. Det er også mulig for et selskap med høye kostnader å bli et referanseselskap. Et selskap med høye kostnader kan bli et referanseselskap dersom forholdene det arbeider under, er særlig ugunstige; omvendt behøver ikke et selskap med lave kostnader å bli et referanseselskap dersom forholdene det arbeider under, er særlig gunstige. Et referanseselskap er kostnadseffektivt og får dermed automatisk et DEA resultat på 100 %. Det forekommer også at selskaper får over 100 % effektivitet, og de er da supereffektive ifølge (Fehr, 2010).

Med utgangspunkt i ett eller flere referanseselskaper beregnes det for hvert av de øvrige nettselskapene et korresponderende mønsterselskap. Mønsterselskapet er et gjennomsnitt av referanseselskapene for hvert enkelt av de forskjellige nettselskapene. Mønsterselskapet skal være minst like stort og ha tilsvarende oppgaver og rammebetingelser. Oppsummert så kan vi si at mønsterselskapet danner et bilde av hvor lave kostnader nettselskapet kunne eller burde ha hatt (Fehr, 2010).

6.1.1 Forutsetninger for bruk av DEA

Ifølge Vassdal (2009) og Charnes et. al. (1978) bygger DEA på få, men enkle og lett akseptable forutsetninger:

1. Produksjonen kan ikke være negativ, og større produksjon regnes som bedre enn mindre produksjon.
2. Ingen innsatsfaktorer er negative, og det vil alltid være bedre å bruke minst mulig innsatsfaktorer.
3. Det er mulig med sløsing, noe som betyr at en kan bruke mer input enn hva de mest effektive enhetene gjør. Sagt på en annen måte så er det for et gitt produksjonsnivå mulig å bruke for mye av en eller flere innsatsfaktorer enn det som er nødvendig for å sikre produksjonsnivået (innsatseffektivitet), eller for et gitt forbruk av innsatsfaktorer så er det mulig å produsere mindre enn det som er best mulig (produksjonseffektivitet).
4. I tillegg til alle observerte input- og outputvektorer så kan det også benyttes enhver konveks kombinasjon av disse.

6.1.2 DEA modeller

Det finnes flere forskjellige DEA modeller. Modellen som NVE har lagt til grunn for sine effektivitetsanalyser kalles kostnadsmodellen. Utgangsmodellen er gjengitt i tabell 2 nedenfor (Bjørndal og Bjørndal, 2006:5):

Tabell 2: Utgangsmodell for kostnadseffektivitet

Minimer $\frac{\sum_i w_{ij}^* z_i}{w_{ij}^* x_{ij}^*}$ λ, Z		Normkostnad gitt ved optimal faktor - mix og egne priser, relativt til egen kostnad
u.b.b. $Z_i \geq \sum_j \lambda_j \cdot x_{ij}$	$i = 1, \dots, m$	Input - krav: Skal bruke minst like mye som referanseselskapet
$y_{ij}^* \cdot \leq \sum_j \lambda_j \cdot y_{ij}$	$R = 1, \dots, s$	Output - krav: referanseselskapet skal produsere minst like mye
$\lambda_j \geq 0$	$J = 1, \dots, n$	Beslutningsvariabler som definerer "referanseselskapet"
$\sum_j \lambda_j = 1$		VRS: Konveks kombinasjon produksjonsområdet

- J^* er det målte selskapet
- x_{ij} er selskap j sin bruk av innsatsfaktor i , $i = 1, \dots, m$
- y_{rj} selskap j sin produksjon av output r , $r=1, \dots, s$
- w_{ij}^* faktorpris på faktor " i " i selskap j^*
- λ_j antall enheter av selskap j som inngår i referanseselskapet for selskap j^*
- z_i tilsvarer referanseselskapets bruk av input i

Her ønsker en å finne den optimale input vektoren for det målte selskapet. Forutsatt at det målte selskapets priser på innsatsfaktorer, samt at det referanseselskapet som konstrueres skal produsere minst like mye som det målte selskapet.

I en modell der man forutsetter varierende skalautbytte (VRS), må $\sum_j \lambda_j = 1$. I en modell som forutsetter konstant skalautbytte (CRS) er det ingen krav til denne summen.

Dersom prisen på innsatsfaktorene er større enn null, vil den første bibetingelse i tabell 2 være oppfylt med likhet. Vi kan da sette inn for (z) i målfunksjonen og effektivitetstallet for det målte selskapet finnes ved å løse lineærprogrammeringsproblemet i tabell 3 (Bjørndal og Bjørndal, 2006:6):

Tabell 3: Kostnadseffektivitetsmodell med positive faktorpriser

Minimer $\frac{\sum_i w_{ij}^* \sum_j \lambda_j x_{ij}}{\sum_i w_{ij}^* x_{ij}^*}$		
u.b.b. $y_{rj^*} \leq \sum_j \lambda_j y_{rj}$	$i = 1, \dots, s$	Ny output, ekstra betingelse: Økt eller opprettholdt effektivitet
$\lambda_j \geq 0$	$J = 1, \dots, n$	Slakk: Betingelsen er oppfylt med streng ulikhet. Skyggepris er lik 0. Økt output har ingen effekt.
$\sum_j \lambda_j = 1$		Anbefalt sammenheng datasett og antall input og output: #Obs > 2* #Input * #Output

Siden dette er et lineært minimeringsproblem, vil en ny output gi en ekstra bibetingelse, og flere output kan derfor ikke redusere effektivitetstallene. Med flere output blir effektivitetsmålingen normalt snillere. Slakk er det fenomenet at en av restriksjonene er oppfylt med streng ulikhet. Skyggeprisen på den aktuelle output vil da være lik null, og økt produksjon vil ikke gi noen effekt på effektivitetstallet. Slakk er derfor ineffektivitet som ikke kan måles i effektivitetstallet (Bjørndal og Bjørndal, 2006:6).

Med bare en innsatsfaktor (xi lik total kostnad), supereffektivitet og konstant skalautbytte, blir DEA-modellen gjengitt som i tabell 4 (Bjørndal og Bjørndal, 2006:7):

Tabell 4: CRS modell med en input og supereffektivitet

Minimer $\frac{\sum_{j \neq j^*} \lambda_j x_i}{x_{j^*}}$		k^* Selskapets _ totale _ kostnad _ k
u.b.b. $y_{rj^*} \leq \sum_j \lambda_j y_{rj}$	$i = 1, \dots, s$	
$\lambda_j \geq 0$	$J = 1, \dots, n$	Dersom bare x_{j^*} endres, og ingenting annet, endres effektivitetstallet. Men ikke k^*
$\lambda_{j^*} = 0$		Ref. investeringsinsentiver

Nevneren i tabell 4 tilsvarer selskapets kostnad (K), mens telleren angir kostnadsnormen (k^*). En endring i selskapets kostnad vil medføre en endring i effektivitetstallet, men ikke i kostnadsnormen, noe som vil kunne ha betydning for investeringsinsentivene i modellen.

Siden X_j er en konstant i formelen i tabell 4 vil vi få samme løsning om vi beregner kostnadsnormen direkte i stedet for å beregne effektivitetstallene.

Kostnadsminimeringsproblemet blir som i LP-problemet i tabell 5 nedenfor (Bjørndal og Bjørndal, 2006:7):

Tabell 5: Kostnadsminimeringsproblem

Minimer $\frac{\sum_{j \neq j^*} \lambda_j x_i}{x_{j^*}}$	
u.b.b. $y_{rj^*} \leq \sum_j \lambda_j y_{rj}$	$i = 1, \dots, s$
$\lambda_j \geq 0$	$J = 1, \dots, n$

Denne finner referanseselskap med minimum kostnad, slik at referanseselskapet produserer minst like mye som målt selskap (Bjørndal og Bjørndal, 2006).

Til minimeringsproblemet finnes det et korresponderende maksimeringsproblem (Bjørndal og Bjørndal, 2006:7):

Tabell 6: Inntektsmaksimeringsproblemet

Maksimer $\sum_r y_{rj^*} p_{rj^*}$	
u.b.b. $\sum_r y_{rj^*} p_{rj^*} \leq x_j$	$j \neq j^*$
$p_{rj^*} \geq 0$	

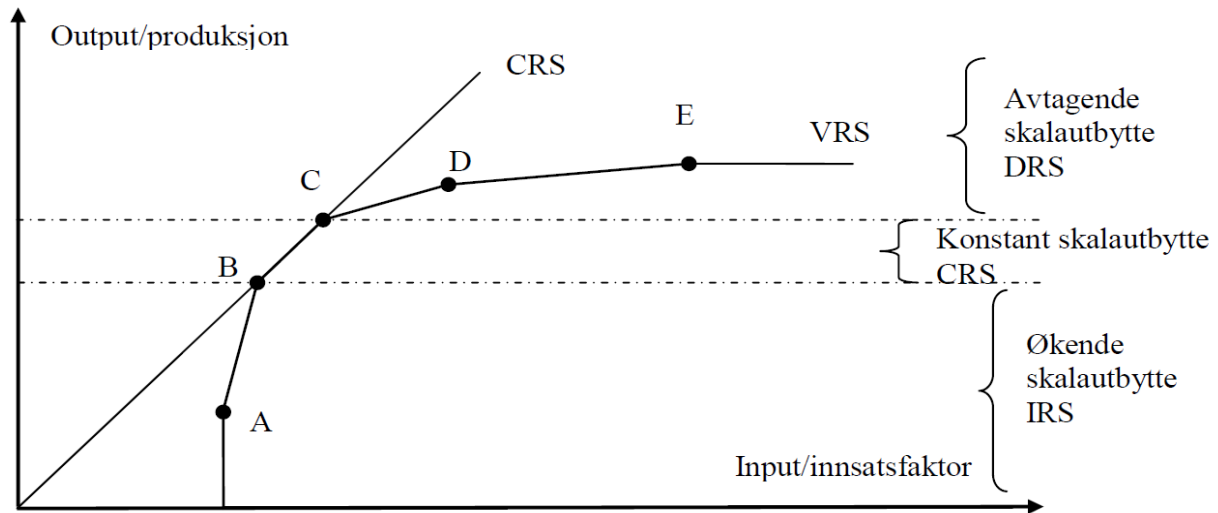
I tabell 6 ovenfor finner vi priser som maksimerer selskapets inntekt gitt at kostnadene for de andre selskapene er innenfor budsjettrestriksjonen.

6.1.3 Skalautbytte

Skalaeffektivitet sier konkret noe om hvordan størrelsen på bedriftens produksjon påvirker effektiviteten. Skalautbyttet forteller hvor mye en proporsjonal økning i alle inputs vil øke outputs. Dette kan deles opp i konstant skalautbytte og variabelt skalautbytte.

Konstant skalautbytte (CRS): En antar at alle produsenter skal være i stand til å oppnå samme produktivitet, ved at det er konstant skalautbytte langs hele fronten. Det betyr igjen at ved CRS straffer alle små og store produsenter som ikke har valgt optimal skala. Dette gjør størrelsen på bedriftens produksjon ubetydelig for effektiviteten.

Variabelt skalautbytte (VRS) deles videre inn i økende (IRS) - og avtagende skalautbytte (DRS). I motsetning til CRS har størrelsen på bedriften betydning for effektiviteten, ved at det er økende/avtagende skalautbytte langs deler av fronten. Figuren nedenfor viser teknisk effektivitet under CRS/VRS (Bjørndal et al., 2004: 25):



Figur 5: Teknisk effektivitet under CRS/VRS

Selskapene D og E er teknisk effektive, men har for stor skala i sin produksjon, og er dermed skalaineffektiv. Selskap A er også teknisk effektiv, men har for liten skala. Selskapene B og C ligger både på CRS og VRS fronten, og har dermed optimal skala i sin produksjon. Disse enhetene er skala og teknisk effektive (Arnesen, 16:2010).

6.1.4 Supereffektivitet

I implementeringen av reguleringsmodellen så finnes det flere forhold som skal ivareta hensynet til å gi et tilstrekkelig inntektsnivå, samt mulighet for meravkastning. Et av disse forholdene er supereffektivitet.

