

Nettregulering i en nordisk kontekst

Anders Holm Foosnæs

Master i energi og miljø

Oppgaven levert: Juli 2007

Hovedveileder: Gerard Doorman, ELKRAFT

Biveileder(e): Kjell Sand, Sintef Energiforskning

Bjørn Rune Stubbe, Nord Trøndelag E-verk

Jørgen S. Christensen, Dansk Energi, DEFU

Oppgavetekst

NVE fastsetter årlig en individuell inntektsramme for hvert nettselskap slik at inntekten over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Prinsippene for nettreguleringen for perioden 2007-2010 er nylig bestemt.

I denne sammenhengen er det av interesse å gjennomføre en sammenligning av nettreguleringen i de nordiske landene.

- A. Beskriv de nordiske nettreguleringsmodellene. Hva er hovedprinsippene, hva inngår i reguleringen (hvilke oppgaver/kostnader), hvordan tas det hensyn til nettselskapenes forskjellige rammebetingelser (forsyningsområde, kundesammensetning, geografi osv.)
- B. Utvikle kriterier for sammenligning og vurdering av nettreguleringsmodellene.
- C. Sammenlign de nordiske nettreguleringsmodellene på basis av de utviklede kriterier.
- D. Forsøk å bruke den danske reguleringsmodellen på tre norske nettselskap. Hvordan vurderes disse i denne modellen i sammenlignet med den norske modellen og hvordan vurderes de norske selskapene i forhold til danske selskap? Prøv å bruke denne analysen til en utdypet sammenligning mellom reguleringsmodellene og bruken av dem.

Oppgaven gitt: 22. januar 2007

Hovedveileder: Gerard Doorman, ELKRAFT



Forord

Denne rapporten utgjør min masteroppgave i Energi og Miljø, ved IME fakultetet på Norges Tekniske og Vitenskapelige Universitet.

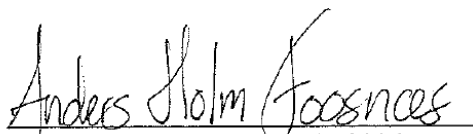
Jeg vil først takke mine veiledere professor Gerard Doorman ved NTNU og seniorforsker Kjell Sand ved Sintef Energiforskning. De har gitt meg masse nyttig informasjon og mange gode råd under oppgaveperioden.

Jeg vil takke gamle kollegaer hos Nord Trøndelag E-verk og Trondheim Energi, samt Kjetil Storset for hjelp med gjennomføringen av case-analysene. En stor takk går også til mine fremtidige kollegaer i Dansk Energi, som har stilt kontor til rådighet og gitt verdifull veiledning.

Alle dem som svarte på mine e-mails og telefoner fortjener også en takk, og for ikke å glemme dem som svarte på spørreundersøkelsen.

Jeg vil takke hele familien min for all den støtte og hjelp jeg har fått under hele min 17-årige skolegang. Uten dem hadde jeg aldri kommet så langt. En spesiell takk går til min far, som har fungert som sparringspartner under dette prosjektet.

Til sist vil jeg takke min kjæreste og samboer som har holdt ut med mine lange arbeidsdager og mange reisedøgn.


Anders Holm Foosnæs, 10.07.2007



Sammendrag

I denne rapporten er det gitt en beskrivelse av de forskjellige reguleringsregimene i Danmark, Finland, Norge og Sverige. Alle regulatorene bruker, eller er i ferd med å innføre, benchmarkingsmodeller for å sammenligne nettselskapenes prestasjoner. I Norge og Finland brukes DEA, i Danmark skal Netvolumen brukes og i Sverige brukes Nettnyttmodellen. Den største forskjellen mellom regimene er måten benchmarkingsresultatene benyttes til å lage krav til nettselskapene. I Norge benyttes en kombinasjon av historiske kostnadstall og benchmarkingsresultat direkte til å fastsette selskapenes inntektsrammer. I Danmark skal benchmarkingsresultat benyttes til å gi selskapsspesifikke effektiviseringskrav til hvert enkelt selskap. I Finland og Sverige benyttes benchmarkingsresultatene som et vurderingsgrunnlag for hvilke selskaper som skal undersøkes nærmere. I rapporten er flere aspekter ved reguleringsregimene og de respektive benchmarkingsmodellene sammenlignet.

