

Effektivitetsmåling over tid

– en analyse av Troms Kraft Nett AS og norske kraftnettselskaper
ved bruk av Malmquist-indeksen

av

Bjørn Inge Pettersen



Mastergradsoppgave i økonomi og administrasjon

Studieretning bedriftsøkonomi

(30 studiepoeng)

Institutt for økonomi

Norges fiskerihøgskole

Universitetet i Tromsø

Mai 2007

Forord

Innlevering av mastergradsoppgaven avslutter fem års utdanning innen økonomi og administrasjon. Jeg håper nå å starte et nytt kapittel, hvor jeg i arbeidslivet kan anvende kunnskapen jeg har tilegnet meg gjennom studieperioden.

I forbindelse med innlevering av denne oppgaven, vil jeg takke min veileder, professor Terje Vassdal ved Norges fiskerihøgskole, for konstruktiv oppfølging og hjelp med oppgaven. For meg har det vært meget nyttig å samarbeide med han. I tillegg ønsker jeg å takke Fredd Arnesen ved Troms Kraft Nett AS. Oppgaven er skrevet etter forespørsel fra Troms Kraft Nett AS, og Fredd Arnesen har bidratt med datamateriale, informasjon om kraftnettbransjen og vært min kontaktperson i selskapet. Å anvende teori innen produktivitet på kraftnettbransjen har for meg vært interessant og inspirerende, og jeg håper Troms Kraft Nett AS også har nytte av denne oppgaven.

Avslutningsvis vil jeg takke medstudenter og ansatte ved Norges fiskerihøgskole for en lære- og minnerik studietid.

Tromsø 14. mai 2007

Bjørn Inge Pettersen

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Innholdsfortegnelse	II
Figurliste	IV
Tabeller	V
Vedleggsoversikt	VI
Sammendrag	VII
1. Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	2
2. Kraftnettmarkedet	4
2.1 Kraftmarkedet.....	4
2.2 Kraftnettets oppbygging	5
2.3 Naturlig monopol	6
2.3.1 Monopolkontroll.....	8
2.4 Inntektsrammeregulering av nettselskapene	9
3. Teori / metode	11
3.1 Produktivitet og effektivitet	11
3.1.1 Data Envelopment Analysis (DEA)	14
3.2 Måling av produktivitet.....	16
3.2.1 Indekstall	17
3.2.2 Laspeyres', Paasches, Fishers og Törnquists indeks.....	18
3.3 Effektivitetsendring over tid – Malmquists produktivitetsindeks	21
3.3.1 Malmquistindeksens utvikling i et historisk lys	22
3.3.2 Malmquist.....	23
3.3.3 Videre dekomponering av indeksen	27
3.3.4 Skalaegenskaper ved en Malmquistanalyse	28
4. Datagrunnlag	30
4.1 Input – innsatsfaktor.....	31
4.2 Output – kostnadsdrivere	33
4.2.1 Eksogene og endogene kostnadsdrivere.....	33
4.2.2 Distribusjonsnett	34
4.2.3 Regionalnettet / sentralnettet	37
4.3 To modeller	40
4.4 Et kvalitetsparameter i en DEA-modell	41
4.5 Indeksregulering av totalkostnaden.....	41
4.6 Programvare	43

5. Resultater	44
5.1 Produktivitetsutvikling for distribusjonsnett	45
5.1.1 Produktivitetsutvikling fra 2001 – 2002.....	45
5.1.1.1 Produktivitetsutviklingen med alle 10 variablene.....	45
5.1.1.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariablene.....	47
5.1.2 Produktivitetsutvikling fra 2002 – 2003.....	47
5.1.2.1 Produktivitetsutviklingen med alle 10 variablene.....	47
5.1.2.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariablene.....	49
5.1.3 Produktivitetsutvikling fra 2003 – 2004.....	49
5.1.3.1 Produktivitetsutviklingen med alle 10 variablene.....	49
5.1.3.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariablene.....	51
5.1.4 Produktivitetsutvikling for hele perioden 2001 – 2004.....	51
5.1.4.1 Produktivitetsutviklingen med alle 10 variablene.....	51
5.1.4.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariablene.....	54
5.1.5 Produktivitetsutvikling med deflatert total kostnad	55
5.2 Produktivitetsutvikling for regional- og sentralnett	57
5.2.1 Produktivitetsutvikling fra 2001 – 2002.....	57
5.2.1.1 Produktivitetsutvikling med alle 6 variablene.....	57
5.2.1.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariabelen skog	58
5.2.2 Produktivitetsutvikling fra 2002 – 2003.....	59
5.2.2.1 Produktivitetsutvikling med alle 6 variablene.....	59
5.2.2.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariabelen skog	61
5.2.3 Produktivitetsutvikling fra 2003 – 2004.....	62
5.2.3.1 Produktivitetsutvikling med alle 6 variablene.....	62
5.2.3.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariabelen skog	63
5.2.4 Produktivitetsutvikling for hele perioden 2001 – 2004.....	64
5.2.4.1 Produktivitetsutvikling med alle 6 variablene.....	64
5.2.4.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariabelen skog	67
6. Drøfting	69
7. Konklusjon.....	72
Litteraturliste.....	74
Vedlegg	I

Figurliste

Figur 1: Kraftsystemet fra produksjon til forbruk	5
Figur 2: Tilpasning for et naturlig monopol	7
Figur 3: Illustrasjon av teknisk effektivitet, allokeringseffektivitet og total økonomisk effektivitet	13
Figur 4: Malmquists produktivetsindeks	26
Figur 5: Måleproblemer ved variabelt skalautbytte	28
Figur 6: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen D-nettet 2001 – 2002	46
Figur 7: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen D-nettet 2002 – 2003	48
Figur 8: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen D-nettet 2003 – 2004	50
Figur 9: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen D-nettet 2001 – 2004	53
Figur 10: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen D-nettet med deflatert total kostnad 2001 – 2004	56
Figur 11: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen RS-nettet 2001-2002	58
Figur 12: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen RS-nettet 2002-2003	60
Figur 13: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen RS-nettet 2003-2004	63
Figur 14: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen RS-nettet 2001-2004	66

Tabeller

Tabell 1: Kostnadsdrivere distribusjonsnettet	35
Tabell 2: Kostnadsdrivere regional- og sentralnettet.....	38
Tabell 3: Modell for distribusjonsnettet for bruk i Malmquist-analysen med tilhørende verdier for Troms Kraft Nett AS	40
Tabell 4: Modell for regional- og sentralnettet for bruk i Malmquist-analysen med tilhørende verdier for Troms Kraft Nett AS	41
Tabell 5: Konsumprisindeksen for 2002 – 2004	42
Tabell 6: Deflatert total kostnad for 2002 – 2004 for distribusjonsnettet til Troms Kraft Nett AS.....	42
Tabell 7: Produktivitetsutvikling D-nettet 2001 – 2002.....	45
Tabell 8: Produktivitetsutvikling 2001 – 2002 D-nettet eksklusiv geografvariablene	47
Tabell 9: Produktivitetsutvikling D-nettet 2002 – 2003.....	47
Tabell 10: Produktivitetsutvikling 2002 – 2003 D-nettet eksklusiv geografvariablene	49
Tabell 11: Produktivitetsutvikling D-nettet 2003 – 2004.....	49
Tabell 12: Produktivitetsutvikling 2003 – 2004 D-nettet eksklusiv geografvariablene	51
Tabell 13: Produktivitetsutvikling D-nettet 2001 – 2004.....	51
Tabell 14: Produktivitetsutvikling D-nettet for 2001 – 2004, samt gjennomsnittlig årlig utvikling	52
Tabell 15: Produktivitetsutvikling 2001 – 2004 D-nettet eksklusiv geografvariablene	54
Tabell 16: Produktivitetsutvikling D-nettet samlet for 2001 – 2004 eksklusiv geografvariablene, samt årlig utvikling.....	54
Tabell 17: Produktivitetsutvikling D-nettet 2001 – 2004 med deflatert total kostnad	55
Tabell 18: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2001-2002.....	57
Tabell 19: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2001-2002 eksklusiv geografvariabelen skog	58
Tabell 20: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2002-2003.....	59
Tabell 21: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2002-2003 eksklusiv geografvariabelen skog	61
Tabell 22: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2003-2004.....	62
Tabell 23: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2003-2004 eksklusiv geografvariabelen skog	63
Tabell 24: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2001-2004.....	64
Tabell 25: Produktivitetsutvikling RS-nettet for 2001 – 2004, samt gjennomsnittlig årlig utvikling	65
Tabell 26: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2001-2004 eksklusiv geografvariabelen skog	67
Tabell 27: Produktivitetsutvikling RS-nettet samlet for 2001 – 2004 eksklusiv geografvariablene, samt årlig utvikling.....	67

Vedleggsoversikt

Vedlegg 1: Vektssystem basert på nyverdier og drifts- og vedlikeholdsandeler (Langset 2006:40).....	I
Vedlegg 2: Resultater distribusjonsnettet 2001-2002 alle variabler inkludert	II
Vedlegg 3: Resultater distribusjonsnettet 2002-2003 alle variabler inkludert	V
Vedlegg 4: Resultater distribusjonsnettet 2003-2004 alle variabler inkludert	VIII
Vedlegg 5: Resultater distribusjonsnettet 2001-2004 alle variabler inkludert	XI
Vedlegg 6: Resultater distribusjonsnettet 2001-2002 eksklusive geografivariablene	XIV
Vedlegg 7: Resultater distribusjonsnettet 2002 – 2003 eksklusive geografivariablene	XVII
Vedlegg 8: Resultater distribusjonsnettet 2003 – 2004 eksklusive geografivariablene	XX
Vedlegg 9: Resultater distribusjonsnettet 2001-2004 eksklusive geografivariablene	XXIII
Vedlegg 10: Resultater distribusjonsnettet 2001-2004 med deflatert totalkostnad	XXVI
Vedlegg 11: Resultater regional- og sentralnettet 2001 – 2002	XXIX
Vedlegg 12: Resultater regional- og sentralnettet 2002 – 2003	XXX
Vedlegg 13: Resultater regional- og sentralnettet 2003 – 2004	XXXI
Vedlegg 14: Resultater regional- og sentralnettet 2001 – 2004	XXXII
Vedlegg 15: Resultater regional- og sentralnettet 2001 – 2002 ekskl. geografivariabelen skog.....	XXXIII
Vedlegg 16: Resultater regional- og sentralnettet 2002 – 2003 ekskl. geografivariabelen skog.....	XXXIV
Vedlegg 17: Resultater regional- og sentralnettet 2003 – 2004 ekskl. geografivariabelen skog.....	XXXV
Vedlegg 18: Resultater regional- og sentralnettet 2001 – 2004 ekskl. geografivariabelen skog.....	XXXVI

Sammendrag

I denne oppgaven analyseres produktiviteten til norske kraftnettselskaper, hvor Troms Kraft Nett AS er hovedanalyseenhet. Ved å analysere produktiviteten til et selskap, studeres effektivitetsutviklingen over tid. Datamaterialet jeg anvender for produktivitsstudien, er for tidsperioden 2001 – 2004. Analysen utføres for distribusjonsnett for seg og samlet for regional- og sentralnett. Jeg måler produktivitsutviklingen mellom hvert enkelt år og samlet for hele perioden.

Malmquists produktivitsindeks muliggjør dekomponering av total produktivitsutvikling. Den totale produktivitsendringen dekomponeres i teknisk endring og effektivitetsutvikling. Dermed kan en trenge noe dypere inn i produktivitsutviklingen, og derav få et klarere bilde på årsaken til fremgang eller tilbakegang når det gjelder produktivitet.

Totalt er 131 enheter med i analysen av distribusjonsnett og 51 enheter med i analysen av regional-/sentralnett. Modellen for distribusjonsnett har en input (totalkostnaden) og ni output (kostnadsdrivere). For regional- og sentralnett er tilfellet en input (totalkostnaden) og fem output (kostnadsdrivere). Produktivitsanalysen utføres med basis i inntektsrammereguleringsmodellene som foreslåes innført i 2007. Det er Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som regulerer kraftnettselskapene (som er naturlige monopol) gjennom inntektsrammereguleringen. I korte trekk går denne reguleringen ut på at nettselskapene har et tak på hvor mye de kan kreve i nettleie hos sine kunder, og 60 % av inntektsrammen baserer seg på en kostnadsnorm som fastsettes ved bruk av Data Envelopment Analysis (DEA). I reguleringsmodellen foreslått for 2007 brukes DEA til å gi et relativt mål på forholdet mellom totalkostnaden (input) og kostnadsdriverne (output). 40 % av inntektsrammen fastsettes på bakgrunn av faktiske kostnader 2 år tilbake for hvert selskap.

Resultatene viser at Troms Kraft Nett AS har en meget stabil produktivitsutvikling for distribusjonsnett. Samlet for perioden 2001 – 2004 er produktiviten tilnærmet status quo. Troms Kraft Nett rangeres som nummer 43 av totalt 131 enheter, og i forhold til gjennomsnittet for alle enheter gjør Troms Kraft Nett AS det bedre. Resultatene for regional-/sentralnett viser imidlertid en relativt svak produktivitsutvikling hvor tilbakegangen for

hele perioden er på omtrent 21,0 %. Dette er betydelig svakere enn gjennomsnittet for alle enhetene, og Troms Kraft Nett AS rangeres som nummer 44 av 51 enheter.

Betydningen av geografivariablene (gitte rammebetingelser), ble også analysert i oppgaven. For Troms Kraft Nett AS har geografivariablene ikke noen betydning på totalresultatene for produktivitetmålingene. Dette gjelder både distribusjonsnettet og regional-/sentralnettet.

Årsaken til at Troms Kraft Nett AS gjør det relativt svakt på analysen for regional- og sentralnettet, er at totalkostnaden har økt med nesten 30 %. De beste enhetene har hatt en tilsvarende kostnadsreduksjon.

Denne oppgaven er også tiltenkt å være et rammeverk for fremtidige produktivitetmålingen for kraftnettbransjen. Troms Kraft Nett AS arbeider nå (pr mai 2007) med en større omorganisering, og det er av stor interesse om dette fører til økt produktivitet.

Nøkkelord

Effektivitetsutvikling, produktivitet, indekstall, Malmquist, DEA, Troms Kraft Nett AS, kraftnettselskap

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

Norske kraftnettselskaper er preget av store faste kostnader. Installasjon, drift og vedlikehold av linjenett som transporterer elektrisk kraft er kapitalkrevende, og er hovedårsaken til at nettselskaper er monopolister. For å hindre overprising for bruk av linjenettet til nettselskapene, regulerer imidlertid staten, gjennom Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), nettselskapene. De ulike nettselskapene tildeles årlige inntektsrammer som setter begrensning på inntektene ved nettleie.

I Troms er Troms Kraft Nett AS, samt Nord-Troms Kraftlag AS og Hålogaland Kraft AS, monopolister på linjenettet, og har ansvar for drift, vedlikehold og utbygging av høy- og lavspenningsnett i området som er tildelt etter konsesjon. Troms Kraft har et linjenett på til sammen 9 000 kilometer, og overfører årlig 3 000 millioner KWh elektrisk kraft. Totalt sett er det 131 ulike nettselskaper som hver har konsesjon på linjenettet i sine respektive geografiske områder. Hafslund Nett AS er den største aktøren blant nettselskapene.

Reguleringen av nettselskapene har som formål å legge til rette for: kostnadseffektivitet i drift og vedlikehold av nettet, effektiv nettutbygging og overføringstariffer som fremmer en optimal utnyttelse av nettet. Hvert år tildeles de ulike selskapene en inntektsramme som er fremkommet ved å utarbeide sammenlignende effektivitetsanalyser, og en begrensning på inntekten blir gitt. NVE beregner effektiviteten til hvert enkelt nettselskap basert på Data Envelopment Analysis (DEA), og graden av effektivitet er avgjørende for inntektsrammen.

For hvert selskap er det et naturlig mål å være så effektiv som mulig. Inntekten fastsettes på bakgrunn av de mest effektive i markedet, og den relative avkastningen blir dermed større for effektive selskaper i forhold til ineffektive selskaper. Effektivitet er et relativt mål som måler ytelsen til et selskap for et bestemt tidsrom, for eksempel i 2001.

Etter forespørsel fra kraftbransjen, nærmere bestemt Troms Kraft Nett AS, er det imidlertid ønskelig å analysere effektiviteten over tid. I de fleste organisasjoner skjer det omstillinger av større eller mindre karakter, og formålet er å bli mer effektiv. Troms Kraft Nett AS hadde en

omorganiseringsprosess i 2000 og en i 2004. I 2000 ble bestiller/utfører-modellen i nettselskapet spisset. Blant annet ble bestillerrollen organisatorisk samlet i samme enhet. Utførerrollen ble formalisert i 3 regioner (Tromsø, Silsand og Bardufoss). I tillegg ble det etablert en tjenesteavdeling som skulle opptre som konsulent. Alle enheter som er omtalt lå i samme juridiske enhet. I 2004 hadde Troms Kraft Nett AS en ny omorganiseringsprosess. I denne prosessen var meningen å ytterligere spisse bestiller/utfører-rollen. Det ble formet et internt marked som skulle regulere (fortsett i samme juridiske enhet) kjøp og salg av tjenester inn mot bestiller. Alle utførerressursene (Tromsø, Silsand og Bardufoss) ble samlet i en enhet. Alle omtalte enheter lå i samme juridiske enhet. Etter eget utsagn fra Troms Kraft Nett AS, har dette imidlertid ikke fungert, i og med at bestiller stort sett aldri har forhandlet om pris på nett-tjenestene, men bare akseptert de fakturaene som utføreren har levert.

En organisasjon kan bli mer effektiv på to måter: enten å ha uendret bruk av input og produsere mer eller redusere input med uendret produksjon (output). Å studere produktivitet utviklingen er av stor interesse for en bedrift, både for å få belyst sitt eget foretak og for å se på status i forhold til andre aktører. Selv om effektivitetstallet forbedres fra et år til et annet, betyr det nødvendigvis ikke at det har vært produktivitet fremgang for en bedrift. De beste selskapene kan ha blitt dårligere enn de beste i fjor, hvilket betyr at fronten av de beste blir svakere. Følgelig får en enhet, som ikke er på fronten, bedre effektivitet, selv om input/output-forholdet er uendret for den aktuelle enheten. Av den årsak er effektivitetsmåling over tid interessant.

1.2 Problemstilling

Med utgangspunkt i opplysningene gitt ovenfor, er formålet med oppgaven å studere produktiviteten blant norske nettselskaper. Analysen tar for seg alle selskaper i bransjen, men hovedanalyseenhet er Troms Kraft Nett AS. Produktivitetmålingen går over tidsperioden 2001-2004, med bakgrunn i at datamateriale er tilgjengelig for nevnte tidsrom.

I tillegg til måling av produktiviteten i det nevnte tidsrom, vil oppgaven være et rammeverk for fremtidige produktivitetmålinger. Per i dag arbeider Troms Kraft Nett AS med et større omstillingsprosjekt, og håper på bedre produktivitet som en følge av dette prosjektet. De er inne i en prosess der utførerressursene samles i en egen juridisk enhet. Det nye nettselskapet

(tidligere bestiller) vil stå fritt til å kunne kjøpe tjenester hos andre juridiske enheter (for eksempel Hafslund entreprenør). De tror at dette vil bety god konkurranse om oppdragene, slik at prisene for nett-tjenestene går ned.

Formålet med oppgaven er altså å analysere produktivitetsutviklingen til norske nettselskap, med fokus på Troms Kraft Nett AS. For å kunne analysere denne problemstillingen, anvendes Malmquists produktivetsindeks. Denne indeksen måler effektivitetsendringer over tid, og en dekomponering av produktivitetstallet i denne indeksen kan gi ytterligere relevant informasjon. Jeg analyserer produktiviteten for både distribusjonsnett og regional-/sentralnett. Enkelte av faktorene i datagrunnlaget er vanskelig for nettselskapene å kontrollere. Dette gjelder særlig de såkalte rammebetingelsene: skog, helning og vind. Av den årsak kjører jeg en produktivetsanalyse hvor disse er ekskludert, og jeg analyserer da produktivitetsutviklingen uten å ta hensyn til de ulike geografivariablene for selskapene.

I tillegg ønsker jeg å undersøke effekten en deflatering av totalkostnaden har på den totale produktivitetsutviklingen. Totalkostnaden for selskapene i distribusjonsnett for årene 2002, 2003 og 2004 deflaterer jeg til 2001 – nivå, og utfører så en produktivetsanalyse. Denne delen er å anse som et tillegg til hovedproblemstillingen.

For kraftnettbransjen er det, så vidt meg bekjent, ikke gjennomført produktivetsanalyser av lignende karakter. Berglund (2006) har anvendt samme datamateriale som meg, og utført effektivetsanalyser av distribusjonsnett og regional-/sentralnett til Troms Kraft Nett AS. Likeledes utfører NVE effektivetsanalyser i forbindelse med fastsetting av inntektsrammer.

2. Kraftnettmarkedet¹

2.1 Kraftmarkedet

I det norske kraftmarkedet skilles det mellom konkurranseorientert og monopolregulert virksomhet. Energiloven som trådte i kraft i 1991 åpnet for et markedsbasert system med fri omsetning av kraft. Tidligere var dette markedet strengt regulert, og bytte av kraftleverandør var ikke mulig. Det var et gjennomgående trekk at aktørene var vertikalt integrerte, og drev med både produksjon, overføring og omsetning av elektrisk kraft innenfor samme selskap. Liberaliseringen av dette førte til at markedet ble introdusert, og markedet er et instrument for å finne balansen mellom tilbud og etterspørsel. Gjennom energiloven fikk uavhengige leverandører tilgang til kraftnettet, og det ble etter hvert åpnet for bytte av leverandør. I begynnelsen var det kun de største næringskundene som hadde anledning for å skifte leverandør. I 1995 ble det imidlertid tillatt for alle å skifte leverandør. Likevel var det få som valgte å bytte, og dette kan ha sin forklaring i at kundene måtte betale et gebyr på oppimot 246 kroner og leverandørene måtte betale 4 000 kroner for hvert nettområde de var aktive i. Endelig ble det i 1997 åpnet for bytte av leverandør uten gebyromkostninger, og siden da har det vært store bevegelser i markedet hva angår leverandørbytte.

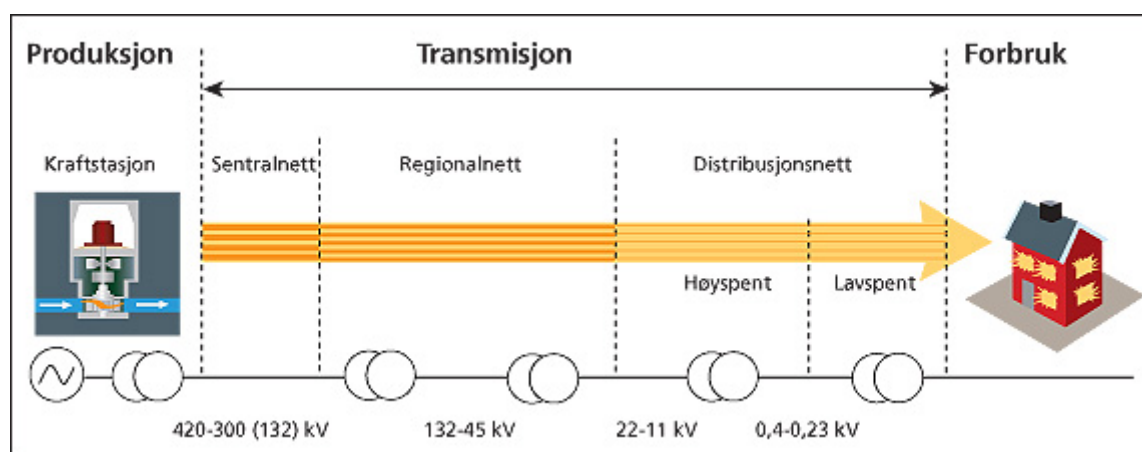
Nettfunksjonen, det vil si transport av strøm gjennom kraftledningene, er monopolregulert, og sluttkunden betaler like mye i transport uavhengig av hvem elektrisitet kjøpes fra. Nettselskaper skal være nøytrale aktører som ikke skal opptre fordelaktig for markedsselskapet innenfor eget konsern, men sørge for effektiv informasjonsutveksling ved eksempelvis leverandørskifter. Gjennom å gi andre leverandører tilgang til nettet (markedsadgang), skal konkurransen i markedet sikres.

Min analyse i denne oppgaven vil kun ta for seg nettvirksomheten. I de følgende delkapitler vil jeg ta for meg kraftnettets oppbygging, organiseringen som et naturlig monopol og den gitte reguleringen.

¹ Kilde: <http://www.nve.no>,
<http://www.statnett.no>,
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/jd/dok/NOUer/2004/NOU-2004-4/6.html?id=384612>,
<http://www.tromskraft.no>

2.2 Kraftnettets oppbygging

Kraftnettet i Norge deles inn i tre administrative nivåer etter spenningsnivå (Bibow 2000). Disse nivåene er sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. Sentralnettet utgjør øverste nivå i denne hierarkiske inndelingen, og følges av regionalnettene og dernest distribusjonsnettene.



Figur 1: Kraftsystemet fra produksjon til forbruk²

Sentralnettet er et landsdekkende nett som overfører elektrisk kraft fra landsdel til landsdel og som også er tilknyttet nett i våre naboland. Dette nettet karakteriseres ofte som kraftforsyningens riksveier, og knytter produksjon og forbruk i ulike deler av landet sammen. Spenningsnivå er fra 132 kV til 420 kV i dette kraftledningsnettet. I nett med høye spenningsnivåer, blir det mindre fysisk energitap i forhold til nett med lavere spenningsnivåer, og dette er en stor fordel når den elektriske energien skal transporteres over lange avstander. Statnett SF eier store deler av sentralnettet (overføringslinjer med tilhørende anleggsdeler, opp mot 90 %), og har ansvaret for nettet. Dette innbefatter måling, tariffing, systemansvar, planlegging og utvikling av nettet.

Regionalnettet fører elektrisk kraft fra sentralnettet og frem til lokale områder, og er bindeleddet mellom sentralnettet og distribusjonsnettet. Overføringene er ofte over lengre distanser innenfor et geografisk område, for eksempel innenfor ett fylke. Spenningsnivået i

² Kilde: <http://www.nve.no>

disse nettene er mellom 45 kV og 132 kV, og kraftintensiv industri og de fleste produksjonsselskapene er knyttet til regionalnettene. Spenningen transformeres ned til for eksempel 66 kV i overgangen fra sentralnettet til regionalnettene. Hva angår eierskap til regionalnettene, er de ofte eid av det lokale nettselskap eller av et eget regionalnettselskap. Det kreves alltid anleggskonsesjon for bygging og drift av et regionalnett.

Distribusjonsnettet består av flere lokale nett som transporterer strømmen det siste stykket frem til sluttbrukerne. Spenningsnivået ligger mellom 230 V og 22 kV, og nettet dekker et avgrenset område (eksempelvis en kommune). Nettstasjoner som er plassert flere steder i distribusjonssystemet, transformerer den elektriske energien til lavspenning, det vil si mellom 230 V og 400 V. Ofte er det samme aktør som eier både regionalnettet og distribusjonsnettet. I henhold til energiloven, kreves det områdekonsesjon for å bygge og drive et distribusjonsnett.

Gjennom alle nettene vil det foregå flere nedtransformeringer i utvekslingspunkt. Eksempelvis kan 300 kV transformeres ned til 66 kV, som igjen transformeres ned til 11 kV, og endelig til 230 V. Det er dette spenningsnivået den elektriske energien normalt har når den benyttes til eksempelvis ulike elektriske apparater, belysning og oppvarming.

Kostnadsstrukturen på de tre ulike nettnivåene er nokså ulik (Bibow 2000).

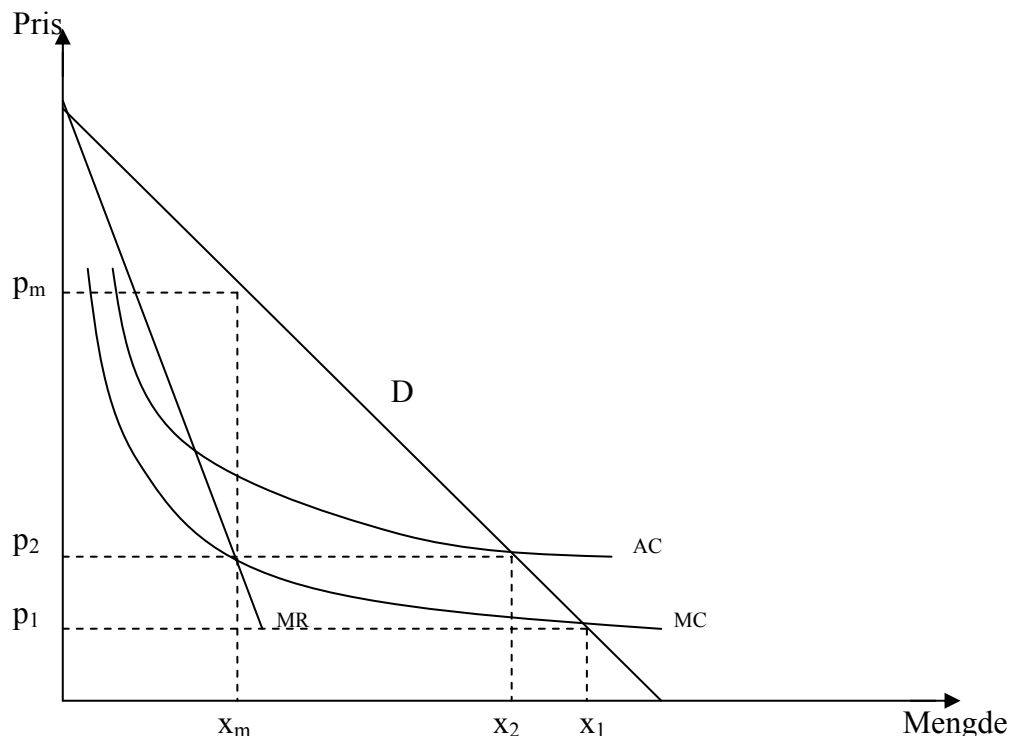
Distribusjonsnettet er mest ressurskrevende, og utgiftene ved dette nettet er større enn utgiftene til regional- og sentralnettet til sammen. Generelt er det svært kostbart å etablere nett som beskrevet ovenfor. Av denne årsak, i tillegg til at det er ressursløsning å etablere parallelle og konkurrerende nett, er overføringsnettet et naturlig monopol. Dette vil jeg belyse i neste kapittel.

2.3 Naturlig monopol

Et naturlig monopol forefinnes i tilfeller hvor *kostnadsforholdene for en vare eller tjeneste er slik at de laveste kostnadene ved enhver markedsetterspørsel oppnås ved å overlate produksjonen til bare én produsent* (Bibow 2000:35). Pindyck og Rubinfeld (2001) beskriver et naturlig monopol på lignende måte, ved at et slikt monopol oppstår når en bedrift kan dekke hele markedsetterspørselen til en lavere kostnad enn ved flere aktører i det samme marked. Et

naturlig monopol er beskaffent med høye faste kostnader, slik det ovenfor ble beskrevet for ledningsnettene. De store faste kostnadene blir da å være et etableringshinder for andre aktører, og det er vanskelig å konkurrere i dette markedet. Hvis kostnadene hadde vært variable i produksjonsprosessen, eller prisen tilstrekkelig høy, ville etablering i markedet for andre aktører vært enklere. Teoretisk sett kan konkurranse innføres på kraftoverføringsmarkedet. Kostnadene vil imidlertid være så høye at det er alminnelig antatt at det for samfunnet som helhet vil skje et effektivitetstap som overgår de mulige gevinstene ved konkurranseintroduksjon.

Kostnadsstrukturen i et naturlig monopol er normalt sett slik at enhetskostnadene er fallende gjennom et relevant produksjonsintervall som begrenses av etterspørselen etter varen i markedet. Slike kostnadsbestemte monopoler betegnes som naturlige monopoler. Disse skiller fra såkalte institusjonelle monopoler, som eksisterer hvis det er opprettet eller opprettholdes gjennom lovgivning eller tradisjon (Bibow 2000). Her foreligger ikke monopolet som en følge av en kostnadsfordel i det respektive markedet, men et institusjonelt monopol kan også være et naturlig monopol.



Figur 2: Tilpasning for et naturlig monopol³

³ Kilde: Magnus 1994, hentet fra Bibow 2000

Figur 2 viser hvordan kostnadsstrukturen og etterspørselsforholdene er i et naturlig monopol. Gjennomsnittskostnadene (AC) er fallende med økende produksjon. Som tidligere nevnt er dette en følge av høye faste kostnader, og passer meget godt med omstendighetene i nettvirksomheten. Selve etableringen av linjenettene er kostbare, men kostnadene ved en ytterligere utvidelse av bruken av nettet er relativt liten. Av figuren ser vi også at marginalkostnaden (MC) kontinuerlig ligger under gjennomsnittskostnaden.

En profittmaksimerende monopolist vil tilpasse produksjonen til punktet x_m til prisen p_m , altså hvor grenseinntekten (MR) er lik grensekostnaden. Ved å tilpasse seg i dette punktet, vil monopolisten maksimere overskuddet. Den samfunnsøkonomisk optimale tilpasningen befinner seg i punktet (x_1, p_1) hvor prisen (D) er lik grensekostnad. Her vil imidlertid monopolisten gå i underskudd. Hvis monopolisten akkurat skal få dekket sine utgifter, må tilpasningen skje i punktet (x_2, p_2) , hvor prisen tilsvarer gjennomsnittskostnaden.

Forskjellen mellom den profittmaksimerende monopolist og den samfunnsøkonomisk optimale tilpasning er altså betydelig. En uregulert monopolist vil kunne utnytte sin posisjon, og tilpasse seg på et lavere produksjonsnivå og til en høyere pris enn det samfunnsøkonomisk optimale. Et foretak uten konkurranse vil også kunne tendere til å drive ineffektivt, og det samfunnsøkonomiske tapet vil være sammensatt av ineffektiv drift og for høye priser. For å veie opp for effektivitetstapene som oppstår i et uregulert monopolmarked, er det nødvendig med bruk av ulike regulatoriske virkemidler for å utøve monopolkontroll.

Som en digresjon kan jeg nevne at kraftnettbransjen ikke er alene om å være organisert som et naturlig monopol. Industriregulering av slik karakter finner vi også andre steder og i andre sammenhenger. Telenettet i Norge, kraftproduksjonen i USA og vannforsyningen i England og Frankrike er eksempler på industrier som er regulert på lignende måte (Jamásb og Pollitt 2001).

2.3.1 Monopolkontroll⁴

Forbrukere og andre sluttbrukere er bundet til sitt lokale nettselskap, og har ikke frihet til å velge nettleverandør. For å sikre effektiv konkurranse i kraftmarkedet, sikre brukernes

⁴ Kilde: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/jd/dok/NOUer/2004/NOU-2004-4/6.html?id=384612>

rettigheter og sørge for effektiv drift og utvikling av ledningsnett, er virksomheten til nettselskapene regulert gjennom energiloven med underliggende forskrifter. Monopolkontroll utøves for å bidra til at brukerne av nettet skal ha så lav kostnad som mulig over tid, samtidig som at nettselskapene skal sikres en fornuftig avkastning på investert kapital anvendt til effektiv utvikling, utbygging og drift av nettet.

Den økonomiske reguleringen praktiseres ved at NVE årlig fastsetter inntektsrammer. Inntektsrammene bestemmer hvor mye nettselskapene kan ta for nettleien, og berammer altså inntektene til nettselskapene. NVE forvalter også den tekniske reguleringen gjennom konsesjonsbehandling av overføringsanlegg, vilkår i konsesjoner og forskrifter. Forskriftene tar for seg prinsipper og regler for tariffing av nettjenester og regler for måling, avregning, leverandørbytter og fakturering av nettjenester.

2.4 Inntektsrammeregulering av nettselskapene

Frem til 1997 var den økonomiske reguleringen av nettselskapene basert på kostnadsdekning. I praksis ble det slik at inntektene dekket de faktiske kostnadene, samt at selskapene fikk en rimelig avkastning på investert kapital. Denne reguleringen satt i prinsippet ikke begrensninger på annet enn avkastningen, og det var ingen incentiver til kostnadseffektivitet. Reguleringen kaltes avkastningsregulering, og denne var gjeldende fra 1993 til og med 1996.

Fra og med 1. januar 1997 ble imidlertid nettselskapene regulert i form av inntektsrammer. Hvert år blir det fastsatt en inntektsramme for hvert enkelt selskap. Denne skal gjenspeile kostnadsforholdene i leveringsområdene, og faktorer som klima, topografi og avstander er relevante. NVE fastsetter en maksimal inntekt for selskapene, og dette er nødvendig for at selskapene ikke skal få en urimelig høy monopolfortjeneste. Den maksimale inntekten fastsettes ved utgangspunkt i sammenlignende effektivitetsanalyser, og de mest effektive nettselskapene blir basis for inntekten. Av dette kan vi slutte at den relative avkastningen blir større for effektive selskaper enn for mindre effektive selskaper. Effektiviteten i selskapene måles ved hjelp av Data Envelopment Analysis (DEA). Kort sagt går metoden ut på å finne de selskapene som bruker minst ressurser på løsning av oppgavene, for dernest å sammenligne resultatene til hver enkelt mot de beste. Fra 1997 til og med 2001 var inntektsrammene til de ulike nettselskapene basert på det enkelte selskaps driftskostnader i 1994 og 1995,

overføringstapet i 1994 og 1995, avskrivninger i 1995 samt avkastning på bokført kapital pr 31.12.1995. Referanserenten var fast i hele perioden. For perioden 2002 – 2006 ble inntektsrammegrunnlaget fastsatt på bakgrunn av tall for årene 1996 – 1999, og det skjedde således en oppdatering. Referanserenten var nå flytende.