Den målte effektiviteten der det evaluerte selskapet tillates å være sin egen referanse, kan ikke overstige 100 %. Dette betyr at inntektsrammen ikke kan bli høyere en den faktiske kostnaden. Matematisk kan dette vises på følgende måte (NVE, 2006):

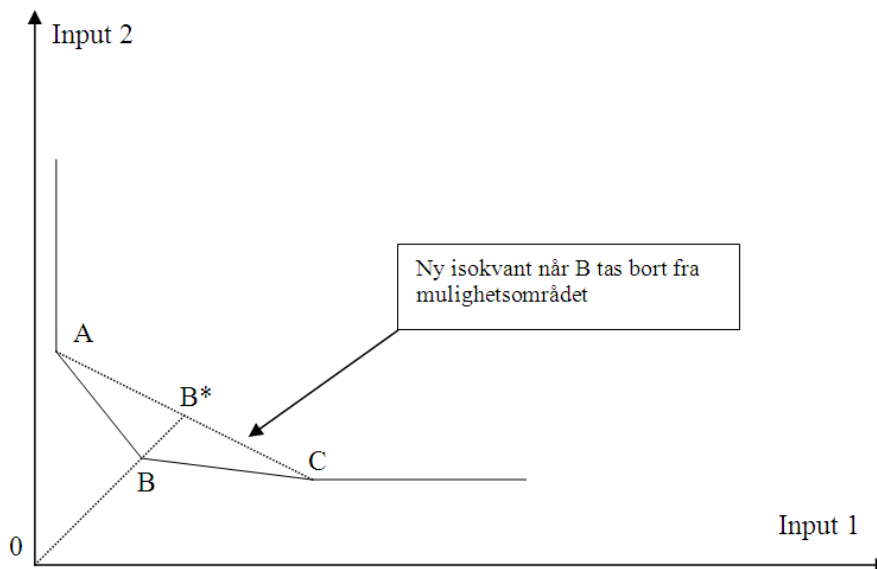
$$(15) \quad \text{Eff} = \frac{K^*}{K} \leq 1 \Rightarrow K^* \leq K \Rightarrow \text{IR} = (1 - \rho)K + \rho K^* \leq K$$

For et effektivt selskap vil man her kunne endre ulikhetene i uttrykket ovenfor med likhetstegn, og vi kan da skrive uttrykket som følger (NVE, 2006):

$$(16) \quad \text{Eff} = \frac{K^*}{K} = 1 \Rightarrow K^* = K \Rightarrow \text{IR} = K$$

Vi ser av dette uttrykket at selskaper som får en inntektsramme lik sine faktiske kostnader i år t-2 ikke har noen grunn til å redusere sine kostnader, siden inntektsrammen vil bli redusert tilsvarende.

Supereffektivitet ble derfor utviklet for å kunne rangere de effektive enhetene (Andersen & Petersen, 1993). Metoden går i korthet ut på å sammenligne den enheten man undersøker, uten at den selv er med i referansesettet, med en lineær kombinasjon av alle de andre enhetene i datasettet. Dette illustreres i figur 6 nedenfor:



Figur 6: Supereffektivitet

Ved å utelate B fra referansesettet vil det dannes en ny front av A og C. B* blir referansepunktet for B, og er en kombinasjon av A og C. Supereffektiviteten beregnes ved å ta forholdstallet mellom OB^*/OB i figur 6 (Arnesen, 2010).

Under forutsetning av inputorientering og CRS blir den matematiske formuleringen (Andersen & Pettersen, 1993):

Tabell 7: Matematisk formulering av supereffektivitet

$\theta^* = \min \theta$	
Når : $\theta_0 \cdot x_{i0} \geq \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 0}}^n \lambda_j \cdot x_{ij}$	(i=1,..., m)
$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 0}}^n \lambda_j \cdot y_{rj} \geq y_{r0}$	(r=1,..., m)
$\lambda_j \geq 0, j \neq 0$	(j=1,..., n)

6.1.5 Inputvariabler for distribusjon og regional/-sentralnett

I dagens modell blir det benyttet historiske kostnader som input, og de totale kostnadene som hentes fra eRapp er drift- og vedlikeholds kostnader, KILE- beløp, avkastning og avskrivninger. For distribusjonsnett er inkludert nettap også. Input for distribusjonsnett og regional/-sentralnett er som følgende (NVE, 2010):

Tabell 8: Input for distribusjonsnett og regional/-sentralnett

Input – Totex distribusjonsnett	Input – Totex regional/-sentralnett
Drifts- og vedlikeholdskostnader	Drifts- og vedlikeholdskostnader
KILE beløp	KILE beløp
Avskrivninger	Avskrivninger
Avkastning	Avkastning
Nettap	

Enkelte kostnader holdes utenfor DEA analysen i regional/- sentralnett. Dette gjelder nettap, og merkostnader knyttet til spesielle oppgaver i regional/- sentralnett (NVE, 2010).

6.1.6 Outputvariabler for distribusjon og regional/-sentralnett

DEA - resultatet for distribusjonsnett blir beregnet ved hjelp av to trinn. I første trinn beregnes DEA resultatet ved hjelp av en DEA – modell. I trinn to blir resultatene korrigert ved hjelp av en regresjonsanalyse. Det er åtte kostnadsdrivere, også kalt output som beskriver nettselskapenes oppgaver, hvor tre av disse er såkalte rammevilkårsvariabler.

Kostnadsdriverne som er lagt til grunn for effektivitetsberegningene er listet opp i tabell 9 nedenfor (NVE, 2011):

Tabell 9: Output for distribusjonsnett

Distribusjonsnett – Kostnadsdrivere (Output)	Forkortelse
Trinn 1 – DEA modell	
Antall km høyspent	d_hs
Levert energi (Mwh)	d_le
Antall nettstasjoner	d_ns
Antall abonnemeter ekskl. fritidsboliger	d_abexfritid
Antall fritidsboligabonnemeter	d_fritidab
Andel linjer i skog med høy/svært høy bonitet, vektet med ant. Km høyspentluftlinjer	d_skog2xhsl
Gjennomsnittlig ekstremvind/avstand til kyst, multiplisert med antall km høyspent luftlinjer	d_vindkxhsl
Gjennomsnittlig antall mm nedbør som snø, multiplisert med km høyspent luftlinjer	d_snoxhsl
Trinn 2 - regresjon	
Grensesnitt	d_grs
Småkraft – installert effekt	d_skytelse
Sum øyer – mer enn 1 km fra fastland eller forsynt øy	d_aoey1

Antall nettstasjoner og km høyspent sier noe om omfanget i den oppgaven det enkelte selskapet står ovenfor. Levert energi, antall abonnemeter, og antall fritidsabonnemeter sier derimot noe om etterspørselen som blir rettet mot selskapet. De tre siste variablene også kalt rammevilkårsvariabler skal fange opp forskjeller i geografiske rammevilkår (NVE, 2008).

I regresjonsanalysen i trinn 2 er det grensesnitt (GRS), installert ytelse med småkraft (SKY) og antall øyer mer enn en km fra fastland eller nærmeste forsynte øy (aØ1) som er benyttet som forklaringsvariabler. Følgende koeffisienter blir benyttet for å beregne rammevilkårskorrigerer for det enkelte selskap (RVK_i) i varsel for 2012 (NVE, 2011:3).

$$(17) \quad RVK = \left[\left(e^{4,4758852 - (0,00524507 * grs / NV) - (0,19010995 * SKY / nv) - (1,257512 * aoey1 / NV)} - e^{4,4758852} \right) / 100 \right]$$

De selskapene som får et resultat på 100 % eller høyere i den første analysen definerer fronten og er referanseselskap. Disse får bestemt DEA resultatet ut fra hvordan de gjorde det i den andre analysen. Her er det de historiske dataene som definerer fronten, De selskapene som hadde over 100 % i analyse 1, og under 100 % i analyse 2, forbedrer seg ikke historisk sett, og får dermed 100 % i DEA resultat i trinn to. De selskapene med 100 % eller mer i begge analysene får DEA resultatet fra analyse to. Disse selskapene har forbedret seg i forhold til det historiske gjennomsnittet, og blir dermed premiært for det. Selskapene med DEA resultat under 100 % i den første analysen får det samme i analyse to.

Det foretas en egen analyse for selskaper som ikke får være med å definere fronten., der får de være med definere fronten for seg selv i den andre analysen. Disse er med i den første analysen som alle andre selskaper, men det blir da resultatet fra spesialanalysen som bestemmer om de får DEA resultat lik 100 % eller resultatet fra spesialanalysen.

For regional/-sentralnettet er det fem kostnadsdrivere i dagens modell. Fire av disse er basert på anleggsmassen som selskapet faktisk har, og den femte er en rammevilkårsvariabel som er basert på hvor stor andel linjer som går igjennom skog av middels til høg bonitet. Formålet med outputene er å beskrive oppgavene som selskapene har for regional/-sentralnettet. Oppgavene er definert tabell 10 nedenfor (NVE, 2010):

Tabell 10: Output for regional/-sentralnettet

Output	Forkortelse
Luftlinjer: vektet verdi av luftlinjer, 185 komponenter	VLuSR
Jordkabler: vektet verdi av jordkabler, 44 ulike anleggskomponenter	VJoSR
Sjøkabler: vektet verdi av sjøkabler, 34 ulike anleggskomponenter	VSjoSR
Grensesnitt: Transformatorer, bryter, og kompenseringsanlegg	GrSRmva
Hvor mye linje som går gjennom skog med middels til svært høy bonitet, multiplisert med antall km luftlinjer	LuSR*Skog1

Hovedoppgaven til et nettselskap er å overføre energi mellom ulike innmatings og uttakspunkt. For å kunne gjøre dette er infrastruktur bestående av jordkabler, luftlinjer, sjøkabler, kompenseringsanlegg, transformatorer og brytere viktig. Innenfor disse hovedgruppene finnes det mange komponenter med ulike egenskaper og priser. Det er ikke hensiktsmessig at alle disse komponentene skal utgjøre en kostnadsdriver i modellen, og det

er derfor utviklet et vektsystem som beskriver forholdet mellom kostnadene til de ulike komponentene (NVE, 2010). Vektene skiller mellom spenningsnivå, tverrsnitt, mastetyper, ytelse og brytersystem. Tabell 11 nedenfor viser informasjon om hva som inngår i linjer og kabler, mens tabell 12 viser informasjon om hva som inngår i grensesnittvariabelen (NVE, 2010):

Tabell 11: Informasjon om linjer og kabler

Luftlinje	Jordkabel	Sjøkabel
Lengde	Lengde	Lengde
Merkespenning	Merkespenning	Merkespenning
Tverrsnitt	Tverrsnitt	Tverrsnitt
Mastetype	Ledertype	Ledertype
Ledertype	Antall ledere	Antall ledere
Enkelt/-dobbel linje		
Simplex/duplex/triplex		

Tabell 12: Informasjon om anlegg som inngår i grensesnittvariabelen

Transformator	Bryter	Kompenseringsanlegg
Antall	Antall	Antall
Merkespenning	Merkespenning	Merkespenning
Ytelse	Brytersystem (antall brytere per avgang)	Ytelse
		Type
		Styringssystem

Ulempen er at modellen skiller mellom så mange ulike typer anleggskomponenter at det til at en ikke vet om det er gjort det rette valget med hensyn på hvilket anlegg som bygges, den bare måler hvor høye kostnadene er i forhold til andre selskap (NVE, 2010).

6.2 Datagrunnlag

Før simuleringer kan starte må datasettet i EnergiAkademiets beregningsmodell for netteffektivitet velges. I og med at det kjøres separate simuleringer for distribusjonsnett og regional/-sentralnett så velges det datasett ut fra hvilket nettnivå vi ønsker å kjøre simuleringer for. I bergegningsmodellen ligger det datasett fra og med 2004 til og med 2010 som er det aller nyeste. Datasettene inneholder historiske input og output data for samtlige nettselskaper i Norge. I dette prosjektet kjøres det effektivitetsanalyser for både distribusjonsnettet og regional/-sentralnettet. Datasettene som benyttes for simulering av DEA resultater er de nyeste, altså innrapporterte data for 2010:

- Effektivitetsberegning distribusjonsnett: Dnett-2010 (NVE)
- Effektivitetsberegning regional/-sentralnett: Rnett-2010 (NVE)

I foregående kapittel så nevnte jeg at det er en todelt analyse, hvor selskapene som scorer 100 % i den første analysen definerer fronten, og er referanseselskap. Disse selskapene får da et DEA resultat ut fra hvordan de gjøre det i analyse del to. I del to så er det de historiske dataene som definerer fronten. Vi har derfor behov for datasett for beregning av supereffektivitet, og jeg benytter da følgende datasett:

- Beregning av supereffektivitet for distribusjonsnettet: Dnett-200509 (NVE)
- Beregning av supereffektivitet for regional/-sentralnettet: Rnett-200509 (NVE)

6.2.1 Input og output data for distribusjonsnettet

DEA resultatet bergenes ut i fra EnergiAkademiets bergegningsmodell for netteffektivitet, og de grunnleggende verdiene som må være kjent er input (kostnader), og output (produktaspektet). Grunnlagsdata i tabell 13 er hentet fra varsel om vedtak 2012, utstedt av NVE. Endringer i driftskostnader, avkastningsgrunnlag og avskrivninger som følge av småkraftutbygging fremkommer i hovedsak ut fra nyverdi i tabell v1.1 og v2.1 (vedlegg 1 og 2). Tabell 13 nedenfor viser input og output verdier som benyttes for simulering av DEA resultat for distribusjonsnettet:

Tabell 13: Endring i input og output for distribusjonsnettet med og uten småkraft 2012

Output (produktaspekt)	Varsel om vedtak 2012	Endring	Totalt
Antall nettstasjoner	4 149 stk	-	4 149 stk
Antall km hsp nett	3 901 km	21,6 km	3 922,6 km
Overført energi	2 097 820 Mwh	-	2 097 820 Mwh
Antall kunder utenom fritid	60 505 stk	-	60 505 stk
Antall fritidskunder	7 216 stk	-	7 216 stk
Høyspent luft * Andel skog	209,33	1,34	210,67
Høyspent luft * Kystnærhet	11,30	0,073	11,37
Høyspent luft * Snøfall	1 520 555, 00	9746,50	1 530 301,50
Input (kostnader)	Varsel om vedtak 2012	Endring	Totalt
Driftskostnader	178 606,00 kr	184,21 kr	178 790,21 kr
Avkastningsgrunnlag	754 010,45 kr	12 280, 80 kr	766 291,25 kr
Avkastningsgrunnlag tilskudd	80 237,43 kr	-	80 237,43 kr
Avskrivninger	46 880,00 kr	409,36 kr	47 289,36 kr
Avskrivninger tilskudd	4 173,00 kr	-	4 173,00 kr
Årets KILE	15 521,00 kr	-	15 521,00 kr
Årets tap	104 133,00 Mwh	2 414,00 Mwh	106 547,00 Mwh

Forutsetning for beregning av overnevnte verdier er oppsummert i tabell v12.1-v12.3 (Vedlegg 12). Fire av fem poster i kostnadene er endret, mens kile kostnaden forblir uendret på grunn av usikkerhet omkring hvordan denne kostnaden vil påvirkes i praksis. Teoretisk sett vil kile kostnaden øke da nettet utvides, samtidig vil den sannsynligvis reduseres noe som følge av at eksisterende nett renoveres. Nettap er beregnet i henhold til forutsetninger i vedlegg 12.