For ytterligere sammenligning ble det utført en case-studie, hvor tre norske distribusjonsselskaper ble satt inn i den danske benchmarkingsmodellen Netvolumen. Resultatene fra disse analysene viser at det norske selskapet med høyest kundetetthet kom dårligst ut. I følge Dansk Energi er det en klar tendens til at city- / byselskaper kommer dårlig ut i den danske benchmarkingen. Resultatene fra analysene viser også at de norske selskapene oppnår en lav effektivitetsscore sammenlignet med de danske selskapene. Dette kan skyldes at det generelt er dyrere å drifte et nett i Norge grunnet andre rammevilkår eller at norske selskaper har en lavere effektivitet enn danske selskaper. En stor andel av forskjellen kan også skyldes forskjeller i datagrunnlaget, da det er forskjeller i regnskapsføringspraksis og skatte- og arbeidslover.

Det ble også utført en spørreundersøkelse blant distribusjonsselskaper i Danmark, Finland, Norge og Sverige. 103 selskaper har svart innen tidsfristen. Resultatene fra denne undersøkelsen finnes i bilag 1.



Summary

A detailed description of the different regulation models of distribution companies (electricity sector) in Denmark, Finland, Norway and Sweden is presented in this report. The regulators in all these countries are using, or are about to introduce, benchmarking as a tool to compare the distribution companies' performance. In Norway and Finland DEA is used, in Denmark a grid volume model (Netvolumen) is going to be used and in Sweden an ideal grid model (Nätnyttomodellen) is used. The most distinct difference between the regulation regimes is the method which is used to establish the allowed income for each company. In Norway, a combination of historical cost data and benchmark results are directly used to establish the revenue cap. In Denmark they use a historically fixed revenue cap with efficiency demands established by benchmark results. In Finland and Sweden, the benchmark results are merely used as a tool to consider which companies that needs to be investigated more thoroughly. In the report, comparison of several aspects of the different regimes and their benchmark models are found.

To learn more about the regulation process, a case study were conducted. Three Norwegian distribution companies were included in the Danish benchmark model. The results from these analyses showed that the Norwegian company with the highest customer density got the lowest efficiency score. According to Danish Energy, companies operating in an urban environment have a clear tendency to get low efficiency scores in the Danish model. The results from the analyses also showed that the Norwegian companies generally achieved lower efficiency scores than the Danish companies. This may be caused by a general higher cost of operation in Norway due to other operating conditions. It may also be caused by a lower efficiency in Norwegian companies. A big part of the difference might also be caused by differences in the input data, since accounting practice and tax- and labour laws are different in the two countries.

In relation to this project, a survey was conducted, where distribution companies in Denmark, Finland, Norway and Sweden were asked a few questions about how they experience the regulation. 103 companies answered before the deadline. The results from the survey can be found in appendix 1.