I reguleringsmodellen som er foreslått innført fra 2007, blir 40 % av inntektsrammen fastsatt på bakgrunn av hver enkel enhets faktiske kostnader 2 år tilbake og 60 % av inntektsrammen fastsatt med utgangspunkt i en kostnadsnorm (Langset 2006). Kostnadsnormen kalkuleres med basis i sammenlignende effektivitetsanalyser ved hjelp av DEA-metoden. Årsaken til at inntektsrammen tar utgangspunkt i både faktiske kostnader og en kostnadsnorm, er for å gi incentiver til både effektiv drift og til investeringer i sektoren av langsiktig karakter. Følgende formel foreslås brukt for fastsetting av inntektsramme for 2007:

$$(1) \quad IR_t = 0,4(K_t + fq_{t-2}) + 0,6K_t^* + JP$$

IR_t er inntektsrammen for år t , K_t er inflasjonsjustert kostnadsgrunnlag for hvert enkelt nettselskap fra år $t-2$ og inkluderer kostnader forbundet med utbetalinger ved meget langvarige avbrudd, f er en vektor av inflasjonsjusterte KILE-satser og q_{t-2} er en vektor av mengden ILE for hver kundegruppe i år $t-2$, K_t^* er kostnadsnormen for selskapet som er beregnet på bakgrunn av sammenlignende analyser av selskapene basert på data fra år $t-2$ og inkluderer KILE-kostnader, og endelig er JP et justeringsparameter for både ny- og reinvesteringer. KILE står for *kostnad ved ikke levert energi*, og skal gi incentiver til å optimalisere leveringskvaliteten (Bibow 2000).

3. Teori / metode

3.1 Produktivitet og effektivitet

For å måle ytelse kan en benytte produktivitetsmålinger og/eller effektivitetsmålinger. I enkelte sammenhenger kan begrepene blandes, slik at det ikke gjøres et klart skille mellom de ulike analysene. Litteraturen innenfor fagfeltet skiller imidlertid mellom de ulike målene, noe som det blant annet gjøres rede for i Coelli, Rao, O'Donnell og Battese (2005).

Produktiviteten til en bedrift måles ut i fra mengden output i forhold til mengden input som benyttes (produktivitet = output / input). En slik produktivitetsanalyse er relativ enkel i tilfeller med en input og en output, og kalles for partiell produktivitet. Produktivitet er et absolutt mål på ytelse, og produktiviteten øker med økende måltall. Partielle måltall kan føre til misvisende resultater på produktivitetsmål når det utelukkende sees på måltallet. Imidlertid er det ofte totalfaktorproduktivitet (TFP) som menes, når det i litteraturen refereres til produktivitet. Totalfaktorproduktivitet er et produktivitetsmål hvor alle faktorer til produksjonen taes med, og fremkommer fra følgende formel (Diewert og Nakamura 2002):

$$(2) \quad TFP = \text{outputvektor } (Y) / \text{outputvektor } (X),$$

hvor $Y = (y_1, y_2, \dots, y_s)$ og $X = (x_1, x_2, \dots, x_m)$, s antall output og m antall input

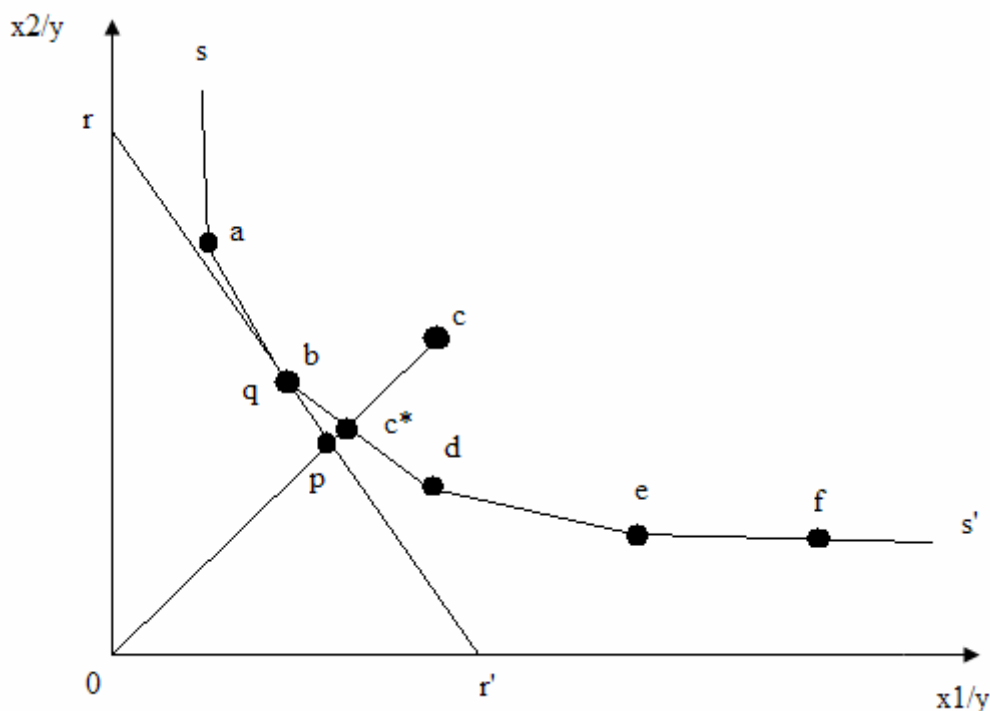
Med flere input eller output må produktivitetsindekser benyttes, for at et mål på produktiviteten kan fremkomme. Et indekstall er definert som *et virkelig tall/nummer som måler endringer i et sett av relaterte variabler* (Coelli, Rao og Battese, 1998:70). Faktorene, både av input- og outputkarakter, blir vektet sammen, og et tallmessig mål på produktivitet fremkommer derav. Dette blir imidlertid omhandlet betydelig grundigere og dypere senere i oppgaven.

Effektivitet er et relativt mål, og benyttes for å sammenligne ytelsen/prestasjon for bedriften i forhold til andre bedrifter eller i forhold til tidligere perioder. En bedrift kan være 100 %

effektiv, gitt at maksimal produktivitet er lik faktisk produktivitet. Effektivitet er altså et statisk mål som fanger opp hvordan produktiviteten er sammenlignet med beste praksis.

Farrell (1957) bygget videre på Debreu og Koopmans arbeid fra 1951 i forbindelse med å definere et enkelt mål for effektiviteten til en bedrift hvor det er flere enn en input. Han kom frem til at effektiviteten til en bedrift er sammensatt av to komponenter. Disse er teknisk effektivitet og allokativ effektivitet. Teknisk effektivitet beskriver en bedrifts evne til å oppnå størst mulig output gitt en mengde innsatsfaktorer. Eventuelt kan dette effektivitetsmålet vise hvor mye inputen kan reduseres uten at output (produksjonen) endres. Ved verdi 1 på dette målet, er enheten fullt ut teknisk effektiv. Allokeringseffektiviteten tilkjenner en bedrifts evne til å benytte inputene i optimale proporsjoner, gitt deres respektive priser og produksjonsteknologi. Total økonomisk effektivitet er et mål som fremkommer ved å kombinere teknisk effektivitet og allokerings-effektivitet.

Hvis vi analyserer en bedrifts (i litteraturen er det vanlig å benytte benevnelsen Decision Making Unit = DMU) evne til å benytte minimalt med innsatsfaktorer gitt at output ikke endres, måles effektivitet i inputretning. Outputorientering måler en DMU's evne til å maksimere output gitt en mengde input. De beste DMU'ene representerer produksjonsmulighetsfronten, det vil si de kombinasjonene av innsatsfaktorer i forhold til output som gir 100 % effektivitet. Under konstant skalautbytte (CRS), det vil si at produksjonen (output) endres forholdsmessig like mye som innsatsfaktorene, vil effektivitetsmålene under inputorienterte analyser fremkomme på følgende måte:



Figur 3: Illustrasjon av teknisk effektivitet, allokeringseffektivitet og total økonomisk effektivitet

Isokvanten ss' viser fullt ut effektive enheter, og i praksis blir denne estimert fra utvalgsdataene. Dette vil si at DMU a, b, d, e, og f er 100 % effektive, og danner ovennevnte isokvant. DMU c bruker imidlertid betydelig mer innsatsfaktorer gitt en fast output i forhold til de på fronten, og er dermed ineffektiv. Den tekniske effektiviteten for bedrift c fremkommer ved følgende: $0c^* / 0c$, og tilkjenner maksimal produktivitet dividert på faktisk produktivitet (Farrell 1957). I vårt eksempel over utgjør den omtrent 0,72.

Hvis prisforholdet er kjent, som er skissert ved linjen rr' , kan også allokeringseffektivitet beregnes. Denne er gitt ved: $0p / 0c^*$, og er omtrent 0,90 i eksemplet ovenfor. Avstanden pc^* beskriver reduksjonen i produksjonskostnader som vil komme som en følge av å befinne seg i det allokeringseffektive (og teknisk effektive) punktet q istedenfor i det inallokeringseffektive punktet p. Her bør bemerkes at DMU b er allokeringseffektiv, og samsvarer med punktet q ved at de befinner på samme plass i figuren.

Total økonomisk effektivitet er definert ved følgende forholdstall: $0p / 0c$. Dette måltallet fremkommer også ved følgende sammenheng:

$$\begin{aligned}(3) \quad \text{Total økonomisk effektivitet} &= \text{teknisk effektivitet} \times \text{allokeringseffektivitet} \\ &= 0,72 \times 0,90 \\ &= \underline{0,65}\end{aligned}$$

Avstanden pc tilkjenner den totale kostnadsreduksjonen som er mulig ved å være 100 % effektiv. Forøvrig ser vi at alle måltallene befinner seg mellom 0 og 1, og dette er i tråd med at effektivitet er et relativt mål.

Ved få input eller output gir distansefunksjoner enkle resultater ved effektivitetsmåling. Imidlertid blir det hurtig komplisert hvis antall måleparameter økes, og for øvrig tilkjenner distansefunksjoner ikke hvilke vekter de ulike parameterne skal ha. Charnes, Cooper og Rhodes (1978) presenterte derimot en løsning på utregningsproblemet. De forutsatte, i likhet med Farrell (1957), at de beste enhetene danner produksjonsmulighetsfronten. Videre brukte de lineær programmering for å løse utregningsproblemet, og de kalte deres effektivitetskalkuleringsmetode for ”Data Envelopment Analysis” (DEA). Metoden deres fikk navnet CCR-modellen, etter initialene i etternavnet.

Avslutningsvis til dette delkapittel bemerker jeg at det eksisterer flere effektivitetsmål, avhengig av om analysen skjer i input- eller outputretning og kjennskap til skalaforholdene.

3.1.1 Data Envelopment Analysis (DEA)

DEA er en ikke-parametrisk metode (ikke en modell) for effektivitetsmåling. Dette vil si at det ikke forutsettes noen parametrisk struktur på produktfunksjonen, men observerte data innhyles og skaper produktfunksjonen. Fronten er et direkte resultat av effektive enheter, og effektiviteten til de som ikke er på fronten beregnes relativt til de beste enhetene.

Charnes m. fl. (1978) fremlegger tre antakelser som DEA- metoden bygger på. For det første forutsettes det at observasjonene som analyseres både av input- og outputkarakter er mulig. For det andre forutsettes fri avhending eller fri disponering av input og output. Endelig forutsettes konveksitet i produksjonsmulighetsområdet. Dette vil si at dersom vi har to aktuelle observasjoner, vil en konveks kombinasjon mellom disse være mulig.

Den første DEA-modellen som ble utviklet av Charnes m. fl. (1978) bygget på Farrells effektivitetsmål og forutsatte konstant skalautbytte. For å finne effektiviteten til en enhet beregnes vektorer for både output og input slik at brøken av vektet output dividert med vektet input maksimeres. Hvis de samme vektene brukes for alle enhetene som er med i analysen, blir maksimal effektivitet ikke større enn 1. Brøkprogrammeringsproblemerne var imidlertid vanskelig å løse da de var ikke-lineære, men ved omformulering av ligningene kan de løses numerisk med lineær programmering (LP). I det følgende avsnitt vil jeg presentere det lineære programmeringsproblemet som ofte benevnes som *"The envelopment form"*.

Formuleringen som vises nedenfor er den duale formuleringen av multiplikatormodellen. Vassdal (1990) redegjør for en del DEA-modeller, og jeg velger å presentere envelopment-modellen. LP-modellen er gitt ved følgende (inputminimering):

$$(4.1) \quad \text{Min } W_0 = w_0$$

når

$$(4.2) \quad w_0 x_{i0} \geq \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} \quad , i = 1, \dots, m$$

$$(4.3) \quad \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} \geq y_{r0} \quad , r = 1, \dots, s$$

$$(4.4) \quad \lambda_j \geq 0 \quad , j = 1, \dots, n$$

Objektfunksjonen definert i ligning 4.1 tilkjenner at vi skal minimere en skalær vekt gitt ved w_0 . Restriksjonene er gitt i ligning 4.2 – 4.4. Første restriksjon gitt i 4.2 definerer mulig produksjon i inputretning. Denne ligningen beskriver at skaleringsfaktoren w_0 multiplisert med observert bruk av input (x_{i0}) for analyseenheten (DMU₀) skal være større eller lik bruken av input til noen av de andre enhetene i referansesettet ($\lambda_j x_{ij}$). I ovennevnte restriksjoner kan

λ_j tolkes som en vekt som viser hvilke effektive enheter som utgjør referansefronten som analyseenheten sammenlignes mot. Hvis analyseenheten selv befinner seg på fronten, vil denne få verdi 1 og alle andre får verdi 0. Ligning 4.3 definerer at produsert output for DMU₀ (y_{r0}) er mindre eller maksimalt like stor som produsert output til noen av enhetene i referansesettet ($\lambda_j y_{rj}$). Med andre ord sagt må referanseenheten eventuelt -enhetene produsere like mye eller mer enn DMU₀. Siste restriksjon gitt i 4.4 krever at λ for alle enheter i analysen ikke er negativ.

Modellen gitt i ligning 4.1 – 4.4 forutsatte konstant skalautbytte. Formen på produktformen er imidlertid avhengig av hvilke skalaegenskaper som forutsettes. Ved å tillate variabelt skalautbytte, viste Banker, Cooper og Charnes (1984) hvordan teknisk effektivitet kan skilles fra totaleffektiviteten. Modellen deres er benevnt som BCC-modellen. Denne modellen har en ekstra restriksjon, som sier at summen av λ skal være lik 1:

$$(4.5) \quad \sum_{j=1}^n \lambda_j = 1$$

Restriksjonen gitt i 4.5 sikrer at ineffektive enheter kun blir sammenlignet med bedrifter av lik størrelse, noe som vil si at referansepunktet på fronten har samme skala som enheten som analyseres.

I dette kapitlet ønsket jeg å redegjøre kort for effektivitetsmålinger ved DEA-metoden og introdusere skillet mellom konstant skalautbytte og variabelt skalautbytte. Videre vil jeg komme inn på produktivitetsteori og effektivitetsmåling over tid.

3.2 Måling av produktivitet

Produktivitet er et begrep som er svært aktuell i flere sammenhenger. Diewert og Nakamura (2002) sammenligner produktivitet med kjærlighet. Mye er sagt om fordelene ved å ha høy (mye) produktivitet, men det eksisterer uenighet om hvordan oppnåelsen skal foregå. For øvrig kan også mange økonomer være ukjent med relevant og aktuell teori bak aggregert produktivitetsmåling, og begrepet kan være i manges munn uten at vedkommende vet

hvordan analysen foregår. Hensikten med påfølgende kapitler er å redegjøre kort for produktivitetmåling ved indekstall og introdusere aktuelle prisindekser.

3.2.1 Indekstall

I kapittel 3.1 introduserte jeg kort hva et indekstall er og årsaken til at vi har indekstall. Ved å bygge videre på definisjonen til Coelli m.fl. (1998), kan en si at indekstall kan anvendes for sammenligning over tid hva både pris og kvantum angår. I tillegg kan en analysere nivåforskjeller mellom ulike bedrifter, industrier, regioner eller land. Prisindekstall kan eksempelvis være konsumpriser, input-/outputpriser og eksport-/importpriser. Mengdeindekstall beskriver og tilkjenner endringer i målinger av mengde produsert (output) eller benyttet input av en bedrift eller en industri over tid eller på tvers av bedrifter.

Estimatet på indekstallet som fremkommer ved analyser, påviser ikke årsaken til en eventuell vekst i tallet. I en redegjøring av årsaken til produktivitetsendringer, er imidlertid første steg å måle tallet. Litteraturen innenfor produktivitetmåling tar hovedsakelig for seg tre områder hvor indekstall utgjør en sentral rolle. For det første er indekstall aktuell i måling av endringer i totalfaktorproduktivitet (TFP), som leder til TFP indekstall. Disse krever igjen separate output- og inputmengdeindekstall. For det andre spiller indekstall en rolle ved at data, som er nødvendig ved bruk av Data Envelopment Analysis (DEA) eller ved estimering av stokastiske fronter, blir generert. For eksempel blir ulike typer av innsatsfaktoren arbeidskraft aggregert til en gruppe ved å bruke indekstall. Det tredje forholdet hvor indekstall utgjør en sentral rolle, er hvor indekstall er nødvendig for å behandle paneldata.

Generelt måler indekstallene endringer i nivået på et sett av variabler fra et spesielt tidsrom. Denne perioden (referanseperioden) blir betegnet som basisperioden. Perioden som indeksen blir kalkulert for, kalles nåperioden. Eksempelvis kan en se på produktivitetmåling over tid, og da kan eksempelvis data for 2001 utgjøre basisperioden og data for 2002 utgjøre nåperioden. En kan formulere et generelt indekstallproblem for en vare verdisatt med sine respektive priser med følgende formel (q er kvantum og p er pris):

$$(5) \quad V_{st} = \frac{\sum_{i=1}^N p_{it} q_{it}}{\sum_{i=1}^N p_{is} q_{is}}$$

V_{st} måler verdiendringen for N antall varer fra periode s til periode t , og er et resultat av endringer i både pris og mengde. Problemet her er å løsrive effekten av henholdsvis prisendringer og mengdeendringer fra den totale verdiendringen. Ved å kombinere N ulike målinger av pris- eller mengdeendringer, fremkommer et enkelt tall som vi kaller en pris- eller en mengdeindeks. Jeg vil i neste delkapitel gå gjennom de mest vanlige formularene for å måle pris- og mengde indeksendringer, og bruker Diewert og Nakamura (2002) som referanse.

3.2.2 Laspeyres', Paasches, Fishers og Törnquists indeks

Laspeyres' input prisindeks bruker basisperiodens (s) mengde som vekter, slik at formuleringen blir følgende:

$$(6.1) \quad P^L_{st} = \frac{\sum_{i=1}^N p_{it} q_{is}}{\sum_{i=1}^N p_{is} q_{is}}$$

Ovenstående likning kan tolkes på den måten at Laspeyres' indeks er forholdet mellom to verdier som er aggregert fra basisperiodens mengde på nåværende tidspunkt (t) med gjeldene priser og basisperiodens mengde med basisperiodens priser.

Tilsvarende fremkommer Laspeyres' mengdeindeks på følgende måte, ved at pris brukes som vekter:

$$(6.2) \quad Q^L_{st} = \frac{\sum_{i=1}^N p_{is} q_{it}}{\sum_{i=1}^N p_{is} q_{is}}$$

Et alternativ til å benytte basisperiodens mengde i definisjonen av indeksen, er å bruke nåperiodens mengde. Ved å snu om på forholdet, altså ved å bruke nåperiodens mengde i formularet, ender vi opp med Paasches indeks. Paasches input prisindeks er gitt ved følgende:

$$(7.1) \quad P^P_{st} = \frac{\sum_{i=1}^N p_{it} q_{it}}{\sum_{i=1}^N p_{is} q_{it}}$$

På samme måte fremkommer Paasches input mengdeindeks (pris er vekter) :

$$(7.2) \quad Q^P_{st} = \frac{\sum_{i=1}^N p_{it} q_{it}}{\sum_{i=1}^N p_{it} q_{is}}$$

Ligning 7.2 kan tolkes på følgende måte: Paasches mengdeindeks er forholdet mellom to verdier som aggregeres fra t-periodens priser mot henholdsvis t- og s-periodens mengde.

Laspeyres' og Paasches indeks er relativt enkel å anvende i praksis, og er populær å bruke. Eksempelvis blir disse indeksene brukt ved utarbeidelse av nasjonale konsumprisindekser.

I 1922 utarbeidet Fisher (Diewert og Nakamura 2002) et nytt indekstallformular. Dette tok utgangspunktet i Laspeyres' og Paasches indekser, og utgjør det geometriske gjennomsnittet av de nevnte indeksene. Fishers prisindeks ble altså formulert på følgende måte:

$$(8.1) \quad P^F_{st} = \sqrt{P^L_{st} \times P^P_{st}}$$

Tilsvarende ble Fishers mengdeindeks gitt ved følgende:

$$(8.2) \quad Q^F_{st} = \sqrt{Q^L_{st} \times Q^P_{st}}$$

Denne indeksen er allsidig, og innehar flere egenskaper av både statistisk og økonomisk karakter som er ønskelig i ulike problemstillinger. Diewert (1992) demonstrerer og viser noe av allsidigheten og egenskapene ved denne indeksen. Fishers indeks er også kjent under navnet Fishers ideal indeks.

Törnquists indeks (også kalt Divisiaindeksen) har vært benyttet i flere TFP-studier i de par siste tiår. Indeksen, formulert som prisindeks, er et vektet geometrisk gjennomsnitt av de logaritmiske prisendringene med vektorer gitt ved gjennomsnittet av verdiene delt i periode s og t. Indeksen er gitt ved følgende på logaritme-form :

$$(9.1) \quad \ln P^T_{st} = \sum_{i=1}^N \left(\frac{\omega_{is} + \omega_{it}}{2} \right) (\ln p_{it} - \ln p_{is})$$

Tilsvarende blir mengdeindeksen formulert på følgende vis:

$$(9.2) \quad \ln Q_{st}^T = \sum_{i=1}^N \left(\frac{\omega_{is} + \omega_{it}}{2} \right) (\ln q_{it} - \ln q_{is})$$

Mengdeindeksen til Törnquist er den mest populære i forbindelse med måling av endringer i mengde output produsert og mengde input brukt i produksjonen over tidsperioden s og t.

Avslutningsvis til dette delkapitlet kan vi nevne at både Diewert og Nakamura (2002) og Coelli m.fl. (1998) diskuterer hvilket indeksformular som bør velges. Historisk sett har teoretikerne utført testtilnærminger for å avdekke hvilken indeks som skal anvendes. Disse tilnærmingene inneholder flere punkter, og gir et godt utgangspunkt i bestrebelsen etter å velge riktig indeksformular.

3.3 Effektivitetsendring over tid – Malmquists produktivitetsindeks

I innledningskapitlet under problemstillingen fokuserte jeg på at jeg ønsket å måle produktiviteten til Troms Kraft Nett AS fra et tidspunkt til et annet. Det er av stor interesse å se om det har vært fremgang i produktiviteten og størrelsen på den eventuelle fremgangen. Å kunne dele selve indekstallet opp i flere komponenter for dermed å få en mer presis forklaring på årsaken til eventuelle endringer, er av stor verdi. For øvrig er det også interessant å se hvordan Troms Kraft Nett AS posisjonerer seg i forhold til andre kraftnettselskaper. Til min problemstilling er det Malmquists produktivitetsindeks som best egner seg, da den evaluerer effektivitetsendring over tid og kan dekomponeres i to ulike deler. I dette kapitlet vil jeg ta et historisk tilbakeblikk på Malmquistindeksen, redegjøre for indeksen med de to ulike dekomponeringsfaktorene og sette indeksen i sammenheng med vår problemstilling.

3.3.1 Malmquistindeksens utvikling i et historisk lys

Althin (2001), Tone (2004) og flere andre gjennomgår kort Malmquistindeksens utvikling fra dens begynnelse i 1953 til deres respektive artikler ble skrevet. Ideen til Malmquist (1953) hadde som utgangspunkt at en konsument ikke kunne rangere ulike goder uten å ha et mål på nytten av hvert gode. Indifferenskurver er noe de ulike godene har felles, og de ble brukt til å rangere godene.

Caves, Christensen og Diewert (1982) tok utgangspunkt i Malmquists artikkel fra 1953, og de introduserte Malmquists produktivitetsindeks i 1982. De utviklet produktivitetsindekser for å sammenligne bedrifter under generelle betingelser. Mer spesifikt kan vi si at de utviklet en outputbasert og en inputbasert produktivitetsindeks ved å ta i bruk henholdsvis output- og inputdistansefunksjoner. Den outputbaserte produktivitetsindeksen ser på produktivitet i lys av forskjeller i maksimal output gitt ett inputnivå, mens den inputbaserte produktivitetsindeksen tar for seg produktivitet med utgangspunkt i forskjeller i minimum input gitt et nivå output. Når de definerte indeksen, så de klare slektskap mellom Malmquist- og Törnquistindeksen. De viste, gitt antakelser om underliggende lik teknologi, at det geometriske gjennomsnittet av to Malmquist output mengdeindekser var lik en Törnquist output indeks. Videre var det geometriske gjennomsnittet av to outputbaserte Malmquistindekser lik forholdet av en output Törnquistindeks og en skalafaktor i tilfeller hvor det er variabelt skalautbytte, gitt underliggende antakelser.

Färe, Grosskopf, Lindgren og Roos (1989) utvidet arbeidet fra 1982, og de kalkulerte en tilgrensende Malmquist produktivitetsindeks bestående av det geometriske gjennomsnittet av de to Malmquistindeksene som var definert av Caves, Christensen og Diewert. Deres kalkulasjoner utnyttet det faktum at output distansefunksjonen de anvendte for å konstruere Malmquistindeksen, tilsvarer Farrells (1957) outputorienterte teknisk effektivitetsmål. Av den årsak var det et nært forhold til den outputorienterte DEA-modellen fremsatt av Charnes m. fl. (1978). Denne linken muliggjorde en dekomponering av produktivitetsendringen i to elementer: effektivitetsendring og teknisk endring. Färe m. fl. (1989) ønsket å måle produktivitetsendringen blant svenske sykehus i tidsperioden 1970 til 1985. Ved å sammenligne årlige endringer i produktiviteten til hvert sykehus, var det mulig å kartlegge

generelle trender blant svenske sykehus som helhet samt også å identifisere hvert enkelt sykehus som skiller seg fra de øvrige med tanke på produktivitetsendring.

I 1992 introduserte Berg, Førstund og Jansen (1992) en basisperiode Malmquist produktivitetsindeks. Denne er lik en av indeksene som Caves, Christensen og Diewert definerte i 1982, med unntak av at teknologien er fast for basisperioden. Fremgangsmåten til henholdsvis Färe m. fl. (1989) og Berg m. fl. (1992) måler effektivitetsendringen mellom to perioder på lik måte, men teknisk endring måles på ulik måte. Färe m. fl. (1989) måler den tekniske endringen som skift i fronten både på tidspunkt t og $t+1$, og bruker altså en tilgrenset periode for å måle teknisk endring. De to teknologiskiftene blir så vektet ved et geometrisk gjennomsnitt. Berg m. fl. (1992) måler teknisk endring mellom to perioder ved å holde referanseteknologien fast, og de definerer altså et basisår.

Formularet til Berg m. fl. (1992) danner grunnlaget for min produktivitetsanalyse. I neste kapittel vil jeg komme nærmere inn på deres indeksdefinisjon, og beskrive deres formular.

3.3.2 Malmquist

Som vist i kapitlet ovenfor, eksisterer det ulike formularer for Malmquists produktivitetsindeks. De mest vanlige formularene er definisjonen som Färe m.fl. kom med i 1989 og definisjonen som Berg m. fl. introduserte i 1992. Disse er nokså like, men kan gi noe ulike resultater. Althin (2001) tar for seg begge indeksformularene, og sammenligner de to ulike indeksene. Hensikten med denne oppgaven er imidlertid ikke å undersøke hvilket indeksformular som er det beste og differansen de ulike indeksene gir hva angår resultatet. Min oppgave har et teoretisk empirisk motiv, og jeg henviser til Althin (2001) for en grundig gjennomgang av de to ulike indeksdefinisjonene.

Berg m. fl. (1992) analyserte produktivitetsutviklingen blant norske banker i perioden 1980 – 1989. Reguleringen av bankene ble gradvis redusert og i 1988 kunne bankene fastsette renter og lignende etter eget ønske. Gjennom en produktivitetsanalyse forsøkte Berg m. fl. (1992) å kartlegge effektene dereguleringen førte med seg. I de følgende avsnitt vil jeg gjennomgå teorien og metodikken bak deres analyse.

Først og fremst introduserer de en base- eller en referanseteknologi. Ett bestemt år brukes som basisår, og dermed forutsettes nøytral teknologisk endring. Den totale effektivitetsendringen er sammensatt av to ulike komponenter. Berg m. fl. (1992) benevner den totale produktivitetsendringen for M, effektivitetsendringen (catching up) for MC og den tekniske endringen (rent teknologiskifte/frontskifte) for MF. De bruker effektivitetsmål for å formulere indeksen, og deres formular er gitt på følgende måte:

$$(10.1) \quad M_i(1,2) = \frac{E_{i2}}{E_{i1}} = MC \times MF_i(1,2), \quad i = \text{referanseteknologi, } i, 1, 2 \in T$$

Definisjonen av dekomponeringsleddene (MC og MF) følger:

$$(10.2) \quad MC = \frac{E_{22}}{E_{11}}$$

$$(10.3) \quad MF_i(1,2) = \frac{\frac{E_{i2}}{E_{22}}}{\frac{E_{i1}}{E_{11}}} \quad i, j = 1, 2 \quad i \neq j$$

Med E menes (teknisk) effektivitet og fotnotene i, 1 og 2 viser til tidsperiode. Første fotnote viser til hvilken front vi analyserer mot, mens den andre fotnoten viser til perioden hvor vi har en observasjon for en enhet. Eksempelvis viser E_{22} til effektiviteten til en DMU i periode 2 relativ til fronten i periode 2. Basisteknologi (referanseteknologi) vises med fotnote i, og det er naturlig å velge det første året som base. Årsaken er at vi er interessert i å estimere produktivitetsendring fra ett bestemt år basert på det aktuelle årets teknologi (Førsund 1993).

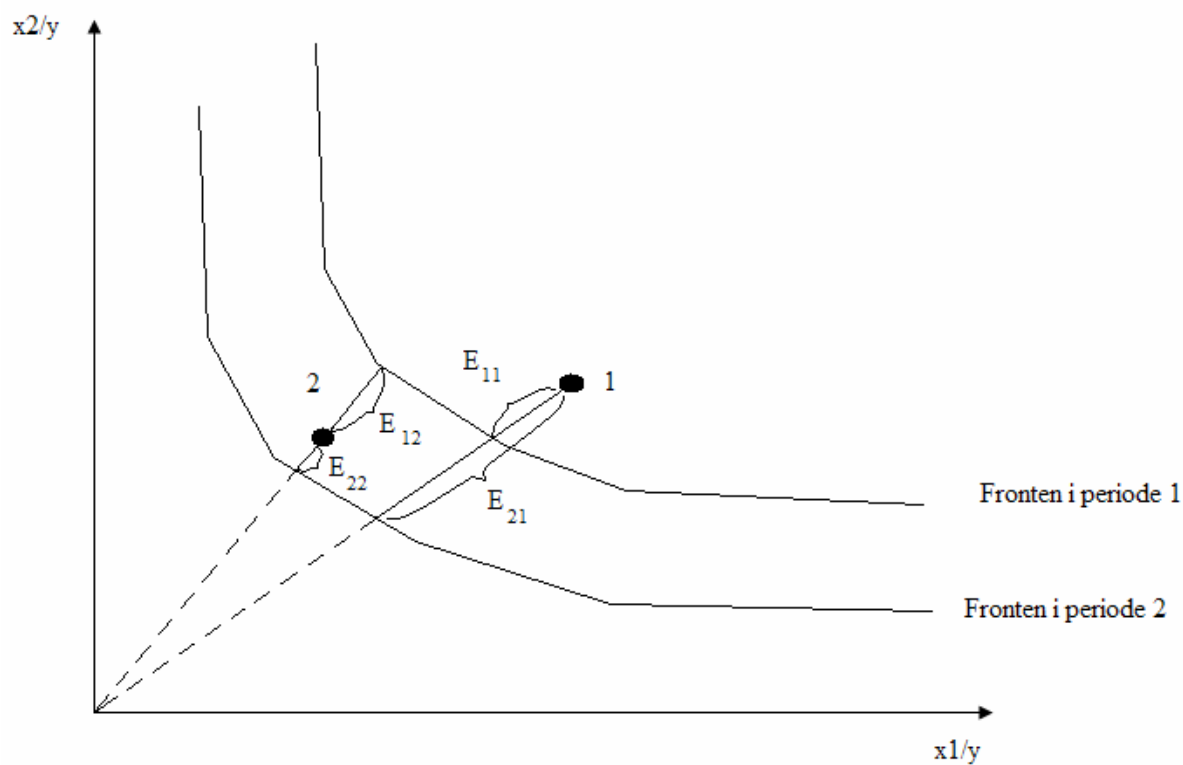
Ligning 10.2 er lik forholdstallet av Farrells mål på teknisk effektivitet på tidspunktene t+1 (tidspunkt 2) og t (tidspunkt 1). Dette leddet beskriver effektivitetsendringen for enheten. I litteraturen kalles dette for catching-up effekten, og tilkjenner den relative forflytningen mot fronten. Hvis effektivitetsendringen for en bedrift får verdien 1 mellom to tidsperioder, og

datapunktene har forflyttet seg, har fronten beveget seg tilsvarende. Hvis verdien er større enn 1, har bedriften kommet nærmere fronten, og således hatt en positiv effektivitetsutvikling. Ved verdier mindre enn 1, blir forholdet på motsatt måte.

Ligning 10.3 beskriver den tekniske endringen for en DMU. Her måles den teknisk endringen som forholdet av skift i fronten på tidspunkt t og $t+1$, hvor begge periodene blir målt mot en vilkårlig fast basisperiode teknologi på ett bestemt tidspunkt. Dette målet på produktivitetsutviklingen kalles for frontskifteeffekten. Vi måler ett punkt relativt til de to frontene på de ulike tidspunktene. Verdi større enn 1, verdi lik 1 og verdi mindre enn 1 beskriver da henholdsvis fremgang, ingen endring og tilbakegang i relativ effektivitet fra periode 1 til periode 2.

La oss si at det har vært teknologisk fremgang over en tidsperiode. Dette vises med et positivt frontskifte. En enhet med uendret produktivitet vil da kunne hatt en negativ catching-up effekt, men en positiv effekt på frontskifte. Disse to faktorene kan veie hverandre opp, slik at total produktivitetsendring er uendret.

Produktivitetsendringen kan vises grafisk, slik som i følgende figur (Roland og Vassdal 2000):



Figur 4: Malmquists produktivetsindeks

Figur 4 illustrerer Malmquists produktivetsindeks med dens dekomponeringsenheter. Punktene 1 og 2 viser til to ulike observasjoner av en DMU i to perioder. Frontene for begge periodene er estimert ved hjelp av DEA, hvorav periode 1 er valgt som referanseteknologi. Analyseenheten har hatt produktivetsfremgang fra periode 1 til periode 2, da input/output-forholdet er mindre i periode 2 sammenlignet med periode 1. Dette har sammenheng med at observasjon 2 av enheten er nærmere fronten for periode 2 enn tilfellet er for periode 1. Videre har det vært et positivt frontskifte fra periode 1 til 2, noe som tilsier positiv teknisk endring. Dermed er både MC og MF større enn 1, hvilket gir produktivetsutvikling i positiv retning.

Ut ifra figur 4 med referanseteknologi i periode 1, er total produktivitetsendring gitt ved følgende:

$$(11) \quad M = \frac{E_{12}}{E_{11}} = \frac{E_{22}}{E_{11}} \times \frac{\frac{E_{12}}{E_{22}}}{\frac{E_{11}}{E_{11}}}$$

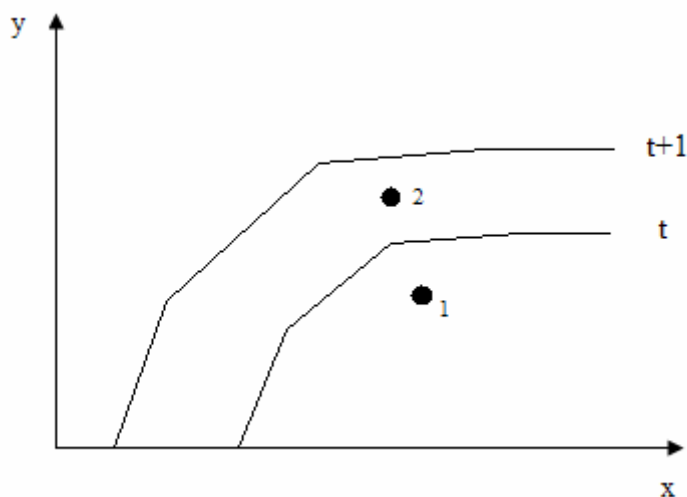
Jeg bemerker at referanseteknologien (basisåret) er fast. I analysen Berg m. fl. (1992) utførte om norske banker, ble 1980 brukt som referanseteknologi for hele analyseperioden. Ved å holde fast på en bestemt referanseteknologi, oppnåes det sirkularitet i indeksforstand. Dette muliggjør direkte sammenligning i prosentpoeng fra forskjellige perioder. En fast referanseteknologi, gir en kjedet indeks. Dette betyr at produktivitetsendringen fra eksempelvis år 1 til år 3, tilsvarer produktet av produktivitetsendringen mellom perioden 1 – 2 og perioden 2 – 3. For å kunne ha en kjedet indeks, kreves balanserte data.

3.3.3 Videre dekomponering av indeksen

Både Färe m. fl. (1989) og Berg m. fl. (1992) dekomponerer total produktivitetsendring i effektivitetsutvikling (catching-up) og teknisk endring (frontskifte). Grosskopf (2003) gjennomgår og redegjør imidlertid for dekomponeringer utover de to nevnte. Hun trekker blant annet inn ren teknisk effektivitet og skalaeffektivitet som samlet utgjør effektivitetsendringen. Forfatteren henviser særlig til Ray og Desli (1997) og Färe, Grosskopf og Lovell (1994). Balk (2001) summerer for øvrig opp alternative dekomponeringer av Malmquists produktivitetsindeks, og da særlig i lys av DEA. Jeg vil ikke gå nærmere inn på dette temaet, da jeg i resultatdelen ikke vil ta i bruk dekomponeringer utover effektivitetsutvikling og teknisk endring. Imidlertid fant jeg det riktig å introdusere teamet og referere aktuelle artikler som omhandler dette emnet.