Fire av kategoriene i outputen er uendret, altså antall nettstasjoner, overført energi, antall kunder utenom fritid, og antall fritidskunder. Høyspentnettet derimot utvides med 21,6 km for ordinært og produksjonsrelatert nettanlegg i henhold til tabell v1.1 og v2.1 (Vedlegg 1 og 2). Utvidelsen av høyspentnettet fører også til at rammevilkårsvariablene skog, kystnærhet, og snøfall endres. Endringen av rammevilkårsvariablene er gjort ut fra følgende verdier fastsatt av NVE:

- Skogvariabel: 0,02915591
- Kystvariabel: 0,0018471
- Snøvariabel: 206,9528

For rammevilkårsvariablene er det høyspent luft * snøfall som gir det største utslaget med en økning på 9747,50. Andel skog og kystnærhet har minimal økning, og kan vel egentlig sees bort fra.

Etter at DEA resultatet i trinn 1 er beregnet gjennomføres det en regresjonsanalyse i trinn 2 hvor data for øyer, småkraft og grensesnitt er inkludert. Følgende koeffisienter er benyttet som rammevilkårsvariable i beregning av effektivitetsscore i trinn 2:

Tabell 14: Koeffisienter for rammevilkårskorrigerings (RVK)

Koeffisienter for rammevilkårskorrigerings (RVK)	
Generell koeffisient (alfa)	4,4759
Koeffisient grensesnitt	-0,0052
Koeffisient småkraft	-0,1901
Koeffisient øyforsyning	-1,2575

2012-koeffisientene er funnet ved hjelp av en paneldatamodelle hvor DEA resultater uten supereffektivitet over perioden 2004-2010 er benyttet som avhengig variabel, og grensesnitt, småkraft, og antall øyer er benyttet som uavhengige variable. For å gjøre variablene størrelsesuavhengig er alle variablene dividert på en beregnet nettverdi. Denne er beregnet ut fra selskapets beholdning av nettstasjoner, høyspentnett og totalt antall abonnenter. I dette tilfellet så endres småkraft fra installert effekt på 36,1 MW til 118,7 MW, altså en økning på 82,6 MW. I tabell 15 nedenfor ser en data som benyttes for å beregne resultat RVK med og uten småkraft utbygging:

Tabell 15: Resultater RVK med og uten småkraft utbygging

Troms Kraft Nett	DEA resultat	GRS (NVE)	Sky (NVE)	AØ1 (NVE)	NV (NVE)
Uten småkraft	100 %	0	36,1	10	3057
Med småkraft	100 %	0	118,7	10	3057

6.2.2 Input og output data regionalnettet

For regionalnettet så er det stort sett de samme kostnadspostene i inputen som for distribusjonsnettet. Det er imidlertid enkelte kostnader som holdes utenfor DEA analysene i regional/-sentralnettet. Dette gjeld nettap, og merkostnader knyttet til spesielle oppgaver i regional/-sentralnettet (NVE, 2010).

Når det gjelder nettselskapenes output så er det totalt definert fem oppgaver. Oppgavene som også kalles kostnadsdrivere er luftlinje vektet, jordkabel vektet, sjøkabel vektet, grenseskille vektet, og luftlinje * andel skog. Fire av disse er basert på anleggsmassen som selskapet har, den femte er en såkalt rammevilkårsvariabel, som er basert på hvor mye linjer og skog som går igjennom det aktuelle området. Tabell 16 nedenfor viser endringen i input og output for regional og sentralnettet:

Tabell 16: Endring i input og output for regionalnettet med og uten småkraft 2012

Output (produktaspekt)	Varsel om vedtak 2012	Endring	Totalt
Luftlinje vektet	31 435,31	-	31 435,31
Jordkabel vektet	10 660,47	-	10 660,47
Sjøkabel vektet	15 425,26	-	15 425,26
Grenseskille vektet	51 354,28	1378,70	52 732,98
Luftlinje * Andel skog	141,32	-	141,32
Input (kostnader)	Varsel om vedtak 2012	Endring	Totalt
Driftskostnader	20 753,00 kr	416,20 kr	21 169,20 kr
Kostnader fra Dnett	-	-	-
Avkastningsgrunnlag	427 233,03 kr	18 918, 33 kr	446 151,36 kr
Avkastningsgrunnlag tilskudd	-	-	-
Avskrivninger	24 395,00 kr	630,61 kr	25025,61 kr
Avskrivninger tilskudd	-	-	-
Årets KILE	4 291,00 kr	-	4 291 kr

I outputen så er Luftlinje, jordkabel, sjøkabel vektet, og luftlinje * andel skog uendret, mens i grenseskille vektet er det ny trafo, og nye effektbryterfelt i Hatteng som fører til en

verdiøkning. Vekt og oppsummert beregning av grensesnitt variabelen finner vi i tabell v4.1 og v4.2 (vedlegg 4).

Grunnlagsdata (kostnader) uten småkraft er hentet fra varsel om vedtak for 2012. Endringer i driftskostnader, avkastningsgrunnlag, og avskrivninger som følge av småkraftutbygging fremkommer ut fra nyverdi i tabell v3.1 (vedlegg 3). Forutsetning for beregning av overnevnte verdier er oppsummert i tabell v12.1-v12.3 (Vedlegg 12). Kile kostnader sees bort fra på grunn av usikkerhet omkrings hvordan denne kostnaden påvirkes.

7 Resultater

7.1 Effektivitetsberegning for distribusjonsnett

I dette kapitlet presenteres effektivitetsberegninger for distribusjonsnettet og regional/sentralnett, og avkastning på nettkapitalen. I effektivitetsberegningene presenteres effektivitetsscoren ut fra endringer i input (kostnader) og output (produktaspekt) som følge av småkraftutbyggingen. Avkastningen på nettkapitalen presenteres til slutt da det er essensen i dette prosjektet. I tabell 17 nedenfor kan en se endringer i total kostnader og effektivitetsscore før og etter småkraftutbyggingen i Storfjord for distribusjonsnettet for 2012:

Tabell 17: Effektivitetsanalyse for distribusjonsnettet 2012 før og etter småkraft utbygging

	Uten småkraft	Med småkraft
Produktaspekt		
Antall nettstasjoner	4 149 stk	4 149 stk
Lengde høyspentnett	3 901 km	3 922 km
Overført energi	2 097 820 Mwh	2 097 820 Mwh
Antall kunder utenom fritid	60 505 stk	60 505 stk
Antall fritidskunder	7 216 stk	7 216 stk
Høyspent luft * Andel skog	209,03	210,37
Høyspent luft * Kystnærhet	11,30	11,37
Høyspent luft * snøfall	1 520 555	1 530 301,50
Kostnader		
Driftskostnader	178 606,00 kr	178 790,21 kr
Avkastningsgrunnlag	754 010,45 kr	766 291,25 kr
Avkastningsgrunnlag tilskudd	80 237,43 kr	80 291,25 kr
Avskrivninger	46 880,00 kr	47 289,36 kr
Avskrivninger tilskudd	4 173,00 kr	4 173,00 kr
Årets KILE	15 521,00 kr	15 521,00 kr
Årets tap	104 133 Mwh	106547 Mwh
Totalkostnad	339 957,58 kr	341 752,05 kr
Effektivitet trinn 1	100,00 %	100,00 %
Effektivitet trinn 2	100,56 %	100,81 %

Av tabell 17 ovenfor ser en at DEA resultatet for Troms Kraft Nett AS er 100 % før og etter utbygging av småkraftverk i Storfjord. Utdrag av DEA resultat i trinn 1 for distribusjonsnett ser vi av tabell v5.1 og v6.1 (vedlegg 5 og 6). Når det gjelder endring i nettselskapets oppgaver så er det først og fremst lengde høyspentnett som endres. En endring i lengde høyspent nett generer videre en endring i følgende rammevilkårsvariabler:

- Høyspent luft * Andel skog
- Høyspent luft * Kystnærhet
- Høyspent luft * snøfall

Vi ser også av resultatet at totalkostnaden øker fra 339 958 kr til 341 752 kr. Bakgrunn er økte driftskostnader, avkastningsgrunnlag, avskrivninger, og nettap. Kile, avskrivninger tilskudd, og avkastningsgrunnlag tilskudd er uendret og påvirker derfor ikke totalkostnaden.

Regresjonsanalysen i trinn 2 fører til en økning i effektiviteten fra 100,56 % til 100,81 %.

Utdrag av DEA resultat i trinn 2 for distribusjonsnett ser vi av tabell v5.2 og v6.2 (vedlegg 5 og 6).

7.2 Effektivitetsberegning for regional/-sentralnett

For regional/-sentralnettet består nettselskapenes oppgaver i hovedsak av å overføre energi mellom ulike innmatings og utakspunkt. Det er fem kostnadsdrivere i modellen. Fire av disse er basert på anleggsmassen som selskapet faktisk har. Den femte er en rammevilkårsvariabel, som er basert på hvor mye linjer som går gjennom skog i selskapets område.

I den gjeldende modellen blir totale historiske kostnader benyttet som input. De totale historiske kostnadene er summen av drifts- og vedlikeholdskostnader, avkastningsgrunnlag, avskrivninger, og kile kostnader. Forskjellen mellom distribusjonsnett og regional/-sentralnett er at nettap ikke er med for regional/-sentralnettet. Tabell 18 nedenfor viser totale kostnader og DEA resultatet til TKN før og etter småkraft utbyggingen i Storfjord for 2012:

Tabell 18: Effektivitetsanalyse for regional/-sentralnettet 2012 før og etter småkraft utbyggingen

	Uten småkraft	Med småkraft
Produktaspekt		
Luftlinje vektet	31 435,31	31 435,31
Jordkabel vektet	10 660,47	10 660,47
Sjøkabel vektet	15 425,26	15 425,26
Grenseskille vektet	51 354,28	52 732, 98
Luftlinje *Andel skog	141,32	141,32
Kostnader		
Driftskostnader	20 753,00 kr	21 169,20 kr
Kostnader fra Dnett	-	-
Avkastningsgrunnlag	427 233,03 kr	446 151,36 kr
Avkastningsgrunnlag tilskudd	-	-
Avskrivninger	24 395,00 kr	25 025,61 kr
Avskrivninger tilskudd	-	-
Årets KILE	4 291,00 kr	4 291,00 kr
Totalkostnad	73 449,50 kr	75 559,52 kr
Effektivitet	112,2 %	109,1 %

Det monteres ny transformator og nye effektbryterfelt i forbindelse med bygging av Hatteng transformatorstasjon. Kostnadsdriverne er derfor uendret, mens det oppstår en økning i rammevilkårsvariabelen grenseskille vektet som vil kunne påvirke effektivitetsscoren positivt.

Totalkostnaden øker fra 73 450 kr til 75 560 kr. som følge av økning i driftskostnader, avkastningsgrunnlag, og avskrivninger. En ser også at effektiviteten i tabell 18 ovenfor reduseres fra 112,2 % uten småkraft til 109,1 % hensyn tatt endringer som følge av småkraftutbygging. Utdrag av DEA resultatene for regionalnettet ser vi av tabell v7.1 og v8.1 (vedlegg 7 og 8).

Bakgrunnen for at effektiviteten reduseres er fordi tre av fire kostnadsposter øker, mens kostnadsdriverne stort sett er uendret. Det er imidlertid en økning i rammevilkårsvariabelen, men den ser ut til å ha liten betydning på effektivitetsscoren da TKN allerede danner fronten i DEA analysen.