Innholdsfortegnelse

Forord.....	1
Sammendrag.....	2
Summary	3
Innholdsfortegnelse	4
Figurliste	6
Ordliste.....	7
1. Innledning	8
1.1. Monopolsituasjon.....	8
1.2. Regulering	9
1.3. Hva er benchmarking	13
1.4. Oversikt over de forskjellige benchmarkingsmetoder som brukes	14
2. En detaljert beskrivelse av reguleringen i de nordiske landene.....	15
2.1. NORGE.....	15
2.1.1. Regulering i et historisk perspektiv ⁷	15
2.1.1.1. 1993 – 1996 Avkastningsregulering	15
2.1.1.2. 1997 – 2001 Inntektsrammeregulering	16
2.1.1.3. 2002-2006 Inntektsrammeregulering	16
2.1.2. Hjemmel i lovverk	18
2.1.3. Beskrivelse av den nye norske reguleringsmodell.....	20
2.1.4. Effektivitetsanalysene	22
2.1.5. Kritikk av modellen	29
2.2. DANMARK	31
2.2.1. Regulering i et historisk perspektiv	31
2.2.2. Hjemmel i lovverk	32
2.2.3. Beskrivelse av den danske reguleringsmodell ¹²	33
2.2.4. Effektivitetsanalysene	35
2.2.4.1. Benchmarking av økonomisk effektivitet	35
2.2.4.2. Benchmarking av leveringskvalitet.....	37
2.3. SVERIGE.....	39
2.3.1. Reguleringen i et historisk perspektiv	39
2.3.2. Hjemmel i lovverk	39
2.3.3. Effektivitetsanalysene	42
2.3.4. Kritikk av modellen	48
2.4. FINLAND	49
2.4.1. Regulering i et historisk perspektiv ¹⁸	49
2.4.1.1. 1995-2004 ”Hvile i seg selv”-regulering ¹⁸	49
2.4.2. Hjemmel i lovverk	50
2.4.3. Oppdeling av kostnader	52
2.4.4. Avkastningsramme ¹⁷	53
2.4.4.1. Kostnad av egenkapital	53
2.4.4.2. Kostnad av gjeld.....	54
2.4.4.3. Fornuftig forrentning kalkulert med WACC	55
2.4.5. Kostnadsramme ¹⁷	55



2.4.6.	Effektivitetsanalysene	58
2.4.7.	Endring av modell	59
3.	En generell sammenligning av metodene	60
3.1.	De ulike formene for regulering.....	60
3.1.1.	Hvile i seg selv	60
3.1.2.	Cost-plus	60
3.1.3.	Rate of return	60
3.1.4.	CPI-X	61
3.1.5.	Yardstick (målestokk)	61
3.1.6.	Situasjonen i Norden	61
3.2.	Ex-ante versus ex-post regulering	62
3.3.	Elementer som inngår i reguleringen	62
3.3.1.	Driftskostnader (OpEx).....	62
3.3.2.	Kapitalkostnader (CapEx).....	62
3.3.3.	Leveringskvalitet.....	63
3.3.4.	Situasjonen i Norden	63
3.4.	Incentiver i reguleringen	64
3.4.1.	Danmark.....	64
3.4.2.	Norge.....	64
3.4.3.	Finland og Sverige	66
3.5.	Benchmarkingsmetodenes egenskaper	67
3.6.	Hvor rettferdige er de forskjellige benchmarkingsmetodene?	67
3.6.1.	Rettferdighet i DEA	67
3.6.2.	Rettferdighet i Nettvolumen.....	68
3.6.3.	Rettferdighet i Nettnyttmodellen.....	68
3.7.	Forskjeller i monopoloppgavene.....	69
4.	Utvikling av reguleringsregimer.....	70
5.	Sammenligning av nettariffer	72
6.	CASE – tre norske selskaper inn i den danske modell	73
6.1.	Datainnsamling	75
6.2.	Vanskeligheter ved internasjonal benchmarking	76
6.3.	Effektivitetsscore i den norske modellen	77
6.4.	Om analysene	78
6.5.	Effektivitetsscore i den danske modellen.....	80
6.5.1.	Analyse A - Ingen korreksjon for kundetetthet.....	81
6.5.2.	Analyse B - Korreksjon for kundetetthet (antall målere / antall km 0,4 kV nett).....	82
6.5.3.	Analyse C - Korreksjon for kundetetthet (antall målere / antall km 0,4kV + 10kV nett)	83
6.5.4.	Kommentar til analyseresultatene	84
7.	Konklusjon.....	85
8.	Referanser	87
	Bilag 1 – Resultat fra spørreundersøkelse.....	90