3.3.4 Skalaegenskaper ved en Malmquistanalyse

I de mest anerkjente publikasjoner av produktivitetanalyser, for eksempel Färe m.fl. (1989) og Berg m. fl. (1992), forutsettes konstant skalautbytte. Banker m. fl. (1984) introduserte effektivitetsmåling hvor skalaeffektivitet inngikk, men i produktivetsanalyser forutsettes normalt sett konstant skalautbytte. Grifell-Tatjé og Lovell (1995) viste at i den tradisjonelle definisjonen av Malmquists produktivetsindeks, blir produktivetsmålingen feil ved å ha variabelt skalautbytte som underliggende antakelse. Det eksisterer problemer både ved at enkelte lineære programmeringsproblemer ikke kan løses og at vi har å gjøre med flere tidsperioder. De skrev at etter deres bedømmelse burde det komme en ny indeks som hensyntok skala, men *de* kom ikke selv med noen ny indeks. Figuren nedenfor viser problematikken ved variabelt skalautbytte:



Figur 5: Måleproblemer ved variabelt skalautbytte

Figur 5 viser to observasjoner med to fronter hvor variabelt skalautbytte er underliggende antakelse. Som vi ser av figuren er det imidlertid ikke mulig å måle punkt 2's posisjon i forhold til fronten i periode 1 (i inputretning), og vi har dermed et uløselig lineær programmeringsproblem.

Bjurek (1996) tar også opp denne problematikken, og presenterer en ny indeks. Løsningen han introduserte definerte Malmquists produktivetsindeks som et forholdstall mellom Malmquists output mengdeindeks og Malmquists input mengdeindeks. Videre kalkuleres det

geometriske gjennomsnittet av de to Malmquist produktivetsindekser for gjeldende teknologi på henholdsvis tidspunkt t og $t+1$. Bjurek (1996) hevder at det kan verifiseres at produktivetsverdier kalkulert etter ovennevnte oppskrift er lik de virkelige verdier på totalfaktorproduktivitet som Grifell-Tatjé og Lovell (1995) presenterer i sin artikkel.

I min analyse vil jeg imidlertid anta konstant skalautbytte, og bruke indeksformularet som er presentert i kapitel 3.3.2. Jeg ville imidlertid kort redegjøre for tilfeller hvor en antar variabelt skalautbytte, og introdusere aktuelle artikler som belyser temaet nokså grundig. I neste hovedkapittel vil jeg presentere datagrunnlaget som jeg bruker som grunnlag for produktivetsanalysen.

4. Datagrunnlag

Datagrunnlaget som jeg anvender, er identisk med datasettene som NVE bruker for sine effektivitetsanalyser. Disse dataene er lagret i flere ulike databaser (Langset 2006). NVE har et eget innrapporteringsystem (eRapp), og årlig samles det inn økonomiske og tekniske data som lagres. I tillegg har NVE et omfattende geografisk informasjonssystem (GIS), som inneholder kartgrunnlag fra Statens kartverk og data om klima og topografi. For øvrig hentes spesielle data inn fra andre fagorganer, som for eksempel Meteorologisk institutt (DNMI), Norsk institutt for jord- og skogkartlegging (NIJOS), Stiftelsen for industriell og teknisk forskning ved Norges tekniske høgskole (SINTEF), Statistisk sentralbyrå (SSB) og Statens kartverk. Selskapsspesifikke data kan etableres på en konsistent måte ved at all geografisk informasjon kobles i GIS.

Datasettet som jeg anvender i analysen, strekker seg fra 2001 til 2004. Det finnes også data for 2005, men da det er et annet format på dataene i perioden 2001-2004 og 2005, velger jeg å konsentrere meg om årene 2001-2004. Årsaken til at data fra perioden før 2001 ikke er medtatt, er at KILE-ordningen ikke eksisterte før 2001 og estimering av denne er vanskelig for data tilbake i tid. Datamaterialet for 2001-2004 er i sin helhet tilgjengelig på NVEs nettsider.⁵

Distribusjonsnettene blir analysert alene, mens regional- og sentralnettene analyseres sammen. For distribusjonsnettene er det medtatt 131 enheter i analysen for samtlige år. For regional- og sentralnettene er det 51 enheter med i analysen for alle år. Enkelte selskaper har data for regional- og sentralnettene for enkeltstående år, men jeg har valgt å kun ta med de enhetene som er representert for hele tidsperioden. Dette har sammenheng med formålet for oppgaven, nemlig effektivitetsmåling over tid. Min hovedanalyseenhet, Troms Kraft Nett AS, er inkludert i begge analysene for alle 4 årene.

Generelt bør man være kritisk til data ved effektivitets- og produktivitetsmålinger. Feil i datagrunnlaget kan føre til misvisende resultater som kan få betydning for resultatet for alle enhetene som er med i analysen. Data bør undersøkes, for å finne eventuelle ”outliers”. Slike

⁵ Kilde: http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityID=9926

”outliers” er enheter som skiller seg vesentlig fra de øvrige enhetene. Rapporteringsfeil kan være bakgrunn for dette, og kan føre til at effektivitets- og produktivitetsmålinger blir misvisende. Berglund (2006) påpeker at han har mistanke om målefeil for en enhet, og utelukker ikke at det finnes flere unormale observasjoner.

For øvrig anser jeg kvaliteten på datasettet for å være sterkt, da NVE bruker settet i sine analyser i forbindelse med fastsetting av inntektsrammer. Dataene rapporteres inn, og kvalitetskontrolleres således av NVE.

I effektivitets- og produktivitetssammenhenger er det ulike input og output som brukes i DEA-modellene. Videre i dette kapittelet vil jeg beskrive disse både for distribusjonsnettet og for regional-/sentralnettet. Variabelbeskrivelsene er hentet fra Langset (2006), og det vises til denne for en mer inngående beskrivelse.

4.1 Input – innsatsfaktor

For å løse sine oppgaver bruker en bedrift ulike innsatsfaktorer. Innsatsfaktorer er en benevnelse på forskjellige typer ressurser som anvendes til dette formålet, og eksempler er ulike kapitalgjenstander, arbeidskraft og energiforbruk. Innenfor distribusjon av kraft er nettstasjoner, linjer, transformatorer, biler, arbeidskraft og forbruksmaterieell aktuelle innsatsfaktorer. Kostnaden for hver enhet innsatsfaktor kalles faktorpris (w_i). Vi kan finne et økonomisk mål på ressursbruken for den enkelte innsatsfaktor ved å multiplisere den respektive innsatsfaktoren med faktorprisen.

I effektivitets- og produktivitetsanalyser av kraftnettbransjen, er selskapenes totalkostnad definert som innsatsfaktor. I analysene brukes det teknisk sett en innsatsfaktor, men denne faktoren er sammensatt av flere ulike komponenter. Totalkostnaden beregnes for distribusjonsnettet for seg og felles for regional- og sentralnettet, men beregningsmåten er lik i begge tilfellene. Totalkostnaden fremkommer av drifts- og vedlikeholdskostnader, kapitalkostnader (avkastning på bokført kapital og avskrivninger), kostnader ved overføringstap (nettap) og KILE-kostnader.

- **Drifts- og vedlikeholdskostnader**

I denne kostnadsgruppen inngår kostnader ved systemtjenester, varekostnader, lønn og øvrige personalkostnader, andre driftskostnader, tap på fordringer, internprisede tjenester og felleskostnader.

- **Kapitalkostnader**

Avkastning på bokført kapital og avskrivninger utgjør kapitalkostnader for nettselskapene. Investeringstilskudd, eksempelvis anleggsbidrag og statsstønad, er konvertert til avskrivninger. Bokført verdi er fra regnskapsårets slutt 31.12, og inneholder bygninger, sentralnett, regionalnettsanlegg, distribusjonsanlegg, tomter, kundespesifikke anlegg, transportmidler, inventar, verktøy, edb, andre varige driftsmidler og fordelte felles driftsmidler. Ovennevnte verdier er balanseverdier, og 1 prosent av disse tillegges som arbeidskapital.

- **Kostnader ved overføringstap (nettap)**

I forbindelse med transport av elektrisk kraft, forsvinner noe av elektrisiteten i overføringssystemet. Rettere sagt går energien over i andre former, slik at den ikke når frem til sluttbrukeren. Nettapet er en følge av resistans i ledere. Hvert enkelt nettselskap rapporterer nettapet, men det var vært store svingninger i det rapporterte tapet. Sannsynligvis er periodiseringsproblemer årsaken.

Beregningen av nettapet utføres ved å dividere samlet nettap med samlet overført volum for perioden 2001-2004. Vi får da et gjennomsnittstall, og dette blir multiplisert med levert energi i de ulike årene. For å finne kostnaden ved nettap, multipliseres det fysiske nettapet med referanseprisen på kraft. Referanseprisen er lik for alle årene. Dette for å eliminere variasjoner i resultatene som er forårsaket av endringer i kraftpris. Dermed er kostnaden ved nettap fremkommet for hvert enkelt selskap i de aktuelle årene.

- **KILE-kostnader**

Fra tid til annen opplever de fleste nettselskap strøbrudd av ulike årsaker. Gjennom KILE (Kostnader ved Ikke Levert Energi) ønsker myndighetene å motivere til et mest

mulig stabilt nett. KILE-kostnaden er en offentlig fastsatt forordning som tillegger netteierne kostnader ved strømbrudd.

KILE-kostnadene varierer mye fra år til år. I perioden 2001-2004 er det beregnet gjennomsnittlige KILE-kostnader, og er derfor lik i alle fire år. Faktisk KILE-kostnad fremkommer ved å multiplisere ikke levert energi med en spesifikk avbruddssats. Ulike kundegrupper (eksempelvis industri, handel, jordbruk og husholdning) har ulike avbruddssatser. I tillegg skilles det mellom varslet og ikke varslet avbrudd. Den samlede faktiske KILE-kostnaden finnes ved å legge sammen KILE-kostnadene for de ulike kundegruppene.

4.2 Output – kostnadsdrivere

I effektivitets- og produktivitetsanalyser er det vanlig å bruke det engelske ordet output om faktorer som handler om etterspørselsrelaterte størrelser. Som beskrivelsen output tilkjenner, er det resultatet av innsatsfaktorene (input) som gir output. I en enkel produksjonsbedrift kan eksempelvis produksjonen være en output-variabel, mens lønnskostnader og varekostnader er innsatsfaktorer (input).

I analysene av kraftnettselskapene, blir betegnelsen kostnadsdrivere brukt for output-variablene. Kostnadsdriver blir brukt som en samlenne betegnelse for etterspørselsrelaterte størrelser og relevante rammevilkår. Ordet produkt eller produktaspekt har blitt brukt om det samme i tidligere sammenhenger. Enkelte kostnadsdrivere kan påvirkes av selskapet, mens andre er utenfor det enkeltes selskaps kontroll. I de videre delkapitlene vil jeg redegjøre for slike eksogene og endogene kostnadsdrivere, og de ulike kostnadsdriverne i de ulike nettene.

4.2.1 Eksogene og endogene kostnadsdrivere

Et nettselskaps hovedoppgave er å transportere kraft gjennom linjenettet til hver enkel sluttbruker. I all enkelhet kan en derfor si at nettselskapenes oppgaver i hovedsak er knyttet til etterspørsel etter effekt og etterspørsel etter tilknytning (antall kunder). Imidlertid er omfanget av disse oppgavene av en slik størrelse at en er avhengig av flere rammevilkår for å løse de.

Disse rammevilkårene kan være utenfor hvert enkelt selskaps kontroll, slik som eksempelvis bosetting (kundernes plassering) og geografiske forhold (skog, vind og temperatur). Ulike rammevilkår kan føre til kostnadsforskjeller mellom bedriftene, da ressursforbruket til ett selskap kan være større i forhold til et annet som følge av eksempelvis ulendt terreng over store avstander (Langset 2006).

En eksogen kostnadsdriver er en kostnadsdriver som ikke kan påvirkes av det enkelte selskap. Kostnadsdrivere av geografisk art er normalt sett eksogene. Et selskap kan ikke kontrollere mengden av skog, temperaturforhold og de til enhver tid gjeldene vindforhold. Likeledes er etterspørselsrelaterte kostnadsdrivere i praksis eksogene. Energi, effekt, antall kunder og transportavstand er vanskelig for et selskap å påvirke. Eksempelvis er antall kunder i stor grad gitt, noe som har direkte sammenheng med at nettselskapene er naturlige monopoler.

Når er kostnadsdriver kan påvirkes av selskapet, er den endogen. Eksempler på endogene variabler er linjelengder, antall transformatorer, trafokapasitet og nettets alder. For nettselskapene er variabler av slik karakter først og fremst begrenset endogen, og er i stor grad et spørsmål om ressursbruk og anvendelse av kapital.

4.2.2 Distribusjonsnett

NVE har valgt ut hvilke variabler som skal inngå i DEA-modellen (Langset 2006). Kriteriene for variabelvalg er basert på tre steg. For det første må variabelen være begrunnet teoretisk eller praktisk på en solid måte. For det andre bør variablene være statistisk signifikante når den estimeres mot selskapenes total kostnader i SFA (stokastisk frontanalyse) eller i OLS – regresjonene (minste kvadraters metode) mot DEA-resultatene. For det tredje bør variablene være signifikante i en Banker-test. Jeg vil ikke gå noe videre inn på utvelgelsen av variablene, men heller beskrive de variabler som er valgt til analysen.

For distribusjonsnettene har vi følgende kostnadsdrivere:

	Kostnadsdrivere distribusjonsnettene
Basisvariabler	Antall km høyspent Antall nettstasjoner Antall abonnenter Leverte energi (eksklusivt fritidsboliger) Grensesnitt
Kundespesifikke forhold	Leverte energi fritidsboliger
Rammebetingelser	Skog Helning Vind

Tabell 1: Kostnadsdrivere distribusjonsnettene

Basisvariablene tar utgangspunkt i at oppgaven for distribusjonsnettene handler om transport og levering av en bestemt mengde etterspurt energi til et antall kunder. Omfanget av oppgaven avhenger av transportavstanden og mengde energi som transporteres.

Kundespesifikke kostnader som for eksempel fakturering og måleravlesning er også hensyntatt i basismodellen. Enkelte kundegrupper kan føre til at dimensjoneringen av nettet blir større uten at energiforbruket øker i samme grad. Dette er tatt hensyn til ved kundespesifikk forhold. Endelig blir det tatt hensyn til geografiske forhold som påvirker kostnadene. Dette gjøres gjennom rammebetingelsene.

- **Antall kilometer høyspent**

Antall kilometer høyspent angir nettets utstrekning. Det skilles mellom høyspent og lavspent, og formålet med dette har vært å fange opp strukturelle forskjeller mellom åpne og tettbygde forsyningsområder. Antall kilometer lavspent er ikke med i modellen, og dette leder oss til neste variabel.

- **Antall nettstasjoner**

Kvaliteten på informasjonen om lavspent linjelengder opplevdes av mange som dårlige i flere selskaper. Antall nettstasjoner betraktes som en betydelig bedre variabel, og er en langt sikrere størrelse for de fleste selskapene. I kombinasjon med høyspent, fanger antall nettstasjoner opp de samme strukturelle forskjellene som antall kilometer lavspent.

- **Antall abonnenter**

Denne variabelen tilkjenner et mål på etterspørsel etter tilknytning og kunderelaterte tjenester. Antall abonnenter inkluderer fritidsabonnenter. Forhold som fakturering og måleravlesninger blir fanget opp i denne variabelen, ved at slike faktorer gjelder for den enkelte abonnent.

- **Levert energi eksklusiv fritidsboliger**

Levert energi er en variabel som utgjør et mål på etterspørselen etter energi og effekt. Modellen inkluderer kun energi, da energi og effekt er høyt korrelert og det er lite å vinne på å medta effekt i tillegg til energi. Levert energi til fritidsboliger er ikke inkludert i denne variabelen.

- **Grensesnitt**

De ulike nettselskapene har forskjellig praksis for hvor anleggskomponenter i grensesnittet mellom distribusjons- og regionalnettet kostnadsføres. Videre har det historisk vært differanse på hvilke krav regionalnettselskapene har hatt til eierskapet til anleggskomponentene i forhold til de lokale distribusjonsnettselskapene. Disse forskjellene ivaretaes gjennom en grensesnittsvariabel.

I 2001 samlet NVE inn utførlig informasjon om en rekke tekniske anleggskomponenter og hvordan disse var kostnadsført i perioden 1996-1999. Informasjon fra utvekslingspunkter fra dette tekniske anleggsregistret brukes som utgangspunkt for å beregne grensesnittsvariabelen. Grensesnittsvariabelen utgjør summen av de enkelte anleggstypene multiplisert med sine gjensidige vektorer. Denne variabelens størrelse tilkjenner oppgaveomfanget for det enkelte nettselskap i forbindelse med utveksling fra og til tilgrensende nett.

- **Levert energi fritidsboliger**

Fritidsboligenes beliggenhet i nettet og deres korte brukstid kan føre til at det er spesielt kostbart å forsyne disse. Dette gjelder særlig vinterhytter. Dimensjoneringen av nettet påvirkes uten at energiforbruket øker i samme grad som effekten. Variabelen er tatt med fordi levert energi til fritidsboliger har stor betydning for enkelte av selskapene i analysen.

- **Skog**

Skog kan være problematisk for nettselskaper. Det er etablert dataserier for å analysere betydningen av skog for kostnadene i nettvirksomheten. Skog medfører hyppige feil og strømavbrudd, og reduserer nettets tekniske levetid. Som en følge av dette har nettselskapene økte drifts- og vedlikeholdskostnader, økte kapitalkostnader i form av nyinvesteringer, vedlikehold og reparasjoner og økte KILE-kostnader ved avbrudd. Variabelen skog settes sammen ved å addere andelen for høy og svært høy bonitet, som videre multipliseres med antall kilometer høyspent. Dermed blir variabelen størrelsesavhengig.

- **Helning**

Nettselskapene kan ha ulike kostnader som følge av topografiske forhold. Helningsvariabelens formål er å fange opp slike kostnadsforskjeller. I likhet med konsekvensene med skog, medfører topografien til økte kostnader. Topografien påvirker både nettets utstrekning og tilgjengelighet. Variabelen fremkommer ved å multiplisere gjennomsnittlig helningsgrad med antall kilometer høyspent, og er altså størrelsesavhengig.

- **Vind**

Områder med kraftig vind fordrer kraftigere dimensjonering av linjenettet. Dette, i likhet med vedlikehold og KILE, medfører høyere kostnader, og nettet har kortere teknisk levetid. Vindbelastning og nærhet til kyst er sterkt korrelert, og av den årsak er variabelen konstruert ved å dividere vindbelastningen med gjennomsnittlig avstand til kyst. Denne størrelsen er også størrelsesavhengig gjennom multiplisering med høyspent linjelengde.

4.2.3 Regionalnettet / sentralnettet

Kostnadsdriverne av basiskarakter i regional- og sentralnettet er, med unntak av transportert effekt, indekser som består av en veid sum av ulike anleggskomponenter. Vektssystemet er oppbygd ved å se på forholdet mellom årlig totalkostnad for de ulike anleggene. I korte trekk består den årlige totalkostnaden av en årlig kapitalkostnad og drifts- og

vedlikeholdskostnader. Kapitalkostnaden er beregnet som en annuitet av nyverdien til de forskjellige anleggstypene. Renten som legges til grunn er på 5,2 %, og avskrivningstiden er 40 år for linjer og kabler, 25 år for brytere og 35 år for transformatorer og kompenseringssystemer. Drifts- og vedlikeholdskostnadene (DV) er beregnet som en andel av totalkostnaden for hver anleggstype. Totalkostnaden fremkommer da på følgende måte:

$$(12) \quad \text{Totalkostnad} = \text{Kapitalkostnad} / (1 - DV_{\text{andel}})$$

Alle størrelsene er for øvrig dividert med totalkostnaden til en effektbryter på 132 kV og multiplisert med 100. Dette for å ha en referanse for størrelsene. Vektene vises for øvrig som vedlegg 1 sist i oppgaven.

For regional- og sentralnettet har vi kun en geografisk variabel, nemlig skog. Dette etter en trinnvis ekskludering av de variable som ikke er statistisk signifikante.

Følgende variabler er valgt som kostnadsdrivere for regional- og sentralnettet:

	Kostnadsdrivere regional- og sentralnettet
Basisvariabler	Transportert effekt Nettutstrekning Grensesnitt Sentralnettsoppgave
Rammebetingelser	Skog

Tabell 2: Kostnadsdrivere regional- og sentralnettet

- **Transportert effekt**

Generelt uttrykker transportert effekt etterspørselen etter transport av effekt. Denne variabelen fremkommer ved å ta høyeste verdi av samlet maksimalt effektuttak fra årene 1996-1999. Summen av effekt som transporteres gjennom hvert enkelt selskaps regionalnettslinjer og –kabler i dets høylasttime beregnes som samlet maksimalt effektuttak. Transportavstanden fanges ikke direkte opp i denne variabelen, noe som

kan gi skjevheter ved at den relative transportavstanden av maksimaleffekten er nokså forskjellig fra den relative størrelsen på nettutstrekningen selskapene imellom.

- **Nettutstrekning regionalnett**

Forskjeller i regionalnettets fysiske nettutstrekning fanges opp i ovennevnte basisvariabel. Den tar også for seg linjer og kabler som er kostnadsført i regionalnettet. Variabelen beregnes som den vektete summen av antall kilometer luftlinjer, jordkabler og sjøkabler. Vektene henter jeg fra vedlegg 1.

- **Grensesnitt**

Hensikten med denne variabelen er å fange opp at selskapene har ulike oppgaver i forbindelse med utveksling av effekt med andre selskaper. Variabelen er bygget opp på samme måte som i distribusjonsnettet. Dette medfører at nettanlegg i utvekslingspunkter mellom nettnivåer kan behandles likt uavhengig av spenningsnivåene utvekslingene skjer mellom. Transformatorer, avganger og kompenseringssystemer som er kostnadsført i regionalnettet inngår i grensesnittvariabelen. Vektene for transformatorer består av en for antall transformatorer på ulike spenningsnivåer og en for maksimalt transformert effekt. Disse vektene, samt de øvrige vektene som benyttes for å beregne grensesnittvariabelen, finnes i vedlegg 1.

- **Sentralnettsoppgave**

De ulike selskaper har forskjellige oppgaver i forbindelse med sentralnettaktivitetene. Disse forskjellene fanges opp i variabelen sentralnettsoppgave. De sentralnettsanleggene som er inkludert i denne variabelen ligner meget på anleggskomponentene som er inkludert i grensesnitt- og nettutstrekningsvariabelen for regionalnettsanleggene. Komponentene som er inkludert, er transportavstand, linje-/kabelavganger og transformeringen fra et spenningsnivå til et annet. Dette er alle anleggskomponentene som finnes i vedlegg 1. Variabelen er for øvrig lik for hele perioden 2001-2004.

- **Skog**

I likhet med situasjonen for distribusjonsnettene, kan skog medføre økte kostnader for regional- og sentralnett. Variabelen multipliseres med den totale linjelengden, og er dermed størrelsesavhengig.

4.3 To modeller

Som en oppsummering, fremsetter jeg nedenfor de to modellene for henholdsvis distribusjonsnett og regional- og sentralnett med tilhørende verdier for Troms Kraft Nett AS på variablene.

	2001	2002	2003	2004
Innsatsfaktor (input)				
Totalkostnader (i tusen)	262 767	271 967	252 660	260 799
Kostnadsdriver (output)				
Antall km høyspent	3 743	3 791	3 815	3 794
Levert energi (eksklusivt fritidsboliger) (MWh)	1 978 193	1 952 267	1 830 545	1 873 489
Antall abonnenter	61 074	62 000	62 605	62 247
Antall nettstasjoner	3 833	3 950	3 996	4 027
Grensesnitt	246	246	246	246
Levert energi fritidsboliger (MWh)	30 385	31 765	31 837	31 908
Skog	25 985	26 318	26 485	26 339
Helning	32 830	33 251	33 462	33 278
Vind	14,05	14,23	14,32	14,24

Tabell 3: Modell for distribusjonsnett for bruk i Malmquist-analysen med tilhørende verdier for Troms Kraft Nett AS

	2001	2002	2003	2004
Innsatsfaktor (input)				
Totalkostnader (i tusen)	82 799	84 615	96 037	107 296
Kostnadsdriver (output)				
Transportert effekt	536	536	536	536
Nettutstrekning	17 299	16 364	16 068	16 577
Grensesnitt	15 700	15 700	15 700	15 700
Sentralnettsoppgave	11 809	11 809	11 809	11 809
Skog	57,7	57,3	57,1	57,2

Tabell 4: Modell for regional- og sentralnettet for bruk i Malmquist-analysen med tilhørende verdier for Troms Kraft Nett AS

4.4 Et kvalitetsparameter i en DEA-modell

Som beskrevet i kapitel 4.1, inngår KILE (Kostnad ved Ikke Levert Energi) som en del av totalkostnaden for nettselskapene hva angår både distribusjonsnettet og regional-/sentralnettet. Gjennom KILE ønsker myndighetene å gi incentiver til å ha et mest mulig stabilt nett. KILE-kostnaden er en offentlig fastsatt forordning som gir netteierne kostnader hvis strømbrydd oppstår. Denne faktoren kan sees på som et kvalitetsparameter. Dette parametret er tallfestet gjennom å gi selskapene kostnaden ved ikke levert energi. Ved lav kvalitet på nettet som kan gi hyppige strømbrydd, øker KILE-kostnaden. Motsatt gir høy kvalitet på nettet lave KILE-kostnader, og de enhetene med lav verdi på denne kostnaden kan fremstå som de mest effektive. Før resultatkapitlet ønsket jeg å bemerke denne spesielle variabelen, som skiller seg fra de øvrige ved at den er et mål på kvalitet.

4.5 Indeksregulering av totalkostnaden

Som kapitel 4.3 viser, er output-faktorene i modellene nokså stabile for Troms Kraft Nett AS. Dette gjelder også for øvrige enhetene som er med i analysene. Inputfaktoren, totalkostnaden, beveger seg imidlertid noe mer, og endrer seg i begge retninger. Kapittel 4.1 viser sammensetningen av inputfaktoren, og den består av ulike kostnader som samlet sett utgjør totalkostnaden. Årsakene til at totalkostnaden endrer seg kan være sammensatt av ulike

faktorer. En av grunnene kan være at kostnadene følger konsumprisindeksen, og justerer seg i henhold til den. Det er nærliggende å tro at eksempelvis lønnskostnader og varekostnader til en viss grad følger en slik indeks.

Da jeg benytter 2001 som referanseteknologi og samtidig som outputfaktorene ikke endrer seg mye i forhold til 2001-nivå, ønsker jeg å deflatere totalkostnaden (input) for alle enhetene tilbake til 2001. Jeg gjør dette kun for distribusjonsnettet. Formålet er å se om dette har noe innvirkning på produktivitetstallene i forhold til å anvende det gitte datasettet uten deflatering av totalkostnaden.

Konsumprisindeksen for den aktuelle perioden følger⁶:

År	2001	2002	2003	2004
Gjennomsnittlig konsumprisindeks	108,7	110,1	112,8	113,3

Tabell 5: Konsumprisindeksen for 2001 – 2004

Med deflatering ved hjelp av konsumprisindeksen, blir totalkostnaden for distribusjonsnettet for Troms Kraft Nett følgende:

Innsatsfaktor (input)	2001	2002	2003	2004
Totalkostnader	262767	268509	243477	250211

Tabell 6: Deflatert totalkostnad for 2002 – 2004 for distribusjonsnettet til Troms Kraft Nett AS

Lignende deflatering gjør jeg for alle 131 enhetene, og resultatene for produktivitetsendringen følger i kapittel 5.1.5. Da dette ikke inngår som en del av hovedproblemstillingen, presenterer jeg kun resultatene for produktivitetsutviklingen mellom 2001 og 2004, og ikke for enkeltårene mellom.

⁶ Kilde: <http://www.ssb.no>

4.6 Programvare

Datagrunnlaget som er oppsummert i kapittel 4.3 (og kapittel 4.5) analyseres ved bruk av dataprogramvare. Programvaren heter ”SNF Malmquist software”, og er utviklet av Finn Førstund og Sverre Kittelsen ved Frisch-senteret i Oslo. Ved hjelp av denne programvaren kan jeg velge hvilken orientering jeg ønsker (input- eller outputorientert), hvilket år jeg skal bruke som referanseteknologi og spesifisere de år som skal være med i analysen. Programvaren regner ut effektivitetsutviklingen, teknisk endring og den totale produktivitetsendringen. Programmet rangerer ikke enhetene, regner ikke ut gjennomsnittstall eller beste/dårligste enhet og følgelig ikke standardavvik. Resultatene åpnes i Microsoft Excel, og der bearbeider jeg resultatene.

For å tegne salter – diagram for grafisk fremstilling av resultatene, anvender jeg et programtillegg til Microsoft Excel. Dag Fjeld Edvardsen ved Frisch-senteret har utviklet dette programtillegget, som muliggjør grafisk illustrasjon ved et Heckser-Salter diagram.

5. Resultater

I dette kapitlet vil jeg presentere resultatene jeg har kommet frem til. Jeg har kalkulert produktivitetsutviklingen til alle enhetene som er representert i henholdsvis distribusjonsnett og regional- og sentralnettet. Videre har jeg utført en analyse hvor alle variabler for de respektive nettene er inkludert, og en analyse hvor geografivariablene (rammebetingelsene) er ekskludert. I tillegg måles produktivitetsutviklingen med deflatert totalkostnad for hele perioden 2001 – 2004 for distribusjonsnettet. I kapittel 5.1 presenteres alle resultatene på produktivitetsutviklingen hva angår distribusjonsnettet, og i kapittel 5.2 vises alle resultatene på produktivitetsutviklingen for regional- og sentralnettet.

Produktivitetsanalysen har inputorientering som utgangspunkt. I kapittel 3.1 er det redegjort for både inputorienterte og outputorienterte effektivitetsmålinger. Kort sagt måles produktiviteten på hvor kostnadseffektive selskapene er. Dette vil si at kostnadsdriverne (output) er konstant og vi søker å minimere totalkostnaden (input).

Resultatene fremstilles med tre verdier. Teknisk endring (frontskifteeffekt) er vist ved benevnelsen MF. Eksempelvis vises MF_01_01_02. Første tall angir årstallet referanseteknologien kommer fra. For hele analysen er 2001 referanseteknologi (basisår). De to neste tallene tidsintervallet utviklingen måles i, og i dette tilfellet er det mellom 2001 og 2002. Effektivitetsutviklingen (catching-up) er gitt ved MC. MC_01_02 angir også i dette tilfellet tidsrommet utviklingen analyseres i, altså i tidsperioden 2001 – 2002.

Referanseteknologi er her ubetydelig. M viser til den totale effektivitetsutviklingen.

M_01_01_02 viser til henholdsvis referanseteknologi og tidsrommet analysen foretas i. 2001 er altså basisår og analysen skjer mellom 2001 og 2002 i dette eksempelet.

Verdier under 1 viser til tilbakegang hva angår produktivitet. Hvis verdien er nøyaktig 1, er situasjonen status quo. Verdier større enn 1 tilsier økt produktivitet. I resultatdelen vil jeg vise resultatene for Troms Kraft Nett AS (TKN AS), gjennomsnittresultatet for alle enhetene, standardavviket på resultatene, høyeste verdi og laveste verdi for de ulike målene.

Rangeringen skjer med utgangspunkt i total produktivitetsutvikling (M). Resultatene finnes i sin helhet i vedleggene bak i oppgaven. I tillegg vises resultatene grafisk ved salterdiagram, som er et spesielt to-dimensjonalt søylediagram. Hver søyle representerer en enhet, og

bredden på søylen er bestemt med bakgrunn i relativ størrelse ut i fra totalkostnaden. Søylen lengst til venstre i diagrammet har lavest produktivitet, og vi har følgelig stigende verdier mot høyre.

5.1 Produktivitsutvikling for distribusjonsnett

I de følgende delkapitler presenteres resultatene for distribusjonsnett. For analysen med hvor alle variablene er inkludert, presenteres den total produktivitsutviklingen i tillegg grafisk. For hele perioden 2001-2004 har jeg regnet den totale produktivitsendringen, samt gjennomsnittlig årlig utvikling.

5.1.1 Produktivitsutvikling fra 2001 – 2002

5.1.1.1 Produktivitsutviklingen med alle 10 variablene

Resultatene fra ovennevnte periode vises i følgende tabell:

DMU	Selskap	MF_01_01_02	MC_01_02	M_01_01_02	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,9895	0,9802	0,9699	56

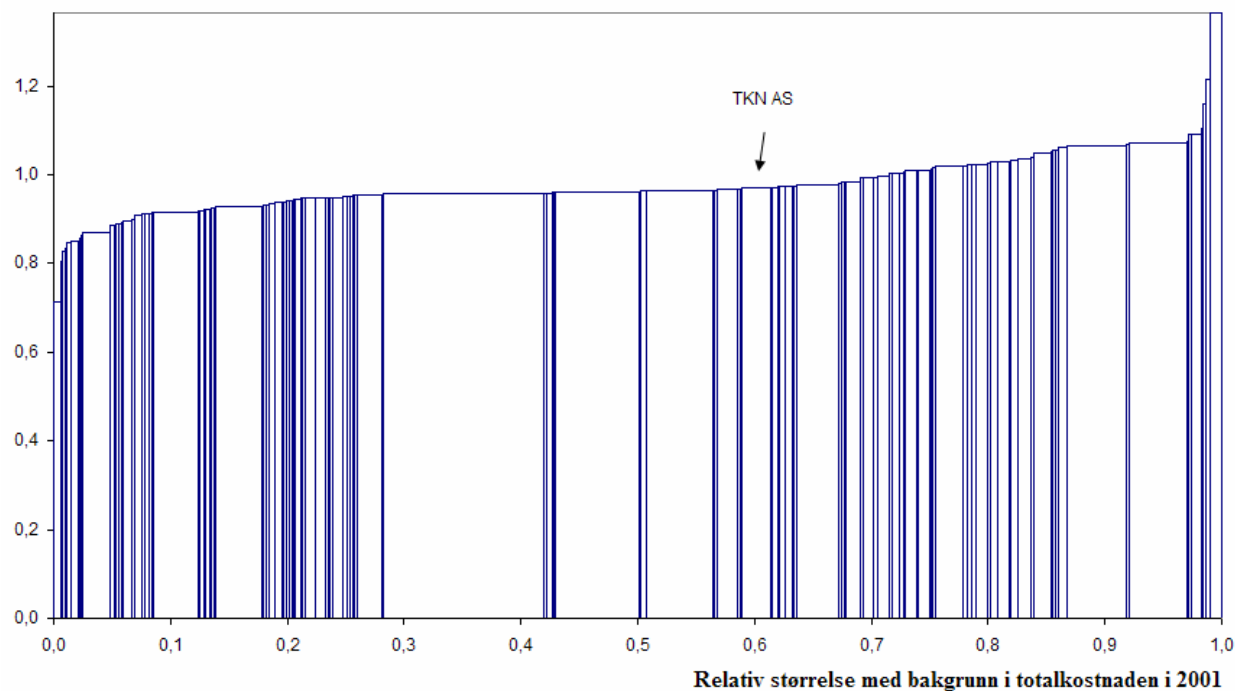
Gjennomsnitt alle enheter	1,0046	0,9640	0,9676
Standardavvik	0,0347	0,0810	0,0791
Maksimum (høyeste verdi)	1,1036	1,3480	1,3652
Minimum (laveste verdi)	0,9257	0,7093	0,7131

Tabell 7: Produktivitsutvikling D-nettet 2001 – 2002

Den totale produktiviten har utviklet seg noe negativt for TKN AS i perioden 2001 – 2002. Tilbakegangen i produktiviten er på 3,01%. Årsaken er delt, ved at utviklingen på både teknisk endring og effektivitsutviklingen er negativ. Dette vil si at de har en negativ utvikling i frontskifteeffekten og at de ikke har klart å ta igjen de beste enhetene som danner fronten i løpet av perioden. Vi ser imidlertid at TKN AS ligger marginalt over gjennomsnittet på total produktivitsutvikling, og plasserer seg på øvre halvdel på rangeringen av enhetene

som nummer 56 av 131. Best produktivitetsutvikling har Energi 1 Follo/Røyken AS, mens Narvik Energinett AS har svakest utvikling. Standardavvik er et mål på spredning, og vi merker oss at spredningen i resultatene er større på effektivitetsutviklingen enn på teknisk endring.

Total produktivitetsutvikling 2001-2002 - M



Figur 6: Grafisk fremstilling av produktivitetsutviklingen D-nettet 2001 – 2002

Som figur 6 viser, er utviklingen nokså lik for enhetene som er med i analysen. I begge ender er det selskaper som skiller seg markant ut, ved at de er henholdsvis dårlig og god med tanke på produktivitetsutviklingen. Hafslund Nett AS, som er det største selskapet, er vist ved den bredeste søylen.

5.1.1.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariablene

Resultatene fra 2001 – 2002 eksklusiv geografivariablene vises i følgende tabell:

DMU	Selskap	MF_01_01_02	MC_01_02	M_01_01_02	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,9816	0,9865	0,9683	57

Gjennomsnitt alle enheter	1,0098	0,9582	0,9672
Standardavvik	0,0275	0,0813	0,0823
Maksimum (høyeste verdi)	1,1036	1,3363	1,3641
Minimum(laveste verdi)	0,9639	0,7118	0,7140

Tabell 8: Produktivitetsutvikling 2001 – 2002 D-nettet eksklusiv geografivariablene

Analysen i tabellen ovenfor er utført uten å ta hensyn til geografivariablene skog, helning og kyst. Vi ser imidlertid at resultatene er marginalt endret. TKN AS er nå rangert som nummer 57, og den totale produktivitetsutviklingen er fortsatt negativ, men dog litt bedre enn gjennomsnittet.