7.3 Avkastning på nettkapital

I tabell 19 nedenfor har jeg beregnet avkastningen for TKN før og etter småkraftutbyggingen i Storfjord. Det er i grove trekk fem steg i beregningen før vi vet den endelig avkastningen:

1. Kostnadsgrunnlag for fastsettelse av IR 2012 (2010 Data)
2. Resultater og kalibrering av DEA resultat for D-nettet
3. Resultater og kalibrering av DEA resultat for RS-nett
4. Inntektsramme før korrigering for kostnadsgrunnlag 2010
5. Inntektsramme etter korrigering for 2010 kostnadsgrunnlag

Tabell 19: Avkastning på nettkapital 2012

	Post	Uten småkraft	Med småkraft
Kostnadsgrunnlag for fastsettelse av IR 2012 (2010 Data)	Sum kostnader	359 323 kr	361 550 kr
	Kostnadsgrunnlag	414 251 kr	417 929 kr
Resultater og kalibrering av DEA resultat for D-nettet	DEA norm	319 729 kr	322 554 kr
	Tillegg i norm	16 305 kr	16 544 kr
	Kalibrert norm	336 034 kr	339 098 kr
Resultater og kalibrering av DEA resultat for RS-nett	DEA norm	78 547 kr	78 192 kr
	Tillegg i norm	9 831 kr	10 331 kr
	Kalibrert norm	88 406 kr	88 523 kr
Inntektsramme før korrigering for kostnadsgrunnlag 2010	Kostnadsnorm D-nett	336 034 kr	339 098 kr
	Kostnadsnorm R-nett	114 701 kr	114 818 kr
	IR1	436 142 kr	439 521 kr
	DR1	76 819 kr	77 971 kr
	AVK1	6,50 %	6,43 %
Inntektsramme etter korrigering for 2010 kostnadsgrunnlag	K*	441 876 kr	444 823 kr
	IR2	430 826 kr	434 065 kr
	DR2	71 503 kr	72 515 kr
	AVK2	6,05 %	5,98 %

Av tabell 19 ser en at kostnadsgrunnlaget øker fra 414 251 kr til 417 929 kr. Økningen skjer på grunn av at drifts og vedlikeholdskostnader, avkastningsgrunnlag, avskrivninger, og nettap øker.

Kalibrert DEA norm for distribusjonsnettet øker fra 336 034 kr til 339 098 kr. Siden DEA resultatet i trinn 1 er uendret, og det i trinn 2 har en marginal økning fra 100,56 % til 100,81 % så vil det si at økningen i DEA normen i hovedsak skyldes en økning i distribusjonsnettets kostnadsgrunnlag.

Det er en mindre økning i kalibrert DEA norm for regional/- sentralnettet fra 88 406 kr til 88 523 kr. Kostnadsgrunnlaget multipliseres med DEA resultatet, og siden DEA resultatet for regional/-sentralnettet reduseres fra 112,2 % til 109,1 % så fører dette til en begrenset økning i DEA normen.

Inntektsramme (IR1) før korrigering for kostnadsgrunnlag 2010 øker fra 436 142 kr til 439 521 kr. Økningen skyldes i hovedsak økte kostnader for både distribusjonsnettet og regional/-sentralnettet. Avkastningen (AVK1) reduseres fra 6,50 % til 6,43 %. Reduksjonen skjer med bakgrunn i at avkastningsgrunnlaget (nevneren) øker mer enn driftsresultatet (telleren) når vi har følgende formel for avkastning: $AVK1 = DR1/AKG$.

Til slutt i tabell 19 så ser vi at inntektsramme (IR2) etter kalibrering av kostnadsnorm for 2010 kostnadsgrunnlag øker fra 430 826 kr til 434 065 kr. Inntektsrammen øker fordi kalibrert kostnadsnorm øker fra 441 876 kr til 444 823 kr. Avkastningen (AVK2) reduseres fra 6,05 % til 5,98 %. Bakgrunn for dette er at avkastningsgrunnlaget (AKG) i nevneren øker mer enn driftsresultatet (DR2) i telleren. For fullstendig beregning av inntektsramme og avkastning jf vedlegg 9 og 10.

7.4 Oppsummering

I trinn 1 hvor selskapenes DEA resultat beregnes er effektiviteten for TKN 100 % for distribusjonsnettene både med og uten småkraft i Storfjord. Tabell 17 viser også en økning i produktaspektet og i kostnadene. Med bakgrunn i at effektiviteten etter trinn 1 fremdeles er 100 % så må jeg kunne si at utbyggingen av småkraftverk så langt ikke påvirker TKN negativt. I trinn 2 øker målt effektivitet fra 100,56 %, til 100,81 % med småkraft, altså 0,25 %. Økningen i effektivitet fremkommer ved korrigerende rammevilkårsvariabel for småkraft, og er positivt for TKN.

For regional/- og sentralnettene er det en nedgang i DEA resultatet fra 112,2 % til 109,1 %. Den markante nedgangen i effektiviteten skyldes økning i alle kostnadsposter på dette spenningsnivået, samtidig som at økningen i rammevilkårsvariabelen har liten innvirkning på DEA resultatet. Det antas at siden TKN allerede danner fronten så må økningen i rammevilkårsvariabelene være nok så stor for at det skal gi utslag på effektivitetsscoren. Det vil si at inputen øker mer enn output, og det oppstår en reduksjon i effektiviteten. Det er i hovedsak Hatteng transformatorstasjon som sørger for økte kostnader. Oppsummert så påvirkes DEA resultatet for regional/-sentralnettene negativt som følge av småkraftutbygging i Storfjord.

Avkastningen på nettkapitalen reduseres fra 6,05 % til 5,98 %. Reduksjonen i avkastningen fremkommer i hovedsak på grunn av at effektiviteten for regional/-sentralnettene reduseres fra 112,2 % til 109,1 %. Denne markante nedgangen i effektivitetsnivået har direkte innvirkning på DEA normen og kalibreringen av denne. I tillegg så ser vi generelt at input (kostnader) øker mer enn output (produktaspektet) noe som vil påvirke avkastningen på nettkapitalen negativt. Totalt er det en reduksjon i avkastningen for TKN på 0,07 % for denne investeringen.

8 Konklusjon

Jeg har gjennom mine analyser sett at avkastningen på nettkapitalen til Troms Kraft Nett AS reduseres som følge av økte kostnader til drift, vedlikehold, forsterkning og utbygging av nettstruktur i forbindelse med bygging av nye småkraftverk i Storfjord.

Reduksjonen i effektiviteten for regional/-sentralnettet på 3,1 % er den faktoren som gir det største utslaget i negativ retning når avkastningen på nettkapitalen beregnes. Det viser seg at økningen i grenseskillevariabelen i outputen ikke gir utslag på effektivitetsscoren, og de økte kostnadene i inputen fører derfor til en kraftig reduksjon i effektiviteten, og derav avkastningen.

TKN danner i dag fronten i beregningen av DEA siden de har et resultat på over 100 %. Det viser seg derfor at økningen i grenseskillevariabelen i outputen må være mye større for at den skal kunne gi et positivt utslag på DEA resultatet.

Det er to faktorer som kan endres slik at TKN i fremtiden unngår en reduksjon i effektivitet og avkastning som følge av en såpass stor investering med bakgrunn i sitt nettmonopol. Hvis TKN klarer å redusere kostnadene internt og konkret på denne og andre slike investeringer vil det gi direkte positivt utslag på målt effektivitet og avkastning for å bygge og drive regionalnettet mer effektivt enn resten av bransjen. Investeringskostnadene kan reduseres ved reel konkurranse, altså konkurranseutsetting. Alternativt at TKN selv utfører entreprenørdelen slik at påslag ved å benytte konsernets entreprenør som leverandør unngås.

Den andre faktoren som kan endres er inntektsrammemodellen. En samlet bransje utøver press på regulerende myndighet/NVE for å forbedre investeringsincentivene i inntektsrammemodellen. NVE jobber med justeringer i regionalnettsmodellen for å få kontantstrømmene av investeringsprosjekter tidligere inn. Det kan sees på om beregningen og funksjonen av grensesnittvariabelen er optimal.

Referanseliste

Andersen, P. & Petersen, N.C. (1993). A Procedure of Ranking Efficient Units in Data Envelopment Analysis. Management Science, Vol. 39, nr. 10, s. 1261-1264.

Arnesen, Fredd Karl (2010). Benchmarking av kundefunksjonen til Troms Kraft Nett AS. Masterutredning i strategisk ledelse og økonomi (MBA). Universitetet i Tromsø..

Banker, R. D., Charnes, A. & Cooper, W. W. (1984). Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis. Management Science, Vol. 30, No. 9, s- 1078-1092.

Bjørndal, E., og M. Bjørndal (2006): Effektivitetsmåling av regional- og distribusjonsnett – fellesmåling, kostnadsvariasjon og kalibrering, SNF-rapport 38/06.

Bjørndal, E., og M. Bjørndal (2006): Nettregulering 2007 – Effektivitetsmåling, gjennomsnittlig effektivitet og aldersparameter. SNF-rapport 37/06.

Boye, Knut og Steen Koekebakker (2006): Finansielle emner. Oslo, Cappelen Forlag.

Energi Norge Rapport 2009: Energy in Norway. Tilgjengelig fra:<
<http://www.nve.no/Global/Energi/Analyser/Energi%20i%20Norge%20folder/Energi%20in%20Norway%202009%20edition.pdf>> nedlastet 06. Oktober 2011.

EnergiNorge.no 2012: EnergiAkademiets beregningsmodell for netteffektivitet. Tilgjengelig fra: <http://www.energinorge.no/nettbutikk_alle/?metaCatID=235 > nedlastet 14. Januar 2012.

Energilink.no 2011: Vannkraftproduksjon Norge. Tilgjengelig fra:<
<http://energilink.tu.no/leksikon/vannkraftproduksjon%20norge.aspx>> nedlastet 11. November 2011.

Fjellstad, Bjørn og Thomas Haave (2007). Analyser og simuleringer i inntektsrammereguleringsmodellen for nettbransjen fra 2007. Analyser på inntektsrammemodellen. Norges handelshøgskole.

Lovdata.no: Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier. Tilgjengelig fra: <
<http://www.lovdata.no/for/sf/oe/xe-19990311-0302.html#8-3>> nedlastet 13.august 2011.

NVE Rundskriv 2010: Rundskriv EØ 3/2010 – Vurdering av selskapenes lånekostnader i 2009. Tilgjengelig fra: <
<http://www.nve.no/PageFiles/5542/Rundskriv%20til%20web.pdf?epslanguage=no>> nedlastet 13.august 2011.

NVE Rundskriv 2011: Rundskriv EØ 1/2011 – Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm i vedtak om inntektsramme for 2010. Tilgjengelig fra: <
http://195.18.194.201/PageFiles/11602/Rundskriv_E%C3%98_1_2011_nynorsk.pdf?epslanguage=no> Nedlastet 06.august 2011.

NVE Rundskriv 2011: Rundskriv EØ 4/2010 – Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm i vedtak om inntektsramme for 2010. Tilgjengelig fra: <
<http://www.nve.no/PageFiles/11157/Rundskriv.pdf?epslanguage=no>> Nedlastet 08.august 2011.

Nve.no: *Reguleringsmodellen [Internett]* Tilgjengelig fra:
<http://www.nve.no/no/kraftmarked/regulering-av-nettselskapene/om-den-okonomiske-regulereingen-/reguleringsmodellen/>> Nedlastet 08.august 2011.

NVE Notat 2009: Innføring av vektrestriksjoner i NVEs DEA - modell for distribusjonsnettene. Tilgjengelig fra: <
<http://www.nve.no/PageFiles/5544/Notat%20om%20bruk%20av%20vektbegrensninger%20i%20NVEs%20DEA%20modeller.pdf?epslanguage=no>> nedlastet 20.august 2011.

NVE Notat 2009: Klager om enkeltvedtak om inntektsrammer for 2007. Tilgjengelig fra: <
<http://www.nve.no/pagefiles/8414/notat%20211009.pdf>> nedlastet 21.august 2011.

Nve.no 2011: Håndtering av mer- og mindreinntekt. Tilgjengelig fra:<
<http://www.nve.no/global/publikasjoner/publikasjoner%202011/dokument%202011/dokument%20nr%205-2011%20-%20om%20h%c3%a5ndtering%20av%20mer-%20og%20mindreinntekter.pdf>> nedlastet 07. Januar 2012.

Nve.no 2011: Alderseffekter i NVEs kostnadsnormer. Tilgjengelig fra:<
<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Rapport%202011/rapport21-11.pdf>> nedlastet 10. Mars 2012.

Regjeringen.no 2011: Eierskap og organisering i kraftsektoren. Tilgjengelig fra:<
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/fornybar-energi/Eiere-og-organisering-i-kraftsektoren.html?id=444386>> nedlastet 06. Oktober 2011.

Småkraftverk.com 2012: Småkraft. Tilgjengelig
fra:<<http://www.smakraftverk.com/delprosjekt.htm>> nedlastet 02. Januar 2012

SNF rapport 2004: Effektivitetskrav og kostnadsgruppering. Tilgjengelig fra:<
http://bora.nhh.no/bitstream/2330/227/1/R23_04.pdf> nedlastet 01. September 2011.

SNF rapport 2007: Nettregulering 2007-Effektivitetsmåling, gjennomsnittlig effektivitet og aldersparameter. Tilgjengelig fra: <
http://bora.nhh.no/bitstream/2330/1554/1/R37_06.pdf> nedlastet 17.august 2011.

SNF rapport 2008: Justeringsparameteren i inntektsreguleringen –
Vurdering av behov for endringer. Tilgjengelig fra: <
<http://www.nve.no/pagefiles/5526/justeringsparameter%20rapport%20jul%202008%20snf.pdf?epslanguage=no>> nedlastet 09.august 2011.

Olje- og energidepartementet (2005). Energi og vassdragsvirksomheten i Norge: Fakta 2005.

Vassdal, T. (2003): En oversikt over DEA modeller. Artikkelsamling i Økonomistyring Handelshøgskolen i Bodø.