Figurliste

Figur 1. Reguleringens interesser, Kilde: Satu Viljainen (2005) ²⁰	11
Figur 2. Gruppering av benchmarkingsmetodene, Kilde: Nordgård og Sand (2004) ²	14
Figur 3. Skjematisk fremstilling av inntektsrammeregulering fra 2007, Kilde: NVE (2006)	22
Figur 4. CRS vs. VRS, Kilde: NVE (2006) ⁷	27
Figur 5. Rangering av nettselskapene i Sverige. Kilde: Mats B-O Larsson (2004) ¹³	45
Figur 6. Rangering av nettselskapene i Sverige. Kilde: Mats B-O Larsson (2004) ¹³	46
Figur 7. Utvikling for et selskap. Kilde: Mats B-O Larsson (2004) ¹³	47
Figur 8. Prinsippene i monopolreguleringen av finske nettselskap for 2005-2007 ¹⁸	57
Figur 9. Incentiver ved tidsetterslep i reguleringen	65
Figur 10. Incentiver til effektivisering ved tidsetterslep i DEA	66
Figur 11. Utvikling av reguleringsregimer. Kilde: Viljainen (2005) ²⁰	70
Figur 12. Rangering av nettariffer i Europeiske land. Kilde: Dansk Energi (2006) ²¹	72
Figur 13. Selskapenes størrelser illustrert ved nettkomponenter.	74
Figur 14. De norske selskapers plassering i den norske modellen.....	77
Figur 15. Norske selskap i den danske modellen, uten korrigering for kundetetthet.....	81
Figur 16. Norske selskap i den danske modellen, med korrigering for kundetetthet.....	82
Figur 17. Norske selskap i den danske modellen, med korrigering for kundetetthet.....	83

Ordliste

NVE	–	Norges Vassdrags- og Energidirektorat
SEM	–	Svenska Energimyndigheten
EMA	–	Energiamarkkinavirasto Den finske energimyndigheten
DEA	–	Data Envelopment Analysis (norsk: datainnhyllingsmetode)
DSO	–	Distribution System Operator (norsk: Distribusjonsnett operatør)
Ex-ante	–	På forhånd (latin). Ex ante verdier regnes ut på forhånd ved bruk av modeller hvor det er knyttet usikkerhet til hendelser underveis.
Ex-post	–	Etter det faktum (latin). Ex post verdier regnes ut i etterkant ved bruk av modeller hvor det er knyttet usikkerhet til hendelser underveis.
WACC	–	Weighted Average Cost of Capital (norsk: vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad)
CAP	–	Capital Asset Pricing
Eksogen kostnadsdriver	–	En kostnadsdriver som selskapet ikke kan påvirke
Indogen kostnadsdriver	–	En kostnadsdriver som selskapet kan påvirke
PPP	–	Purchasing Power Parity (norsk: kjøpekraftskorrigerer) Forholdstall som brukes til å omregne valuta ved å eliminere prisforskjellene mellom landene.
KILE	–	Kostnad for ikke levert energi
OpEx	–	Operating Expenses (norsk: driftskostnader)
CapEx	–	Capital Expenses (norsk: kapitalkostnader)
IFRS	–	International Financial Reporting Standards (norsk: internasjonal regnskapsføringsstandarder)



1. Innledning

Når en forbruker kjøper strøm i Nordelområdet betaler han for to produkter med uavhengige priser. Det er en kraftpris for strømmen som betales til den kraftleverandøren som han selv har valgt. Det betales så i tillegg en tariff for overføring av strømmen til det lokale nettselskapet som har monopol på levering av strøm innenfor sitt konsesjonsområde.

1.1. Monopolsituasjon

Et naturlig monopol kjennetegnes ved at ett selskap kan betjene et marked med en lavere kostnad enn to eller flere selskap. Gjennomsnittkostnadene for transport av elektrisk energi synker med økende bruk av nettet inntil kapasiteten begynner å bli presset. Dette innebærer at det ikke vil være samfunnsmessig økonomisk å bygge to parallelle overføringslinjer, så lenge det er nok kapasitet på den ene. De elektriske nettselskapene står derfor i en naturlig monopolsituasjon.