5.1.2 Produktivitetsutvikling fra 2002 – 2003

5.1.2.1 Produktivitetsutviklingen med alle 10 variablene

Resultatene fra ovennevnte periode vises i følgende tabell:

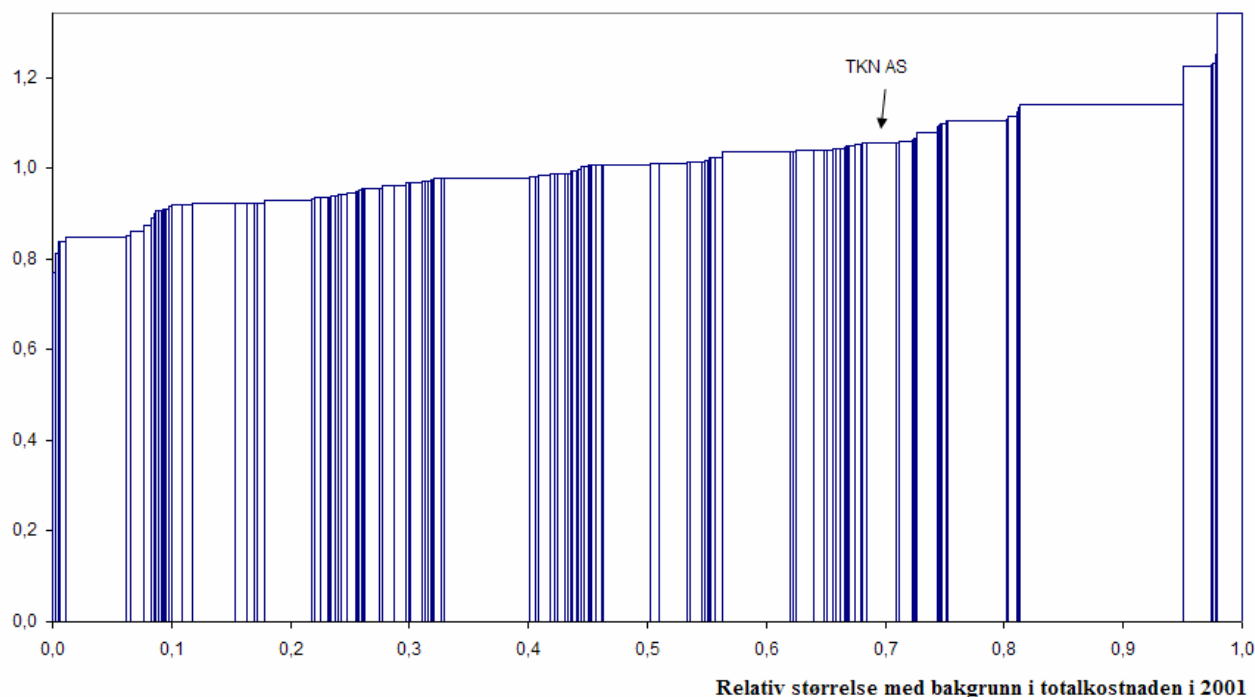
DMU	Selskap	MF_01_02_03	MC_02_03	M_01_02_03	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,9835	1,0744	1,0567	24

Gjennomsnitt alle enheter	0,9885	1,0073	0,9959
Standardavvik	0,0291	0,0808	0,0866
Maksimum (høyeste verdi)	1,0663	1,3196	1,3415
Minimum(laveste verdi)	0,9248	0,7933	0,7704

Tabell 9: Produktivitetsutvikling D-nettet 2002 – 2003

I perioden 2002 – 2003 har den totale produktiviteten utviklet seg i positiv retning for TKN AS. Fremgangen i produktiviteten er på 5,67 %. Hovedårsaken til dette, er en positiv endring på effektivitetsutviklingen. TKN AS er mer effektiv i 2003 i forhold til 2002, og har tatt innpå selskapene som er 100 % effektive. Den tekniske endringen, frontskifteeffekten, er stabil og ligger på nivået for perioden 2001 – 2002. I forhold til gjennomsnittet, gjør TKN AS det betydelig bedre, og rangeres som nummer 24 av 131. Haugaland Kraft AS har best produktivitetsutvikling, med en total fremgang på 34,15 %. Svakest utvikling har Flesberg Elektrisitetsverk AS. Spredningen i resultatene er også i denne perioden større på effektivitetsutviklingen enn på teknisk endring.

Total produktivitetsutvikling 2002-2003 - M



Figur 7: Grafisk fremstilling av produktivitetsutviklingen D-nettet 2002 – 2003

TKN AS befinner seg nokså langt til høyre i figuren, og dette må sies å være positivt. For øvrig kan jeg bemerke at Hafslund Nett AS, som er det største selskapet, er blant de selskapene som har den beste produktivitetsutviklingen i perioden.

5.1.2.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariablene

Resultatene fra 2002 – 2003 eksklusiv geografivariablene vises i følgende tabell:

DMU	Selskap	MF_01_02_03	MC_02_03	M_01_02_03	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,9936	1,0596	1,0528	28

Gjennomsnitt alle enheter	0,9998	0,9990	0,9987
Standardavvik	0,0240	0,0854	0,0885
Maksimum (høyeste verdi)	1,0531	1,3063	1,3458
Minimum(laveste verdi)	0,9248	0,7873	0,7665

Tabell 10: Produktivitetsutvikling 2002 – 2003 D-nettet eksklusiv geografivariablene

Som for perioden 2001 – 2002, er resultatene med og uten geografivariablene ganske like. Endringen er imidlertid litt større på dekomponeringsfaktorene (MF og MC) enn tilfellet var for 2001 – 2002. Endringene veies opp, og den totale produktivitetsendringen er marginal. TKN AS er nå rangert som nummer 28.

5.1.3 Produktivitetsutvikling fra 2003 – 2004

5.1.3.1 Produktivitetsutviklingen med alle 10 variablene

Resultatene fra ovennevnte periode vises i følgende tabell:

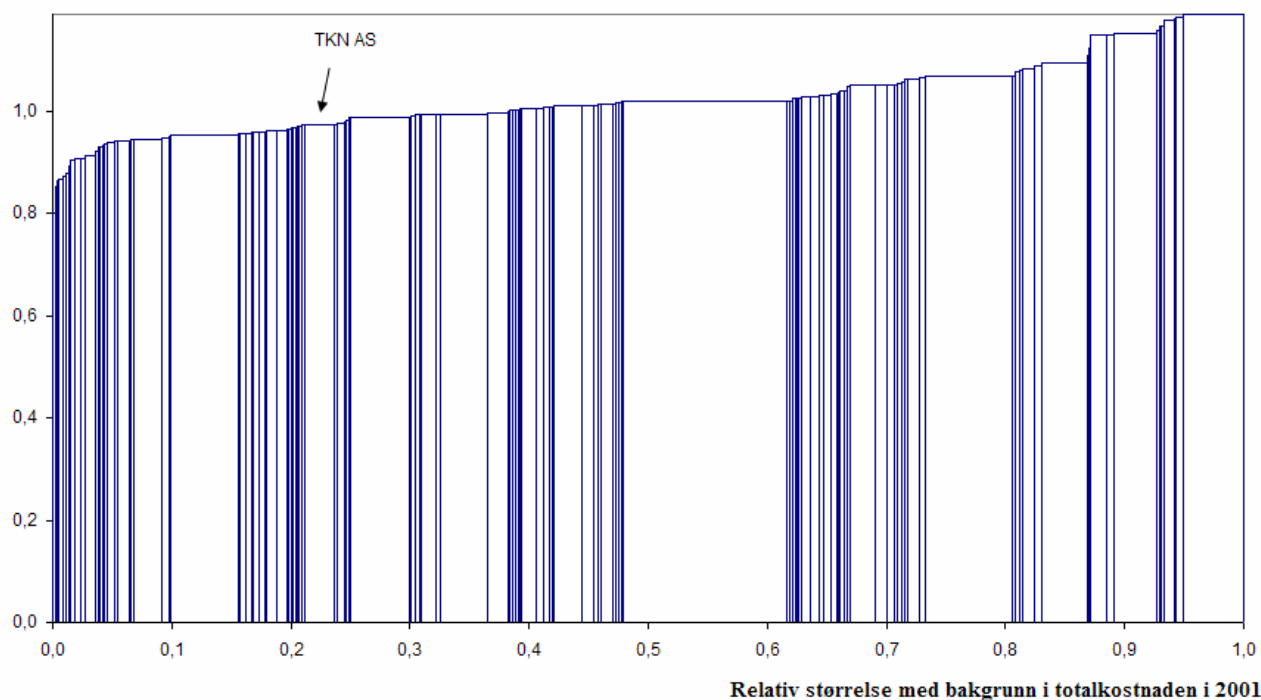
DMU	Selskap	MF_01_03_04	MC_03_04	M_01_03_04	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,9791	0,9945	0,9737	85

Gjennomsnitt alle enheter	0,9843	1,0229	1,0066
Standardavvik	0,0309	0,0730	0,0743
Maksimum (høyeste verdi)	1,0717	1,2478	1,1898
Minimum(laveste verdi)	0,8631	0,8279	0,8005

Tabell 11: Produktivitetsutvikling D-nettet 2003 – 2004

I perioden 2003 – 2004 er produktivitetutviklingen for TKN AS igjen negativ, og enheten er rangert som nummer 85 av 131. Både teknisk endring og effektivitetsutviklingen er negativ, hvorav førstnevnte utgjør mest i forhold til at den totale utviklingen er negativ. TKN AS er dårligere enn gjennomsnittet, og vi merker oss at gjennomsnittet for alle enhetene på total produktivitetutvikling for første gang er større enn 1. Flere selskap er blitt mer effektive i perioden i forhold til fronten, og dette gjenspeiles i at MC er på 1,0229. For øvrig bør her også nevnes at spennvidden i resultatene for denne perioden er relativt liten i forhold til tidligere perioder. Beste enhet, som er Eidsiva Energinett AS, hadde en samlet fremgang på 18,98 %, og var en av flere som hadde en fremgang på 18 % - tallet. Svakeste enhet, Svorka Energiverk AS, hadde en tilbakegang på 19,95 %.

Total produktivitetutvikling 2003 - 2004 - M



Figur 8: Grafisk fremstilling av produktivitetutviklingen D-nettet 2003 – 2004

Pilen viser hvor TKN AS befinner seg. Ut i fra den grafiske fremstillingen ser vi at ingen enheter skiller seg spesielt ut på positiv utvikling, men det er flere selskaper som ligger høyt oppe. Ut i fra bredden på søylen, ser vi at det er et relativt stort selskap som har best produktivitetutvikling. Eidsiva Energinett AS er det 5. største selskap som er med i analysen, basert på totalkostnaden i 2001.

5.1.3.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariablene

Resultatene fra 2003 – 2004 eksklusiv geografivariablene vises i følgende tabell:

DMU	Selskap	MF_01_03_04	MC_03_04	M_01_03_04	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,9759	0,9989	0,9749	84

Gjennomsnitt alle enheter	0,9754	1,0331	1,0071
Standardavvik	0,0273	0,0797	0,0741
Maksimum (høyeste verdi)	1,0717	1,2802	1,2046
Minimum(laveste verdi)	0,9047	0,8424	0,8000

Tabell 12: Produktivitetsutvikling 2003 – 2004 D-nettet eksklusiv geografivariablene

For både teknisk endring, effektivitetsutvikling og total produktivitetsutviklingen er det marginale endringer i forhold til analysen hvor alle variablene var inkludert. Dette gjelder særlig for TKN AS, og i noe mindre grad for gjennomsnittet. TKN AS er rangert som nummer 84, hvilket bare er en plass i forskjell fra tilfellet i kapittel 5.1.3.1.

5.1.4 Produktivitetsutvikling for hele perioden 2001 – 2004

5.1.4.1 Produktivitetsutviklingen med alle 10 variablene

Resultatene fra ovennevnte periode vises i følgende tabell:

DMU	Selskap	MF_01_01_04	MC_01_04	M_01_01_04	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,9528	1,0473	0,9979	43

Gjennomsnitt alle enheter	0,9771	0,9899	0,9664
Standardavvik	0,0463	0,1059	0,1081
Maksimum (høyeste verdi)	1,1126	1,3787	1,4148
Minimum(laveste verdi)	0,8531	0,7538	0,7188

Tabell 13: Produktivitetsutvikling D-nettet 2001 – 2004

Resultatene for hele perioden 2001 – 2004 viser at produktivitet utviklingen både for TKN AS og for gjennomsnittet ligger tett opp til 1. Utviklingen er med andre ord meget stabil. For TKN AS ser vi imidlertid en økning i produktiviteten som følge av effektivitetsutvikling på 4,73 %, samt en reduksjon i produktiviteten på grunn av teknisk endring på 4,72 %. De har altså tatt igjen de beste enhetene (catching-up), men hatt en negativ utvikling på frontskifte. Samlet gir dette en utvikling like i underkant av 1. Beste enhet for perioden er Energi 1 Follo/Røyken AS. Svakeste enhet er Vesterålskraft Nett AS. Standardavvikene er relativt høye sammenlignet med periodene som tok for seg utviklingen år for år. TKN AS er rangert som nummer 43 av totalt 131 enheter.

Som beskrevet under kapittel 3.3.2, er indeksen kjedet ved at referanseteknologien er fast. Dette betyr at vi har følgende sammenheng:

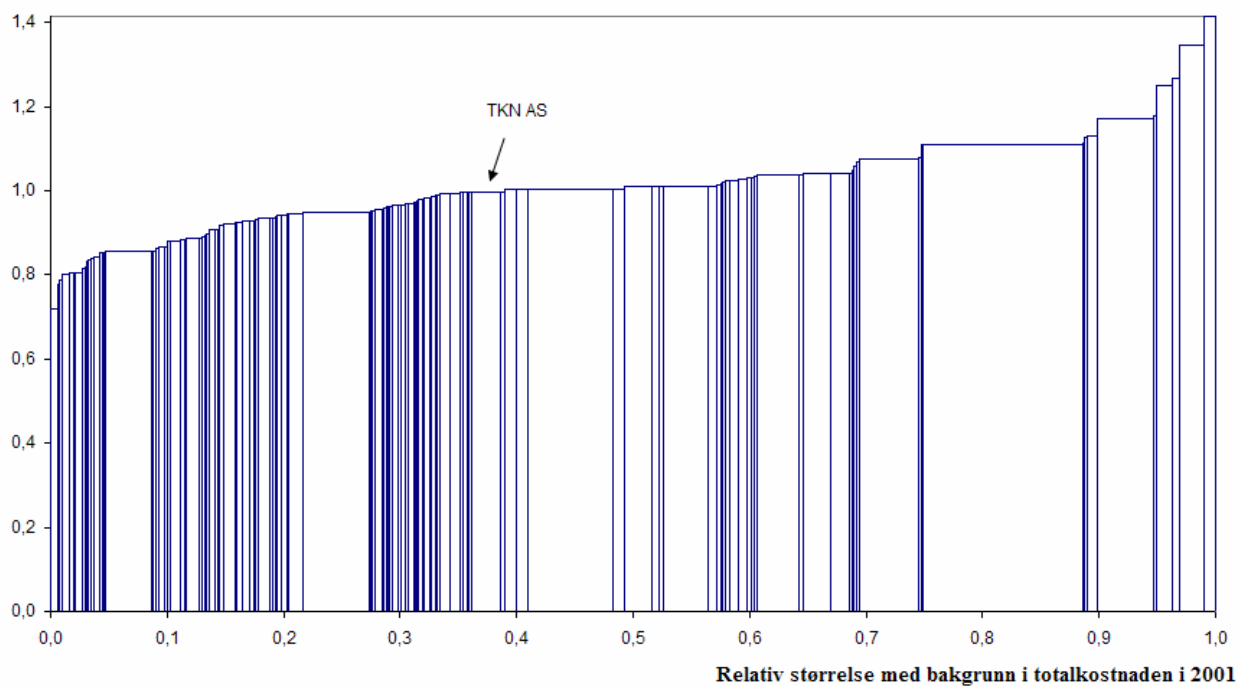
$$\begin{aligned}
 (13) \quad M_{01_01_04} &= M_{01_01_02} \times M_{01_02_03} \times M_{01_03_04} \\
 &= 0,9699 \times 1,0567 \times 0,9737 \\
 &= \underline{0,9979, q.e.d.}
 \end{aligned}$$

		Teknisk endring	Eff.utvikling	Tot prod.endr
Troms Kraft Nett AS	Total	0,9528	1,0473	0,9979
	Årlig	0,9840	1,0155	0,9993
Gjennomsnitt	Total	0,9771	0,9899	0,9664
	Årlig	0,9923	0,9966	0,9887
Maksimum verdi	Total	1,1126	1,3787	1,4148
	Årlig	1,0362	1,1130	1,1226
Minimum verdi	Total	0,8531	0,7538	0,7188
	Årlig	0,9484	0,9101	0,8958

Tabell 14: Produktivitet utvikling D-nettet for 2001 – 2004, samt gjennomsnittlig årlig utvikling

Tabellen ovenfor viser total utvikling i perioden 2001 – 2004, samt gjennomsnittlig årlig utvikling. Som tabellen viser, sentrerer tallene for TKN AS og gjennomsnittet rundt 1, hvilket gir en stabil utvikling. Gjennomsnittlig årlig utvikling svinger mindre enn tilfellet er for eksplisitt analyse mellom årene.

Total produktivetsutvikling 2001 - 2004 - M



Figur 9: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen D-nettet 2001 – 2004

TKN AS er altså rangert som nummer 43. Vi observerer at flere store selskaper har en mer positiv produktivetsutvikling i perioden enn TKN AS. De mindre selskapene plasserer seg i hovedsak bak TKN hva angår total produktivetsutvikling. Hafslund Nett AS er rangert som nummer 11.

5.1.4.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariablene

Resultatene fra 2001 – 2004 eksklusiv geografivariablene vises i følgende tabell:

DMU	Selskap	MF_01_01_04	MC_01_04	M_01_01_04	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,9518	1,0441	0,9938	50

Gjennomsnitt alle enheter	0,9846	0,9849	0,9689
Standardavvik	0,0423	0,1068	0,1077
Maksimum (høyeste verdi)	1,1088	1,3820	1,4161
Minimum (laveste verdi)	0,8797	0,7269	0,7159

Tabell 15: Produktivitetsutvikling 2001 – 2004 D-nettet eksklusiv geografivariablene

Igen ser vi at betydningen av geografivariablene er nokså små. Utviklingen for 2001 – 2004 med og uten geografivariablene, samsvarer ganske godt. Utviklingen er noe negativ for begge tilfellene, men dog tett opp til verdien 1. Uten geografivariablene faller TKN AS på rankingen fra 43. plass til 50. plass. Dette er imidlertid ikke av stor betydning, da verdiene er marginalt endret.

		Teknisk endring	Eff.utvikling	Tot prod.endr
Troms Kraft Nett AS	Total	0,9518	1,0441	0,9938
	Årlig	0,9837	1,0145	0,9979
Gjennomsnitt	Total	0,9846	0,9849	0,9689
	Årlig	0,9948	0,9949	0,9895
Maksimum verdi	Total	1,1088	1,3820	1,4161
	Årlig	1,0350	1,1139	1,1230
Minimum verdi	Total	0,8797	0,7269	0,7159
	Årlig	0,9582	0,8991	0,8946

Tabell 16: Produktivitetsutvikling D-nettet samlet for 2001 – 2004 eksklusiv geografivariablene, samt årlig utvikling

Da verdiene for den totale utviklingen fra 2001 – 2004 samsvarer godt for forholdene med og uten geografivariablene, blir omstendighetene det samme for årlig utvikling. Sammenlignet

med analysen hvor geografivariablene er inkludert, ser vi kun små endringer på årlig utvikling.

5.1.5 Produktivitetsutvikling med deflatert total kostnad

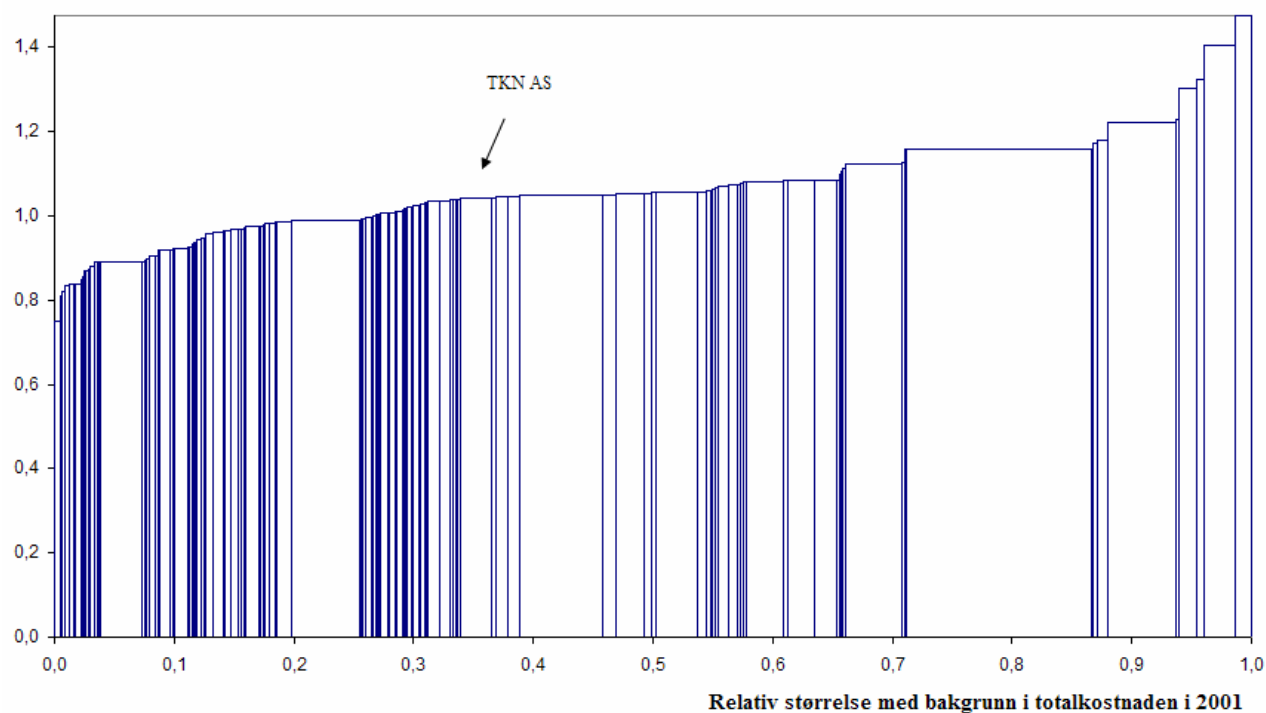
Resultatene fra 2001 – 2004 med deflatert total kostnad inkludert geografivariablene vises i følgende tabell:

DMU	Selskap	MF_01_01_04	MC_01_04	M_01_01_04	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,9932	1,0473	1,0401	43
Gjennomsnitt alle enheter		1,0184	0,9899	1,0073	
Standardavvik		0,0483	0,1059	0,1127	
Maksimum (høyeste verdi)		1,1596	1,3787	1,4746	
Minimum (laveste verdi)		0,8893	0,7538	0,7492	

Tabell 17: Produktivitetsutvikling D-nettet 2001 – 2004 med deflatert total kostnad

Tabellen ovenfor viser oss at deflatering av total kostnaden kun har effekt på den tekniske endringen, det vil si frontskifte. Kostnaden i 2004 deflateres til 2001-nivå, og dermed blir frontskifteeffekten større. Effektivitetsutviklingen og rangering av enhetene er imidlertid uendret. Den totale produktivitetsendringen blir naturligvis større, da frontskifteeffekten øker. Alle kraftnettselskaper øker sin produktivitet proporsjonalt som følge av deflateringen. En proporsjonal økning i frontskifteeffekten oppnås også ved å måle produktivitetsutviklingen fra år til år. Dette gjelder også for regional- og sentralnettet. Total kostnaden justeres for alle selskaper, og dermed er det en forholdsmessig lik regulering som ikke favoriserer noen selskaper.

Total produktivitetutvikling med deflatert totalkostnad 2001-2004 - M



Figur 10: Grafisk fremstilling av produktivitetutviklingen D-nettet med deflatert totalkostnad 2001 – 2004

Figur 10 tilsvarer figur 9, med unntak av at produktivitetutviklingen er større. Forsatt er Energi 1 Follo/Røyken AS beste selskap med høyest produktivitetutvikling, og endatil et forholdsmessig bedre måltall enn tilfellet uten deflatering. Dette er for øvrig nokså intuitivt, da totalkostnaden reduseres.

Jeg bemerker at deflatering av totalkostnaden kun er gjort for distribusjonsnettet for perioden 2001 – 2004. De øvrige resultatene presentert i kapitel 5 er uten indeksregulering (KPI) av totalkostnaden.

5.2 Produktivitetsutvikling for regional- og sentralnettet

Resultatene for regional- og sentralnettet presenteres i påfølgende delkapitler. I liket med for distribusjonsnettet, presenteres total produktivitetsendring hvor alle variabler er inkludert numerisk i tillegg til grafisk.

5.2.1 Produktivitetsutvikling fra 2001 – 2002

5.2.1.1 Produktivitetsutvikling med alle 6 variablene

Resultatene fra ovennevnte periode vises i følgende tabell:

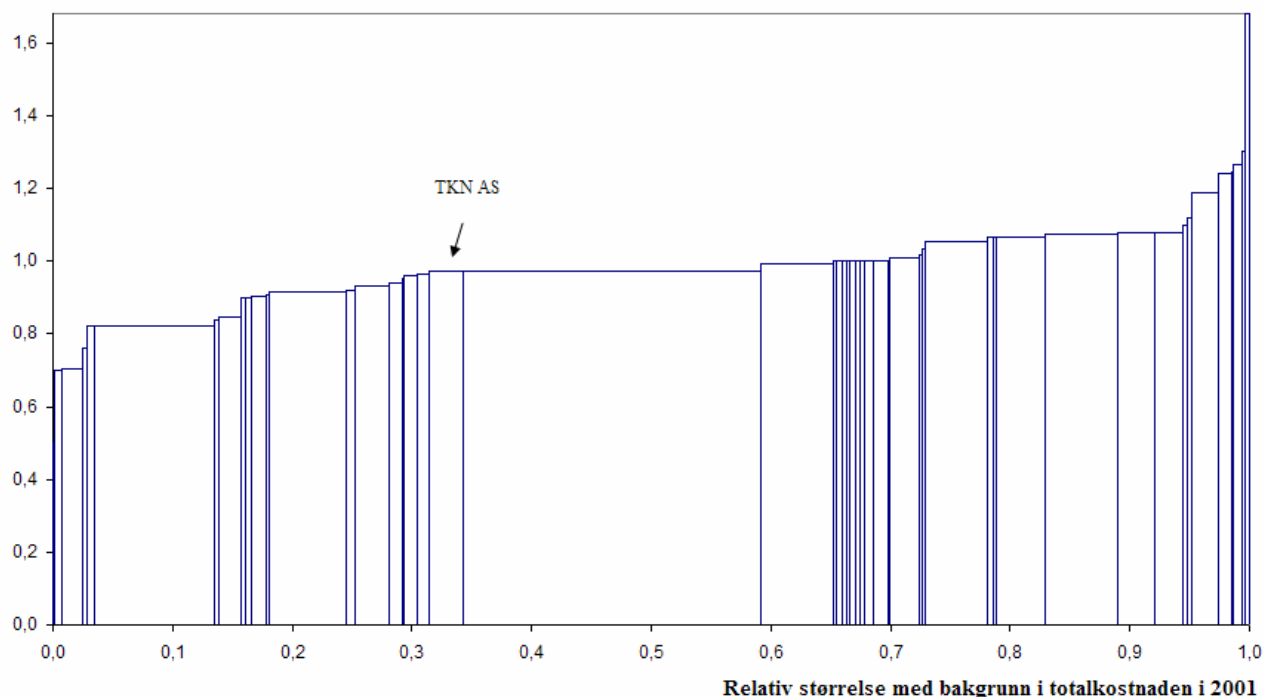
DMU	Selskap	MF_01_01_02	MC_01_02	M_01_01_02	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,8877	1,0944	0,9715	32

Gjennomsnitt alle enheter	0,9229	1,0841	0,9972
Standardavvik	0,0813	0,1862	0,1734
Maksimum (høyeste verdi)	1,0343	1,8426	1,6812
Minimum (laveste verdi)	0,5000	0,7081	0,5000

Tabell 18: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2001-2002

Total produktivitetsutvikling er negativ for TKN AS fra 2001 til 2002. Imidlertid ser vi at effektivitetsutviklingen er positiv, mens teknisk endring er negativ. Disse veier hverandre noe opp, men samlet tilbakegang i produktiviteten er på 2,85 %. I forhold til gjennomsnittet, ligger TKN AS bak. Gjennomsnittlig har vi for øvrig også en negativ produktivitetsutvikling. Best utvikling hva angår produktivitet har Vesterålskraft Nett AS med en fremgang på 68,12 %. Svakest utvikling har Rauland Kraftforsyningslag, hvor tilbakegangen er på 50,00 %. Som tabellen viser, er det relativ stor spredning på resultatene. Dette gjenspeiles i standardavvikene. Hovedårsaken til at Vesterålskraft Nett AS gjør det bra, er at totalkostnaden er redusert med cirka 27,3 %. For TKN AS er tilfellet en økning i totalkostnaden på 2,2 %.

Total produktivetsutvikling 2001 - 2002 - M



Figur 11: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen RS-nettet 2001-2002

Som det fremgår av figur 11, befinner TKN AS seg på nedre del hva angår rangering av selskapene. Hafslund Nett AS er på omtrent samme nivå som TKN AS. Jeg bemerker at Vesterålskraft Nett AS skiller seg markant ut ved at de har en betydelig bedre produktivetsutvikling enn selskapet som er rangert som nummer 2.

5.2.1.2 Produktivetsutviklingen eksklusiv geografivariabelen skog

Resultatene fra 2001 – 2002 for RS-nettet eksklusiv geografivariabelen vises i følgende tabell:

DMU	Selskap	MF_01_01_02	MC_01_02	M_01_01_02	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,8877	1,0949	0,9719	33
Gjennomsnitt alle enheter		0,8642	1,2494	1,0117	
Standardavvik		0,1571	0,5689	0,1856	
Maksimum (høyeste verdi)		1,0106	3,9714	1,6808	
Minimum (laveste verdi)		0,2815	0,7445	0,5000	

Tabell 19: Produktivetsutviklingen RS-nettet 2001-2002 eksklusiv geografivariabelen skog

Produktivitetstallene endres marginalt ved ikke å ta hensyn til geografivariabelen skog for TKN AS. Gjennomsnittet for alle enheter endrer seg imidlertid betydelig på både teknisk endring og effektivitetsutvikling i henholdsvis negativ og positiv retning. Gjennomsnittet på total produktivitetsutvikling er nå større enn 1, hvilket betyr at utviklingen samlet sett er positiv. Skog-variabelen har særlig betydning på effektivitetsutviklingen, og standardavviket tilsier stor spredning ved effektivitetsutviklingen ved eksklusjon av skog.

5.2.2 Produktivitetsutvikling fra 2002 – 2003

5.2.2.1 Produktivitetsutvikling med alle 6 variablene

Resultatene fra ovennevnte periode vises i følgende tabell:

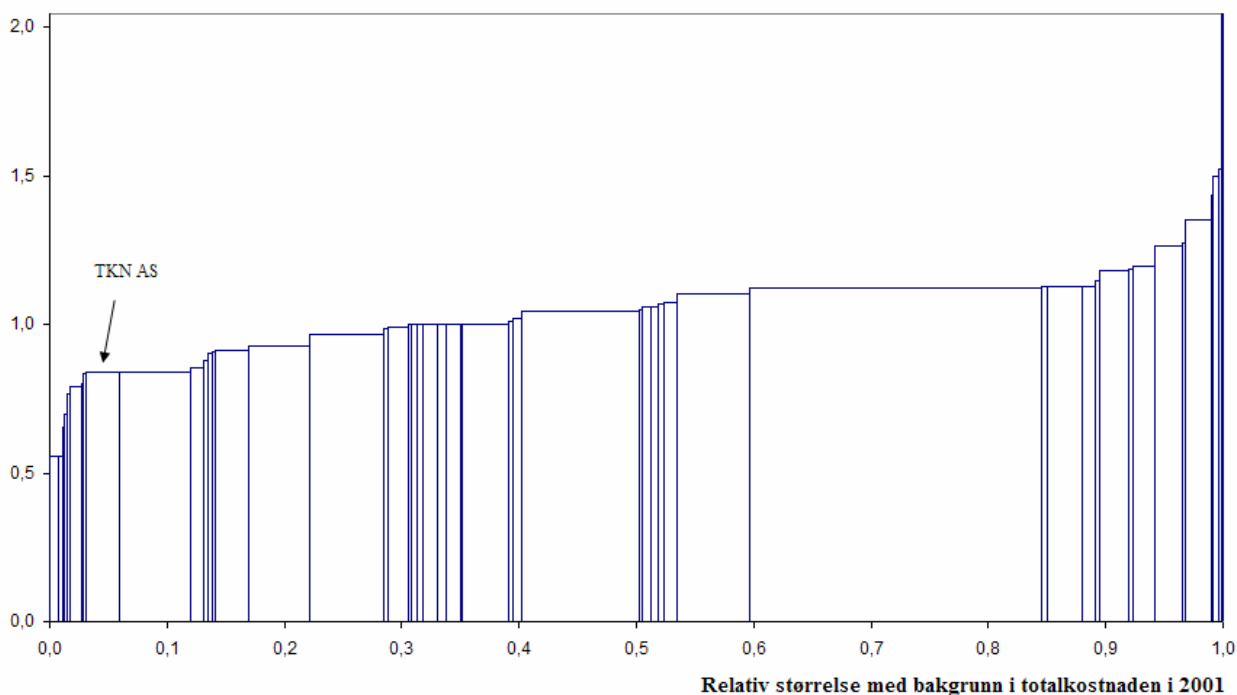
DMU	Selskap	MF_01_02_03	MC_02_03	M_01_02_03	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	1,0775	0,7783	0,8387	43

Gjennomsnitt alle enheter	1,0121	1,0340	1,0347
Standaravvik	0,1869	0,2197	0,2504
Maximum (høyeste verdi)	2,0459	1,5472	2,0459
Minimum(laveste verdi)	0,6535	0,3844	0,5543

Tabell 20: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2002-2003

For tidsperioden 2002-2003 på regional- og sentralnettet ser vi igjen en svak produktivitetsutvikling for TKN AS. Frontskifteeffekten er imidlertid positiv, mens catching-up-effekten er negativ. Samlet ser vi en tilbakegang i total produktivitet på 16,13 %. Dette gjør at TKN AS rangeres som nummer 43 av totalt 51 enheter. Enheten med høyest positiv produktivitetsendring er Rauland Kraftforsyningslag, mens Narvik Energinett AS har svakest produktivitetsutvikling.

Total produktivetsutvikling 2002 - 2003 - M



Figur 12: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen RS-nettet 2002-2003

Den grafiske fremstillingen viser hvor TKN AS er plassert i forhold til de øvrige enhetene. Igjen er det én enhet som skiller seg eksplisitt ut i positiv retning, og det er frontskifteeffekten som slår ut i meget positiv retning for denne enheten. Rauland Kraftforsyningslag er den minste enheten målt etter totalkostnaden i 2001, men har allikevel best produktivetsutvikling i perioden 2002 – 2003. Største enhet, Hafslund Nett AS, rangeres som nummer 15.

5.2.2.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariabelen skog

Resultatene fra 2002 – 2003 for RS-nettet eksklusiv geografivariabelen vises i følgende tabell:

DMU	Selskap	MF_01_02_03	MC_02_03	M_01_02_03	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	1,0776	0,7775	0,8378	42

Gjennomsnitt alle enheter	1,1802	0,9382	1,0261
Standardavvik	0,4668	0,2836	0,2623
Maksimum (høyeste verdi)	3,5453	1,5460	2,0459
Minimum(laveste verdi)	0,8683	0,2584	0,5541

Tabell 21: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2002-2003 eksklusiv geografivariabelen skog

For TKN AS ser vi minimal endring ved eksklusjon av skog for gjeldende tidsperiode. Gjennomsnittet for total produktivitetsendring endrer seg noe mer, med dog i underkant av 1 %. Imidlertid endrer frontskifteeffekten seg i positiv retning, mens catching-up-effekten endres i negativ retning. Spredningen i resultatene på teknisk endring er relativ stor. Noe av årsaken til at resultatene for TKN AS er relativt stabile med eller uten geografivariabelen skog, er at den endres minimalt for selskapet i perioden 2001-2004. For øvrige selskaper er imidlertid endringen større, hvilket gir utslag på gjennomsnittet.

5.2.3 Produktivitetsutvikling fra 2003 – 2004

5.2.3.1 Produktivitetsutvikling med alle 6 variablene

Resultatene fra ovennevnte periode vises i følgende tabell:

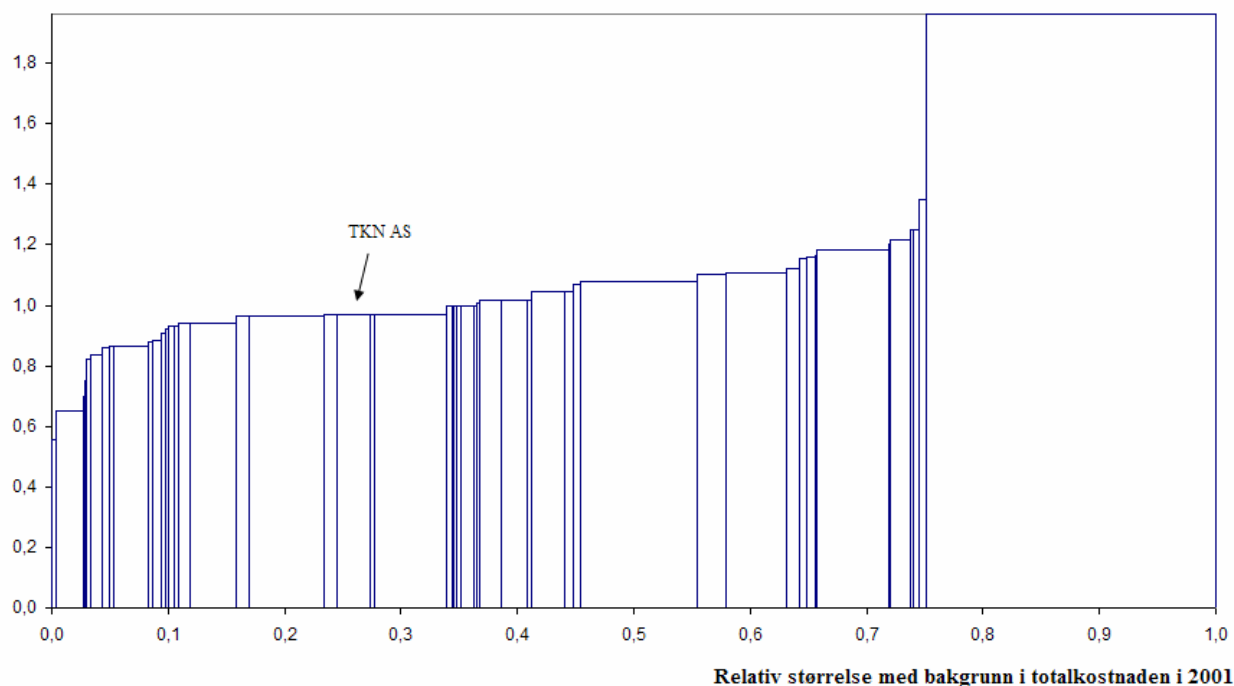
DMU	Selskap	MF_01_03_04	MC_03_04	M_01_03_04	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,8937	1,0852	0,9698	31

Gjennomsnitt alle enheter	0,9660	1,0499	1,0110
Standardavvik	0,1122	0,1793	0,2033
Maksimum (høyeste verdi)	1,3481	1,5052	1,9626
Minimum(laveste verdi)	0,8581	0,5586	0,5596

Tabell 22: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2003-2004

Resultatene for tidsperioden 2003 – 2004 viser en noe bedre utvikling enn tilfellet var for 2002 – 2003, men fortsatt er utviklingen negativ. Nedgangen er på vel 3,0 %, og enheten rangeres som nummer 31 av 51. Effektivitetsutviklingen er positiv med en forbedring på 8,52 %, mens teknisk endring er redusert med 10,63 %. Gjennomsnittlig produktivitetsendring er marginalt over 1. Hafslund Nett AS er beste enhet, mens Hammerfest Elektrisitetsverk DA har dårligst utvikling.