Vindkraft.no 2011: Kraftnettet i Norge. Tilgjengelig fra:<

<http://www.vindkraft.no/Default.aspx?ID=274> > nedlastet 04. Desember 2011.

Von Der Fehr, Nils-Henrik Mørch (2010): Den økonomiske regulering av strømmettet – en gjennomgang. Tilgjengelig fra:

http://www.regjeringen.no/upload/OED/2010-1018_netregulering.pdf> Nedlastet
06.august.2011

Wiig Lars OG Waage Thomas (2009). Kapitalkostnader i strømmnettbransjen. Masterutredning i økonomisk styring. Norges handelshøgskole.

Statkraft.no 2011: Vannkraft. Tilgjengelig fra:<

http://www.statkraft.no/Images/Vannkraft%2009%20NO_tcm10-4585.pdf>nedlastet

11. November 2011.

Vedlegg

Vedlegg 1: Grunnlagsdata for ordinært nettanlegg i Dnett

Tabell v1.1: Grunnlagsdata for ordinært nettanlegg i distribusjonsnettet

	Område	Lengde	Spenningsnivå	Anleggstype	Tekniske data	Idrift år	Nåverdi	Nyverdi
Ordinært nettanlegg	Fra Hatteng trafo til Kortelva kraftverk	9,2 km	22 KV	Kabel	TSLE 1x3x25 AL	2017	1 372 000 kr	2 332 000 kr
Ordinært nettanlegg	Fra Melnesset til nettstasjon 682001 Kirkenes	0,8 km	22 KV	Luftlinje	FeAl 1x25	2017	213 000 kr	362 000 kr
Ordinært nettanlegg	Fra nettstasjon Kirkenes til Hatteng transformatorstasjon	1,5 km	22 KV	Luftlinje	FeAl 1x16	2011	85 000 kr	96 000 kr
Ordinært nettanlegg	Hatteng transformatorstasjon kabelavgang mot Signaldalen	1 stk	22 KV	Effektbryterfelt	Innendørs	2011	330 909 kr	374 545 kr
Sum antall (km)		11,5 km						
Sum ordinært nettanlegg distribusjonsnett							1 915 909kr	3 164 545kr

Vedlegg 2: Grunnlagsdata for produksjonsrelatert nettanlegg i Dnett

Tabell v2.1: Grunnlagsdata for produksjonsrelatert nettanlegg i distribusjonsnett

	Område	Lengde	Spenningsnivå	Anleggstype	Teknisk	Idrift	Nåverdi	Nyverdi
Produksjonsrelatert nettanlegg	Fra avgrening Kitdalen (Åsheim) til Melneset	1,0 km	22 KV	Luftlinje	FeAl 1x50	2035	30 000 kr	550 000 kr
Produksjonsrelatert nettanlegg	Fra Hatteng transf.st. til Ryeng koplingskiosk	1,1 km	22 KV	Luftlinje	FeAl 1x240	2011	1 197 000 kr	1 355 000 kr
Produksjonsrelatert nettanlegg	Fra Ryeng koplingskiosk til Åsheim	2,1 km	22 KV	Luftlinje	FeAl 1x240	2011	1 067 035 kr	872 000 kr
Produksjonsrelatert nettanlegg	Fra Åsheim til Bergselva kraftverk	4,2 km	22 KV	Luftlinje	FeAl 1x240	2011	3 205 033 kr	1 349 709 kr
Produksjonsrelatert nettanlegg	Fra Ryeng koplingskiosk til kabelmast Nevermo	1,7 km	22 KV	Luftlinje	FeAl 1x240	2011	1 846 000 kr	2 090 000 kr
Produksjonsrelatert nettanlegg	Ryeng koplingskiosk	1 stk	22 KV	Koplingskiosk	Kiosk + 4 lastbrytere	2011	110 000 kr	125 000 kr
Produksjonsrelatert nettanlegg	Kabelavgang mot Ryeng koplingskiosk	1 stk	22 KV	Effektbryterfelt	Innendørs	2011	330 909 kr	374 545 kr
Produksjonsrelatert nettanlegg	Mot tilgrensende nett	6 stk	22 KV	Målerutrustning	Komplett	2011	2 119 000 kr	2 400 000 kr
Sum antall (km)		10,1km						
Sum produksjonsrelatert nettanlegg distribusjonsnett							9 904 977kr	9 116 254kr

Vedlegg 3: Grunnlagsdata for produksjonsrelatert nettanlegg i Rnett

Tabell v3.1: Grunnlagsdata for produksjonsrelatert nettanlegg i Rnett

	Område	Lengde	Spenningsnivå	Anleggstype	Tekniske data	Idrift år	Nåverdi	Nyverdi
Produksjonsrelatert nett	Hatteng transformatorstasjon	1 stk	132 KV	Bygning	Komplett	2011	4 250 000 kr	4 813 000 kr
Produksjonsrelatert nett	Hatteng transformatorstasjon	1 stk	132/22 KV	Transformator	80/50/30 MVA	2011	10 233 000 kr	11 576 000 kr
Produksjonsrelatert nett	To linjeavganger og en for transformatoren	1 stk	132 KV	Effektbryter	Innendørs	2011	2 233 667 kr	2 529 333 kr
Sum ordinært nettanlegg distribusjonsnett							16 716 667 kr	18 918 333 kr

Vedlegg 4: Vekt for beregning av grensesnitt variabler

Tabell v4.1: Vekt for beregning av grensesnittvariabler

VektID	Anlegg	Type	kV	Enhet	Nyverdi	Avskrivningstid	Kapitalkost	DVKost	Totalkost
400	Avgang	1-bryter	5	stk	314	25	23,6	23,6	47,2
410	Avgang	2-bryter	5	stk	643	25	48,4	24,2	72,6
420	Avgang	1-bryter	12	stk	314	25	23,6	23,6	47,2
430	Avgang	2-bryter	12	stk	643	25	48,4	24,2	72,6
440	Avgang	1-bryter	24	stk	314	25	23,6	23,6	47,2
450	Avgang	2-bryter	24	stk	643	25	48,4	24,2	72,6
460	Avgang	1-bryter	66	stk	1046	25	78,7	39,4	118,1
470	Avgang	2-bryter	66	stk	2145	25	161,5	40,4	201,9
480	Avgang	1-bryter	132	stk	2040	25	153,6	76,8	230,4
490	Avgang	2-bryter	132	stk	4184	25	315	78,7	393,7
500	Avgang	1-bryter	300	stk	3978	25	299,5	149,7	449,2
510	Avgang	2-bryter	300	stk	8159	25	614,2	153,5	767,7
520	Avgang	1-bryter	420	stk	3978	25	299,5	149,7	449,2
530	Avgang	2-bryter	420	stk	8159	25	614,2	153,5	767,7
600	Transformator	Kraft	5	stk	0	35	0	0	0
610	Transformator	Kraft	12	stk	0	35	0	0	0
620	Transformator	Kraft	24	stk	0	35	0	0	0
630	Transformator	Kraft	66	stk	1593	35	104,8	52,4	157,2
640	Transformator	Kraft	132	stk	2802	35	184,3	92,1	276,4
650	Transformator	Kraft	300	stk	4794	35	315,3	157,6	472,9
660	Transformator	Kraft	420	stk	8304	35	546,1	273,1	819,2
670	Transformator	Sum for transformatorene	Installert ytelse	MVA	63	35	4,1	2,1	6,2
680	Transformator	Sum for transformatorene	Maks transformert effekt	MW	63	35	4,1	2,1	6,2

Tabell v4.2: Endring i grenseskille vektet for regional/-sentralnettet på grunn av småkraftutbygging

Anlegg	Transformator	Avgang	Avgang	Avgang	Avgang
Type	Kraft	2-bryter	1-bryter	1-bryter	1-bryter
KV	132 kV	132 kV	33 kV	22 kV	22 kV
Nyverdi	2802 kr	4184 kr	1046 kr	314 kr	314 kr
Avskrivningstid	35 år	25 år	25 år	25 år	25 år
Kapitalkost	184,30 kr	315,00 kr	78,70 kr	23,60 kr	23,60 kr
DV Kost	92,10 kr	78,70 kr	39,40 kr	23,60 kr	23,60 kr
Totalkost	276,40 kr	393,70 kr	118,10 kr	47,20 kr	47,20 kr
Endring grensesnittvariabel	772,40	393,70	118,10	47,20	47,20
Sum endring i grenseskille vektet	1378,70				

Avganger vektet ut verdien i kolonne totalkost, mens transformator vektet ut fra følgende formel:

$$\text{Endring}(\text{grenseskille}) = \text{Totalkost}(\text{innstallert} _ \text{ytelse}) * \text{Ytelse} + \text{Vekt}$$

$$\text{Endring}(\text{grenseskille}) = 6,2 * 80\text{MVA} + 276,4 = \underline{\underline{772,4}}$$

Vedlegg 5: Utdrag DEA resultat trinn 1 og 2 for Dnett uten småkraft 2012

Tabell v5.1: Utdrag av DEA resultat trinn 1 for Dnett uten småkraft 2012

SELSKAP		Totalkostnad	DEA-resultat	REFERANSESELSKAP																
Veid gjennomsnitt			94,6 %																	
Uveid gjennomsnitt			87,8 %																	
	Stranda Energiverk AS	24 518	100,0 %	35	38	73	127													
	Stryn Energi AS	27 552	100,0 %	38	67	76	127													
	Suldal Elverk	39 042	81,1 %	41	67	99	117	123	127											
	Sunnal Energi KF	33 121	72,6 %	38	76	113	127													
	Sunnfjord Energi AS	109 222	92,8 %	67	76	99	117													
	Svelgen Kraft AS	2 861	83,9 %	35	72	76	126													
	Svorka Energi AS	48 877	79,6 %	38	53	65	72	76												
	Sykkylven Energi AS	24 082	78,6 %	35	36	38	73	76	127											
	Sør-Aurdal Energi BA	24 613	70,1 %	5	36	76														
	Sørfold Kraftlag A/L	13 392	78,6 %	38	72	73	87	127												
	Tafjord Kraftnett AS	143 699	79,4 %	35	73	110	113													
	Tinn Energi AS	44 064	85,4 %	35	36	38	76	127												
	Trollfjord Kraft AS	38 252	100,0 %	72	73	87														
	Troms Kraft Nett AS	339 958	100,0 %	35	65	72	76													
	Trøgstad Elverk AS	19 211	91,2 %	36	76															
	Trønderenergi	291 132	100,0 %	35	110															
	TrønderEnergi Nett AS	165 336	80,4 %	5	35	72	73	76	78	127										
	Tussa Nett AS	141 794	81,9 %	35	38	72	73	76	113											
	Tydal Kommunale Energiverk KF	10 195	100,0 %	36	81	87														
	Tysnes Kraftlag SA	25 097	100,0 %	67	87	127														
	Uvdal Kraftforsyning A/L	14 288	86,3 %	26	116															
	Valdres Energiverk AS	79 273	80,8 %	36	76	78														
	Vang Energiverk	17 433	90,3 %	53	76	78														
	Varanger Kraftnett AS	115 189	90,7 %	5	35	72	111													
	Vesterålskraft Nett AS	80 863	89,1 %	72	110	113														

Tabell v5.2: Utdrag av resultat RVK trinn 2 for Dnett uten småkraft 2012

Selskap	DEA- resultat	GRS [NVE]	GRS [Anslag]	Sky [NVE]	Sky [Anslag]	AØ1 [NVE]	AØ1 [Anslag]	NV [NVE]	NV [Anslag]	RVK	Målt effektivitet før kalibrering
Stranda Energiverk AS	100,0 %	283,2		29,4		0		140		-4,33 %	104,33 %
Stryn Energi AS	100,0 %	377,6		8,4		0		207		-1,51 %	101,51 %
Suldal Elverk	81,1 %	4099,1		36,4		1		230		-10,64 %	91,75 %
Sunddal Energi KF	72,6 %	519,2		18,5		0		187		-2,89 %	75,52 %
Sunnfjord Energi AS	92,8 %	0,0		82,3		13		803		-3,43 %	96,27 %
Svelgen Kraft AS	83,9 %	0,0		0,0		0		0		0,00 %	83,88 %
Svorka Energi AS	79,6 %	2718,0		23,2		0		352		-4,54 %	84,17 %
Sykkylven Energi AS	78,6 %	283,2		13,1		1		154		-2,93 %	81,55 %
Sør-Aurdal Energi BA	70,1 %	0,5		13,9		1		159		-2,13 %	72,24 %
Sørfold Kraftlag A/L	78,6 %	0,0		4,5		0		79		-0,95 %	79,53 %
Taffjord Kraftnett AS	79,4 %	0,0		0,4		1		743		-0,16 %	79,55 %
Trollfjord Kraft AS	100,0 %	8058,1		5,5		0		253		-13,83 %	113,83 %
Troms Kraft Nett AS	100,0 %	0,0		36,1		10		3057		-0,56 %	100,56 %
Trøgstad Elverk AS	91,2 %	377,6		0,0		0		160		-1,08 %	92,29 %
Trønderenergi	100,0 %	0,0		0,0		1		1868		-0,06 %	100,06 %
TrønderEnergi Nett AS	80,4 %	0,0		11,6		14		1359		-1,27 %	81,64 %
Tussa Nett AS	81,9 %	0,0		86,5		7		988		-2,22 %	84,15 %
Tydal Kommunale Energiverk KF	100,0 %	0,0		1,0		0		77		-0,22 %	100,22 %
Tysnes Kraftlag SA	100,0 %	94,4		1,4		0		135		-0,49 %	100,49 %
Uvdal Kraftforsyning A/L	86,3 %	0,0		0,0		0		85		0,00 %	86,32 %
Valdres Energiverk AS	80,8 %	101,6		2,9		0		562		-0,17 %	81,00 %
Vang Energiverk	90,3 %	0,0		4,1		0		125		-0,55 %	90,87 %
Varanger Kraftnett AS	90,7 %	0,0		13,0		0		879		-0,25 %	90,99 %
Vesterålskraft Nett AS	89,1 %	9432,9		12,9		2		542		-8,40 %	97,45 %