1.2. Regulering

På slutten av 1980-tallet og starten av 1990-tallet startet en rask omstrukturering av den elektriske energiforsyningen i Europa. Land som har vært underlagt EUs lovgivning, enten direkte eller igjennom økonomiske områdeavtaler, har hatt en felles lovramme for denne utviklingen. Selv om denne rammen har vært basis for de nasjonale lovene har det vært rom for forskjellige fortolkninger som har gjort at ingen land har den samme lovgivning.²⁰

Målet med denne omstruktureringen var å promotere effektivitet. I flere tiår tidligere hadde energiforsyningsselskapene vært organisert som vertikalt integrerte monopoler. Det vil si at ett selskap drev produksjon, salg, transmisjon og distribusjon. Dette selskapet kunne prioritere produksjon fra egne anlegg og dermed misbruke sin monopolsituasjon. En slik monopolsituasjon kan også føre til unødvendig høye priser siden selskapet ikke er usatt for konkurranse.

Det er kjent fra økonomisk teori at fri konkurranse fremmer effektivitet, og det ble derfor vedtatt å dele den elektiske energiforsyningen opp i to deler;

- konkurranseutsatt del (produksjon og salg)
- naturlig monopol (transmisjon og distribusjon)

I den konkurranseutsatte delen av bransjen blir effektiviteten bestemt av konkurransen på markedet. Dette gjøres ved at produksjon og forbruk meldes inn på en børs, slik at de som er villige til å selge til laveste pris og de som vil kjøpe til høyeste pris blir prioritert først.

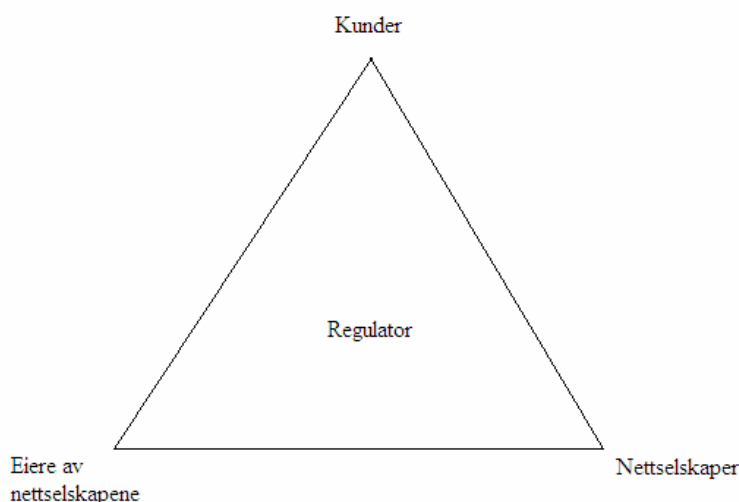
For distribusjons- og transmisjonsselskaper er det, som tidligere beskrevet, slik at ett selskap kan vanligvis levere elektrisitet til en lavere pris enn to selskaper med parallelle nett. Det vil derfor ikke være samfunnsmessig fornuftig med fri konkurranse, og selskapene omtales som naturlige monopoler.



I følge Wangensteen (2007)¹ kan man skille mellom to mekanismer som kan skape økonomisk ineffektivitet for et selskap i en monopolsituasjon:

- Markedsineffektivitet – Monopolselskap kan sette prisen på sine tjenester for høyt, siden det ikke er utsatt for markeds konkurranse.
- X-ineffektivitet – Kostnaden er høyere enn nødvendig. Så lenge enhver kostnad kan skyves over på kunden, finnes det ingen incentiver for selskapet til å kutte kostnader. X-ineffektivitet kan igjen skyldes tre forskjellige faktorer:
 - Ugunstig selskapsstørrelse – selskapet kan være for lite (eller for stort) sammenlignet med optimal størrelse.
 - Teknisk ineffektivitet – for eksempel bruk av en større mengde produksjonsfaktorer enn nødvendig.
 - Kostnadsineffektivitet – uøkonomisk komposisjon av produksjonsfaktorer.