Total produktivetsutvikling 2003 - 2004 - M



Figur 13: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen RS-nettet 2003-2004

Diagrammet ovenfor viser at Hafslund Nett AS skiller seg markant ut ved at de har en kraftig produktivetsutvikling. Dette skyldes hovedsaklig en kostnadsreduksjon på omtrentlig 20,0 %. Til sammenligning hadde TKN AS en økning i totalkostnaden på 11,7 %. Jeg bemerker at i perioden 2002 – 2003 hadde den minste enheten best utvikling, mens i perioden 2003 – 2004 har den største enheten den mest positive utviklingen hva angår produktivitet.

5.2.3.2 Produktivetsutviklingen eksklusiv geografivariabelen skog

Resultatene fra 2003 – 2004 for RS-nettet eksklusiv geografivariabelen vises i følgende tabell:

DMU	Selskap	MF_01_03_04	MC_03_04	M_01_03_04	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,8940	1,0859	0,9708	30

Gjennomsnitt alle enheter	0,9167	1,1479	1,0466
Standardavvik	0,0386	0,4255	0,3574
Maksimum (høyeste verdi)	1,0000	3,6833	3,1646
Minimum (laveste verdi)	0,8580	0,5527	0,5527

Tabell 23: Produktivetsutviklingen RS-nettet 2003-2004 eksklusiv geografivariabelen skog

Som for de foregående periodene, er forskjellen med og uten variabelen skog liten for TKN AS. Imidlertid endrer gjennomsnittet seg noe mer, og da i positiv retning for total produktivitetsendring. Utviklingen for teknisk endring er negativ, men positiv for effektivitetsutvikling. Dette gjelder både isolert sett og i forhold til analysen hvor skogvariabelen var inkludert. Standardavviket er meget lavt for teknisk endring, men relativt høyt for effektivitetsutviklingen og total produktivitetsutvikling.

5.2.4 Produktivitetsutvikling for hele perioden 2001 – 2004

5.2.4.1 Produktivitetsutvikling med alle 6 variablene

Resultatene fra ovennevnte periode vises i følgende tabell:

DMU	Selskap	MF_01_01_04	MC_01_04	M_01_01_04	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,8548	0,9244	0,7901	44

Gjennomsnitt alle enheter	0,8835	1,1580	1,0203
Standardavvik	0,0676	0,3080	0,2793
Maksimum (høyeste verdi)	1,0729	2,1477	2,1477
Minimum (laveste verdi)	0,6947	0,3101	0,3105

Tabell 24: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2001-2004

Totalt for hele perioden 2001 – 2004 plasserer TKN AS seg svakt på total produktivitetsutvikling. Dette skyldes negativ utvikling både på frontskifteeffekten og catching-up-effekten. TKN AS rangeres som nummer 44 av totalt 51 enheter. Gjennomsnittet for alle enhetene tilsier en positiv produktivitetsutvikling, hvorav årsaken er en positiv endring på effektivitetsutviklingen. Enheten med størst produktivitetsfremgang i perioden er Hafslund Nett AS. Hammerfest Elektrisitetsverk DA har svakest utvikling. Generelt er det stor spredning i resultatene, ved at standardavviket er særlig høyt ved effektivitetsutviklingen og den totale produktivitetsutviklingen.

Da referanseteknologien er fast også for regional-/sentralnettet, gjelder følgende:

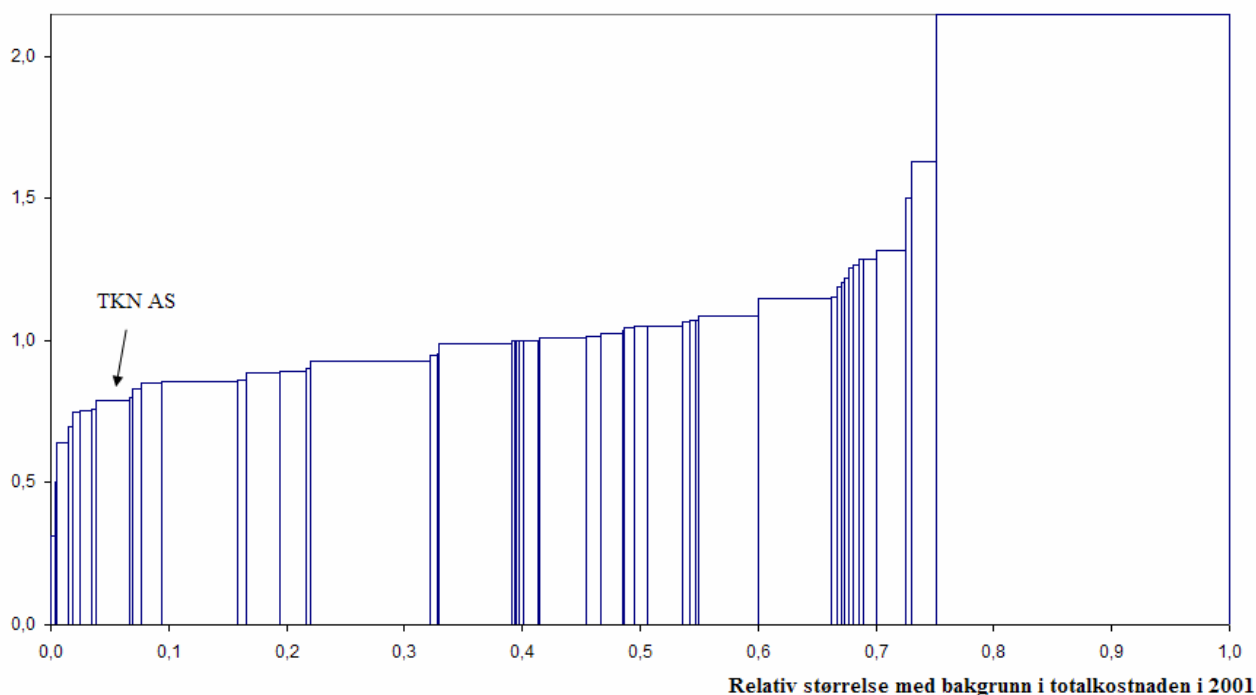
$$\begin{aligned}
 (14) \quad M_{01_01_04} &= M_{01_01_02} \times M_{01_02_03} \times M_{01_03_04} \\
 &= 0,9715 \times 0,8387 \times 0,9698 \\
 &= \underline{0,7901}, \text{ q.e.d.}
 \end{aligned}$$

		Teknisk endring	Eff.utvikling	Tot prod.endr
Troms Kraft Nett AS	Total	0,8548	0,9244	0,7901
	Årlig	0,9490	0,9741	0,9245
Gjennomsnitt	Total	0,8835	1,1580	1,0203
	Årlig	0,9596	1,0501	1,0067
Maksimum verdi	Total	1,0729	2,1477	2,1477
	Årlig	1,0237	1,2902	1,2902
Minimum verdi	Total	0,6947	0,3101	0,3105
	Årlig	0,8857	0,6769	0,6771

Tabell 25: Produktivitetsutvikling RS-nettet for 2001 – 2004, samt gjennomsnittlig årlig utvikling

Ovenstående tabell viser at årlig gjennomsnittlig produktivitetsutvikling er på 0,9245, hvilket gir en total utvikling på 0,7901. Ved de eksplisitte analysene fra 2001 – 2002, 2002 – 2003 og 2003 – 2004 så vi en utvikling mellom 0,8378 og 0,9715. Gjennomsnittlig årlig utvikling plasserer seg omtrentlig imellom disse to verdiene.

Total produktivetsutvikling 2001 - 2004 - M



Figur 14: Grafisk fremstilling av produktivetsutviklingen RS-nettet 2001-2004

Ovenstående figur viser hvordan TKN AS plasserer seg i forhold til de øvrige nettselskapene. Hafslund Nett AS har i perioden 2001 – 2004 hatt en reduksjon i totalkostnaden på 28,0 %, hvilket gir de en meget positiv effektivitetsutvikling. I samme periode har TKN AS hatt en økning i totalkostnaden på 29,6 %, hvilket er hovedårsaken til den svake plasseringen. Orkal Energi AS, som er blant de svakest plasserte, har hatt en økning i totalkostnaden på hele 49,0 %.

5.2.4.2 Produktivitetsutviklingen eksklusiv geografivariabelen skog

Resultatene fra 2001 – 2004 for RS-nettet eksklusiv geografivariabelen vises i følgende tabell:

DMU	Selskap	MF_01_01_04	MC_01_04	M_01_01_04	Rang.
227	Troms Kraft Nett AS	0,8552	0,9243	0,7905	44

Gjennomsnitt alle enheter	0,8713	1,2031	1,0450
Standardavvik	0,0393	0,3582	0,3078
Maksimum (høyeste verdi)	1,0000	2,4503	2,1433
Minimum(laveste verdi)	0,8320	0,3066	0,3066

Tabell 26: Produktivitetsutviklingen RS-nettet 2001-2004 eksklusiv geografivariabelen skog

For TKN AS er resultattallene med og uten geografivariabelen skog tilnærmet like for perioden 2001-2004, og selskapet har samme rangering. Gjennomsnittet for alle enheter er noe høyere i modellen hvor skog-variabelen ikke er inkludert. Årsaken er at effektivitetsutviklingen er cirka 4,5 % bedre uten skog-variabelen. For maksimum og minimum er endringene marginale for total produktivitetsutvikling M.

		Teknisk endring	Eff.utvikling	Tot prod.endr
Troms Kraft Nett AS	Total	0,8552	0,9243	0,7905
	Årlig	0,9492	0,9741	0,9246
Gjennomsnitt	Total	0,8713	1,2031	1,0450
	Årlig	0,9551	1,0636	1,0148
Maksimum verdi	Total	1,0000	2,4503	2,1433
	Årlig	1,0000	1,3482	1,2893
Minimum verdi	Total	0,8320	0,3066	0,3066
	Årlig	0,9405	0,6743	0,6743

Tabell 27: Produktivitetsutvikling RS-nettet samlet for 2001 – 2004 eksklusiv geografivariablene, samt årlig utvikling

Hva angår årlig utvikling er tallene nærmest uendret for TKN AS i modellene hvor skogvariabelen henholdsvis er med og ikke er med. Det samme gjelder for maksimum og minimum. Størst endring i forhold til modellen hvor skog var inkludert, ser vi på gjennomsnittet for alle enhetene. Endringen er imidlertid ikke stor, og utgjør kun omtrent 0,8 %.

6. Drøfting

Formålet med denne oppgaven var å beregne produktivitetsutviklingen for kraftnettselskapene i perioden 2001 – 2004, med Troms Kraft Nett AS som hovedanalyseenhet. Troms Kraft Nett AS er representert i både distribusjonsnett og regional- og sentralnettet, og jeg har således utført analyser for begge. Som nevnt tidligere i oppgaven, er det imidlertid inkludert variabler i modellene som hvert enkelt selskap selv ikke kan påvirke. Dette gjelder særlig geografivariablene (også kalt rammebetingelsene). Av den årsak er produktivitetsanalysen også utført uten å ha disse variablene med i undersøkelsen.

For distribusjonsnett til Troms Kraft Nett AS ser vi en meget stabil produktivitetsutvikling. Samlet for hele perioden 2001 – 2004 er den totale produktivitetsutvikling tilnærmet lik 1, og enheten rangeres som nummer 43 av totalt 131. Gjennomsnittet for alle enhetene er noe dårligere. Den eksplisitte analysen mellom hvert enkelt år i analyseperioden viser at total produktivitetsendring beveger seg mellom 0,9699 og 1,0567 for Troms Kraft Nett AS. Geografivariablene har ikke markant påvirkning på resultatene. Eksklusjon av disse gir kun små endringer, hvilket betyr at selskapet ikke trenger å bekymre seg over at geografivariablene drar produktiviteten ned. Standardavviket er på 0,1088 for perioden 2001 – 2004 i modellen hvor alle variablene er inkludert. Generelt ser vi relativt små standardavvik, noe som tilkjenner lite spredning i resultatene. Dette har sammenheng med at datamaterialet for de fleste selskapene i distribusjonsnett er stabile og svinger lite.

Når det gjelder regional- og sentralnettet til Troms Kraft Nett AS, observerer vi en negativ produktivitetsutvikling over perioden 2001 – 2004. Samlet for perioden har selskapet en tilbakegang på cirka 21,0 %, hvilket er betydelig dårligere enn gjennomsnittet. Gjennomsnittet for alle enhetene viser en produktivitetsfremgang på 2,03 %. Også for regional- og sentralnettet beveger resultatene seg mer for analysen mellom hvert år. Mellom 2001 og 2002 er Troms Kraft Nett AS nesten på nivå med gjennomsnittet, mens utviklingen mellom 2002 – 2003 er særlig svak. For Troms Kraft Nett AS har geografivariablene lite betydning for regional- og sentralnettsanalysen. Fjerning av variabelen skog gir minimale utslag både på teknisk endring, effektivitetsutvikling og total produktivitetsutvikling. For gjennomsnittet har imidlertid skog-variabelen større betydning, ved at utslaget på resultatene er større. Regional- og sentralnettet har relativt store standardavvik. Standardavviket for total

produktivitetsutvikling i modellen hvor alle variablene er tatt med er i perioden 2001 – 2004 på 0,2793. Dette betyr at spredningen i resultatene er ganske store. Noe av årsaken er at datasettet viser stor variasjon i totalkostnaden for de ulike årene for hvert enkelt selskap. Et av de beste selskapene, Hafslund Nett AS, har en reduksjon i totalkostnaden på 28,0 %. Orkal Energi AS, som er blant selskapene med svakest utvikling over perioden 2001 – 2004, har en økning i totalkostnaden på 49,0 %. Slike svingninger bidrar til spredning i resultatene.

Etter opplysninger fra Troms Kraft Nett AS, har selskaper i østlandsområdet stordriftsfordeler. Dette kan forklare at det største selskapet har hatt store kostnadsreduksjoner, som igjen har bidratt til at de har best produktivitetsutvikling i perioden 2001 – 2004 på regional- og sentralnettet. For distribusjonsnettet rangeres Hafslund Nett AS som nummer 11 av 131, og har således også i dette nettet hatt en positiv utvikling. Videre har enkelte selskap allerede samlet utførerressursene i ett eget selskap (omstillingsprosessen som Troms Kraft Nett AS gjennomfører i 2007), og kan således ha dratt nytte av det i form av økt produktivitet i perioden 2001 – 2004.

Selv om produktivitetsutviklingen for Troms Kraft Nett AS for distribusjonsnettet i perioden 2001 – 2004 er tilnærmet lik 1, ser vi av resultatkapitlet at dekomponeringsfaktorene oppveier hverandre. Frontskifteeffekten er negativ, som betyr negativ teknisk endring. Effektivitetsutviklingen er positiv, hvilket betyr at Troms Kraft Nett AS har tatt igjen de beste selskapene hva angår effektivitet. Gjennomsnittet har imidlertid både negativ teknisk endring og negativ effektivitetsutvikling.

For regional- og sentralnettet er begge dekomponeringsfaktorene negativ for Troms Kraft Nett AS for hele perioden 2001 - 2004. Dette betyr at de er svakere både på teknisk endring og de er blitt dårligere i forhold til de beste enhetene som danner fronten. Hovedårsaken til de svake resultatene for regional-/sentralnettet er at totalkostnaden er økt med 29,6 % i perioden 2001 – 2004. Økningen i totalkostnaden skyldes først og fremst en kabel som ble lagt fra Hungeren via Charlottenlund til Kvaløya. Gjennomsnittet for alle enheter har positiv effektivitetsutvikling, men negativ teknisk endring.

Deflatering av totalkostnaden for distribusjonsnettet i perioden 2001 – 2004 fører til at alle enhetene øker sin produktivitet i forhold til tilfellet uten kostnadsdeflatering. Frontskifteeffekten endres i positiv retning, da totalkostnaden reduseres proporsjonalt ved

deflatering ved hjelp av konsumprisindeksen. Da totalkostnaden er et samlet tall, hvor jeg ikke kan separere ut ulike kostnader, valgte jeg å ikke deflatere totalkostnaden for resten av analysene i denne oppgaven. Å deflatere kapitalkostnader gir eksempelvis ikke et riktig bilde av situasjonen. Jeg ønsket imidlertid å synliggjøre effekten en slik deflatering har på totalresultatet.

7. Konklusjon

I kapittel 1 gjennomgikk jeg kort de omstillingsprosessene som har vært gjennomført i Troms Kraft Nett AS fra 2000 til i dag. Gjeldene datamateriale som analysene er utført i, strekker seg fra 2001 – 2004. Dette vil si at omorganiseringene gjennomført i 2000 og 2004 vanskelig lar seg finne i resultatene på produktivitet utviklingen for 2001 – 2004. Prosessen i 2000 ville, hvis den var vellykket, gitt utslag på produktiviteten for perioden 2000 – 2001, mens omstruktureringen i 2004 ville fått betydning for resultatene for perioden 2004 – 2005. Da det ikke har vært foretatt omstruktureringer i perioden 2001 – 2004, er naturligvis resultatene ikke en følge av interne forbedringer og lignende.

Hva resultatene angår, er de kommentert og drøftet i kapittel 6. Her vil jeg kort konkludere med at Troms Kraft Nett AS har en produktivitet utvikling for 2001 – 2004 på 0,9979 for distribusjonsnett, og på 0,7901 på regional-/sentralnett. Geografivariablene påvirker ikke resultatene nevneverdig verken i positiv eller negativ retning på noen av nettene. For gjennomsnittet for alle enhetene har geografivariablene noe mer betydning, særlig på regional- og sentralnett. Dette vil si at enkelte enheter drar nytte av geografiske forhold som påvirker produktiviteten.

Modellene vist i kapittel 4.3 har en innsatsfaktor, hvilken er totalkostnaden. Utviklingen på denne er avgjørende for hvordan produktiviteten for hver enkel enhet blir. Output, kostnadsdriverne, er nokså stabile, mens totalkostnaden svinger noe mer. For Troms Kraft Nett AS reduseres totalkostnaden for distribusjonsnett med 0,7 % i perioden 2001 – 2004. Totalkostnaden er dermed relativt stabil, hvilket også er tilfelle for produktivitet utviklingen. Tilsvarende økes kostnadene for Troms Kraft Nett AS med 29,6 % for regional-/sentralnett i perioden 2001 - 2004, og her ser vi en tilbakegang i produktiviteten på 20,99 %.

Deflatering av totalkostnaden for distribusjonsnett for perioden 2001 – 2004, medfører at den tekniske endringen beveger seg proporsjonalt i positiv retning for alle enhetene. Økningen i produktivitet for enhetene i distribusjonsnett var på omtrent 4,22 % i forhold til tilfellet uten deflatering av totalkostnaden.

Ved siden av å være en analyse av produktiviteten mellom 2001 og 2004, er oppgaven ment å være et rammeverk for fremtidige produktivetsanalyser for Troms Kraft Nett AS. Ved å studere effektiviteten over tid, kan effekten av ulike prosesser både internt i bedriften og i bransjen generelt undersøkes. Den pågående omstillingsprosessen i Troms Kraft Nett AS er et eksempel på en prosess som det vil være meget interessant å sjekke konsekvensen av. Ved å bruke fremgangsmåten og metodikken som er presentert i denne oppgaven, vil betydningen og resultatene av omstruktureringer kunne undersøkes.

Til sist bør det nevnes at vedlegg 2 til vedlegg 18 viser produktivetsresultatene for kraftnettbransjen. Vedleggene gir en oversikt over alle selskaper for hele perioden 2001 – 2004. Da det ikke er gjennomført en tilsvarende analyse som jeg har gjort, vil resultatene være nyttige også for andre nettselskaper enn Troms Kraft Nett AS.

Litteraturliste

- Althin, R. (2001). "Measurement of Productivity Changes: Two Malmquist Index Approaches". Journal of Productivity Analysis, 16, s. 107-128.
- Balk, B.M. (2001). "Scale Efficiency and Productivity Change". Journal of Productivity Analysis, 15, s. 159-183.
- Banker, R. D., A. Charnes, og W. W. Cooper. (1984). "Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis". Management Science, Vol. 30, No. 9, s. 1078-1092.
- Berg, S.A., F. R. Førsund, og E. S. Jansen. (1992). "Malmquist Indices of Productivity Growth during the Deregulation of Norwegian Banking, 1980-89". The Scandinavian Journal of Economics, Vol. 94, Supplement, s. 211-228.
- Berglund, R. S. (2006). "Effektivitetsanalyse av distribusjonsnett og regional-/sentralnett til Troms Kraft Nett AS basert på inntektsrammereguleringsmodell foreslått innført i 2007". Masteroppgave i økonomi og administrasjon. Norges fiskerihøgskole, Universitetet i Tromsø, Tromsø.
- Bibow, J.F. (2000). "Inntektsregulering av kraftnettselskaper". Cappelen Akademiske Forlag, Oslo.
- Bjurek, H. (1996). "The Malmquist Total Factor Productivity Index". The Scandinavian Journal of Economics, Vol. 98, No. 2, s. 303-313.
- Caves, D. W., L. R. Christensen, og W. E. Diewert. (1982). "The Economic Theory of Index Numbers and the Measurement of Input, Output, and Productivity". Econometrica, Vol. 50, No. 6 (Nov.,1982), s. 1393-1414.
- Charnes, A., W. W. Cooper, og E. Rhodes. (1978). "Measuring the efficiency of decision making units". European Journal of Operational Research, Vol. 2, No. 6, s. 429-444.
- Coelli, T., D. S. Prasada Rao, og G. E. Battese. (1998). "An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis". USA: Boston.
- Coelli, T., D. S. Prasada Rao, C. O'Donnell, og G. E. Battese. (2005). "An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis". (2th ed.) USA: Boston.
- Diewert, W.E. (1992). "Fisher Ideal Output, Input and Productivity Indexes Revisited". Journal of Productivity Analysis, 3, s. 211-248.
- Diewert, W.E., og A. O. Nakamura. (2002). "The measurement of aggregate total factor productivity growth". I: Heckman, J. J. og E. E. Leamer. Handbook of Econometrics. Vol. 6.

- Farrell, M.J. (1957). "*The measurement of Productive Efficiency*". Journal of the Royal Statistical Society, Vol. 120, s. 253-281.
- Färe, R., S. Grosskopf, B. Lindgren, og P. Roos. (1989). "*Productivity developments in Swedish hospitals. A Malmquist output index approach*". I: Charnes, A., W. Cooper, A. Y. Lewin, og L. M. Seiford. (1994). *Data Envelopment Analysis: Theory, Methodology and Applications*. Kluwer Academic Publ., Boston, s. 253-272.
- Färe, R., S. Grosskopf og C. A. K. Lovell. (1994). "*Production Frontiers*". Cambridge: Cambridge University Press.
- Førsund, F. R. (1993). "*Productivity Growth in Norwegian Ferries.*" I: Fried, H.-O., C.A.K. Lovell, og S.-S. Schmidt. *The measurement of productive efficiency: Techniques and applications*. New York, Oxford, Toronto, Melbourne, Oxford University Press, s. 352-373.
- Grifell-Tatjé, E. og C. A. K. Lovell. (1995). "*A note on the Malmquist productivity index*". *Economic Letters* 47 (2), s. 169-175.
- Grosskopf, S. (2003). "*Some Remarks on Productivity and its Decompositions*". *Journal of Productivity Analysis*, 20, s. 459-474.
- Jamasb, T. og M. Pollitt (2001). "*Benchmarking and regulation: international electricity experience.*". *Utilities Policy* 9, s. 107-130.
- Langset, T. (2006). "*Modell for fastsettelse av kostnadsnorm – økonomisk regulering av nettselskapene fra 2007*". Utkast per 06.06.2006 (foreløpig ikke trykket). Oslo.
- Magnus, Eivind. "*Konkurransenøytrale og effektive monopoler*". ECON-rapport 313/94.
- Malmquist, S. (1953). "*Index Numbers and Indifference Surfaces*". *Trabajos de Estadística* 4, s. 209-242.
- Pindyck, R.S. og D. L. Rubinfeld. (2001). "*Microeconomics*". (5th ed.) USA: New Jersey.
- Ray, S. og E. Desli. (1997). "*Productivity Growth, Technical Progress and Efficiency Change in Industrialized Countries: A Deja Vu*". *American Economic Review*, 87, s. 1033-1039.
- Roland, B.-E. og T. Vassdal. (2000). "*Estimation of Technical Efficiency by using DEA, with relevance to fisheries*". Skrevet som en del av TEMEC-prosjektet. Norwegian College of Fishery Science, University of Tromsø, Tromsø.
- Tone, K. (2004). "*Malmquist productivity index: Efficiency Change Over Time*". I: Cooper, W., L. M. Seiford, og J. Zhu. (2004). *Handbook on Data Envelopment Analysis*. Kluwer Academic Publ., Boston, s. 203-227.
- Vassdal, T. (1990). "*En oversikt over en del DEA-modeller – et forelesningsnotat*". Upublisert. Norges fiskerihøgskole, Universitetet i Tromsø, Tromsø.

Internettreferanser:

www.nve.no

www.regjeringen.no/nb/dep/jd/dok/NOUer/2004/NOU-2004-4/6.html?id=384612

www.ssb.no

www.statnett.no

www.tromskraft.no

Vedlegg

Vedlegg 1: Vektsystem basert på nyverdier og drifts- og vedlikeholdsandeler (Langset 2006:40)

Nr	Anlegg	kV	Type	Enhet	Ny-verdi	Av-skrivningstid	Kapital-kost-nad	DV andel	Total-kost-nad	Vekt
1	Luftlinjer	0,23 - 1,0 kV	Traselengde	km	109	40	6,5	17 %	7,8	4,0
2	Luftlinjer	5 - 24 kV	Traselengde	km	308	40	18,4	17 %	22,2	11,3
3	Luftlinjer	66 kV	Traselengde	km	517	40	31,0	14 %	36,0	18,3
4	Luftlinjer	132 kV	Traselengde	km	796	40	47,7	14 %	55,5	28,2
5	Luftlinjer	300 kV	Traselengde	km	2418	40	144,8	14 %	168,4	85,5
6	Jordkabler	0,23 - 1,0 kV	Traselengde	km	222	40	13,3	14 %	15,5	7,9
7	Jordkabler	5 - 24 kV	Traselengde	km	568	40	34,0	14 %	39,5	20,1
8	Jordkabler	66 kV	Traselengde	km	2884	40	172,7	14 %	200,8	102,0
9	Jordkabler	132 kV	Traselengde	km	3716	40	222,5	14 %	258,7	131,4
10	Jordkabler	300 kV	Traselengde	km	18752	40	1122,9	14 %	1305,7	663,2
11	Sjøkabler	0,23 - 1,0 kV	Traselengde	km	682	40	40,8	14 %	47,5	24,1
12	Sjøkabler	5 - 24 kV	Traselengde	km	736	40	44,1	14 %	51,3	26,0
13	Sjøkabler	66 kV	Traselengde	km	5481	40	328,2	14 %	381,7	193,9
14	Sjøkabler	132 kV	Traselengde	km	12220	40	731,7	14 %	850,9	432,2
15	Sjøkabler	300 kV	Traselengde	km	33952	40	2033,2	14 %	2364,1	1200,8
16	Avgang	5	Effektbryter	stk	314	25	22,7	25 %	30,3	15,4
17	Avgang	12	Effektbryter	stk	314	25	22,7	25 %	30,3	15,4
18	Avgang	24	Effektbryter	stk	314	25	22,7	25 %	30,3	15,4
19	Avgang	66	Effektbryter	stk	1046	25	75,7	25 %	100,9	51,3
20	Avgang	132	Effektbryter	stk	2040	25	147,7	25 %	196,9	100,0
21	Avgang	300	Effektbryter	stk	3978	25	287,9	25 %	383,9	195,0
22	Avgang	420	Effektbryter	stk	3978	25	287,9	25 %	383,9	195,0
23	Transformator	5	Kraft	stk	0	35	0,0	30 %	0,0	0,0
24	Transformator	12	Kraft	stk	0	35	0,0	30 %	0,0	0,0
25	Transformator	24	Kraft	stk	0	35	0,0	30 %	0,0	0,0
26	Transformator	66	Kraft	stk	1593	35	99,8	30 %	142,5	72,4
27	Transformator	132	Kraft	stk	2802	35	175,5	30 %	250,7	127,3
28	Transformator	300	Kraft	stk	4794	35	300,2	30 %	428,9	217,8
29	Transformator	420	Kraft	stk	8304	35	520,0	30 %	742,9	377,3
30	Transformator	Maks transf. eff.	Sum for transformatorene	MW	63	35	3,9	30 %	5,6	2,9
31	Kompensering	1	Kondesatorbatteri	MVAr	29	35	1,8	25 %	2,4	1,2
32	Kompensering	mai.24	Kondesatorbatteri	MVAr	29	35	1,8	25 %	2,4	1,2
33	Kompensering	66 - 420	Kondesatorbatteri, Statisk	MVAr	28	35	1,8	25 %	2,3	1,2
34	Kompensering	66 - 420	Shuntkond.batteri, Stat.uregulert	MVAr	82	35	5,1	25 %	6,8	3,5
35	Kompensering	66 - 420	Shuntreaktor, Fast, bryterkople	MVAr	103	35	6,4	25 %	8,6	4,4
36	Kompensering	66 - 420	Shuntreaktor, Tyristorregulert	MVAr	163	35	10,2	25 %	13,6	6,9
37	Kompensering	66 - 420	Stat.kompensering, Tyristorreg.	MVAr	299	35	18,7	25 %	25,0	12,7

Vedlegg 2: Resultater distribusjonsnettet 2001-2002 alle variabler inkludert

DMU	Selskap	MF_01_01_02	MC_01_02	M_01_01_02	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9912	0,9470	0,9387	94
9	Andøy Energi AS	0,9695	1,1100	1,0761	8
14	Askøy Energi AS	1,0908	1,0000	1,0908	7
16	Austevoll Kraftlag BA	0,9332	1,0537	0,9833	45
18	Ballangen Energi AS	1,0308	0,8902	0,9176	106
22	Bindal Kraftlag AL	0,9933	0,9680	0,9615	65
32	Fredrikstad Energi Nett AS	1,0289	1,0000	1,0289	21
34	Dragefossen Kraftanlegg AS	1,0024	0,9404	0,9426	89
35	Drangedal Everk	1,0408	0,9310	0,9690	57
37	Eidefoss AS	0,9731	1,0000	0,9731	52
41	Etne Elektrisitetslag	1,0401	0,8590	0,8935	115
42	Fauske Lysverk AS	1,0098	0,9307	0,9399	92
43	Finnås Kraftlag	0,9912	0,9660	0,9575	70
45	Fitjar Kraftlag PL	0,9476	0,9043	0,8569	122
46	Fjelberg Kraftlag PL	0,9257	0,9185	0,8503	124
52	Forsand Elverk	0,9918	0,9376	0,9300	98
53	Fosen Komm. Kraftlag	0,9814	1,1822	1,1603	3
55	Fusa Kraftlag	0,9520	1,0000	0,9520	76
56	Sunnfjord Energi AS	0,9746	1,0914	1,0637	12
62	Hadeland Energinett AS	1,0145	0,8968	0,9098	112
63	Hadsel Energiverk AS	0,9484	1,0000	0,9484	82
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	0,9902	0,8542	0,8458	126
71	HelgelandsKraft AS	1,0182	1,0001	1,0182	28
72	Hemne kraftlag AL	1,0141	0,9400	0,9532	75
82	Hurum Energiverk AS	1,0811	0,9883	1,0684	10
84	Høland og Setskog Elverk	1,0107	0,9313	0,9413	90
86	Istad Kraftnett AS	0,9743	1,0512	1,0242	24
87	Jondal energiverk	1,0188	1,0824	1,1028	5
88	Jæren Everk	0,9830	1,0353	1,0178	29
91	Klepp Energi AS	0,9757	1,0000	0,9757	49
93	Kragerø Energi AS	1,0772	0,9659	1,0405	17
95	Krødsherad Everk	1,1036	1,0000	1,1036	4
96	Kvam Kraftverk AS	1,0199	1,0338	1,0544	14
97	Kvinnherad Energi AS	0,9516	1,0532	1,0022	38
102	Lier Everk AS	0,9942	0,9647	0,9591	69
103	Luostejok Kraftlag AL	0,9989	0,9219	0,9209	103
104	Luster Energiverk AS	0,9639	1,0000	0,9639	61
106	Lærdal Energiverk AS	0,9990	0,8044	0,8036	129
111	Malvik Everk	1,0350	0,8601	0,8902	117
116	Meløy Energi AS	0,9410	1,0000	0,9410	91
119	Gauldal Energi AS	1,0266	0,8762	0,8996	113
121	Modalen Kraftlag BA	1,0100	0,8426	0,8510	123
132	Nord-Salten Kraftlag AL	1,0042	1,0000	1,0042	36
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,9995	0,9638	0,9633	63
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	1,0361	0,8839	0,9158	107
135	Nord-Østerdal Kraftlag AL	0,9891	1,0315	1,0202	27
136	Norddal Elverk AS	1,0014	0,9606	0,9619	64
138	Nordkyn Kraftlag AL	1,0000	0,9391	0,9391	93
146	Odda Energi AS	1,0419	1,0115	1,0539	15

147	Evenes Kraftforsyning AS	0,9924	0,9801	0,9726	53
149	Oppdal Everk AS	1,0345	0,8930	0,9239	101
153	Orkdal Energi AS	0,9978	0,9498	0,9477	85
157	Rakkestad Energiverk AS	1,0251	0,9309	0,9543	74
161	Rauland Kraftforsyningslag	1,0467	0,8242	0,8627	121
162	Rauma Energi AS	0,9754	0,9901	0,9657	60
163	Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	0,9814	0,9623	0,9444	88
164	Repvåg Kraftlag AL	0,9792	0,9690	0,9488	80
165	Ringeriks-Kraft AS	0,9962	0,9526	0,9490	79
166	Rissa Kraftlag BA	1,0405	0,8858	0,9217	102
168	Rollag Elektrisitetsverk LL	1,0419	0,7497	0,7811	130
171	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	0,9501	1,0000	0,9501	78
173	Røros Elektrisitetsverk AS	1,0076	0,8200	0,8263	128
181	Sandøy Energi AS	0,9451	1,0392	0,9821	46
183	Hjartdal Elverk	1,0445	0,9193	0,9603	67
184	Selbu Energiverk AS	1,0267	0,9798	1,0060	35
188	Sjøfossen Energi AS	1,0429	0,9518	0,9926	42
193	Skjerstad Kraftlag AL	0,9970	0,8897	0,8870	118
194	Skjåk Energi AS	1,0158	0,9685	0,9838	44
196	Skånåvik Ølen Kraftlag	0,9439	0,9875	0,9322	96
197	Sognekraft AS	0,9830	0,9014	0,8860	119
204	Stranda Energiverk AS	0,9786	0,9453	0,9251	100
205	Stryn Energi AS	0,9816	0,9923	0,9741	50
206	Suldal Elverk	0,9689	1,0000	0,9689	58
213	Sykkylven Energi AS	0,9784	1,0474	1,0248	23
214	Sør Aurdal Energi	1,0397	0,8854	0,9206	104
215	TrønderEnergi Nett AS	1,0121	1,0366	1,0492	16
218	Sørfold Kraftlag AL	0,9689	1,0015	0,9704	55
219	Tafjord Kraftnett AS	0,9911	1,0183	1,0092	34
223	Tinn Energi AS	1,0139	0,9383	0,9514	77
227	Troms Kraft Nett AS	0,9895	0,9802	0,9699	56
231	Trøgstad Elverk AS	1,0425	0,9684	1,0096	33
233	Tydal Komm. Energiverk	1,0698	0,9466	1,0128	30
234	Tysnes Kraftlag PL	0,9809	1,0000	0,9809	47
238	Indre Hardanger Kraftlag DA	0,9722	0,9160	0,8906	116
242	Uvdal Kraftforsyning AL	1,0798	0,8786	0,9487	81
248	Vang Energiverk	1,0135	0,9981	1,0116	31
249	Varanger Kraft AS	0,9949	0,9531	0,9483	83
251	Vest-Telemark Kraftlag	1,0042	0,9986	1,0027	37
257	Dalane Energi AS	0,9969	0,9764	0,9734	51
262	Ørskog Interkommunale Kraftlag	0,9467	1,0000	0,9467	86
264	Øvre Eiker Nett AS	1,0138	0,9180	0,9307	97
267	Årdal Kommunale Energiverk	0,9924	1,0381	1,0302	20
269	SFE Nett AS	0,9761	1,0624	1,0369	18
274	Svorka Energiverk AS	1,0664	1,1385	1,2141	2
275	Hallingdal Kraftnett AS	1,0495	0,8548	0,8971	114
295	Gudbrandsdal Energi AS	1,0295	0,9986	1,0280	22
306	Valdres Energiverk AS	1,0427	0,9895	1,0317	19
311	Nordmøre Energiverk AS	1,0039	0,9893	0,9931	41
343	Hemsedal Energi	1,0737	0,8489	0,9114	111
348	Bodø Energi AS	0,9960	0,9517	0,9479	84
349	Notodden Energi AS	1,0226	1,0000	1,0226	26

Effektivitetsmåling over tid – en analyse av Troms Kraft Nett AS og norske kraftnettselskaper ved bruk av Malmquist