Vedlegg 6: Utdrag DEA resultat trinn 1 og 2 for Dnett med småkraft 2012

Tabell v6.1: Utdrag av DEA resultat i trinn 1 for Dnett med småkraft 2012

SELSKAP		Totalkostnad	DEA-resultat	REFERANSESELSKAP																
Veid gjennomsnitt			94,7 %																	
Uveid gjennomsnitt			88,0 %																	
	Stranda Energiverk AS	24 518	100,0 %	35	38	73	127													
	Stryn Energi AS	27 552	100,0 %	38	67	76	127													
	Suldal Elverk	39 042	81,1 %	41	67	99	117	123	127											
	Sunddal Energi KF	33 121	72,6 %	38	76	113	127													
	Sunnfjord Energi AS	109 222	92,8 %	67	76	99	117													
	Svelgen Kraft AS	2 861	83,6 %	18	35	73														
	Svorka Energi AS	48 877	79,6 %	38	53	65	72	76												
	Sykkelven Energi AS	24 082	78,6 %	35	36	38	73	76	127											
	Sør-Aurdal Energi BA	24 613	70,1 %	5	36	76														
	Sørfold Kraftlag A/L	13 392	78,6 %	38	72	73	87	127												
	Tafjord Kraftnett AS	143 699	79,4 %	35	73	110	113													
	Tinn Energi AS	44 064	85,4 %	35	36	38	76	127												
	Trollfjord Kraft AS	38 252	100,0 %	72	73	87														
	Troms Kraft Nett AS	342 351	100,0 %	35	65	72	76													
	Trøgstad Elverk AS	19 211	91,2 %	36	76															
	Trønderenergi	291 132	100,0 %	35	110															
	TrønderEnergi Nett AS	165 336	80,4 %	5	35	72	73	76	78	127										
	Tussa Nett AS	141 794	81,9 %	35	38	72	73	76	113											
	Tydal Kommunale Energiverk KF	10 195	100,0 %	36	81	87														
	Tysnes Kraftlag SA	25 097	100,0 %	67	87	127														
	Uvdal Kraftforsyning A/L	14 288	86,3 %	26	116															
	Valdres Energiverk AS	79 273	80,8 %	36	76	78														
	Vang Energiverk	17 433	90,3 %	53	76	78														
	Varanger Kraftnett AS	115 189	90,8 %	5	35	72	111													

Tabell v6.2: Utdrag resultat RVK trinn 2 for Dnett med småkraft 2012

Selskap	DEA- resultat	GRS [NVE]	GRS [Anslag]	Sky [NVE]	Sky [Anslag]	AØ1 [NVE]	AØ1 [Anslag]	NV [NVE]	NV [Anslag]	RVK	Målt effektivitet før kalibrering
Stranda Energiverk AS	100,0 %	283,2		29,4		0		140		-4,33 %	104,33 %
Stryn Energi AS	100,0 %	377,6		8,4		0		207		-1,51 %	101,51 %
Suldal Elverk	81,1 %	4099,1		36,4		1		230		-10,64 %	91,75 %
Sunndal Energi KF	72,6 %	519,2		18,5		0		187		-2,89 %	75,52 %
Sunnfjord Energi AS	92,8 %	0,0		82,3		13		803		-3,43 %	96,27 %
Svelgen Kraft AS	83,9 %	0,0		0,0		0		0		0,00 %	83,88 %
Svorka Energi AS	79,6 %	2718,0		23,2		0		352		-4,54 %	84,17 %
Sykkylven Energi AS	78,6 %	283,2		13,1		1		154		-2,93 %	81,55 %
Sør-Aurdal Energi BA	70,1 %	0,5		13,9		1		159		-2,13 %	72,24 %
Sørfold Kraftlag A/L	78,6 %	0,0		4,5		0		79		-0,95 %	79,53 %
Tafjord Kraftnett AS	79,4 %	0,0		0,4		1		743		-0,16 %	79,55 %
Trollfjord Kraft AS	100,0 %	8058,1		5,5		0		253		-13,83 %	113,83 %
Troms Kraft Nett AS	100,0 %	0,0		36,1	82,6	10		3057		-0,81 %	100,81 %
Trøgstad Elverk AS	91,2 %	377,6		0,0		0		160		-1,08 %	92,29 %
Trønderenergi	100,0 %	0,0		0,0		1		1868		-0,06 %	100,06 %
TrønderEnergi Nett AS	80,4 %	0,0		11,6		14		1359		-1,27 %	81,64 %
Tussa Nett AS	81,9 %	0,0		86,5		7		988		-2,22 %	84,15 %
Tydal Kommunale Energiverk KF	100,0 %	0,0		1,0		0		77		-0,22 %	100,22 %
Tysnes Kraftlag SA	100,0 %	94,4		1,4		0		135		-0,49 %	100,49 %
Uvdal Kraftforsyning A/L	86,3 %	0,0		0,0		0		85		0,00 %	86,32 %
Valdres Energiverk AS	80,8 %	101,6		2,9		0		562		-0,17 %	81,00 %
Vang Energiverk	90,3 %	0,0		4,1		0		125		-0,55 %	90,87 %
Varanger Kraftnett AS	90,7 %	0,0		13,0		0		879		-0,25 %	90,99 %
Vesterålskraft Nett AS	89,1 %	9432,9		12,9		2		542		-8,40 %	97,45 %
Vest-Telemark Kraftlag AS	100,0 %	47,2		28,1		0		721		-0,68 %	100,68 %

Vedlegg 7: Utdrag DEA resultat for Rnett uten småkraft 2012

Tabell v7.1: Utdrag DEA resultat for Rnett uten småkraft 2012

SELSKAP		Totalkostnad	DEA-resultat	REFERANSESELSKAP																
Veid gjennomsnitt			95,2 %																	
Uveid gjennomsnitt			104,6 %																	
	Hallingdal Kraftnett AS	12 940	76,0 %	19																
	Hammerfest Energi Nett AS	12 214	100,5 %	11	26	45														
	Haugaland Kraft AS	39 766	104,0 %	23	38	41	45													
	Helgelandskraft AS	52 070	95,7 %	9	11	45														
	Hålogaland Kraft AS	19 321	77,7 %	11	19															
	Istad Nett AS	15 886	113,3 %	9	41															
	Kraftverkene I Orkla	9 673	140,4 %	11	45															
	Lofotkraft AS	24 421	85,7 %	15	26	45														
	Lyse Elnett AS	183 477	95,4 %	16	23	45														
	Narvik Energinett AS	13 627	114,2 %	13	26	38														
	Nordkyn Kraftlag AL	6 569	119,9 %	27	45															
	Nordlandsnett AS	53 114	91,1 %	9	15	45														
	Nordmøre Energiverk AS	35 990	100,0 %	15	23	34	42													
	Nord-Salten Kraft AS	15 623	100,0 %	9	45															
	NTE Nett AS	110 167	67,4 %	11	45															
	Opplandskraft DA	8 795	60,3 %	11	45															
	Otra Kraft DA	15 461	300,7 %	11	45															
	Repvåg Kraftlag A/L	9 117	206,9 %	15	23	45														
	SFE Nett AS	61 780	88,7 %	11	45															
	Skagerak Nett AS	228 813	74,9 %	9	15	45														
	SKL Nett AS	85 316	100,0 %	11	26															
	Sognekraft AS	8 375	85,9 %	9	11	45														
	Sunnfjord Energi AS	34 461	34,6 %	9	11	45														
	Tafjord Kraftnett AS	66 613	72,2 %	11	26	38	45													
	Troms Kraft Nett AS	73 449	112,2 %	11	16	23	26													

Vedlegg 8: Utdrag DEA resultat for Rnett med småkraft 2012

Tabell v8.1: Utdrag av DEA resultat for Rnett med småkraft 2012

SELSKAP		Totalkostnad	DEA-resultat	REFERANSESELSKAP										
Veid gjennomsnitt			94,7 %											
Uveid gjennomsnitt			103,8 %											
	Hallingdal Kraftnett AS	12 940	76,0 %	19										
	Hammerfest Energi Nett AS	12 214	100,5 %	11	26	45								
	Haugaland Kraft AS	39 766	104,0 %	11	23	38	41	45						
	Helgelandskraft AS	52 070	95,7 %	9	11	45								
	Hålogaland Kraft AS	35 206	42,7 %	11	19									
	Istad Nett AS	15 886	113,3 %	9	41									
	Kraftverkene I Orkla	9 673	140,4 %	11	45									
	Lofotkraft AS	24 421	85,7 %	15	26	45								
	Lyse Elnett AS	183 477	95,4 %	16	23	45								
	Narvik Energinett AS	13 627	114,2 %	13	26	38								
	Nordkyn Kraftlag AL	6 569	119,9 %	27	45									
	Nordlandsnett AS	53 114	91,1 %	9	15	45								
	Nordmøre Energiverk AS	35 990	100,0 %	15	23	34	42							
	Nord-Salten Kraft AS	15 623	100,0 %	9	45									
	NTE Nett AS	110 167	67,4 %	11	45									
	Opplandskraft DA	8 795	60,3 %	11	45									
	Otra Kraft DA	15 461	300,7 %	11	45									
	Repvåg Kraftlag A/L	9 117	206,9 %	15	23	45								
	SFE Nett AS	61 780	88,7 %	11	45									
	Skagerak Nett AS	228 813	74,9 %	9	15	45								
	SKL Nett AS	85 316	100,0 %	11	26									
	Sognekraft AS	8 375	85,9 %	9	11	45								
	Sunnfjord Energi AS	34 461	34,6 %	9	11	45								
	Tafjord Kraftnett AS	66 613	73,4 %	11	16	23	26	45						
	Troms Kraft Nett AS	75 559	109,1 %	11	16	23	26							

Vedlegg 9: Beregning avkastning uten småkraft

Kostnadsgrunnlag

I tabellen nedenfor ser vi en oversikt over grunnlagsdata for beregning av kostnadsgrunnlaget for TKN. Det er kostnadsdata for 2010 som benyttes for fastsettelse av inntektsrammen for 2012.

Tabell v9.1: Kostnadsgrunnlag for fastsettelse av inntektsramme 2012 uten småkraft

D & V kostnader	199.359	kr
KPI Justerte D & V kostnader	204.940	kr
Avskrivninger	71.275	kr
Avkastningsgrunnlag inkl 1 % arbeidskapital	1 181 243	kr
Nettap Mvh i D-nett	104133	Mwh
Nettap Mvh i R-nett	74349	Mwh
Nettapskostnad i D-nett	36 446	Kr
Nettapskostnad i R-nett	26 021	Kr
KILE	19 812	Kr
KILE KPI - justert	20 367	Kr
KPI – justerte kostnader knyttet til utredningsansvar	274	Kr
Sum kostnader	359 323	Kr
Kostnadsgrunnlag (K) uten R-nett, nettap og kostnader knyttet til utredningsansvar	387 955	Kr
Kostnadsgrunnlag	414 251	Kr

Ut fra grunnlagsdataene i tabell v 9.1 ovenfor så har vi foretatt bergning av kostnadsgrunnlaget k_t :

$$k_t = (DV_{t-2} \pm KILE_{t-2}) \cdot \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} \pm NT_{t-2} \cdot P_t \pm AVS_{t-2} \pm AKG_{t-2} \cdot r_{NVE}$$

$$k_t = 204.940\text{kr} + 20.367\text{kr} + 36.446\text{kr} + 26.021\text{kr} + 71.275\text{kr} + \left(\frac{1.181.243\text{kr} \cdot 4,65\%}{100\%} \right) + 274\text{kr}$$

$$k_t = \underline{\underline{414.251\text{kr}}}$$

Resultater og kalibrering av DEA - resultat for distribusjonsnett

Kalibrering på avkastningsgrunnlag er nytt fra varsel om inntektsramme for 2012. DEA norm regnes som selskapets DEA resultat * kostnadsgrunnlag. Differansen vises som forskjellen mellom summen av DEA norm og kostnadsgrunnlaget. Differansen legges til DEA normene i kalibreringen, og fordeles etter selskapets avkastningsgrunnlag i forhold til det totale avkastningsgrunnlaget.