354	Lofotkraft AS	0,9677	1,0294	0,9961	39
373	Nore Energi KB	1,0265	0,9344	0,9592	68
418	Aurland Energiverk AS	0,9765	0,9361	0,9141	108
433	Hålogaland Kraft AS	0,9926	1,0993	1,0911	6
460	Tussa Nett AS	1,0133	0,9721	0,9850	43
464	Vesterålskraft Nett AS	0,9716	0,8738	0,8490	125
495	Elverum Energiverk Nett AS	1,0416	0,8757	0,9121	110
503	Haugaland Kraft AS	1,0320	0,9258	0,9555	73
511	Lyse Nett AS	0,9972	0,9297	0,9271	99
536	Trondheim Energiverk Nett AS	1,0324	0,8438	0,8711	120
542	VOKKS AS	1,0520	0,8901	0,9364	95
549	Østfold Energi Nett AS	1,0362	0,9422	0,9764	48
566	BKK Nett AS	1,0044	0,9594	0,9636	62
567	BKK Stord AS	0,9849	1,0707	1,0545	13
574	Eidsiva Energinett AS	1,0062	1,0596	1,0662	11
578	Flesberg Elektrisitetsverk AS	1,0699	0,8534	0,9131	109
591	Midt Nett Buskerud AS	1,0550	0,9210	0,9717	54
593	Neset Kraft AS	0,9799	0,8511	0,8340	127
599	Sunndal Energi KF	0,9553	1,0002	0,9555	72
605	Mjøskraft AS	0,9961	1,0142	1,0103	32
611	Skagerak Nett AS	1,0056	0,9562	0,9615	65
613	Nordvest Nett AS	0,9748	0,9434	0,9196	105
614	Energi 1 Follo/Røyken AS	1,0127	1,3480	1,3652	1
615	Buskerud Kraftnett AS	0,9935	0,9737	0,9673	59
624	Agder Energi Nett AS	1,0144	1,0581	1,0734	9
625	Voss Energi AS	0,9533	1,0742	1,0240	25
637	Narvik Energinett AS	1,0054	0,7093	0,7131	131
659	Midt-Telemark Energi AS	0,9963	0,9988	0,9951	40
669	Stange Energi Nett AS	1,0060	0,9395	0,9452	87
675	Hafslund Nett AS	0,9951	0,9614	0,9567	71

Gjennomsnitt alle enheter	1,0046	0,9640	0,9676
Standardavvik	0,0347	0,0810	0,0791
Maksimum (høyeste verdi)	1,1036	1,3480	1,3652
Minimum (laveste verdi)	0,9257	0,7093	0,7131

Vedlegg 3: Resultater distribusjonsnettet 2002-2003 alle variabler inkludert

DMU	Selskap	MF_01_02_03	MC_02_03	M_01_02_03	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9744	1,0778	1,0502	28
9	Andøy Energi AS	0,9925	0,8951	0,8884	123
14	Askøy Energi AS	1,0366	1,0000	1,0366	39
16	Austevoll Kraftlag BA	0,9894	0,9861	0,9757	77
18	Ballangen Energi AS	0,9667	1,0862	1,0500	29
22	Bindal Kraftlag AL	1,0146	1,0465	1,0618	20
32	Fredrikstad Energi Nett AS	0,9613	1,0000	0,9613	85
34	Dragefossen Kraftanlegg AS	0,9509	1,1657	1,1085	10
35	Drangedal Everk	0,9704	0,9839	0,9548	90
37	Eidefoss AS	1,0534	1,0000	1,0534	27
41	Etne Elektrisitetslag	0,9619	1,0992	1,0574	21
42	Fauske Lysverk AS	0,9975	1,0595	1,0568	23
43	Finnås Kraftlag	1,0124	0,9694	0,9814	71
45	Fitjar Kraftlag PL	0,9862	1,1392	1,1235	8
46	Fjelberg Kraftlag PL	0,9879	0,9884	0,9764	75
52	Forsand Elverk	0,9650	1,0443	1,0077	56
53	Fosen Komm. Kraftlag	1,0050	0,9624	0,9672	84
55	Fusa Kraftlag	1,0663	1,0000	1,0663	18
56	Sunnfjord Energi AS	0,9820	0,9389	0,9220	109
62	Hadeland Energinett AS	0,9688	0,9743	0,9438	95
63	Hadsel Energiverk AS	1,0050	1,0000	1,0050	60
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	0,9776	1,0784	1,0542	25
71	HelgelandsKraft AS	0,9996	1,0112	1,0108	50
72	Hemne kraftlag AL	0,9906	1,1026	1,0922	16
82	Hurum Energiverk AS	1,0106	0,9607	0,9709	80
84	Høland og Setskog Elverk	0,9936	0,9104	0,9046	120
86	Istad Kraftnett AS	0,9774	0,9424	0,9211	110
87	Jondal energiverk	0,9773	0,9686	0,9467	94
88	Jæren Everk	0,9967	0,9997	0,9964	61
91	Klepp Energi AS	1,0427	1,0000	1,0427	34
93	Kragerø Energi AS	0,9998	1,0431	1,0430	33
95	Krødsherad Everk	0,9484	1,0000	0,9484	93
96	Kvam Kraftverk AS	0,9797	0,9519	0,9325	105
97	Kvinnherad Energi AS	0,9848	0,9552	0,9406	97
102	Lier Everk AS	0,9838	0,9958	0,9797	72
103	Luostejok Kraftlag AL	0,9572	1,0846	1,0382	36
104	Luster Energiverk AS	0,9952	1,0000	0,9952	62
106	Lærdal Energiverk AS	0,9612	1,1391	1,0948	15
111	Malvik Everk	1,0372	0,9060	0,9397	98
116	Meløy Energi AS	0,9333	0,9807	0,9152	114
119	Gauldal Energi AS	0,9785	1,0083	0,9866	68
121	Modalen Kraftlag BA	0,9776	1,2574	1,2292	4
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,9704	1,0000	0,9704	81
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,9540	0,9790	0,9340	104
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0,9563	1,0546	1,0085	52
135	Nord-Østerdal Kraftlag AL	1,0116	0,9964	1,0080	54
136	Norddal Elverk AS	0,9691	0,9392	0,9102	116
138	Nordkyn Kraftlag AL	0,9558	0,8751	0,8364	129
146	Odda Energi AS	1,0418	1,2011	1,2513	2

147	Evenes Kraftforsyning AS	0,9578	0,9395	0,8999	121
149	Oppdal Everk AS	0,9616	0,9590	0,9222	108
153	Orkdal Energi AS	0,9930	0,9943	0,9874	66
157	Rakkestad Energiverk AS	0,9817	1,0270	1,0082	53
161	Rauland Kraftforsyningslag	0,9524	1,0430	0,9934	64
162	Rauma Energi AS	0,9601	0,9959	0,9561	87
163	Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	1,0142	0,9421	0,9556	89
164	Repvåg Kraftlag AL	0,9792	1,0265	1,0051	59
165	Ringeriks-Kraft AS	0,9595	0,9569	0,9181	113
166	Rissa Kraftlag BA	0,9689	1,0508	1,0181	45
168	Rollag Elektrisitetsverk LL	0,9506	0,9833	0,9347	102
171	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	1,0144	1,0000	1,0144	47
173	Røros Elektrisitetsverk AS	1,0130	0,9598	0,9722	79
181	Sandøy Energi AS	1,0022	1,0513	1,0537	26
183	Hjartdal Elverk	0,9835	0,9843	0,9680	83
184	Selbu Energiverk AS	0,9514	1,0746	1,0224	44
188	Sjøfossen Energi AS	0,9604	0,9486	0,9110	115
193	Skjerstad Kraftlag AL	0,9854	1,0213	1,0063	58
194	Skjåk Energi AS	0,9978	0,9550	0,9529	91
196	Skånepik Ølen Kraftlag	1,0219	0,8893	0,9088	117
197	Sognekraft AS	0,9674	1,1340	1,0970	13
204	Stranda Energiverk AS	0,9725	0,9308	0,9051	119
205	Stryn Energi AS	1,0016	1,0164	1,0181	46
206	Suldal Elverk	1,0119	1,0000	1,0119	49
213	Sykkylven Energi AS	0,9896	0,9993	0,9889	65
214	Sør Aurdal Energi	0,9814	1,0841	1,0639	19
215	TrønderEnergi Nett AS	1,0044	1,0333	1,0378	38
218	Sørfold Kraftlag AL	1,0000	0,9730	0,9730	78
219	Tafjord Kraftnett AS	1,0573	1,0000	1,0573	22
223	Tinn Energi AS	0,9569	0,8908	0,8524	126
227	Troms Kraft Nett AS	0,9835	1,0744	1,0567	24
231	Trøgstad Elverk AS	0,9725	0,9309	0,9053	118
233	Tydal Komm. Energiverk	0,9757	0,9587	0,9354	101
234	Tysnes Kraftlag PL	1,0076	1,0000	1,0076	57
238	Indre Hardanger Kraftlag DA	1,0353	1,1886	1,2306	3
242	Uvdal Kraftforsyning AL	0,9352	1,0006	0,9357	100
248	Vang Energiverk	1,0023	1,1321	1,1347	7
249	Varanger Kraft AS	0,9727	0,9961	0,9689	82
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,9839	0,8874	0,8731	124
257	Dalane Energi AS	0,9569	1,0314	0,9870	67
262	Ørskog Interkommunale Kraftlag	1,0479	1,0000	1,0479	30
264	Øvre Eiker Nett AS	0,9756	1,0200	0,9951	63
267	Årdal Kommunale Energiverk	0,9856	1,1205	1,1044	12
269	SFE Nett AS	0,9754	0,8814	0,8597	125
274	Svorka Energiverk AS	0,9420	0,8611	0,8112	130
275	Hallingdal Kraftnett AS	0,9322	1,1946	1,1137	9
295	Gudbrandsdal Energi AS	0,9447	0,9771	0,9231	107
306	Valdres Energiverk AS	0,9896	1,0499	1,0390	35
311	Nordmøre Energiverk AS	1,0149	1,0228	1,0380	37
343	Hemsedal Energi	0,9248	1,0264	0,9492	92
348	Bodø Energi AS	1,0070	0,9138	0,9202	112
349	Notodden Energi AS	0,9860	1,0000	0,9860	69

Effektivitetsmåling over tid – en analyse av Troms Kraft Nett AS og norske kraftnettselskaper ved bruk av Malmquist

354	Lofotkraft AS	1,0062	0,9551	0,9610	86
373	Nore Energi KB	0,9712	0,9218	0,8952	122
418	Aurland Energiverk AS	0,9917	1,1060	1,0968	14
433	Hålogaland Kraft AS	0,9970	1,0122	1,0091	51
460	Tussa Nett AS	0,9766	0,9789	0,9561	88
464	Vesterålskraft Nett AS	1,0140	0,9216	0,9345	103
495	Elverum Energiverk Nett AS	0,9457	1,0817	1,0229	43
503	Haugaland Kraft AS	1,0166	1,3196	1,3415	1
511	Lyse Nett AS	0,9878	0,9389	0,9274	106
536	Trondheim Energiverk Nett AS	1,0355	1,1831	1,2251	5
542	VOKKS AS	0,9485	1,0798	1,0242	42
549	Østfold Energi Nett AS	1,0188	0,9040	0,9210	111
566	BKK Nett AS	0,9852	1,0507	1,0351	41
567	BKK Stord AS	1,0119	1,0242	1,0364	40
574	Eidsiva Energinett AS	0,9645	0,8800	0,8488	127
578	Flesberg Elektrisitetsverk AS	0,9712	0,7933	0,7704	131
591	Midt Nett Buskerud AS	0,9900	0,9515	0,9420	96
593	Nesset Kraft AS	1,0131	1,0327	1,0462	31
599	Sunndal Energi KF	1,0086	0,9685	0,9768	74
605	Mjøskraft AS	1,0125	1,0000	1,0125	48
611	Skagerak Nett AS	1,0118	0,9670	0,9784	73
613	Nordvest Nett AS	0,9767	1,0688	1,0438	32
614	Energi 1 Follo/Røyken AS	1,0188	0,9674	0,9857	70
615	Buskerud Kraftnett AS	1,0538	1,0231	1,0781	17
624	Agder Energi Nett AS	1,0228	1,0799	1,1044	11
625	Voss Energi AS	1,0132	0,9260	0,9382	99
637	Narvik Energinett AS	1,0157	0,9613	0,9764	76
659	Midt-Telemark Energi AS	0,9881	1,0199	1,0078	55
669	Stange Energi Nett AS	0,9541	0,8783	0,8380	128
675	Hafslund Nett AS	1,0609	1,0742	1,1397	6

Gjennomsnitt alle enheter	0,9885	1,0073	0,9959
Standardavvik	0,0291	0,0808	0,0866
Maksimum (høyeste verdi)	1,0663	1,3196	1,3415
Minimum (laveste verdi)	0,9248	0,7933	0,7704

Vedlegg 4: Resultater distribusjonsnettet 2003-2004 alle variabler inkludert

DMU	Selskap	MF_01_03_04	MC_03_04	M_01_03_04	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9647	0,9913	0,9563	101
9	Andøy Energi AS	0,9469	0,9821	0,9300	119
14	Askøy Energi AS	0,9450	1,0000	0,9450	110
16	Austevoll Kraftlag BA	1,0073	0,9143	0,9210	120
18	Ballangen Energi AS	0,9482	1,0175	0,9647	93
22	Bindal Kraftlag AL	0,9505	1,0000	0,9505	106
32	Fredrikstad Energi Nett AS	1,0152	1,0000	1,0152	53
34	Dragefossen Kraftanlegg AS	0,9988	0,9338	0,9327	117
35	Drangedal Everk	1,0028	1,0118	1,0146	54
37	Eidefoss AS	0,9590	1,0000	0,9590	99
41	Etne Elektrisitetslag	1,0101	0,9330	0,9425	111
42	Fauske Lysverk AS	1,0135	1,0338	1,0477	32
43	Finnås Kraftlag	0,9617	1,0045	0,9660	92
45	Fitjar Kraftlag PL	1,0059	0,9947	1,0006	69
46	Fjelberg Kraftlag PL	1,0328	0,9054	0,9351	116
52	Forsand Elverk	0,9813	0,9778	0,9595	96
53	Fosen Komm. Kraftlag	0,9484	1,0579	1,0033	66
55	Fusa Kraftlag	0,9363	1,0000	0,9363	115
56	Sunnfjord Energi AS	0,9818	1,0510	1,0319	38
62	Hadeland Energinett AS	0,9848	0,9522	0,9377	114
63	Hadsel Energiverk AS	0,9811	1,0000	0,9811	81
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	0,9700	1,0726	1,0404	34
71	HelgelandsKraft AS	0,9512	1,0619	1,0101	58
72	Hemne kraftlag AL	0,9967	0,9614	0,9583	100
82	Hurum Energiverk AS	0,9754	1,0672	1,0410	33
84	Høland og Setskog Elverk	0,9897	1,0117	1,0013	68
86	Istad Kraftnett AS	1,0133	1,0503	1,0642	23
87	Jondal energiverk	0,9588	1,0471	1,0039	65
88	Jæren Everk	0,9984	1,0197	1,0181	50
91	Klepp Energi AS	1,0031	1,0000	1,0031	67
93	Kragerø Energi AS	0,9767	0,8873	0,8666	128
95	Krødsherad Everk	1,0629	1,0000	1,0629	24
96	Kvam Kraftverk AS	1,0003	1,0525	1,0527	28
97	Kvinnherad Energi AS	1,0016	1,0545	1,0561	26
102	Lier Everk AS	0,9897	1,0438	1,0331	37
103	Luostejok Kraftlag AL	0,9419	1,1355	1,0696	20
104	Luster Energiverk AS	1,0186	1,0000	1,0186	49
106	Lærdal Energiverk AS	0,9686	0,8816	0,8539	130
111	Malvik Everk	0,9684	1,0579	1,0244	45
116	Meløy Energi AS	0,9784	0,9957	0,9743	84
119	Gauldal Energi AS	0,9673	0,9725	0,9407	113
121	Modalen Kraftlag BA	0,9425	1,0113	0,9531	104
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,9060	1,0000	0,9060	124
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,9308	1,0820	1,0070	61
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0,9798	1,1181	1,0955	15
135	Nord-Østerdal Kraftlag AL	0,9540	1,0054	0,9591	98
136	Norddal Elverk AS	0,9631	1,1524	1,1098	14
138	Nordkyn Kraftlag AL	0,9298	1,1020	1,0247	44
146	Odda Energi AS	0,9379	0,9527	0,8936	125

147	Evenes Kraftforsyning AS	0,9721	1,1567	1,1244	13
149	Oppdal Everk AS	1,0096	1,0094	1,0191	47
153	Orkdal Energi AS	0,9947	1,0247	1,0193	46
157	Rakkestad Energiverk AS	0,9712	1,0338	1,0040	64
161	Rauland Kraftforsyningslag	0,9801	0,9690	0,9497	107
162	Rauma Energi AS	1,0146	0,9936	1,0080	60
163	Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	0,9462	1,0503	0,9938	75
164	Repvåg Kraftlag AL	0,9442	1,1438	1,0800	18
165	Ringeriks-Kraft AS	1,0109	1,1641	1,1768	5
166	Rissa Kraftlag BA	0,9649	1,0231	0,9872	80
168	Rollag Elektrisitetsverk LL	1,0591	1,1153	1,1813	3
171	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	1,0153	1,0000	1,0153	52
173	Røros Elektrisitetsverk AS	0,9701	1,2022	1,1663	6
181	Sandøy Energi AS	0,9868	1,1590	1,1438	12
183	Hjartdal Elverk	1,0078	1,0282	1,0362	35
184	Selbu Energiverk AS	0,9818	0,9870	0,9690	89
188	Sjøfossen Energi AS	0,9647	1,0088	0,9732	86
193	Skjerstad Kraftlag AL	0,9460	1,2478	1,1805	4
194	Skjåk Energi AS	0,9525	1,0585	1,0082	59
196	Skånevik Ølen Kraftlag	0,9916	1,0265	1,0179	51
197	Sognekraft AS	0,9815	1,0126	0,9939	73
204	Stranda Energiverk AS	1,0055	1,1515	1,1579	8
205	Stryn Energi AS	0,9936	0,9778	0,9715	87
206	Suldal Elverk	0,9266	0,9421	0,8729	127
213	Sykkylven Energi AS	0,9972	0,9696	0,9670	90
214	Sør Aurdal Energi	0,9818	0,9892	0,9711	88
215	TrønderEnergi Nett AS	0,9696	1,1845	1,1485	11
218	Sørfold Kraftlag AL	0,9665	1,0480	1,0129	55
219	Tafjord Kraftnett AS	0,9419	1,0000	0,9419	112
223	Tinn Energi AS	1,0076	0,9832	0,9907	77
227	Troms Kraft Nett AS	0,9791	0,9945	0,9737	85
231	Trøgstad Elverk AS	0,9855	0,9935	0,9790	82
233	Tydal Komm. Energiverk	1,0330	0,9287	0,9593	97
234	Tysnes Kraftlag PL	0,8631	1,0000	0,8631	129
238	Indre Hardanger Kraftlag DA	0,9324	0,9742	0,9083	122
242	Uvdal Kraftforsyning AL	0,9887	1,0453	1,0335	36
248	Vang Energiverk	0,9854	0,9812	0,9668	91
249	Varanger Kraft AS	0,9653	1,1211	1,0822	17
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,9739	1,1194	1,0903	16
257	Dalane Energi AS	0,9837	1,0693	1,0519	29
262	Ørskog Interkommunale Kraftlag	1,0253	1,0000	1,0253	43
264	Øvre Eiker Nett AS	0,9855	1,0934	1,0775	19
267	Årdal Kommunale Energiverk	1,0234	0,9101	0,9313	118
269	SFE Nett AS	0,9785	1,0157	0,9939	74
274	Svorka Energiverk AS	0,9669	0,8279	0,8005	131
275	Hallingdal Kraftnett AS	1,0363	0,9937	1,0298	40
295	Gudbrandsdal Energi AS	1,0167	0,9614	0,9774	83
306	Valdres Energiverk AS	1,0075	1,1740	1,1828	2
311	Nordmøre Energiverk AS	0,9588	1,0039	0,9625	95
343	Hemsedal Energi	1,0717	0,9570	1,0256	42
348	Bodø Energi AS	1,0037	1,0067	1,0105	57
349	Notodden Energi AS	1,0307	1,0000	1,0307	39

Effektivitetsmåling over tid – en analyse av Troms Kraft Nett AS og norske kraftnettselskaper ved bruk av Malmquist

354	Lofotkraft AS	0,9648	0,9985	0,9633	94
373	Nore Energi KB	0,9844	1,0098	0,9941	72
418	Aurland Energiverk AS	0,9681	1,0206	0,9880	78
433	Hålogaland Kraft AS	1,0272	1,0000	1,0272	41
460	Tussa Nett AS	0,9877	1,0170	1,0045	63
464	Vesterålskraft Nett AS	0,9679	0,9361	0,9061	123
495	Elverum Energiverk Nett AS	1,0127	0,9805	0,9930	76
503	Haugaland Kraft AS	0,9927	1,0589	1,0511	31
511	Lyse Nett AS	1,0173	0,9774	0,9943	71
536	Trondheim Energiverk Nett AS	0,9856	0,9597	0,9458	109
542	VOKKS AS	1,0309	0,9763	1,0064	62
549	Østfold Energi Nett AS	0,9700	1,1886	1,1530	9
566	BKK Nett AS	1,0013	0,9512	0,9524	105
567	BKK Stord AS	1,0046	0,8738	0,8778	126
574	Eidsiva Energinett AS	0,9913	1,2002	1,1898	1
578	Flesberg Elektrisitetsverk AS	1,0344	1,1266	1,1654	7
591	Midt Nett Buskerud AS	1,0103	0,9379	0,9476	108
593	Neset Kraft AS	0,9931	0,9625	0,9559	103
599	Sunndal Energi KF	0,9896	1,0728	1,0617	25
605	Mjøskraft AS	0,9780	0,9336	0,9131	121
611	Skagerak Nett AS	0,9998	1,0684	1,0682	21
613	Nordvest Nett AS	0,9954	1,0585	1,0536	27
614	Energi 1 Follo/Røyken AS	0,9946	1,0571	1,0514	30
615	Buskerud Kraftnett AS	0,9926	1,0048	0,9973	70
624	Agder Energi Nett AS	0,9717	1,0165	0,9877	79
625	Voss Energi AS	0,9768	0,9788	0,9561	102
637	Narvik Energinett AS	0,9893	1,1626	1,1501	10
659	Midt-Telemark Energi AS	0,9988	1,0133	1,0121	56
669	Stange Energi Nett AS	0,9965	1,0688	1,0650	22
675	Hafslund Nett AS	1,0187	1,0000	1,0187	48

Gjennomsnitt alle enheter	0,9843	1,0229	1,0066
Standardavvik	0,0309	0,0730	0,0743
Maksimum (høyeste verdi)	1,0717	1,2478	1,1898
Minimum (laveste verdi)	0,8631	0,8279	0,8005

Vedlegg 5: Resultater distribusjonsnettet 2001-2004 alle variabler inkludert

DMU	Selskap	MF_01_01_04	MC_01_04	M_01_01_04	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9318	1,0118	0,9428	79
9	Andøy Energi AS	0,9111	0,9758	0,8891	101
14	Askøy Energi AS	1,0685	1,0000	1,0685	15
16	Austevoll Kraftlag BA	0,9301	0,9500	0,8836	104
18	Ballangen Energi AS	0,9448	0,9838	0,9295	86
22	Bindal Kraftlag AL	0,9579	1,0130	0,9704	62
32	Fredrikstad Energi Nett AS	1,0041	1,0000	1,0041	40
34	Dragefossen Kraftanlegg AS	0,9520	1,0236	0,9746	59
35	Drangedal Everk	1,0128	0,9268	0,9387	81
37	Eidefoss AS	0,9830	1,0000	0,9830	55
41	Etne Elektrisitetslag	1,0106	0,8810	0,8903	100
42	Fauske Lysverk AS	1,0209	1,0194	1,0407	19
43	Finnås Kraftlag	0,9651	0,9406	0,9078	95
45	Fitjar Kraftlag PL	0,9400	1,0248	0,9633	68
46	Fjelberg Kraftlag PL	0,9445	0,8220	0,7764	129
52	Forsand Elverk	0,9392	0,9574	0,8992	97
53	Fosen Komm. Kraftlag	0,9354	1,2037	1,1260	9
55	Fusa Kraftlag	0,9504	1,0000	0,9504	75
56	Sunnfjord Energi AS	0,9396	1,0770	1,0120	33
62	Hadeland Energinett AS	0,9678	0,8320	0,8052	124
63	Hadsel Energiverk AS	0,9351	1,0000	0,9351	83
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	0,9389	0,9880	0,9277	87
71	HelgelandsKraft AS	0,9682	1,0739	1,0397	21
72	Hemne kraftlag AL	1,0012	0,9964	0,9976	44
82	Hurum Energiverk AS	1,0656	1,0134	1,0799	13
84	Høland og Setskog Elverk	0,9939	0,8578	0,8526	117
86	Istad Kraftnett AS	0,9649	1,0404	1,0039	41
87	Jondal energiverk	0,9547	1,0978	1,0481	18
88	Jæren Everk	0,9782	1,0554	1,0325	25
91	Klepp Energi AS	1,0205	1,0000	1,0205	30
93	Kragerø Energi AS	1,0518	0,8941	0,9405	80
95	Krødsherad Everk	1,1126	1,0000	1,1126	10
96	Kvam Kraftverk AS	0,9995	1,0357	1,0351	24
97	Kvinnherad Energi AS	0,9385	1,0607	0,9955	47
102	Lier Everk AS	0,9680	1,0028	0,9707	61
103	Luostejok Kraftlag AL	0,9006	1,1354	1,0225	29
104	Luster Energiverk AS	0,9771	1,0000	0,9771	58
106	Lærdal Energiverk AS	0,9300	0,8078	0,7513	130
111	Malvik Everk	1,0395	0,8244	0,8569	112
116	Meløy Energi AS	0,8593	0,9765	0,8390	119
119	Gauldal Energi AS	0,9717	0,8592	0,8349	120
121	Modalen Kraftlag BA	0,9305	1,0715	0,9971	45
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,8828	1,0000	0,8828	105
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,8875	1,0209	0,9061	96
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0,9708	1,0422	1,0118	34
135	Nord-Østerdal Kraftlag AL	0,9546	1,0333	0,9864	53
136	Norddal Elverk AS	0,9346	1,0397	0,9717	60
138	Nordkyn Kraftlag AL	0,8888	0,9056	0,8049	125
146	Odda Energi AS	1,0181	1,1575	1,1784	6

147	Evenes Kraftforsyning AS	0,9240	1,0651	0,9841	54
149	Oppdal Everk AS	1,0044	0,8645	0,8683	108
153	Orkdal Energi AS	0,9855	0,9678	0,9538	73
157	Rakkestad Energiverk AS	0,9773	0,9884	0,9659	65
161	Rauland Kraftforsyningslag	0,9771	0,8330	0,8139	123
162	Rauma Energi AS	0,9501	0,9797	0,9308	85
163	Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	0,9419	0,9522	0,8969	98
164	Repvåg Kraftlag AL	0,9053	1,1378	1,0300	26
165	Ringeriks-Kraft AS	0,9663	1,0611	1,0254	28
166	Rissa Kraftlag BA	0,9729	0,9523	0,9265	90
168	Rollag Elektrisitetsverk LL	1,0490	0,8221	0,8624	110
171	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	0,9785	1,0000	0,9785	57
173	Røros Elektrisitetsverk AS	0,9902	0,9462	0,9369	82
181	Sandøy Energi AS	0,9347	1,2663	1,1836	5
183	Hjartdal Elverk	1,0353	0,9304	0,9632	69
184	Selbu Energiverk AS	0,9590	1,0393	0,9967	46
188	Sjøfossen Energi AS	0,9663	0,9108	0,8800	107
193	Skjerstad Kraftlag AL	0,9294	1,1337	1,0537	17
194	Skjåk Energi AS	0,9654	0,9790	0,9452	78
196	Skånepik Ølen Kraftlag	0,9565	0,9015	0,8623	111
197	Sognekraft AS	0,9333	1,0351	0,9661	64
204	Stranda Energiverk AS	0,9570	1,0131	0,9695	63
205	Stryn Energi AS	0,9769	0,9863	0,9635	67
206	Suldal Elverk	0,9084	0,9421	0,8558	113
213	Sykkylven Energi AS	0,9655	1,0149	0,9799	56
214	Sør Aurdal Energi	1,0017	0,9495	0,9511	74
215	TrønderEnergi Nett AS	0,9857	1,2687	1,2505	4
218	Sørfold Kraftlag AL	0,9365	1,0212	0,9564	71
219	Tafjord Kraftnett AS	0,9869	1,0183	1,0050	38
223	Tinn Energi AS	0,9775	0,8218	0,8033	126
227	Troms Kraft Nett AS	0,9528	1,0473	0,9979	43
231	Trøgstad Elverk AS	0,9991	0,8956	0,8948	99
233	Tydal Komm. Energiverk	1,0783	0,8428	0,9087	94
234	Tysnes Kraftlag PL	0,8531	1,0000	0,8531	116
238	Indre Hardanger Kraftlag DA	0,9385	1,0607	0,9955	48
242	Uvdal Kraftforsyning AL	0,9985	0,9189	0,9175	93
248	Vang Energiverk	1,0010	1,1087	1,1097	12
249	Varanger Kraft AS	0,9342	1,0644	0,9943	49
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,9622	0,9920	0,9545	72
257	Dalane Energi AS	0,9384	1,0769	1,0106	36
262	Ørskog Interkommunale Kraftlag	1,0172	1,0000	1,0172	31
264	Øvre Eiker Nett AS	0,9747	1,0239	0,9980	42
267	Årdal Kommunale Energiverk	1,0010	1,0585	1,0596	16
269	SFE Nett AS	0,9316	0,9511	0,8860	103
274	Svorka Energiverk AS	0,9713	0,8117	0,7884	128
275	Hallingdal Kraftnett AS	1,0139	1,0147	1,0289	27
295	Gudbrandsdal Energi AS	0,9888	0,9380	0,9274	88
306	Valdres Energiverk AS	1,0396	1,2196	1,2679	3
311	Nordmøre Energiverk AS	0,9768	1,0158	0,9923	50
343	Hemsedal Energi	1,0642	0,8338	0,8873	102
348	Bodø Energi AS	1,0066	0,8756	0,8814	106
349	Notodden Energi AS	1,0392	1,0000	1,0392	22

354	Lofotkraft AS	0,9394	0,9816	0,9222	91
373	Nore Energi KB	0,9814	0,8698	0,8536	115
418	Aurland Energiverk AS	0,9374	1,0566	0,9905	52
433	Hålogaland Kraft AS	1,0165	1,1127	1,1310	8
460	Tussa Nett AS	0,9775	0,9678	0,9460	77
464	Vesterålskraft Nett AS	0,9536	0,7538	0,7188	131
495	Elverum Energiverk Nett AS	0,9975	0,9289	0,9265	89
503	Haugaland Kraft AS	1,0414	1,2937	1,3472	2
511	Lyse Nett AS	1,0020	0,8531	0,8548	114
536	Trondheim Energiverk Nett AS	1,0536	0,9581	1,0095	37
542	VOKKS AS	1,0287	0,9383	0,9652	66
549	Østfold Energi Nett AS	1,0241	1,0124	1,0368	23
566	BKK Nett AS	0,9908	0,9588	0,9499	76
567	BKK Stord AS	1,0012	0,9582	0,9593	70
574	Eidsiva Energinett AS	0,9620	1,1191	1,0767	14
578	Flesberg Elektrisitetsverk AS	1,0748	0,7627	0,8198	122
591	Midt Nett Buskerud AS	1,0553	0,8220	0,8674	109
593	Neset Kraft AS	0,9860	0,8460	0,8341	121
599	Sunndal Energi KF	0,9535	1,0392	0,9909	51
605	Mjøskraft AS	0,9864	0,9469	0,9341	84
611	Skagerak Nett AS	1,0172	0,9879	1,0049	39
613	Nordvest Nett AS	0,9476	1,0672	1,0113	35
614	Energi 1 Follo/Røyken AS	1,0262	1,3787	1,4148	1
615	Buskerud Kraftnett AS	1,0391	1,0010	1,0401	20
624	Agder Energi Nett AS	1,0081	1,1614	1,1709	7
625	Voss Energi AS	0,9434	0,9737	0,9186	92
637	Narvik Energinett AS	1,0102	0,7927	0,8008	127
659	Midt-Telemark Energi AS	0,9833	1,0323	1,0150	32
669	Stange Energi Nett AS	0,9565	0,8819	0,8436	118
675	Hafslund Nett AS	1,0754	1,0328	1,1107	11

Gjennomsnitt alle enheter	0,9771	0,9899	0,9664
Standardavvik	0,0463	0,1059	0,1081
Maksimum (høyeste verdi)	1,1126	1,3787	1,4148
Minimum (laveste verdi)	0,8531	0,7538	0,7188

Vedlegg 6: Resultater distribusjonsnettet 2001-2002 eksklusive geografivariablene

DMU	Selskap	MF_01_01_02	MC_01_02	M_01_01_02	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9834	0,9593	0,9434	86
9	Andøy Energi AS	0,9784	1,0976	1,0738	11
14	Askøy Energi AS	1,0897	1,0000	1,0897	7
16	Austevoll Kraftlag BA	0,9919	1,0142	1,0060	35
18	Ballangen Energi AS	0,9951	0,9346	0,9301	95
22	Bindal Kraftlag AL	0,9956	0,9965	0,9921	42
32	Fredrikstad Energi Nett AS	1,0289	1,0000	1,0289	24
34	Dragefossen Kraftanlegg AS	0,9801	0,9619	0,9427	87
35	Drangedal Everk	1,0076	0,9673	0,9747	51
37	Eidefoss AS	0,9730	1,0000	0,9730	53
41	Etne Elektrisitetslag	1,0163	0,8819	0,8963	117
42	Fauske Lysverk AS	1,0119	0,9297	0,9408	91
43	Finnås Kraftlag	1,0342	0,9284	0,9601	67
45	Fitjar Kraftlag PL	1,0333	0,8735	0,9026	113
46	Fjelberg Kraftlag PL	1,0540	0,8250	0,8695	120
52	Forsand Elverk	0,9856	0,9412	0,9276	98
53	Fosen Komm. Kraftlag	0,9846	1,1814	1,1632	3
55	Fusa Kraftlag	1,0146	0,9532	0,9672	59
56	Sunnfjord Energi AS	0,9780	1,0851	1,0613	15
62	Hadeland Energinett AS	0,9873	0,9192	0,9075	112
63	Hadsel Energiverk AS	0,9828	0,9527	0,9364	93
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	0,9735	0,8634	0,8406	125
71	HelgelandsKraft AS	1,0133	1,0097	1,0232	25
72	Hemne kraftlag AL	1,0045	0,9551	0,9594	68
82	Hurum Energiverk AS	1,0811	0,9883	1,0684	12
84	Høland og Setskog Elverk	1,0151	0,9311	0,9451	83
86	Istad Kraftnett AS	1,0018	1,0331	1,0349	21
87	Jondal energiverk	1,0178	1,0807	1,0999	6
88	Jæren Everk	0,9859	1,0328	1,0183	27
91	Klepp Energi AS	0,9757	1,0000	0,9757	50
93	Kragerø Energi AS	1,0848	0,9549	1,0359	19
95	Krødsherad Everk	1,1036	1,0000	1,1036	5
96	Kvam Kraftverk AS	1,0383	1,0287	1,0681	13
97	Kvinnherad Energi AS	0,9918	1,0062	0,9980	39
102	Lier Everk AS	0,9837	0,9744	0,9585	69
103	Luostejok Kraftlag AL	0,9989	0,9219	0,9209	101
104	Luster Energiverk AS	0,9639	1,0000	0,9639	62
106	Lærdal Energiverk AS	0,9769	0,8253	0,8063	128
111	Malvik Everk	1,0430	0,8522	0,8889	118
116	Meløy Energi AS	0,9779	0,9342	0,9135	106
119	Gauldal Energi AS	0,9903	0,9071	0,8983	115
121	Modalen Kraftlag BA	1,0269	0,8292	0,8516	123
132	Nord-Salten Kraftlag AL	1,0029	1,0000	1,0029	36
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,9995	0,9638	0,9633	65
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0,9992	0,9149	0,9142	105
135	Nord-Østerdal Kraftlag AL	0,9854	1,0341	1,0190	26
136	Norddal Elverk AS	0,9797	0,9728	0,9531	74
138	Nordkyn Kraftlag AL	1,0000	0,9391	0,9391	92

146	Odda Energi AS	1,0466	1,0114	1,0585	16
147	Evenes Kraftforsyning AS	0,9689	0,9829	0,9524	75
149	Oppdal Everk AS	1,0345	0,8930	0,9239	99
153	Orkdal Energi AS	1,0023	0,9493	0,9515	77
157	Rakkestad Energiverk AS	1,0112	0,9436	0,9542	73
161	Rauland Kraftforsyningslag	1,0467	0,8242	0,8627	122
162	Rauma Energi AS	0,9893	0,9672	0,9568	71
163	Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	0,9814	0,9623	0,9444	85
164	Repvåg Kraftlag AL	0,9843	0,9707	0,9555	72
165	Ringeriks-Kraft AS	0,9905	0,9552	0,9461	81
166	Rissa Kraftlag BA	0,9929	0,9143	0,9078	111
168	Rollag Elektrisitetsverk LL	1,0031	0,7750	0,7773	129
171	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	1,0000	0,9451	0,9451	84
173	Røros Elektrisitetsverk AS	1,0076	0,8200	0,8263	127
181	Sandøy Energi AS	1,0037	0,9050	0,9083	110
183	Hjartdal Elverk	1,0478	0,9195	0,9634	64
184	Selbu Energiverk AS	0,9984	1,0142	1,0126	30
188	Sjøfossen Energi AS	1,0030	0,9903	0,9932	40
193	Skjerstad Kraftlag AL	1,0099	0,8906	0,8994	114
194	Skjåk Energi AS	1,0158	0,9685	0,9838	46
196	Skånevik Ølen Kraftlag	1,0186	0,9158	0,9328	94
197	Sognekraft AS	0,9892	0,8880	0,8785	119
204	Stranda Energiverk AS	0,9884	0,9398	0,9289	97
205	Stryn Energi AS	1,0006	0,9677	0,9683	58
206	Suldal Elverk	0,9815	0,9850	0,9668	60
213	Sykkylven Energi AS	0,9986	1,0371	1,0356	20
214	Sør Aurdal Energi	0,9942	0,9247	0,9194	103
215	TrønderEnergi Nett AS	1,0015	1,0483	1,0498	17
218	Sørfold Kraftlag AL	0,9871	0,9764	0,9638	63
219	Tafjord Kraftnett AS	0,9995	1,0069	1,0064	34
223	Tinn Energi AS	1,0044	0,9368	0,9409	89
227	Troms Kraft Nett AS	0,9816	0,9865	0,9683	57
231	Trøgstad Elverk AS	1,0158	0,9930	1,0087	33
233	Tydal Komm. Energiverk	1,0698	0,9466	1,0128	29
234	Tysnes Kraftlag PL	1,0377	0,9449	0,9805	47
238	Indre Hardanger Kraftlag DA	0,9960	0,7354	0,7324	130
242	Uvdal Kraftforsyning AL	1,0798	0,8799	0,9502	79
248	Vang Energiverk	1,0050	0,9875	0,9925	41
249	Varanger Kraft AS	0,9949	0,9531	0,9483	80
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,9947	1,0076	1,0023	37
257	Dalane Energi AS	0,9895	0,9822	0,9719	55
262	Ørskog Interkommunale Kraftlag	1,0319	0,8871	0,9154	104
264	Øvre Eiker Nett AS	1,0134	0,9287	0,9411	88
267	Årdal Kommunale Energiverk	0,9989	1,0106	1,0095	32
269	SFE Nett AS	0,9886	1,0498	1,0378	18
274	Svorka Energiverk AS	1,0223	1,1712	1,1974	2
275	Hallingdal Kraftnett AS	1,0495	0,8548	0,8971	116
295	Gudbrandsdal Energi AS	1,0312	1,0029	1,0341	22
306	Valdres Energiverk AS	1,0427	0,9895	1,0317	23
311	Nordmøre Energiverk AS	1,0384	0,9517	0,9882	43
343	Hemsedal Energi	1,0737	0,8489	0,9114	108

348	Bodø Energi AS	1,0007	0,9508	0,9514	78
349	Notodden Energi AS	1,0180	1,0000	1,0180	28
354	Lofotkraft AS	0,9956	0,9887	0,9844	45
373	Nore Energi KB	0,9959	0,9807	0,9767	48
418	Aurland Energiverk AS	1,0053	0,9074	0,9122	107
433	Hålogaland Kraft AS	0,9877	1,1028	1,0892	8
460	Tussa Nett AS	0,9972	0,9879	0,9851	44
464	Vesterålskraft Nett AS	0,9817	0,8625	0,8467	124
495	Elverum Energiverk Nett AS	1,0409	0,8931	0,9296	96
503	Haugaland Kraft AS	1,0469	0,9154	0,9583	70
511	Lyse Nett AS	0,9903	0,9318	0,9228	100
536	Trondheim Energiverk Nett AS	1,0279	0,8455	0,8691	121
542	VOKKS AS	1,0354	0,9086	0,9408	90
549	Østfold Energi Nett AS	1,0369	0,9417	0,9765	49
566	BKK Nett AS	1,0159	0,9594	0,9746	52
567	BKK Stord AS	1,0250	1,0416	1,0677	14
574	Eidsiva Energinett AS	0,9882	1,0871	1,0743	10
578	Flesberg Elektrisitetsverk AS	1,0670	0,8534	0,9106	109
591	Midt Nett Buskerud AS	1,0476	0,9286	0,9728	54
593	Neset Kraft AS	0,9997	0,8348	0,8346	126
599	Sunnal Energi KF	1,0207	0,9462	0,9658	61
605	Mjøskraft AS	0,9889	1,0218	1,0105	31
611	Skagerak Nett AS	1,0177	0,9534	0,9703	56
613	Nordvest Nett AS	1,0004	0,9204	0,9207	102
614	Energi 1 Follo/Røyken AS	1,0208	1,3363	1,3641	1
615	Buskerud Kraftnett AS	0,9985	0,9632	0,9618	66
624	Agder Energi Nett AS	1,0352	1,0433	1,0800	9
625	Voss Energi AS	1,0271	1,0942	1,1238	4
637	Narvik Energinett AS	1,0030	0,7118	0,7140	131
659	Midt-Telemark Energi AS	1,0026	0,9986	1,0012	38
669	Stange Energi Nett AS	0,9903	0,9554	0,9461	82
675	Hafslund Nett AS	0,9908	0,9607	0,9518	76

Gjennomsnitt alle enheter	1,0098	0,9582	0,9672
Standardavvik	0,0275	0,0813	0,0823
Maksimum (høyeste verdi)	1,1036	1,3363	1,3641
Minimum (laveste verdi)	0,9639	0,7118	0,7140

Vedlegg 7: Resultater distribusjonsnettet 2002 – 2003 eksklusive geografvariablene

DMU	Selskap	MF_01_02_03	MC_02_03	M_01_02_03	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9841	1,0657	1,0488	32
9	Andøy Energi AS	1,0050	0,8805	0,8849	123
14	Askøy Energi AS	1,0351	1,0000	1,0351	42
16	Austevoll Kraftlag BA	1,0150	0,9251	0,9389	101
18	Ballangen Energi AS	1,0041	1,0440	1,0483	33
22	Bindal Kraftlag AL	0,9880	1,0798	1,0668	19
32	Fredrikstad Energi Nett AS	0,9613	1,0000	0,9613	85
34	Dragefossen Kraftanlegg AS	1,0026	1,1090	1,1119	11
35	Drangedal Everk	0,9978	0,9566	0,9544	90
37	Eidefoss AS	1,0519	1,0000	1,0519	29
41	Etne Elektrisitetslag	0,9940	1,0614	1,0550	25
42	Fauske Lysverk AS	1,0236	1,0362	1,0607	22
43	Finnås Kraftlag	1,0131	0,9701	0,9828	73
45	Fitjar Kraftlag PL	0,9986	1,0785	1,0770	16
46	Fjelberg Kraftlag PL	0,9994	0,9722	0,9716	77
52	Forsand Elverk	0,9742	1,0269	1,0005	61
53	Fosen Komm. Kraftlag	1,0120	0,9466	0,9580	88
55	Fusa Kraftlag	1,0016	1,0658	1,0675	18
56	Sunnfjord Energi AS	1,0319	0,9052	0,9341	106
62	Hadeland Energinett AS	1,0137	0,9291	0,9418	99
63	Hadsel Energiverk AS	0,9949	0,9988	0,9937	66
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	0,9926	1,0683	1,0603	23
71	HelgelandsKraft AS	1,0031	1,0078	1,0109	52
72	Hemne kraftlag AL	1,0093	1,0393	1,0490	31
82	Hurum Energiverk AS	1,0106	0,9607	0,9709	79
84	Høland og Setskog Elverk	1,0189	0,8886	0,9054	118
86	Istad Kraftnett AS	1,0170	0,9452	0,9612	86
87	Jondal energiverk	1,0003	0,9497	0,9500	92
88	Jæren Everk	0,9952	1,0006	0,9959	62
91	Klepp Energi AS	1,0426	1,0000	1,0426	37
93	Kragerø Energi AS	0,9996	1,0452	1,0447	35
95	Krødsherad Everk	0,9484	1,0000	0,9484	95
96	Kvam Kraftverk AS	0,9761	0,9587	0,9358	103
97	Kvinnherad Energi AS	1,0161	0,9547	0,9701	80
102	Lier Everk AS	0,9907	0,9898	0,9807	74
103	Luostejok Kraftlag AL	0,9572	1,0846	1,0382	40
104	Luster Energiverk AS	0,9952	1,0000	0,9952	63
106	Lærdal Energiverk AS	0,9946	1,0998	1,0939	14
111	Malvik Everk	1,0386	0,9049	0,9399	100
116	Meløy Energi AS	0,9877	0,9199	0,9086	115
119	Gauldal Energi AS	1,0164	0,9703	0,9862	71
121	Modalen Kraftlag BA	0,9932	1,2349	1,2265	4
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,9696	1,0000	0,9696	81
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,9540	0,9790	0,9340	107
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	1,0008	1,0098	1,0106	53
135	Nord-Østerdal Kraftlag AL	1,0119	0,9939	1,0058	57
136	Norddal Elverk AS	0,9902	0,9100	0,9011	121
138	Nordkyn Kraftlag AL	0,9558	0,8751	0,8364	129

146	Odda Energi AS	1,0012	1,2514	1,2529	3
147	Evenes Kraftforsyning AS	1,0131	0,8954	0,9072	116
149	Oppdal Everk AS	0,9616	0,9590	0,9222	111
153	Orkdal Energi AS	1,0179	0,9840	1,0016	58
157	Rakkestad Energiverk AS	0,9938	1,0197	1,0134	48
161	Rauland Kraftforsyningslag	0,9524	1,0430	0,9934	67
162	Rauma Energi AS	0,9888	0,9603	0,9496	93
163	Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	1,0142	0,9421	0,9556	89
164	Repvåg Kraftlag AL	0,9781	1,0240	1,0016	59
165	Ringeriks-Kraft AS	0,9953	0,9214	0,9171	113
166	Rissa Kraftlag BA	1,0252	0,9961	1,0212	46
168	Rollag Elektrisitetsverk LL	1,0149	0,9286	0,9424	97
171	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	0,9724	1,0467	1,0179	47
173	Røros Elektrisitetsverk AS	1,0130	0,9598	0,9722	76
181	Sandøy Energi AS	1,0253	1,0373	1,0635	21
183	Hjartdal Elverk	0,9803	0,9874	0,9680	83
184	Selbu Energiverk AS	1,0024	1,0192	1,0216	45
188	Sjøfossen Energi AS	1,0035	0,9035	0,9067	117
193	Skjerstad Kraftlag AL	0,9813	1,0315	1,0121	50
194	Skjåk Energi AS	0,9978	0,9550	0,9529	91
196	Skånevik Ølen Kraftlag	1,0068	0,9324	0,9387	102
197	Sognekraft AS	1,0531	1,1280	1,1879	6
204	Stranda Energiverk AS	0,9839	0,9189	0,9040	120
205	Stryn Energi AS	1,0120	1,0312	1,0436	36
206	Suldal Elverk	1,0223	0,9880	1,0101	56
213	Sykkylven Energi AS	1,0055	0,9885	0,9939	65
214	Sør Aurdal Energi	1,0239	1,0443	1,0693	17
215	TrønderEnergi Nett AS	1,0147	1,0227	1,0378	41
218	Sørfold Kraftlag AL	0,9728	0,9910	0,9640	84
219	Tafjord Kraftnett AS	0,9753	1,0804	1,0537	26
223	Tinn Energi AS	0,9779	0,8837	0,8642	126
227	Troms Kraft Nett AS	0,9936	1,0596	1,0528	28
231	Trøgstad Elverk AS	0,9928	0,9117	0,9052	119
233	Tydal Komm. Energiverk	0,9757	0,9587	0,9354	104
234	Tysnes Kraftlag PL	0,9878	1,0230	1,0106	54
238	Indre Hardanger Kraftlag DA	1,0084	1,2820	1,2927	2
242	Uvdal Kraftforsyning AL	0,9339	1,0006	0,9344	105
248	Vang Energiverk	1,0186	1,1155	1,1363	8
249	Varanger Kraft AS	0,9727	0,9961	0,9689	82
251	Vest-Telemark Kraftlag	1,0057	0,8778	0,8828	124
257	Dalane Energi AS	0,9949	0,9941	0,9890	68
262	Ørskog Interkommunale Kraftlag	1,0103	1,0533	1,0641	20
264	Øvre Eiker Nett AS	0,9855	1,0092	0,9946	64
267	Årdal Kommunale Energiverk	0,9712	1,1359	1,1032	12
269	SFE Nett AS	0,9926	0,8737	0,8672	125
274	Svorka Energiverk AS	0,9912	0,8216	0,8144	130
275	Hallingdal Kraftnett AS	0,9322	1,1946	1,1137	10
295	Gudbrandsdal Energi AS	0,9490	0,9815	0,9314	109
306	Valdres Energiverk AS	0,9896	1,0499	1,0390	39
311	Nordmøre Energiverk AS	1,0282	1,0121	1,0406	38
343	Hemsedal Energi	0,9248	1,0264	0,9492	94

Effektivitetsmåling over tid – en analyse av Troms Kraft Nett AS og norske kraftnettselskaper ved bruk av Malmquist

348	Bodø Energi AS	1,0033	0,9127	0,9157	114
349	Notodden Energi AS	0,9849	1,0000	0,9849	72
354	Lofotkraft AS	0,9982	0,9628	0,9610	87
373	Nore Energi KB	1,0132	0,8762	0,8878	122
418	Aurland Energiverk AS	0,9997	1,1005	1,1002	13
433	Hålogaland Kraft AS	1,0102	1,0008	1,0110	51
460	Tussa Nett AS	1,0194	0,9530	0,9714	78
464	Vesterålskraft Nett AS	1,0277	0,9072	0,9323	108
495	Elverum Energiverk Nett AS	0,9601	1,0553	1,0132	49
503	Haugaland Kraft AS	1,0302	1,3063	1,3458	1
511	Lyse Nett AS	0,9982	0,9262	0,9245	110
536	Trondheim Energiverk Nett AS	1,0338	1,1862	1,2262	5
542	VOKKS AS	0,9866	1,0411	1,0272	44
549	Østfold Energi Nett AS	1,0199	0,9032	0,9211	112
566	BKK Nett AS	1,0049	1,0508	1,0559	24
567	BKK Stord AS	1,0095	1,0351	1,0450	34
574	Eidsiva Energinett AS	1,0220	0,8393	0,8578	127
578	Flesberg Elektrisitetsverk AS	0,9735	0,7873	0,7665	131
591	Midt Nett Buskerud AS	0,9986	0,9434	0,9421	98
593	Neset Kraft AS	1,0139	1,0391	1,0535	27
599	Sunddal Energi KF	1,0199	0,9690	0,9883	69
605	Mjøskraft AS	1,0070	1,0034	1,0105	55
611	Skagerak Nett AS	1,0026	0,9760	0,9785	75
613	Nordvest Nett AS	0,9955	1,0557	1,0509	30
614	Energi 1 Follo/Røyken AS	1,0138	0,9741	0,9876	70
615	Buskerud Kraftnett AS	1,0329	1,0573	1,0921	15
624	Agder Energi Nett AS	1,0293	1,0820	1,1137	9
625	Voss Energi AS	1,0169	0,9284	0,9441	96
637	Narvik Energinett AS	1,0339	0,9680	1,0009	60
659	Midt-Telemark Energi AS	1,0275	1,0030	1,0306	43
669	Stange Energi Nett AS	1,0073	0,8484	0,8546	128
675	Hafslund Nett AS	1,0458	1,0886	1,1385	7

Gjennomsnitt alle enheter	0,9998	0,9990	0,9987
Standardavvik	0,0240	0,0854	0,0885
Maksimum (høyeste verdi)	1,0531	1,3063	1,3458
Minimum (laveste verdi)	0,9248	0,7873	0,7665

Vedlegg 8: Resultater distribusjonsnettet 2003 – 2004 eksklusive geografivariablene

DMU	Selskap	MF_01_03_04	MC_03_04	M_01_03_04	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9684	0,9871	0,9560	103
9	Andøy Energi AS	0,9534	0,9781	0,9326	120
14	Askøy Energi AS	0,9444	1,0000	0,9444	112
16	Austevoll Kraftlag BA	0,9828	0,9810	0,9641	91
18	Ballangen Energi AS	0,9368	1,0377	0,9721	86
22	Bindal Kraftlag AL	0,9133	1,0310	0,9416	115
32	Fredrikstad Energi Nett AS	1,0152	1,0000	1,0152	51
34	Dragefossen Kraftanlegg AS	0,9715	0,9636	0,9361	119
35	Drangedal Everk	0,9651	1,0489	1,0123	56
37	Eidefoss AS	0,9585	1,0000	0,9585	98
41	Etne Elektrisitetslag	0,9606	0,9796	0,9409	117
42	Fauske Lysverk AS	0,9788	1,0709	1,0481	30
43	Finnås Kraftlag	0,9762	0,9942	0,9706	87
45	Fitjar Kraftlag PL	0,9922	1,0058	0,9979	71
46	Fjelberg Kraftlag PL	1,0089	0,9389	0,9472	108
52	Forsand Elverk	0,9892	0,9686	0,9581	100
53	Fosen Komm. Kraftlag	0,9523	1,0634	1,0127	55
55	Fusa Kraftlag	0,9635	0,9790	0,9433	114
56	Sunnfjord Energi AS	0,9520	1,0771	1,0254	43
62	Hadeland Energinett AS	0,9556	0,9813	0,9377	118
63	Hadsel Energiverk AS	0,9713	0,9907	0,9623	94
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	0,9764	1,0654	1,0402	33
71	HelgelandsKraft AS	0,9548	1,0580	1,0102	60
72	Hemne kraftlag AL	0,9593	1,0052	0,9643	90
82	Hurum Energiverk AS	0,9753	1,0672	1,0409	32
84	Høland og Setskog Elverk	0,9604	1,0427	1,0015	68
86	Istad Kraftnett AS	0,9680	1,0893	1,0544	24
87	Jondal energiverk	0,9689	1,0399	1,0076	63
88	Jæren Everk	0,9988	1,0207	1,0195	46
91	Klepp Energi AS	1,0031	1,0000	1,0031	66
93	Kragerø Energi AS	0,9899	0,8749	0,8661	129
95	Krødsherad Everk	1,0594	1,0000	1,0594	23
96	Kvam Kraftverk AS	1,0097	1,0236	1,0336	36
97	Kvinnherad Energi AS	0,9624	1,0816	1,0409	31
102	Lier Everk AS	0,9973	1,0358	1,0330	37
103	Luostejok Kraftlag AL	0,9428	1,1344	1,0696	20
104	Luster Energiverk AS	1,0171	1,0000	1,0171	49
106	Lærdal Energiverk AS	0,9746	0,8811	0,8588	130
111	Malvik Everk	0,9646	1,0593	1,0219	45
116	Meløy Energi AS	0,9685	1,0449	1,0120	57
119	Gauldal Energi AS	0,9680	0,9725	0,9414	116
121	Modalen Kraftlag BA	0,9631	0,9898	0,9533	105
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,9047	1,0000	0,9047	124
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,9308	1,0820	1,0070	64
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0,9482	1,1551	1,0952	16
135	Nord-Østerdal Kraftlag AL	0,9526	1,0079	0,9601	95
136	Norddal Elverk AS	0,9729	1,1565	1,1252	13
138	Nordkyn Kraftlag AL	0,9364	1,0943	1,0247	44

146	Odda Energi AS	0,9898	0,9017	0,8924	126
147	Evenes Kraftforsyning AS	0,9477	1,1714	1,1102	14
149	Oppdal Everk AS	1,0096	1,0094	1,0191	47
153	Orkdal Energi AS	0,9706	1,0490	1,0182	48
157	Rakkestad Energiverk AS	0,9654	1,0400	1,0040	65
161	Rauland Kraftforsyningslag	0,9801	0,9690	0,9497	106
162	Rauma Energi AS	0,9657	1,0504	1,0144	52
163	Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	0,9480	1,0484	0,9938	73
164	Repvåg Kraftlag AL	0,9577	1,1311	1,0832	17
165	Ringeriks-Kraft AS	0,9749	1,2069	1,1767	5
166	Rissa Kraftlag BA	0,9425	1,0475	0,9872	78
168	Rollag Elektrisitetsverk LL	0,9668	1,2460	1,2046	1
171	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	0,9117	1,1153	1,0168	50
173	Røros Elektrisitetsverk AS	0,9701	1,2022	1,1663	7
181	Sandøy Energi AS	0,9633	1,1905	1,1468	11
183	Hjartdal Elverk	1,0186	1,0174	1,0363	35
184	Selbu Energiverk AS	0,9501	1,0128	0,9623	93
188	Sjøfossen Energi AS	0,9499	1,0245	0,9732	85
193	Skjerstad Kraftlag AL	0,9406	1,2802	1,2042	2
194	Skjåk Energi AS	0,9525	1,0585	1,0082	61
196	Skånevik Ølen Kraftlag	0,9854	1,0528	1,0374	34
197	Sognekraft AS	0,9526	1,0069	0,9591	97
204	Stranda Energiverk AS	0,9850	1,1680	1,1505	9
205	Stryn Energi AS	0,9602	1,0206	0,9800	80
206	Suldal Elverk	0,9538	0,9103	0,8683	128
213	Sykkylven Energi AS	0,9734	0,9706	0,9447	111
214	Sør Aurdal Energi	0,9534	1,0158	0,9685	88
215	TrønderEnergi Nett AS	0,9677	1,1867	1,1484	10
218	Sørfold Kraftlag AL	0,9564	1,0606	1,0143	53
219	Tafjord Kraftnett AS	1,0151	0,9303	0,9443	113
223	Tinn Energi AS	0,9959	0,9843	0,9802	79
227	Troms Kraft Nett AS	0,9759	0,9989	0,9749	84
231	Trøgstad Elverk AS	0,9621	1,0177	0,9792	81
233	Tydal Komm. Energiverk	1,0330	0,9287	0,9593	96
234	Tysnes Kraftlag PL	1,0044	0,8947	0,8986	125
238	Indre Hardanger Kraftlag DA	0,9642	0,9474	0,9135	122
242	Uvdal Kraftforsyning AL	0,9873	1,0453	1,0320	38
248	Vang Energiverk	0,9777	1,0151	0,9925	76
249	Varanger Kraft AS	0,9701	1,1155	1,0822	18
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,9540	1,1580	1,1047	15
257	Dalane Energi AS	0,9755	1,0748	1,0485	29
262	Ørskog Interkommunale Kraftlag	0,9616	1,0061	0,9675	89
264	Øvre Eiker Nett AS	0,9774	1,1024	1,0775	19
267	Årdal Kommunale Energiverk	1,0356	0,9234	0,9562	102
269	SFE Nett AS	0,9789	1,0209	0,9993	70
274	Svorka Energiverk AS	0,9497	0,8424	0,8000	131
275	Hallingdal Kraftnett AS	1,0365	0,9935	1,0298	39
295	Gudbrandsdal Energi AS	1,0264	0,9510	0,9761	83
306	Valdres Energiverk AS	1,0075	1,1740	1,1828	4
311	Nordmøre Energiverk AS	0,9540	1,0044	0,9583	99
343	Hemsedal Energi	1,0717	0,9570	1,0256	41

348	Bodø Energi AS	1,0091	1,0050	1,0141	54
349	Notodden Energi AS	1,0255	1,0000	1,0255	42
354	Lofotkraft AS	0,9715	0,9916	0,9633	92
373	Nore Energi KB	0,9684	1,0351	1,0024	67
418	Aurland Energiverk AS	0,9644	1,0245	0,9880	77
433	Hålogaland Kraft AS	0,9840	1,0437	1,0270	40
460	Tussa Nett AS	0,9700	1,0323	1,0014	69
464	Vesterålskraft Nett AS	0,9762	0,9291	0,9070	123
495	Elverum Energiverk Nett AS	0,9878	1,0051	0,9929	74
503	Haugaland Kraft AS	0,9674	1,0859	1,0504	28
511	Lyse Nett AS	1,0188	0,9745	0,9929	75
536	Trondheim Energiverk Nett AS	0,9860	0,9594	0,9460	109
542	VOKKS AS	0,9904	1,0177	1,0079	62
549	Østfold Energi Nett AS	0,9684	1,1906	1,1530	8
566	BKK Nett AS	0,9926	0,9530	0,9459	110
567	BKK Stord AS	0,9861	0,8938	0,8814	127
574	Eidsiva Energinett AS	0,9525	1,2441	1,1850	3
578	Flesberg Elektrisitetsverk AS	1,0347	1,1351	1,1745	6
591	Midt Nett Buskerud AS	1,0020	0,9460	0,9479	107
593	Neset Kraft AS	0,9669	0,9886	0,9559	104
599	Sunnal Energi KF	0,9675	1,1023	1,0664	22
605	Mjøskraft AS	0,9860	0,9272	0,9141	121
611	Skagerak Nett AS	0,9952	1,0732	1,0680	21
613	Nordvest Nett AS	0,9722	1,0825	1,0524	26
614	Energi 1 Follo/Røyken AS	0,9902	1,0616	1,0512	27
615	Buskerud Kraftnett AS	0,9925	1,0048	0,9972	72
624	Agder Energi Nett AS	0,9590	1,0198	0,9780	82
625	Voss Energi AS	0,9622	0,9939	0,9563	101
637	Narvik Energinett AS	0,9893	1,1547	1,1423	12
659	Midt-Telemark Energi AS	0,9606	1,0529	1,0114	58
669	Stange Energi Nett AS	0,9570	1,1006	1,0532	25
675	Hafslund Nett AS	1,0112	1,0000	1,0112	59

Gjennomsnitt alle enheter	0,9754	1,0331	1,0071
Standardavvik	0,0273	0,0797	0,0741
Maksimum (høyeste verdi)	1,0717	1,2802	1,2046
Minimum (laveste verdi)	0,9047	0,8424	0,8000

Vedlegg 9: Resultater distribusjonsnettet 2001-2004 eksklusive geografivariablene

DMU	Selskap	MF_01_01_04	MC_01_04	M_01_01_04	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9373	1,0092	0,9459	77
9	Andøy Energi AS	0,9374	0,9453	0,8861	105
14	Askøy Energi AS	1,0654	1,0000	1,0654	16
16	Austevoll Kraftlag BA	0,9894	0,9204	0,9107	93
18	Ballangen Energi AS	0,9360	1,0126	0,9478	76
22	Bindal Kraftlag AL	0,8984	1,1093	0,9966	46
32	Fredrikstad Energi Nett AS	1,0041	1,0000	1,0041	43
34	Dragefossen Kraftanlegg AS	0,9547	1,0279	0,9812	56
35	Drangedal Everk	0,9703	0,9706	0,9417	81
37	Eidefoss AS	0,9811	1,0000	0,9811	57
41	Etne Elektrisitetslag	0,9704	0,9169	0,8897	102
42	Fauske Lysverk AS	1,0138	1,0316	1,0459	21
43	Finnås Kraftlag	1,0228	0,8954	0,9159	90
45	Fitjar Kraftlag PL	1,0238	0,9475	0,9700	69
46	Fjelberg Kraftlag PL	1,0627	0,7530	0,8002	127
52	Forsand Elverk	0,9498	0,9362	0,8892	103
53	Fosen Komm. Kraftlag	0,9488	1,1894	1,1284	8
55	Fusa Kraftlag	0,9792	0,9947	0,9740	62
56	Sunnfjord Energi AS	0,9608	1,0580	1,0165	35
62	Hadeland Energinett AS	0,9564	0,8380	0,8015	126
63	Hadsel Energiverk AS	0,9497	0,9428	0,8954	99
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	0,9435	0,9826	0,9271	87
71	HelgelandsKraft AS	0,9705	1,0766	1,0448	22
72	Hemne kraftlag AL	0,9726	0,9978	0,9705	67
82	Hurum Energiverk AS	1,0655	1,0134	1,0798	15
84	Høland og Setskog Elverk	0,9933	0,8628	0,8570	114
86	Istad Kraftnett AS	0,9862	1,0636	1,0490	19
87	Jondal energiverk	0,9865	1,0672	1,0528	18
88	Jæren Everk	0,9801	1,0549	1,0339	26
91	Klepp Energi AS	1,0205	1,0000	1,0205	32
93	Kragerø Energi AS	1,0734	0,8732	0,9373	83
95	Krødsherad Everk	1,1088	1,0000	1,1088	10
96	Kvam Kraftverk AS	1,0234	1,0095	1,0331	27
97	Kvinnherad Energi AS	0,9699	1,0391	1,0078	42
102	Lier Everk AS	0,9720	0,9990	0,9710	65
103	Luostejok Kraftlag AL	0,9015	1,1343	1,0225	30
104	Luster Energiverk AS	0,9756	1,0000	0,9756	60
106	Lærdal Energiverk AS	0,9470	0,7998	0,7574	130
111	Malvik Everk	1,0450	0,8169	0,8537	115
116	Meløy Energi AS	0,9354	0,8980	0,8400	120
119	Gauldal Energi AS	0,9744	0,8559	0,8340	121
121	Modalen Kraftlag BA	0,9823	1,0137	0,9957	47
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,8797	1,0000	0,8797	108
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,8875	1,0209	0,9061	96
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0,9482	1,0671	1,0119	38
135	Nord-Østerdal Kraftlag AL	0,9498	1,0360	0,9840	54
136	Norddal Elverk AS	0,9438	1,0239	0,9663	71
138	Nordkyn Kraftlag AL	0,8950	0,8993	0,8049	125
146	Odda Energi AS	1,0371	1,1412	1,1836	5

147	Evenes Kraftforsyning AS	0,9303	1,0310	0,9591	73
149	Oppdal Everk AS	1,0044	0,8645	0,8683	112
153	Orkdal Energi AS	0,9903	0,9800	0,9704	68
157	Rakkestad Energiverk AS	0,9703	1,0006	0,9709	66
161	Rauland Kraftforsyningslag	0,9771	0,8330	0,8139	124
162	Rauma Energi AS	0,9447	0,9756	0,9217	88
163	Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	0,9436	0,9504	0,8969	98
164	Repvåg Kraftlag AL	0,9220	1,1244	1,0366	25
165	Ringeriks-Kraft AS	0,9611	1,0622	1,0209	31
166	Rissa Kraftlag BA	0,9594	0,9539	0,9152	91
168	Rollag Elektrisitetsverk LL	0,9841	0,8966	0,8824	107
171	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	0,8865	1,1033	0,9781	58
173	Røros Elektrisitetsverk AS	0,9902	0,9462	0,9369	84
181	Sandøy Energi AS	0,9914	1,1175	1,1079	11
183	Hjartdal Elverk	1,0462	0,9237	0,9664	70
184	Selbu Energiverk AS	0,9509	1,0469	0,9955	48
188	Sjøfossen Energi AS	0,9561	0,9167	0,8764	109
193	Skjerstad Kraftlag AL	0,9321	1,1761	1,0962	12
194	Skjåk Energi AS	0,9654	0,9790	0,9452	78
196	Skånepik Ølen Kraftlag	1,0106	0,8989	0,9084	95
197	Sognekraft AS	0,9924	1,0086	1,0009	45
204	Stranda Energiverk AS	0,9579	1,0087	0,9662	72
205	Stryn Energi AS	0,9723	1,0185	0,9903	52
206	Suldal Elverk	0,9571	0,8859	0,8479	117
213	Sykkylven Energi AS	0,9773	0,9950	0,9724	64
214	Sør Aurdal Energi	0,9705	0,9810	0,9521	75
215	TrønderEnergi Nett AS	0,9834	1,2723	1,2511	4
218	Sørfold Kraftlag AL	0,9184	1,0262	0,9425	79
219	Tafjord Kraftnett AS	0,9894	1,0120	1,0013	44
223	Tinn Energi AS	0,9782	0,8149	0,7971	128
227	Troms Kraft Nett AS	0,9518	1,0441	0,9938	50
231	Trøgstad Elverk AS	0,9703	0,9213	0,8940	100
233	Tydal Komm. Energiverk	1,0783	0,8428	0,9087	94
234	Tysnes Kraftlag PL	1,0296	0,8648	0,8904	101
238	Indre Hardanger Kraftlag DA	0,9684	0,8931	0,8649	113
242	Uvdal Kraftforsyning AL	0,9956	0,9203	0,9163	89
248	Vang Energiverk	1,0010	1,1183	1,1193	9
249	Varanger Kraft AS	0,9389	1,0591	0,9943	49
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,9544	1,0242	0,9775	59
257	Dalane Energi AS	0,9604	1,0495	1,0079	41
262	Ørskog Interkommunale Kraftlag	1,0025	0,9400	0,9423	80
264	Øvre Eiker Nett AS	0,9761	1,0333	1,0086	39
267	Årdal Kommunale Energiverk	1,0046	1,0600	1,0649	17
269	SFE Nett AS	0,9605	0,9363	0,8994	97
274	Svorka Energiverk AS	0,9624	0,8105	0,7800	129
275	Hallingdal Kraftnett AS	1,0141	1,0146	1,0289	28
295	Gudbrandsdal Energi AS	1,0044	0,9361	0,9402	82
306	Valdres Energiverk AS	1,0396	1,2196	1,2679	3
311	Nordmøre Energiverk AS	1,0186	0,9675	0,9855	53
343	Hemsedal Energi	1,0642	0,8338	0,8873	104
348	Bodø Energi AS	1,0131	0,8721	0,8835	106
349	Notodden Energi AS	1,0282	1,0000	1,0282	29

Effektivitetsmåling over tid – en analyse av Troms Kraft Nett AS og norske kraftnettselskaper ved bruk av Malmquist

354	Lofotkraft AS	0,9655	0,9439	0,9113	92
373	Nore Energi KB	0,9771	0,8895	0,8692	110
418	Aurland Energiverk AS	0,9692	1,0230	0,9915	51
433	Hålogaland Kraft AS	0,9818	1,1520	1,1310	7
460	Tussa Nett AS	0,9860	0,9719	0,9583	74
464	Vesterålskraft Nett AS	0,9848	0,7269	0,7159	131
495	Elverum Energiverk Nett AS	0,9872	0,9473	0,9351	85
503	Haugaland Kraft AS	1,0433	1,2985	1,3547	2
511	Lyse Nett AS	1,0072	0,8410	0,8471	118
536	Trondheim Energiverk Nett AS	1,0477	0,9622	1,0081	40
542	VOKKS AS	1,0117	0,9627	0,9740	61
549	Østfold Energi Nett AS	1,0241	1,0127	1,0371	24
566	BKK Nett AS	1,0132	0,9608	0,9735	63
567	BKK Stord AS	1,0204	0,9637	0,9834	55
574	Eidsiva Energinett AS	0,9620	1,1352	1,0920	14
578	Flesberg Elektrisitetsverk AS	1,0748	0,7627	0,8198	122
591	Midt Nett Buskerud AS	1,0482	0,8287	0,8686	111
593	Neset Kraft AS	0,9800	0,8576	0,8404	119
599	Sunndal Energi KF	1,0071	1,0106	1,0178	34
605	Mjøskraft AS	0,9818	0,9507	0,9334	86
611	Skagerak Nett AS	1,0154	0,9986	1,0140	37
613	Nordvest Nett AS	0,9682	1,0518	1,0183	33
614	Energi 1 Follo/Røyken AS	1,0247	1,3820	1,4161	1
615	Buskerud Kraftnett AS	1,0236	1,0232	1,0474	20
624	Agder Energi Nett AS	1,0218	1,1513	1,1763	6
625	Voss Energi AS	1,0049	1,0097	1,0146	36
637	Narvik Energinett AS	1,0260	0,7957	0,8163	123
659	Midt-Telemark Energi AS	0,9895	1,0546	1,0435	23
669	Stange Energi Nett AS	0,9545	0,8921	0,8515	116
675	Hafslund Nett AS	1,0477	1,0458	1,0957	13

Gjennomsnitt alle enheter	0,9846	0,9849	0,9689
Standardavvik	0,0423	0,1068	0,1077
Maksimum (høyeste verdi)	1,1088	1,3820	1,4161
Minimum (laveste verdi)	0,8797	0,7269	0,7159

Vedlegg 10: Resultater distribusjonsnett 2001-2004 med deflatert totalkostnad

DMU	Selskap	MF_01_01_04	MC_01_04	M_01_01_04	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9712	1,0118	0,9827	79
9	Andøy Energi AS	0,9497	0,9758	0,9267	101
14	Askøy Energi AS	1,1137	1,0000	1,1137	15
16	Austevoll Kraftlag BA	0,9695	0,9500	0,9210	104
18	Ballangen Energi AS	0,9848	0,9838	0,9688	86
22	Bindal Kraftlag AL	0,9984	1,0130	1,0114	62
32	Fredrikstad Energi Nett AS	1,0466	1,0000	1,0466	40
34	Dragefossen Kraftanlegg AS	0,9923	1,0237	1,0158	59
35	Drangedal Everk	1,0557	0,9268	0,9784	81
37	Eidefoss AS	1,0246	1,0000	1,0246	55
41	Etne Elektrisitetslag	1,0533	0,8810	0,9280	100
42	Fauske Lysverk AS	1,0641	1,0194	1,0847	19
43	Finnås Kraftlag	1,0060	0,9406	0,9462	95
45	Fitjar Kraftlag PL	0,9798	1,0248	1,0041	68
46	Fjelberg Kraftlag PL	0,9844	0,8221	0,8092	129
52	Forsand Elverk	0,9789	0,9574	0,9373	97
53	Fosen Komm. Kraftlag	0,9750	1,2037	1,1736	9
55	Fusa Kraftlag	0,9906	1,0000	0,9906	75
56	Sunnfjord Energi AS	0,9794	1,0770	1,0548	33
62	Hadeland Energinett AS	1,0088	0,8320	0,8393	124
63	Hadsel Energiverk AS	0,9747	1,0000	0,9747	83
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	0,9787	0,9880	0,9669	87
71	HelgelandsKraft AS	1,0091	1,0739	1,0837	21
72	Hemne kraftlag AL	1,0436	0,9964	1,0399	44
82	Hurum Energiverk AS	1,1107	1,0134	1,1256	13
84	Høland og Setskog Elverk	1,0360	0,8578	0,8887	117
86	Istad Kraftnett AS	1,0057	1,0404	1,0464	41
87	Jondal energiverk	0,9951	1,0978	1,0924	18
88	Jæren Everk	1,0196	1,0554	1,0761	25
91	Klepp Energi AS	1,0637	1,0000	1,0637	30
93	Kragerø Energi AS	1,0963	0,8941	0,9803	80
95	Krødsherad Everk	1,1596	1,0000	1,1596	10
96	Kvam Kraftverk AS	1,0417	1,0357	1,0789	24
97	Kvinnherad Energi AS	0,9782	1,0608	1,0377	47
102	Lier Everk AS	1,0089	1,0028	1,0118	61
103	Luostejok Kraftlag AL	0,9387	1,1354	1,0658	29
104	Luster Energiverk AS	1,0184	1,0000	1,0184	58
106	Lærdal Energiverk AS	0,9694	0,8078	0,7831	130
111	Malvik Everk	1,0835	0,8244	0,8932	112
116	Meløy Energi AS	0,8956	0,9765	0,8745	119
119	Gauldal Energi AS	1,0128	0,8592	0,8702	120
121	Modalen Kraftlag BA	0,9699	1,0713	1,0390	45
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,9202	1,0000	0,9202	105
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,9251	1,0209	0,9444	96
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	1,0119	1,0422	1,0546	34
135	Nord-Østerdal Kraftlag AL	0,9950	1,0333	1,0281	53
136	Norddal Elverk AS	0,9741	1,0397	1,0128	60
138	Nordkyn Kraftlag AL	0,9264	0,9056	0,8389	125
146	Odda Energi AS	1,0612	1,1575	1,2283	6