Tabell v9.2: Grunnlagsdata for kalibrering av DEA – norm for Dnett uten småkraft

Distribusjonsnettets avkastningsgrunnlag	754 010	Kr
Distribusjonsnettets kostnadsgrunnlag	317 948	Kr
DEA resultat	100,6	%

Vi beregner først DEA normen på følgende måte:

$$DEA_{norm} = DEA_{resultat} \cdot K_t = 100,6\% \cdot 317948kr$$

$$DEA_{norm} = \underline{319729kr}$$

Tillegget i normen blir da:

$$Tillegg_{norm} = \frac{AKG_{selskap}}{AKG_{Bransje}} \cdot \text{Differanse}$$

$$Tillegg_{norm} = \frac{754010kr}{31851279kr} \cdot 688747kr$$

$$DEA_{norm} = \underline{16305kr}$$

Kalibrert DEA norm finner vi da ved legge sammen DEA norm og tillegg i DEA normen:

$$Kalibrert_{DEAnorm} = 319729kr \pm 16305kr$$

$$Kalibrert_{DEAnorm} = \underline{336034kr}$$

Resultater og kalibrering av DEA - resultat for regional/-sentral nettet

Beregningen av kalibrert DEA norm for regional og sentralnettet utføres på samme måte som for distribusjonsnettet.

Tabell v9.3: Grunnlagsdata for kalibrering av DEA – norm for Rnett uten småkraft

Regional og sentral nettets avkastningsgrunnlag	427233	Kr
Regional og sentral nettets kostnadsgrunnlag	70006	Kr
DEA resultat	112,2	%

Vi beregner først DEA normen på følgende måte:

$$DEA_{norm} = DEA_{resultat} \cdot K_t = 112,2\% \cdot 70006kr$$

$$DEA_{norm} = \underline{78547kr}$$

Tillegget i normen blir da:

$$Tillegg_{norm} = \frac{AKG_{selskap}}{AKG_{Bransje}} \cdot \text{Differanse}$$

$$Tillegg_{norm} = \frac{427233kr}{11216048kr} \cdot 258103kr$$

$$DEA_{norm} = \underline{9831kr}$$

Kalibrert DEA norm finner vi da ved legge sammen DEA norm og tillegg i DEA normen:

$$\text{Kalibrert}_{DEAnorm} = 78575kr \pm 9831kr$$

$$\text{Kalibrert}_{DEAnorm} = \underline{88406kr}$$

Beregning av kostnadsnorm for regional/-sentralnettet før korrigerings av inntektsramme.

$$K^* = \text{Kalibrert}_{DEAnorm} \pm NT_{Rnett} \pm \text{Utredning}$$

$$K^* = 88.406kr \pm 26.021kr \pm 274kr$$

$$\underline{\underline{K^* = 114.701kr}}$$

Inntektsramme før korrigering

I tabell v 9.4 nedenfor ser vi grunnlagsdata for beregning av inntektsramme før korrigering:

Tabell v9.4: Grunnlagsdata for beregning av inntektsramme før korrigering uten småkraft

Rho (vektlegging av normkostnad)	0,6	
Kostnadsgrunnlag	414.251	Kr
Kostnadsnorm D nett	336.034	Kr
Kostnadsnorm R nett	114.701	Kr
Inntektsramme	436.142	kr

Inntektsrammen før kalibrering beregnes ut fra kostnadsgrunnlaget, kostnadsnormen, samt en vektlegging av normkostnaden på 0,6:

$$\begin{aligned} IR &= (1 - 0,6) \cdot k_t + 0,6 \cdot k_t^* \\ IR &= 0,4 \cdot 414.251 \text{kr} + 0,6 \cdot (336.034 + 114.701) \text{kr} \\ IR &= \underline{\underline{436.142 \text{kr}}} \end{aligned}$$

Avkastning før korrigering

For å kunne beregne avkastningen så må vi vite driftsresultatet og avkastningsgrunnlaget, inkludert 1 % arbeidskapital. Vi starter med å beregne driftsresultatet:

$$\begin{aligned} DR &= IR - \text{Sum}_{\text{Kostnader}} \\ DR &= 436.142 \text{kr} - 359.323 \text{kr} \\ DR &= \underline{\underline{76.819 \text{kr}}} \end{aligned}$$

Avkastning før kalibrering finner vi da på følgende måte:

$$\begin{aligned} AVK_1 &= \frac{DR_1}{AKG} \\ AVK_1 &= \frac{76.819 \text{kr}}{1.181.243 \text{kr}} \\ AVK_1 &= \underline{\underline{6,5\%}} \end{aligned}$$

Inntektsramme og resultat etter korrigering for 2010 kostnadsgrunnlag

For å kunne beregne inntektsramme og resultat etter korrigering for 2010 kostnadsgrunnlag:

Tabell v9.5: Grunnlagsdata for korrigering av kostnadsgrunnlag uten småkraft

Kalibrering slik at IR= K utgår i varsel 2012. Den nye kalibreringsmetoden av DEAnormer sørger for at disse er like	Sum IR	14 981 835
	Sum K	14 981 835
	Sum (IR - K)	0
	Sum(IR - K)/Sum AKG	0,0000 %
Avvik i faktisk kostnadsgrunnlag for 2010 og kostnadsgrunnlag benyttet i vedtak om IR for 2010	Sum kostnadsgrunnlag u/kap.kostnader. fra vedtak om IR for 2010	10 879 770
	Sum faktisk kostnadsgrunnlag uten kap.kostn. for bransjen i 2010	10 703 010
	Avvik i 2010-vedtak og kostnader i 2010 + renter for 2010 og 2011	196 812
	Sum (IR - K)/Sum AKG	0,45 %

$$K_{\text{kalibrert}}^* = K^* - \frac{\text{AKG} \cdot \Delta r}{0,6}$$

$$K_{\text{kalibrert}}^* = (336.033\text{kr} + 114.702) - \frac{1.181.243\text{kr} \cdot \left(\frac{0,45}{100}\right)}{0,6}$$

$$K_{\text{kalibrert}}^* = \underline{\underline{441.876\text{kr}}}$$

Inntektsramme etter kalibrering

$$\text{IR} = (1 - 0,6) \cdot k_t + 0,6 \cdot k_t^*$$

$$\text{IR} = 0,4 \cdot 414251\text{kr} + 0,6 \cdot 441876\text{kr}$$

$$\text{IR} = \underline{\underline{430826.\text{kr}}}$$

Driftsresultat etter kalibrering

$$\text{DR} = \text{IR} - \text{Sum}_{\text{Kostnader}}$$

$$\text{DR} = 430826\text{kr} - 359323\text{kr}$$

$$\text{DR} = \underline{\underline{71503\text{kr}}}$$

Avkastning etter kalibrering

Avkastning etter kalibrering finner vi da på følgende måte:

$$AVK_2 = \frac{DR_2}{AKG}$$

$$AVK_2 = \frac{71503kr}{1.181.243kr}$$

$$AVK_2 = \underline{\underline{6,05\%}}$$

Vedlegg 10: Beregning avkastning med småkraft

Kostnadsgrunnlag

I tabell v10.1 nedenfor ser vi en oversikt over grunnlagsdata for beregning av kostnadsgrunnlaget for TKN. Det er kostnadsdata for 2010 som benyttes for fastsettelse av inntektsrammen for 2012.

Tabell v10.1: Kostnadsgrunnlag for fastsettelse av inntektsramme 2012 med småkraft

D & V kostnader	199.692	kr
KPI Justerte D & V kostnader	205.282	kr
Avskrivninger	72.315	kr
Avkastningsgrunnlag inkl 1 % arbeidskapital	1 212 442	kr
Nettap Mvh i D-nett	106 547	Mwh
Nettap Mvh i R-nett	74 349	Mwh
Nettapskostnad i D-nett	37 290	kr
Nettapskostnad i R-nett	26 021	kr
KILE	19 812	kr
KILE KPI - justert	20 367	kr
KPI – justerte kostnader knyttet til utredningsansvar	274	kr
Sum kostnader	361 550	kr
Kostnadsgrunnlag (K) uten R-nett, nettap og kostnader knyttet til utredningsansvar	391 663	kr
Kostnadsgrunnlag	417 929	kr

Ut fra grunnlagsdataene i tabell v10.1 ovenfor så har vi foretatt beregning av kostnadsgrunnlaget k_t :

$$k_t = (DV_{t-2} \pm KILE_{t-2}) \cdot \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} \pm NT_{t-2} \cdot P_t \pm AVS_{t-2} \pm AKG_{t-2} \cdot r_{NVE}$$

$$k_t = 205.282\text{kr} + 20.367\text{kr} + 37.290\text{kr} + 26.021\text{kr} + 72.315\text{kr} + \left(\frac{1.212.442\text{kr} \cdot 4,65\%}{100\%} \right) + 274\text{kr}$$

$$k_t = \underline{\underline{417.929\text{kr}}}$$

Resultater og kalibrering av DEA - resultat for distribusjonsnett

Kalibrering på avkastningsgrunnlag er nytt fra varsel om inntektsramme for 2012. DEA norm regnes som selskapets DEA resultat * kostnadsgrunnlag. Differansen vises som forskjellen mellom summen av DEA norm og kostnadsgrunnlaget. Differansen legges til DEA normene i kalibreringen, og fordeles etter selskapets avkastningsgrunnlag i forhold til det totale avkastningsgrunnlaget.

Tabell v10.2: Grunnlagsdata for kalibrering av DEA – norm for Dnett med småkraft

Distribusjonsnettets avkastningsgrunnlag	766 291	Kr
Distribusjonsnettets kostnadsgrunnlag	319 962	Kr
DEA resultat	100,81	%

Vi beregner først DEA normen på følgende måte:

$$DEA_{norm} = DEA_{resultat} \cdot K_t = 100,81\% \cdot 319.962kr$$

$$DEA_{norm} = \underline{322.554kr}$$

Tillegget i normen blir da:

$$Tillegg_{norm} = \frac{AKG_{selskap}}{AKG_{Bransje}} \cdot \text{Differanse}$$

$$Tillegg_{norm} = \frac{766.291kr}{31.863.560kr} \cdot 687.936kr$$

$$DEA_{norm} = \underline{16544kr}$$

Kalibrert DEA norm finner vi da ved legge sammen DEA norm og tillegg i DEA normen:

$$\text{Kalibrert}_{DEAnorm} = 322.554kr \pm 16544kr$$

$$\text{Kalibrert}_{DEAnorm} = \underline{339.098kr}$$

Resultater og kalibrering av DEA - resultat for regional/-sentral nettet

Beregningen av kalibrert DEA norm for regional og sentralnettet utføres på samme måte som for distribusjonsnettet.

Tabell v10.3: Grunnlagsdata for kalibrering av DEA – norm for Rnett med småkraft

Regional og sentral nettets avkastningsgrunnlag	446.151	Kr
Regional og sentral nettets kostnadsgrunnlag	71.670	Kr
DEA resultat	109,1	%

Vi beregner først DEA normen på følgende måte:

$$DEA_{norm} = DEA_{resultat} \cdot K_t = 109,1\% \cdot 71.670kr$$

$$DEA_{norm} = \underline{78.192kr}$$

Tillegget i normen blir da:

$$Tillegg_{norm} = \frac{AKG_{selskap}}{AKG_{Bransje}} \cdot \text{Differanse}$$

$$Tillegg_{norm} = \frac{446.151kr}{11.234.966kr} \cdot 260.150kr$$

$$DEA_{norm} = \underline{10.331kr}$$

Kalibrert DEA norm finner vi da ved legge sammen DEA norm og tillegg i DEA normen:

$$\text{Kalibrert}_{DEAnorm} = 78.192kr \pm 10.331kr$$

$$\text{Kalibrert}_{DEAnorm} = \underline{88.523kr}$$

Beregning av kostnadsnorm for regional/-sentralnettet før korrigering av inntektsramme.

$$K^* = \text{Kalibrert}_{DEAnorm} \pm NT_{Rnett} \pm \text{Utredning}$$

$$K^* = 88.523kr \pm 26.021kr \pm 274kr$$

$$\underline{\underline{K^* = 114.818kr}}$$

Inntektsramme før korrigering

I tabellen nedenfor ser vi grunnlagsdata for beregning av inntektsramme før korrigering:

Tabell v10.4: Grunnlagsdata for beregning av inntektsramme før korrigering med småkraft

Rho (vektlegging av normkostnad)	0,6	
Sum kostnader	361 550	kr
Kostnadsgrunnlag	417.929	Kr
Kostnadsnorm Dnett	339 098	Kr
Kostnadsnorm Rnett	114 818	Kr
Inntektsramme (IR1)	439 522	kr

Inntektsrammen før kalibrering beregnes ut fra kostnadsgrunnlaget, kostnadsnormen, samt en vektlegging av normkostnaden på 0,6:

$$IR1 = (1 - 0,6) \cdot k_t + 0,6 \cdot k_t^*$$

$$IR1 = 0,4 \cdot 417.929kr + 0,6 \cdot (339.098 + 114.818)kr$$

$$IR1 = \underline{\underline{439.521kr}}$$

Avkastning før korrigering

For å kunne beregne avkastningen så må vi vite driftsresultatet og avkastningsgrunnlaget, inkludert 1 % arbeidskapital. Vi starter med å beregne driftsresultatet:

$$DR1 = IR1 - \text{Sum}_{\text{Kostnader}}$$

$$DR1 = 439.521kr - 361.550kr$$

$$DR1 = \underline{\underline{77.971kr}}$$

Avkastning før kalibrering finner vi da på følgende måte:

$$AVK_1 = \frac{DR_1}{AKG}$$

$$AVK_1 = \frac{77.971kr}{1.212.442kr}$$

$$AVK_1 = \underline{\underline{6,43\%}}$$

Inntektsramme og resultat etter korrigering for 2010 kostnadsgrunnlag

For å kunne beregne inntektsramme og resultat etter korrigering for 2010 kostnadsgrunnlag:

Tabell v10.5: Grunnlagsdata for korrigering av kostnadsgrunnlag med småkraft

Kalibrering slik at IR= K utgår i varsel 2012. Den nye kalibreringsmetoden av DEAnormer sørger for at disse er like	Sum IR	14 985 513
	Sum K	14 985 513
	Sum (IR - K)	0
	Sum(IR - K)/Sum AKG	0,0000 %
Avvik i faktisk kostnadsgrunnlag for 2010 og kostnadsgrunnlag benyttet i vedtak om IR for 2010	Sum kostnadsgrunnlag uten kap.kostnader fra vedtak om IR for 2010	10 879 770
	Sum faktisk kostnadsgrunnlag uten kapital kostnader for bransjen i 2010	10 704 568
	Avvik i 2010-vedtak og kostnader i 2010 + renter for 2010 og 2011	195 078
	Sum (IR - K)/Sum AKG	0,45 %

$$K_{\text{kalibrert}}^* = K^* - \frac{\text{AKG} \cdot \Delta r}{0,6}$$

$$K_{\text{kalibrert}}^* = 339.098\text{kr} + 114.818 - \frac{1.212.442\text{kr} \cdot \left(\frac{0,45}{100}\right)}{0,6}$$

$$K_{\text{kalibrert}}^* = \underline{\underline{444.823\text{kr}}}$$

Inntektsramme etter kalibrering

$$\text{IR}2 = (1 - 0,6) \cdot k_t + 0,6 \cdot k_t^*$$

$$\text{IR}2 = 0,4 \cdot 417.929\text{kr} + 0,6 \cdot 444.823\text{kr}$$

$$\text{IR}2 = \underline{\underline{434.065.\text{kr}}}$$

Driftsresultat etter kalibrering

$$\text{DR}2 = \text{IR}2 - \text{Sum}_{\text{Kostnader}}$$

$$\text{DR}2 = 434.065\text{kr} - 361.550\text{kr}$$

$$\text{DR}2 = \underline{\underline{72.515\text{kr}}}$$

Avkastning etter kalibrering

Avkastning etter kalibrering finner vi da på følgende måte:

$$AVK2 = \frac{DR2}{AKG}$$

$$AVK2 = \frac{72.515kr}{1.212.442kr}$$

$$AVK2 = \underline{\underline{5,98\%}}$$

Vedlegg 11: Utleddning av referanserenten

I inntektsrammereguleringen benyttes det et avkastningskrav, r_{NVE} , som kalles referanserenten. Avkastningskravet skal reflektere den avkastningen kapitaleierne kan forvente ved alternativ plassering av kapital med den samme risikoen.

Denne sammenhengen vises som følger (Gjesdal og Johnsen, 2000):

$$R_M = R_f + MP$$

Der R_M = markedsavkastningen og er avkastningen for investeringer med den samme risikoen som markedsporteføljen.

R_f = risikofri rente

MP = risikopremie

Risikotillegget for investeringer med større eller mindre risiko enn markedsporteføljen skaleres opp eller ned med investeringens betarisiko, β . Dette vises i kapitalverdimodellen (CAPM):

$$k = R_f + \beta \cdot MP$$

hvor beta er definert som

$$\beta = \frac{\text{Investeringens markedsrisiko}}{\text{Representativrisiko}} = \frac{\text{Korr}(r, r_M) \cdot \text{Std}(r)}{\text{Std}(r_M)}$$

Der $\text{Korr}(r, r_M)$ = korrelasjon mellom aksjen og markedsporteføljens avkastning

$\text{Std}(r)$ = standardavviket til investeringens avkastning

$\text{Std}(R_M)$ = markedsporteføljens standardavvik på avkastningen

Beta gir altså investeringens relative markedsrisiko. Den siste delen av uttrykket finnes ved at avkastningens standardavvik multipliseres med korrelasjonen mellom aksjens og markedsporteføljens avkastning for så å divideres på standardavviket til markedsporteføljens

avkastningskrav. Betaverdi lik 1 vil si at investeringens risiko er den samme som markedsporteføljens risiko. En beta som er mindre eller større enn 1 vil si hhv mindre eller større risiko enn markedsporteføljen. Avkastningskravet, k , finnes derfor i kapitalverdimodellen ved risikofri rente pluss beta multiplisert med risikopremien (Andersen og Waage, 2009: 22).

Det er NVE som fastsetter referanserenten som nevnt ovenfor. I følge NVE skal inntektsreguleringsmodellen gi en rimelig avkastning på investert kapital, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nett. NVE benytter årlig gjennomsnitt av effektiv rente for 5 års statsobligasjon som grunnlag for risikofri nominell rente. Direktoratet argumenterer med at dette vil gi en langsiktig fremoverskuende rente som vil bidra til stabilitet og forutsigbarhet omkring investeringer (NVE, 2007).

Fra NVE (2006b) finner vi parametrene for fastsettelse av referanserenten:

- Skattesats (s) = 0,28 %
- Markedspremie (MP) = 4 %
- Egenkapitalbeta (B_{ek}) = 0,875
- Gjeld/Egenkapital (a_{EK}/a_{RG}) = 0,6/0,4
- Tapstillegg (FT) = 0,75 %

I forskrift om Økonomisk og teknisk rapportering § 8-3 finner vi renteformelen som er utledet i fra WACC modellen. Denne modellen kan deles i to, altså i kostnader for egenkapital og kostnader for rentebærende gjeld. Vi har da følgende sammenheng for avkastning på totalkapitalen etter skatt (Boye og Koekebakker, 2006):

Avkastningskrav for totalkapitalen etter skatt:

$$\begin{aligned}
 WACC_{ES} &= a_{EK} \cdot k_E^S + a_{RG} \cdot (1 - S) \cdot (R_f + FT) \\
 WACC_{ES} &= a_{EK} \cdot [R_f \cdot (1 - s) + \beta_e \cdot MP^S] + a_{RG} \cdot (R_f + FT) \cdot (1 - S) \\
 WACC_{ES} &= 0,4 \cdot [R_f \cdot (1 - 0,28) + 0,875 \cdot (4 + (R_f \cdot 0,28))] + 0,6 \cdot (R_f + 0,75) \cdot (1 - 0,28) \\
 WACC_{ES} &= 0,4 \cdot [0,72R_f + 3,5 + 0,245R_f] + 0,432R_f + 0,324 \\
 WACC_{ES} &= 0,288R_f + 1,4 + 0,098R_f + 0,432R_f + 0,324 \\
 \underline{WACC_{ES}} &= \underline{0,818R_f + 1,724}
 \end{aligned}$$

Det er benyttet en forretningsbeta på 0,35 i utregningen av avkastningskrav for totalkapitalen etter skatt. Videre så finner vi avkastning for totalkapitalen før skatt ved å dividere på (1 – skattesats). Vi får da følgende sammenheng:

Avkastningskrav for totalkapitalen før skatt:

$$WACC_{FS} = \frac{WACC_{ES}}{1-S} = \frac{0,818R_f + 1,724}{1-0,28} = \underline{\underline{1,14R_f + 2,39}}$$

Vedlegg 12: Forutsetninger

Generelt

Som grunnlag for mine beregninger så benyttet en rapport utarbeidet av Norsk Systemplan AS – Norsec. Revidert versjon var overlevert til TKN i mai 2009. Tittelen på rapporten er Tilknytning av småkraft i Storfjord. Jeg utgangspunkt i de to alternativene som blir mest lønnsom for Troms Kraft Nett AS, altså alternativ 1.3 og 2.1.

Referanserente

Jeg har tidligere utledet formel for referanserente, og kom da frem til følgende:

$$1,14 \cdot r \pm 2,39\% = r_{NVE}$$
$$r_{NVE} = 1,14 \cdot 1,98\% \pm 2,39\% = \underline{\underline{4,65\%}}$$

Som vi ser av utregningen så er risikofri rente satt til 1,98 %, da i henhold til varsel om inntektsrammeberegning for 2012.

Pris for nettap

For å kunne beregne nettap i kroner for distribusjonsnett, og regionalnettet så er det benyttet en nettaps pris på 460 kr/kwh.

KPI – justering

På grunn av at kostnadsgrunnlaget for beregning av inntektsramme for 2012 er hentet fra faktiske kostnader for 2010, altså to år tilbake, så justeres dette i forhold til en KPI faktor. KPI for 2010 var på 128,6, mens KPI for 2011 var på 130,3, og for 2012 var den på 132,2 da får vi følgende:

$$\frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} = \frac{132,2}{128,6} = \underline{\underline{1,028}}$$

Drift og vedlikehold

Økte kostnader for drift og vedlikehold er beregnet med 1,5 % av Nyverdi for distribusjonsnett, og 2,2 % av Nyverdi for regional og sentralnett. Kostnader for distribusjonsnett og regionalnett ser en tabell 43:

Tabell v12.1: Kostnader for drift og vedlikehold

	Nyverdi	Sats drift og vedlikehold	Sum drift og vedlikehold
Distribusjonsnett	3 164 545 kr	1,5 %	47 468 kr
	9 116 254 kr	1,5 %	136 744 kr
Regionalnett	18 918 333 kr	2,2 %	416 203 kr

Avkastningsgrunnet

Investert kapital i referanseåret er lik avkastningsgrunnet for investeringen (NVE, 2005).

Avkastningsgrunnet for 2012 er derfor satt lik nyverdi:

Tabell v12.2: Avkastningsgrunnet

		Avkastningsgrunnet
Distribusjonsnett	Ordinært nett	3 164 545 kr
	Produksjonsrelatert nett	9 116 254 kr
Regionalnettet	Produksjonsrelatert nett	18 918 333 kr

Avskrivninger

Årlige avskrivninger finnes ved å dele anskaffelseskostnaden med den økonomiske levetiden.

Det er i denne analysen benyttet 30 år som økonomisk levetid, noe som samsvarer med levetiden som er benyttet i rapport fra Norsec. Vi får da følgende avskrivninger:

Tabell v12.3: Avskrivninger for nettanlegg

		Anskaffelseskostnader	Levetid	Avskrivning
Distribusjonsnett	Ordinært nett	3 164 545 kr	30 år	105 485 kr
	Produksjonsrelatert nett	9 116 254 kr	30 år	303 875 kr
Regionalnettet	Produksjonsrelatert nett	18 918 333 kr	30 år	630 611 kr

Nettap ordinært nett alt 1.3

Nettaptet for 2009 er beregnet til ca 2,87 Gwh i det aktuelle nettavsnittet, når kraftverkene er bygget vil nettaptet være ca 5,43 Gwh i det aktuelle nettavsnittet (Norsec, 2009):

$$NT(\text{tot}) = 5,43\text{Gwh} - 2,87\text{Gwh} = \underline{2,56\text{Gwh}}$$

$$NT(\text{Mwh}) = \frac{2,56\text{Gwh}}{29,8\text{km}} = \underline{85,9\text{Mwh} / \text{km}}$$

Når vi da tar høyde for at det skal bygges ut 9,2 km med hsp linje i fm de nye småkraftverkene, så får vi følgende nettap på de nye linjene:

$$NT(\text{Mwh}) = \underline{85,9\text{Mwh} / \text{km}} \cdot 9,2\text{km} = \underline{790\text{Mwh}}$$

Nettap produksjonsrelatert nett alt 2.1

Når vi da tar høyde for at det skal bygges ut 10,1 km med produksjonsrelatert hsp linje i fm de nye småkraftverkene, så får vi følgende nettap på de nye linjene:

$$NT(\text{Gwh}) = 5,59\text{Gwh} - 2,87\text{Gwh} = \underline{2,72\text{Gwh}}$$

$$NT(\text{Mwh} / \text{km}) = \frac{2,72\text{Gwh}}{10,1\text{km}} = \underline{131\text{Mwh} / \text{km}}$$

$$NT(\text{Mwh}) = \underline{131\text{Mwh} / \text{km}} \cdot 10,1\text{km} = \underline{1323\text{Mwh}}$$

Nettap ordinært nett alt 2.1

Når vi da tar høyde for at det skal bygges ut 2,3 km med produksjonsrelatert hsp linje i fm de nye småkraftverkene, så får vi følgende nettap på de nye linjene

$$NT(\text{Mwh}) = \underline{131\text{Mwh} / \text{km}} \cdot 2,3\text{km} = \underline{301\text{Mwh}}$$

Klassifisering av nettanlegg

Nettanlegg klassifiseres i tre grupper, ordinært nettanlegg, produksjonsrelatert nettanlegg, og produksjonsradialer. Ordinært nettanlegg har som hovedfunksjon å forsyne kunder med strøm. Produksjonsrelatert nett skal transportere kraft fra kraftverk, og produksjonsradial er nettanlegg som knytter ett eller flere kraftverk til produksjonsrelatert eller ordinært nettanlegg. I rapporten utarbeidet av Norsec så er det endringer i alle tre gruppene, men jeg velger kun å se på ordinært og produksjonsrelatert nettanlegg. Rene produksjonsradialer sees på som del av kraftverket, og vi velger derfor å se bort i fra det.