147	Evenes Kraftforsyning AS	0,9631	1,0650	1,0257	54
149	Oppdal Everk AS	1,0469	0,8645	0,9050	108
153	Orkdal Energi AS	1,0272	0,9678	0,9941	73
157	Rakkestad Energiverk AS	1,0186	0,9884	1,0068	65
161	Rauland Kraftforsyningslag	1,0184	0,8330	0,8483	123
162	Rauma Energi AS	0,9902	0,9798	0,9702	85
163	Kvikne-Rennebu Kraftlag AL	0,9817	0,9522	0,9348	98
164	Repvåg Kraftlag AL	0,9436	1,1378	1,0736	26
165	Ringeriks-Kraft AS	1,0072	1,0612	1,0688	28
166	Rissa Kraftlag BA	1,0140	0,9523	0,9656	90
168	Rollag Elektrisitetsverk LL	1,0933	0,8222	0,8989	110
171	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	1,0199	1,0000	1,0199	57
173	Røros Elektrisitetsverk AS	1,0321	0,9462	0,9765	82
181	Sandøy Energi AS	0,9742	1,2663	1,2337	5
183	Hjartdal Elverk	1,0790	0,9305	1,0040	69
184	Selbu Energiverk AS	0,9996	1,0393	1,0389	46
188	Sjøfossen Energi AS	1,0071	0,9108	0,9173	107
193	Skjerstad Kraftlag AL	0,9687	1,1338	1,0983	17
194	Skjåk Energi AS	1,0063	0,9791	0,9852	78
196	Skånepik Ølen Kraftlag	0,9969	0,9015	0,8988	111
197	Sognekraft AS	0,9728	1,0351	1,0070	64
204	Stranda Energiverk AS	0,9975	1,0131	1,0105	63
205	Stryn Energi AS	1,0182	0,9863	1,0043	67
206	Suldal Elverk	0,9469	0,9421	0,8920	113
213	Sykkylven Energi AS	1,0064	1,0150	1,0215	56
214	Sør Aurdal Energi	1,0441	0,9495	0,9914	74
215	TrønderEnergi Nett AS	1,0274	1,2687	1,3035	4
218	Sørfold Kraftlag AL	0,9761	1,0213	0,9969	71
219	Tafjord Kraftnett AS	1,0287	1,0183	1,0475	38
223	Tinn Energi AS	1,0189	0,8218	0,8373	126
227	Troms Kraft Nett AS	0,9932	1,0473	1,0401	43
231	Trøgstad Elverk AS	1,0414	0,8956	0,9327	99
233	Tydal Komm. Energiverk	1,1238	0,8428	0,9472	94
234	Tysnes Kraftlag PL	0,8893	1,0000	0,8893	116
238	Indre Hardanger Kraftlag DA	0,9782	1,0607	1,0376	48
242	Uvdal Kraftforsyning AL	1,0406	0,9190	0,9564	93
248	Vang Energiverk	1,0433	1,1086	1,1566	12
249	Varanger Kraft AS	0,9737	1,0644	1,0364	49
251	Vest-Telemark Kraftlag	1,0029	0,9920	0,9949	72
257	Dalane Energi AS	0,9781	1,0769	1,0534	36
262	Ørskog Interkommunale Kraftlag	1,0602	1,0000	1,0602	31
264	Øvre Eiker Nett AS	1,0159	1,0239	1,0402	42
267	Årdal Kommunale Energiverk	1,0433	1,0585	1,1044	16
269	SFE Nett AS	0,9710	0,9511	0,9235	103
274	Svorka Energiverk AS	1,0124	0,8117	0,8218	128
275	Hallingdal Kraftnett AS	1,0568	1,0148	1,0724	27
295	Gudbrandsdal Energi AS	1,0306	0,9380	0,9667	88
306	Valdres Energiverk AS	1,0836	1,2197	1,3216	3
311	Nordmøre Energiverk AS	1,0181	1,0158	1,0342	50
343	Hemsedal Energi	1,1091	0,8338	0,9248	102
348	Bodø Energi AS	1,0492	0,8756	0,9187	106
349	Notodden Energi AS	1,0832	1,0000	1,0832	22

354	Lofotkraft AS	0,9792	0,9816	0,9612	91
373	Nore Energi KB	1,0229	0,8698	0,8897	115
418	Aurland Energiverk AS	0,9771	1,0567	1,0324	52
433	Hålogaland Kraft AS	1,0595	1,1127	1,1789	8
460	Tussa Nett AS	1,0188	0,9678	0,9860	77
464	Vesterålskraft Nett AS	0,9939	0,7538	0,7492	131
495	Elverum Energiverk Nett AS	1,0397	0,9289	0,9658	89
503	Haugaland Kraft AS	1,0854	1,2937	1,4043	2
511	Lyse Nett AS	1,0444	0,8531	0,8910	114
536	Trondheim Energiverk Nett AS	1,0982	0,9581	1,0522	37
542	VOKKS AS	1,0722	0,9384	1,0061	66
549	Østfold Energi Nett AS	1,0674	1,0124	1,0806	23
566	BKK Nett AS	1,0327	0,9588	0,9901	76
567	BKK Stord AS	1,0436	0,9582	0,9999	70
574	Eidsiva Energinett AS	1,0027	1,1192	1,1222	14
578	Flesberg Elektrisitetsverk AS	1,1203	0,7627	0,8545	122
591	Midt Nett Buskerud AS	1,0999	0,8220	0,9041	109
593	Neset Kraft AS	1,0276	0,8460	0,8694	121
599	Sunndal Energi KF	0,9939	1,0392	1,0328	51
605	Mjøskraft AS	1,0282	0,9469	0,9736	84
611	Skagerak Nett AS	1,0603	0,9879	1,0474	39
613	Nordvest Nett AS	0,9877	1,0672	1,0541	35
614	Energi 1 Follo/Røyken AS	1,0696	1,3787	1,4746	1
615	Buskerud Kraftnett AS	1,0831	1,0010	1,0841	20
624	Agder Energi Nett AS	1,0508	1,1615	1,2204	7
625	Voss Energi AS	0,9833	0,9736	0,9574	92
637	Narvik Energinett AS	1,0530	0,7927	0,8347	127
659	Midt-Telemark Energi AS	1,0248	1,0323	1,0579	32
669	Stange Energi Nett AS	0,9970	0,8819	0,8793	118
675	Hafslund Nett AS	1,1209	1,0328	1,1577	11

Gjennomsnitt alle enheter	1,0184	0,9899	1,0073
Standaravvik	0,0483	0,1059	0,1127
Maximum (høyeste verdi)	1,1596	1,3787	1,4746
Minimum (laveste verdi)	0,8893	0,7538	0,7492

Vedlegg 11: Resultater regional- og sentralnettet 2001 – 2002

DMU	Selskap	MF_01_01_02	MC_01_02	M_01_01_02	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9665	1,0346	1,0000	20
9	Andøy Energi AS	0,9835	0,7750	0,7622	48
14	Askøy Energi AS	0,9905	0,9608	0,9516	35
37	Eidefoss AS	0,9921	1,0080	1,0000	20
56	Sunnfjord Energi AS	0,9432	0,7441	0,7019	50
62	Hadeland Energinett AS	1,0160	1,0000	1,0160	18
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	0,6924	1,4442	1,0000	20
71	HelgelandsKraft AS	0,9451	1,0228	0,9667	33
86	Istad Kraftnett AS	0,9056	0,9940	0,9002	42
88	Jæren Everk	0,9840	1,0163	1,0000	20
93	Kragerø Energi AS	0,9222	1,4117	1,3019	2
103	Luostejok Kraftlag AL	1,0202	1,0000	1,0202	17
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,9885	1,0117	1,0000	20
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,9298	0,9777	0,9091	40
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0,8947	1,0399	0,9304	37
138	Nordkyn Kraftlag AL	1,0343	1,0000	1,0343	16
152	Orkdal Energi AS	0,9653	1,1058	1,0675	13
161	Rauland Kraftforsyningslag	0,5000	1,0000	0,5000	51
164	Repvåg Kraftlag AL	0,8335	1,2797	1,0667	14
176	Salten Kraftsamband AS	0,9027	1,1201	1,0111	19
197	Sognekraft AS	0,9251	0,9074	0,8394	45
210	Sunnhordland Kraftlag AS	0,9286	1,1613	1,0784	10
215	TrønderEnergi Nett AS	0,8965	1,2054	1,0806	9
219	Tafjord Kraftnett AS	0,9966	0,7081	0,7057	49
227	Troms Kraft Nett AS	0,8877	1,0944	0,9715	32
235	Tyssefaldene Aktieselskabet	0,9187	1,0000	0,9187	38
249	Varanger Kraft AS	0,9294	0,9727	0,9040	41
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,9999	1,1001	1,1000	8
257	Dalane Energi AS	0,9377	1,0665	1,0000	20
269	SFE Nett AS	0,9496	1,2529	1,1897	6
275	Hallingdal Kraftnett AS	0,9068	1,2367	1,1214	7
277	Nordkraft AS	0,9520	1,3068	1,2441	4
295	Gudbrandsdal Energi AS	0,9553	1,0468	1,0000	20
311	Nordmøre Energiverk AS	0,9478	1,0122	0,9593	34
354	Lofotkraft AS	0,9674	1,0337	1,0000	20
433	Hålogaland Kraft AS	0,9024	0,9101	0,8212	47
460	Tussa Nett AS	0,9442	0,9949	0,9394	36
464	Vesterålskraft Nett AS	0,9124	1,8426	1,6812	1
511	Lyse Nett AS	0,8900	1,0290	0,9158	39
521	Oppland Energi Nett AS	0,9121	1,3630	1,2432	5
524	Otra Kraft DA	0,8994	1,1119	1,0000	20
536	Trondheim Energiverk Nett AS	0,8891	0,9519	0,8464	44
566	BKK Nett AS	0,9376	0,8791	0,8242	46
574	Eidsiva Energinett AS	0,8838	1,1950	1,0561	15
591	Midt Nett Buskerud AS	0,9076	1,1018	1,0000	20
605	Mjøskraft AS	0,8948	1,0058	0,9000	43
611	Skagerak Nett AS	0,8824	1,1256	0,9932	30
615	Buskerud Kraftnett AS	0,8901	1,1999	1,0681	12
624	Agder Energi Nett AS	0,9225	1,1651	1,0748	11
637	Narvik Energinett AS	0,9886	1,2813	1,2667	3
675	Hafslund Nett AS	0,9021	1,0805	0,9746	31
Gjennomsnitt alle enheter		0,9229	1,0841	0,9972	
Standardavvik		0,0813	0,1862	0,1734	
Maksimum (høyeste verdi)		1,0343	1,8426	1,6812	
Minimum (laveste verdi)		0,5000	0,7081	0,5000	

Vedlegg 12: Resultater regional- og sentralnettet 2002 – 2003

DMU	Selskap	MF_01_02_03	MC_02_03	M_01_02_03	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9270	1,0787	1,0000	26
9	Andøy Energi AS	0,9056	1,0900	0,9871	34
14	Askøy Energi AS	0,9390	1,5278	1,4346	4
37	Eidefoss AS	0,8880	1,1262	1,0000	26
56	Sunnfjord Energi AS	1,0300	0,9894	1,0191	23
62	Hadeland Energinett AS	0,9072	1,0000	0,9072	38
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	1,4435	0,3844	0,5549	50
71	HelgelandsKraft AS	0,9609	0,8216	0,7895	46
86	Istad Kraftnett AS	1,0785	1,0445	1,1264	14
88	Jæren Everk	0,8596	0,9695	0,8333	44
93	Kragerø Energi AS	0,9720	0,7902	0,7681	47
103	Luostejok Kraftlag AL	0,6535	1,0000	0,6535	49
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,8893	1,1245	1,0000	26
133	Nord Troms Kraftlag AS	1,0639	1,1984	1,2750	6
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	1,0601	0,8612	0,9130	37
138	Nordkyn Kraftlag AL	0,8000	1,0000	0,8000	45
152	Orkdal Energi AS	0,9970	0,7009	0,6988	48
161	Rauland Kraftforsyningslag	2,0459	1,0000	2,0459	1
164	Repvåg Kraftlag AL	1,1123	0,9632	1,0714	18
176	Salten Kraftsamband AS	1,0417	1,1362	1,1836	10
197	Sognekraft AS	0,9695	1,5472	1,5000	3
210	Sunnhordland Kraftlag AS	0,9888	1,1410	1,1282	13
215	TrønderEnergi Nett AS	1,0497	1,2054	1,2653	7
219	Tafjord Kraftnett AS	0,7546	1,3140	0,9915	33
227	Troms Kraft Nett AS	1,0775	0,7783	0,8387	43
235	Tyssefaldene Aktieselskabet	1,0580	1,0000	1,0580	20
249	Varanger Kraft AS	0,9846	1,0156	1,0000	26
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,8830	1,0246	0,9047	39
257	Dalane Energi AS	1,0578	1,4413	1,5246	2
269	SFE Nett AS	0,9636	1,4016	1,3505	5
275	Hallingdal Kraftnett AS	1,0751	1,0666	1,1466	11
277	Nordkraft AS	0,9977	1,0541	1,0517	21
295	Gudbrandsdal Energi AS	0,9390	1,2648	1,1877	9
311	Nordmøre Energiverk AS	0,9549	1,1824	1,1290	12
354	Lofotkraft AS	0,9229	1,0836	1,0000	26
433	Hålogaland Kraft AS	1,0861	0,9744	1,0583	19
460	Tussa Nett AS	1,0343	0,8254	0,8538	41
464	Vesterålskraft Nett AS	1,0800	0,8117	0,8766	40
511	Lyse Nett AS	1,0632	0,9113	0,9689	35
521	Oppland Energi Nett AS	1,0208	1,0522	1,0741	17
524	Otra Kraft DA	1,0076	0,9925	1,0000	26
536	Trondheim Energiverk Nett AS	1,0657	1,1223	1,1961	8
566	BKK Nett AS	0,8861	1,1774	1,0433	22
574	Eidsiva Energinett AS	1,0750	0,8631	0,9279	36
591	Midt Nett Buskerud AS	1,0000	1,0000	1,0000	26
605	Mjøskraft AS	1,0543	0,9570	1,0090	24
611	Skagerak Nett AS	1,1000	0,7648	0,8412	42
615	Buskerud Kraftnett AS	1,0612	0,9454	1,0033	25
624	Agder Energi Nett AS	1,0149	1,0850	1,1012	16
637	Narvik Energinett AS	0,9933	0,5581	0,5543	51
675	Hafslund Nett AS	0,8223	1,3653	1,1228	15
Gjennomsnitt alle enheter		1,0121	1,0340	1,0347	
Standardavvik		0,1869	0,2197	0,2504	
Maksimum (høyeste verdi)		2,0459	1,5472	2,0459	
Minimum (laveste verdi)		0,6535	0,3844	0,5543	

Vedlegg 13: Resultater regional- og sentralnettet 2003 – 2004

DMU	Selskap	MF_01_03_04	MC_03_04	M_01_03_04	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9449	1,0583	1,0000	22
9	Andøy Energi AS	0,9544	1,0536	1,0055	21
14	Askøy Energi AS	1,0561	0,6599	0,6969	49
37	Eidefoss AS	0,9559	1,2071	1,1538	10
56	Sunnfjord Energi AS	0,9064	1,2791	1,1593	9
62	Hadeland Energinett AS	1,1641	1,0000	1,1641	8
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	1,0018	0,5586	0,5596	51
71	HelgelandsKraft AS	0,9710	0,8628	0,8378	46
86	Istad Kraftnett AS	0,8716	1,4350	1,2508	3
88	Jæren Everk	1,1823	1,0149	1,2000	6
93	Kragerø Energi AS	1,0376	0,9638	1,0000	22
103	Luostejok Kraftlag AL	1,0421	0,7197	0,7500	48
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,9600	1,1161	1,0714	15
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,8626	1,0002	0,8628	44
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0,9058	1,1529	1,0443	17
138	Nordkyn Kraftlag AL	1,2500	1,0000	1,2500	4
152	Orkdal Energi AS	0,8828	1,0573	0,9334	37
161	Rauland Kraftforsyningslag	0,9776	1,0000	0,9776	28
164	Repvåg Kraftlag AL	0,9757	0,9566	0,9333	38
176	Salten Kraftsamband AS	0,9139	1,2055	1,1017	13
197	Sognekraft AS	0,9765	0,9940	0,9707	30
210	Sunnhordland Kraftlag AS	0,9336	0,9257	0,8642	43
215	TrønderEnergi Nett AS	0,9015	0,7247	0,6533	50
219	Tafjord Kraftnett AS	1,2434	0,9797	1,2181	5
227	Troms Kraft Nett AS	0,8937	1,0852	0,9698	31
235	Tyssefaldene Aktieselskabet	0,8850	1,0000	0,8850	41
249	Varanger Kraft AS	0,9314	1,2038	1,1212	11
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,9544	0,9525	0,9091	40
257	Dalane Energi AS	0,8872	0,9279	0,8232	47
269	SFE Nett AS	0,9297	1,0922	1,0155	19
275	Hallingdal Kraftnett AS	0,9054	1,1037	0,9993	27
277	Nordkraft AS	0,9054	1,0166	0,9204	39
295	Gudbrandsdal Energi AS	0,9441	1,0592	1,0000	22
311	Nordmøre Energiverk AS	0,9387	1,0320	0,9688	32
354	Lofotkraft AS	0,9477	1,1055	1,0476	16
433	Hålogaland Kraft AS	0,8762	0,9841	0,8623	45
460	Tussa Nett AS	0,9029	1,0420	0,9408	36
464	Vesterålskraft Nett AS	0,8581	1,1862	1,0178	18
511	Lyse Nett AS	0,8789	1,1000	0,9669	33
521	Oppland Energi Nett AS	0,9202	1,0479	0,9643	34
524	Otra Kraft DA	0,9153	1,0926	1,0000	22
536	Trondheim Energiverk Nett AS	0,8953	1,1335	1,0149	20
566	BKK Nett AS	1,2037	0,8963	1,0789	14
574	Eidsiva Energinett AS	0,9024	1,2268	1,1071	12
591	Midt Nett Buskerud AS	1,1018	0,9076	1,0000	22
605	Mjøskraft AS	0,9053	0,9707	0,8787	42
611	Skagerak Nett AS	0,8672	1,3651	1,1837	7
615	Buskerud Kraftnett AS	0,8834	1,0667	0,9423	35
624	Agder Energi Nett AS	0,9161	1,0603	0,9714	29
637	Narvik Energinett AS	0,8974	1,5052	1,3508	2
675	Hafslund Nett AS	1,3481	1,4558	1,9626	1
Gjennomsnitt alle enheter		0,9660	1,0499	1,0110	
Standardavvik		0,1122	0,1793	0,2033	
Maksimum (høyeste verdi)		1,3481	1,5052	1,9626	
Minimum (laveste verdi)		0,8581	0,5586	0,5596	

Vedlegg 14: Resultater regional- og sentralnettet 2001 – 2004

DMU	Selskap	MF_01_01_04	MC_01_04	M_01_01_04	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,8467	1,1811	1,0000	25
9	Andøy Energi AS	0,8500	0,8901	0,7565	45
14	Askøy Energi AS	0,9822	0,9686	0,9514	33
37	Eidefoss AS	0,8421	1,3703	1,1538	12
56	Sunnfjord Energi AS	0,8805	0,9418	0,8293	42
62	Hadeland Energinett AS	1,0729	1,0000	1,0729	15
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	1,0013	0,3101	0,3105	51
71	HelgelandsKraft AS	0,8819	0,7250	0,6394	49
86	Istad Kraftnett AS	0,8513	1,4897	1,2682	7
88	Jæren Everk	1,0000	1,0000	1,0000	25
93	Kragerø Energi AS	0,9301	1,0752	1,0000	25
103	Luostejok Kraftlag AL	0,6947	0,7197	0,5000	50
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,8438	1,2697	1,0714	16
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,8533	1,1720	1,0000	25
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0,8591	1,0325	0,8870	38
138	Nordkyn Kraftlag AL	1,0343	1,0000	1,0343	21
152	Orkdal Energi AS	0,8496	0,8195	0,6962	48
161	Rauland Kraftforsyningslag	1,0000	1,0000	1,0000	25
164	Repvåg Kraftlag AL	0,9046	1,1791	1,0667	17
176	Salten Kraftsamband AS	0,8594	1,5340	1,3184	4
197	Sognekraft AS	0,8758	1,3956	1,2222	9
210	Sunnhordland Kraftlag AS	0,8572	1,2266	1,0514	18
215	TrønderEnergi Nett AS	0,8484	1,0530	0,8933	37
219	Tafjord Kraftnett AS	0,9350	0,9115	0,8523	41
227	Troms Kraft Nett AS	0,8548	0,9244	0,7901	44
235	Tyssefaldene Aktieselskabet	0,8603	1,0000	0,8603	39
249	Varanger Kraft AS	0,8523	1,1893	1,0136	23
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,8426	1,0736	0,9047	36
257	Dalane Energi AS	0,8800	1,4264	1,2551	8
269	SFE Nett AS	0,8507	1,9181	1,6317	2
275	Hallingdal Kraftnett AS	0,8826	1,4557	1,2849	6
277	Nordkraft AS	0,8600	1,4003	1,2043	10
295	Gudbrandsdal Energi AS	0,8469	1,4024	1,1877	11
311	Nordmøre Energiverk AS	0,8496	1,2350	1,0493	19
354	Lofotkraft AS	0,8460	1,2383	1,0476	20
433	Hålogaland Kraft AS	0,8588	0,8727	0,7495	47
460	Tussa Nett AS	0,8818	0,8557	0,7545	46
464	Vesterålskraft Nett AS	0,8455	1,7741	1,5000	3
511	Lyse Nett AS	0,8317	1,0316	0,8579	40
521	Oppland Energi Nett AS	0,8568	1,5028	1,2876	5
524	Otra Kraft DA	0,8294	1,2056	1,0000	25
536	Trondheim Energiverk Nett AS	0,8484	1,2110	1,0274	22
566	BKK Nett AS	1,0000	0,9277	0,9277	35
574	Eidsiva Energinett AS	0,8574	1,2653	1,0848	14
591	Midt Nett Buskerud AS	1,0000	1,0000	1,0000	25
605	Mjøskraft AS	0,8540	0,9344	0,7980	43
611	Skagerak Nett AS	0,8417	1,1750	0,9890	32
615	Buskerud Kraftnett AS	0,8345	1,2100	1,0097	24
624	Agder Energi Nett AS	0,8577	1,3404	1,1497	13
637	Narvik Energinett AS	0,8812	1,0763	0,9485	34
675	Hafslund Nett AS	1,0000	2,1477	2,1477	1
Gjennomsnitt alle enheter		0,8835	1,1580	1,0203	
Standardavvik		0,0676	0,3080	0,2793	
Maksimum (høyeste verdi)		1,0729	2,1477	2,1477	
Minimum (laveste verdi)		0,6947	0,3101	0,3105	

Vedlegg 15: Resultater regional- og sentralnettet 2001 – 2002 ekskl. geografivariabelen skog

DMU	Selskap	MF_01_01_02	MC_01_02	M_01_01_02	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9665	1,0346	1,0000	21
9	Andøy Energi AS	0,9835	0,7753	0,7625	49
14	Askøy Energi AS	0,8707	0,9896	0,8616	44
37	Eidefoss AS	0,9921	1,0080	1,0000	21
56	Sunnfjord Energi AS	0,9428	0,7445	0,7019	50
62	Hadeland Energinett AS	0,8951	1,1172	1,0000	21
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	0,6921	1,4448	1,0000	21
71	HelgelandsKraft AS	0,9451	1,0228	0,9667	34
86	Istad Kraftnett AS	0,9056	0,9943	0,9005	42
88	Jæren Everk	0,6846	1,4606	1,0000	21
93	Kragerø Energi AS	0,7967	1,5063	1,2000	6
103	Luostejok Kraftlag AL	1,0106	1,0000	1,0106	20
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,9885	1,0117	1,0000	21
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,9298	0,9777	0,9091	40
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0,8947	1,0399	0,9304	37
138	Nordkyn Kraftlag AL	0,6926	1,5193	1,0523	18
152	Orkdal Energi AS	0,9653	1,1058	1,0675	15
161	Rauland Kraftforsyningslag	0,5000	1,0000	0,5000	51
164	Repvåg Kraftlag AL	0,8335	1,2797	1,0667	16
176	Salten Kraftsamband AS	0,9023	1,1205	1,0111	19
197	Sognekraft AS	0,9251	0,9074	0,8394	46
210	Sunnhordland Kraftlag AS	0,9286	1,1613	1,0784	12
215	TrønderEnergi Nett AS	0,8965	1,2054	1,0806	11
219	Tafjord Kraftnett AS	0,4272	1,7930	0,7660	48
227	Troms Kraft Nett AS	0,8877	1,0949	0,9719	33
235	Tyssefaldene Aktieselskabet	0,9187	1,0000	0,9187	38
249	Varanger Kraft AS	0,9294	0,9727	0,9040	41
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,9999	1,1001	1,1000	10
257	Dalane Energi AS	0,9377	1,0665	1,0000	21
269	SFE Nett AS	0,9490	1,2529	1,1891	7
275	Hallingdal Kraftnett AS	0,9067	1,2367	1,1212	8
277	Nordkraft AS	0,9591	1,2971	1,2440	4
295	Gudbrandsdal Energi AS	0,9553	1,0468	1,0000	21
311	Nordmøre Energiverk AS	0,9478	1,0122	0,9593	35
354	Lofotkraft AS	0,9674	1,0337	1,0000	21
433	Hålogaland Kraft AS	0,9024	0,9105	0,8216	47
460	Tussa Nett AS	0,9442	0,9949	0,9394	36
464	Vesterålskraft Nett AS	0,9122	1,8426	1,6808	1
511	Lyse Nett AS	0,8900	1,0290	0,9158	39
521	Oppland Energi Nett AS	0,9121	1,3630	1,2432	5
524	Otra Kraft DA	0,8994	1,1119	1,0000	21
536	Trondheim Energiverk Nett AS	0,8891	0,9519	0,8464	45
566	BKK Nett AS	0,2815	3,9714	1,1180	9
574	Eidsiva Energinett AS	0,8838	1,1965	1,0574	17
591	Midt Nett Buskerud AS	0,6341	1,5771	1,0000	21
605	Mjøskraft AS	0,8858	1,0161	0,9000	43
611	Skagerak Nett AS	0,8824	1,1266	0,9941	32
615	Buskerud Kraftnett AS	0,8901	1,2007	1,0688	14
624	Agder Energi Nett AS	0,9213	1,1651	1,0734	13
637	Narvik Energinett AS	0,9886	1,2813	1,2667	3
675	Hafslund Nett AS	0,4269	3,6473	1,5570	2

Gjennomsnitt alle enheter	0,8642	1,2494	1,0117
Standardavvik	0,1571	0,5689	0,1856
Maksimum (høyeste verdi)	1,0106	3,9714	1,6808
Minimum (laveste verdi)	0,2815	0,7445	0,5000

Vedlegg 16: Resultater regional- og sentralnettet 2002 – 2003 ekskl. geografivariabelen skog

DMU	Selskap	MF_01_02_03	MC_02_03	M_01_02_03	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9274	1,0783	1,0000	24
9	Andøy Energi AS	0,9068	1,0885	0,9871	31
14	Askøy Energi AS	1,1341	1,4332	1,6254	2
37	Eidefoss AS	0,8888	1,1251	1,0000	24
56	Sunnfjord Energi AS	1,0317	0,9878	1,0191	22
62	Hadeland Energinett AS	1,0856	0,7896	0,8571	39
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	1,4448	0,3839	0,5547	50
71	HelgelandsKraft AS	0,9616	0,8210	0,7895	46
86	Istad Kraftnett AS	1,0791	1,0435	1,1261	14
88	Jæren Everk	1,4350	0,5807	0,8333	43
93	Kragerø Energi AS	1,2144	0,6862	0,8333	43
103	Luostejok Kraftlag AL	0,8683	0,7597	0,6596	49
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,8905	1,1230	1,0000	24
133	Nord Troms Kraftlag AS	1,0642	1,1978	1,2747	6
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	1,0619	0,8598	0,9130	35
138	Nordkyn Kraftlag AL	1,4439	0,5541	0,8000	45
152	Orkdal Energi AS	0,9970	0,7009	0,6988	47
161	Rauland Kraftforsyningslag	2,0459	1,0000	2,0459	1
164	Repvåg Kraftlag AL	1,1136	0,9622	1,0714	17
176	Salten Kraftsamband AS	1,0433	1,1349	1,1840	10
197	Sognekraft AS	0,9703	1,5460	1,5000	4
210	Sunnhordland Kraftlag AS	0,9899	1,1398	1,1282	13
215	TrønderEnergi Nett AS	1,0513	1,2036	1,2653	7
219	Tafjord Kraftnett AS	2,3831	0,3710	0,8842	37
227	Troms Kraft Nett AS	1,0776	0,7775	0,8378	42
235	Tyssefaldene Aktieselskabet	1,0580	1,0000	1,0580	18
249	Varanger Kraft AS	0,9873	1,0129	1,0000	24
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,8837	1,0237	0,9047	36
257	Dalane Energi AS	1,0581	1,4406	1,5243	3
269	SFE Nett AS	0,9655	1,3996	1,3513	5
275	Hallingdal Kraftnett AS	1,0754	1,0662	1,1466	11
277	Nordkraft AS	1,0231	1,0290	1,0527	20
295	Gudbrandsdal Energi AS	0,9396	1,2641	1,1877	9
311	Nordmøre Energiverk AS	0,9561	1,1809	1,1290	12
354	Lofotkraft AS	0,9241	1,0822	1,0000	24
433	Hålogaland Kraft AS	1,0869	0,9733	1,0579	19
460	Tussa Nett AS	1,0352	0,8243	0,8533	40
464	Vesterålskraft Nett AS	1,0809	0,8110	0,8766	38
511	Lyse Nett AS	1,0646	0,9101	0,9689	32
521	Oppland Energi Nett AS	1,0214	1,0516	1,0741	16
524	Otra Kraft DA	1,0463	0,9558	1,0000	24
536	Trondheim Energiverk Nett AS	1,0673	1,1207	1,1961	8
566	BKK Nett AS	3,5453	0,2584	0,9162	34
574	Eidsiva Energinett AS	1,0788	0,8601	0,9279	33
591	Midt Nett Buskerud AS	1,5554	0,6429	1,0000	24
605	Mjøskraft AS	1,0653	0,9568	1,0193	21
611	Skagerak Nett AS	1,1018	0,7628	0,8404	41
615	Buskerud Kraftnett AS	1,0632	0,9436	1,0033	23
624	Agder Energi Nett AS	1,0201	1,0809	1,1026	15
637	Narvik Energinett AS	0,9940	0,5575	0,5541	51
675	Hafslund Nett AS	2,3826	0,2932	0,6985	48
Gjennomsnitt alle enheter		1,1802	0,9382	1,0261	
Standardavvik		0,4668	0,2836	0,2623	
Maksimum (høyeste verdi)		3,5453	1,5460	2,0459	
Minimum (laveste verdi)		0,8683	0,2584	0,5541	

Vedlegg 17: Resultater regional- og sentralnettet 2003 – 2004 ekskl. geografivariabelen skog

DMU	Selskap	MF_01_03_04	MC_03_04	M_01_03_04	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,9448	1,0584	1,0000	22
9	Andøy Energi AS	0,9539	1,0541	1,0055	21
14	Askøy Energi AS	0,8635	0,7124	0,6152	50
37	Eidefoss AS	0,9555	1,2075	1,1538	11
56	Sunnfjord Energi AS	0,9054	1,2806	1,1594	10
62	Hadeland Energinett AS	0,9212	1,2665	1,1667	9
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	1,0000	0,5527	0,5527	51
71	HelgelandsKraft AS	0,9703	0,8632	0,8375	46
86	Istad Kraftnett AS	0,8715	1,4356	1,2512	4
88	Jæren Everk	0,9498	1,2634	1,2000	7
93	Kragerø Energi AS	0,9010	1,1099	1,0000	22
103	Luostejok Kraftlag AL	0,9586	0,7824	0,7500	48
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,9595	1,1167	1,0714	15
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,8626	1,0003	0,8629	44
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0,9038	1,1548	1,0437	17
138	Nordkyn Kraftlag AL	1,0000	1,2500	1,2500	5
152	Orkdal Energi AS	0,8828	1,0574	0,9334	37
161	Rauland Kraftforsyningslag	0,9776	1,0000	0,9776	28
164	Repvåg Kraftlag AL	0,9753	0,9570	0,9333	38
176	Salten Kraftsamband AS	0,9135	1,2061	1,1017	14
197	Sognekraft AS	0,9762	0,9944	0,9707	31
210	Sunnhordland Kraftlag AS	0,9332	0,9260	0,8642	43
215	TrønderEnergi Nett AS	0,9011	0,7250	0,6533	49
219	Tafjord Kraftnett AS	0,8592	3,6833	3,1646	1
227	Troms Kraft Nett AS	0,8940	1,0859	0,9708	30
235	Tyssefaldene Aktieselskabet	0,8850	1,0000	0,8850	41
249	Varanger Kraft AS	0,9304	1,2051	1,1212	12
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,9541	0,9528	0,9091	40
257	Dalane Energi AS	0,8869	0,9282	0,8232	47
269	SFE Nett AS	0,9292	1,0929	1,0155	19
275	Hallingdal Kraftnett AS	0,9051	1,1041	0,9993	27
277	Nordkraft AS	0,8990	1,0222	0,9189	39
295	Gudbrandsdal Energi AS	0,9439	1,0594	1,0000	22
311	Nordmøre Energiverk AS	0,9383	1,0325	0,9688	32
354	Lofotkraft AS	0,9472	1,1061	1,0476	16
433	Hålogaland Kraft AS	0,8763	0,9844	0,8627	45
460	Tussa Nett AS	0,9021	1,0429	0,9408	36
464	Vesterålskraft Nett AS	0,8580	1,1866	1,0181	18
511	Lyse Nett AS	0,8781	1,1011	0,9669	33
521	Oppland Energi Nett AS	0,9200	1,0481	0,9643	34
524	Otra Kraft DA	0,9078	1,1016	1,0000	22
536	Trondheim Energiverk Nett AS	0,8948	1,1342	1,0149	20
566	BKK Nett AS	0,8765	1,3827	1,2119	6
574	Eidsiva Energinett AS	0,9004	1,2296	1,1071	13
591	Midt Nett Buskerud AS	0,9601	1,0416	1,0000	22
605	Mjøskraft AS	0,9052	0,9708	0,8787	42
611	Skagerak Nett AS	0,8668	1,3670	1,1849	8
615	Buskerud Kraftnett AS	0,8824	1,0678	0,9423	35
624	Agder Energi Nett AS	0,9147	1,0620	0,9714	29
637	Narvik Energinett AS	0,8968	1,5062	1,3508	3
675	Hafslund Nett AS	0,8604	2,0716	1,7823	2

Gjennomsnitt alle enheter	0,9167	1,1479	1,0466
Standardavvik	0,0386	0,4255	0,3574
Maksimum (høyeste verdi)	1,0000	3,6833	3,1646
Minimum (laveste verdi)	0,8580	0,5527	0,5527

Vedlegg 18: Resultater regional- og sentralnettet 2001 – 2004 ekskl. geografivariabelen skog

DMU	Selskap	MF_01_01_04	MC_01_04	M_01_01_04	Rang.
7	Alta Kraftlag AL	0,8469	1,1808	1,0000	26
9	Andøy Energi AS	0,8507	0,8896	0,7568	45
14	Askøy Energi AS	0,8527	1,0104	0,8616	39
37	Eidefoss AS	0,8425	1,3695	1,1538	14
56	Sunnfjord Energi AS	0,8806	0,9417	0,8293	42
62	Hadeland Energinett AS	0,8951	1,1172	1,0000	26
65	Hammerfest Elektrisitetsverk DA	1,0000	0,3066	0,3066	51
71	HelgelandsKraft AS	0,8818	0,7248	0,6392	49
86	Istad Kraftnett AS	0,8517	1,4895	1,2687	8
88	Jæren Everk	0,9332	1,0716	1,0000	26
93	Kragerø Energi AS	0,8717	1,1472	1,0000	26
103	Luostejok Kraftlag AL	0,8412	0,5944	0,5000	50
132	Nord-Salten Kraftlag AL	0,8445	1,2687	1,0714	17
133	Nord Troms Kraftlag AS	0,8536	1,1715	1,0000	26
134	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	0,8586	1,0325	0,8866	38
138	Nordkyn Kraftlag AL	1,0000	1,0523	1,0523	19
152	Orkdal Energi AS	0,8496	0,8195	0,6962	48
161	Rauland Kraftforsyningslag	1,0000	1,0000	1,0000	26
164	Repvåg Kraftlag AL	0,9052	1,1783	1,0667	18
176	Salten Kraftsamband AS	0,8600	1,5336	1,3189	5
197	Sognekraft AS	0,8762	1,3949	1,2222	11
210	Sunnhordland Kraftlag AS	0,8578	1,2257	1,0514	20
215	TrønderEnergi Nett AS	0,8493	1,0519	0,8933	37
219	Tafjord Kraftnett AS	0,8747	2,4503	2,1433	1
227	Troms Kraft Nett AS	0,8552	0,9243	0,7905	44
235	Tyssefaldene Aktieselskabet	0,8603	1,0000	0,8603	40
249	Varanger Kraft AS	0,8537	1,1874	1,0136	24
251	Vest-Telemark Kraftlag	0,8431	1,0731	0,9047	36
257	Dalane Energi AS	0,8799	1,4261	1,2549	9
269	SFE Nett AS	0,8514	1,9165	1,6317	3
275	Hallingdal Kraftnett AS	0,8825	1,4557	1,2847	7
277	Nordkraft AS	0,8820	1,3643	1,2034	12
295	Gudbrandsdal Energi AS	0,8472	1,4019	1,1877	13
311	Nordmøre Energiverk AS	0,8502	1,2341	1,0493	21
354	Lofotkraft AS	0,8467	1,2373	1,0476	22
433	Hålogaland Kraft AS	0,8595	0,8723	0,7498	47
460	Tussa Nett AS	0,8818	0,8552	0,7541	46
464	Vesterålskraft Nett AS	0,8459	1,7732	1,5000	4
511	Lyse Nett AS	0,8320	1,0312	0,8579	41
521	Oppland Energi Nett AS	0,8571	1,5023	1,2876	6
524	Otra Kraft DA	0,8542	1,1707	1,0000	26
536	Trondheim Energiverk Nett AS	0,8491	1,2100	1,0274	23
566	BKK Nett AS	0,8748	1,4191	1,2414	10
574	Eidsiva Energinett AS	0,8584	1,2653	1,0862	16
591	Midt Nett Buskerud AS	0,9468	1,0562	1,0000	26
605	Mjøskraft AS	0,8541	0,9438	0,8061	43
611	Skagerak Nett AS	0,8427	1,1747	0,9900	34
615	Buskerud Kraftnett AS	0,8351	1,2099	1,0103	25
624	Agder Energi Nett AS	0,8596	1,3375	1,1497	15
637	Narvik Energinett AS	0,8812	1,0759	0,9481	35
675	Hafslund Nett AS	0,8751	2,2152	1,9385	2
Gjennomsnitt alle enheter		0,8713	1,2031	1,0450	
Standardavvik		0,0393	0,3582	0,3078	
Maksimum (høyeste verdi)		1,0000	2,4503	2,1433	
Minimum (laveste verdi)		0,8320	0,3066	0,3066	