For å skape incentiver for effektivitet hos de naturlige monopolene og samtidig hindre monopolutnyttelse må myndighetene gå inn å regulere inntekten til nettselskapene.



Figur 1. Reguleringsinteressenter, Kilde: Satu Viljainen (2005)²⁰

De forskjellige aktørene som er involvert i reguleringen av nettselskapene har forskjellige ønsker:

- Kunden vil ha leveranse av strøm uten avbrudd og med god spenningskvalitet til en lavest mulig pris. Store kunder er som regel medlem av organisasjoner som forsøker å påvirke reguleringen til fordel for kundene.
- Eiernes ønsker avhenger av om nettselskapet er privat eller offentlig eid.
 - Private eiere vil ha så høy avkastning som mulig for de pengene som de har investert i selskapet.
 - Offentlige eiere har ofte større fokus på kundens behov, siden det er kundene som indirekte er selskapets eiere.
- Nettselskapet vil gi avkastning etter eierens ønske, samtidig som de skal holde seg innenfor rammene fra regulatoren og opprettholde en god kvalitet i leveringen. Nettselskapene er medlemmer av bransjeorganisasjoner som forsøker å påvirke reguleringen til fordel for nettselskapene.
- Regulatoren skal sørge for at nettselskapene holder nettariffene på et fornuftig nivå, samtidig som det sikres at investorene i bransjen får en fornuftig avkastning. Ved effektiviseringer skal overskuddet fordeles mellom nettselskapet og kunden på en fornuftig måte. Regulatoren skal også sikre et fritt marked for produksjon og salg av elektrisk energi ved å passe på at nettselskapene tilbyr alle tilkobling til nettet uten diskriminasjon.



En ideell regulering bør derfor sørge for at inntekten til nettselskapene ligger på et fornuftig nivå. Reguleringen bør gi incentiver til effektivisering og kvalitet i nettbransjen. Økonomiske gevinster fra effektivisering bør fordeles mellom selskapet og dets kunder på en fornuftig måte. Hvis reguleringen benytter en benchmarkingsmodell, må effektivitetsscorene speile reell effektivitet. Dette vil si at modellen på en riktig måte tar hensyn til de forskjellige rammevilkår som de forskjellige selskapene opererer under. Modellen bør ut over dette være transparent. Det vil si at den skal være lett forståelig.

I de fem nordiske landene er det myndighetene som har ansvaret for å regulere inntekten til nettselskapene. Nedenfor er en oversikt over regulatorene i de forskjellige landene:

	Reguleringsinstans
Danmark	Energistyrelsen/ Energitilsynet
Finland	Energiamarkkinavirasto
Island	Orkustofnun
Norge	Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
Sverige	Energimyndigheten (SEM)

Tabell 1. Oversikt over reguleringsmyndighetene i Norden.

I denne rapporten er det lagt mest vekt på forholdene i Danmark og Norge. Reguleringsregimet i Island er ikke omtalt. Alle disse reguleringsinstansene benytter benchmarkingsmodeller. Dette beskrives nærmere i det påfølgende kapittelet.



1.3. Hva er benchmarking

”Benchmark” er opprinnelig et engelsk ord som betyr et referansepunkt i terrenget. Benchmarking har etter hvert blitt en del av det muntlige norske språket. Et tilsvarende uttrykk på norsk kan være målestokkonkurranse. Et annet ord med samme betydning som man møter i litteratur om nettregulering er ”yardstick” (målestokk). En definisjon på benchmarking er angitt i Nordgård og Sand (2005) ²:

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

Benchmarking kan benyttes av:

- Selskaper som ønsker å identifisere egen ineffektivitet ved å finne industriens beste praksis.
- Myndigheter som skal overvåke selskapers effektivitet / inntekt.

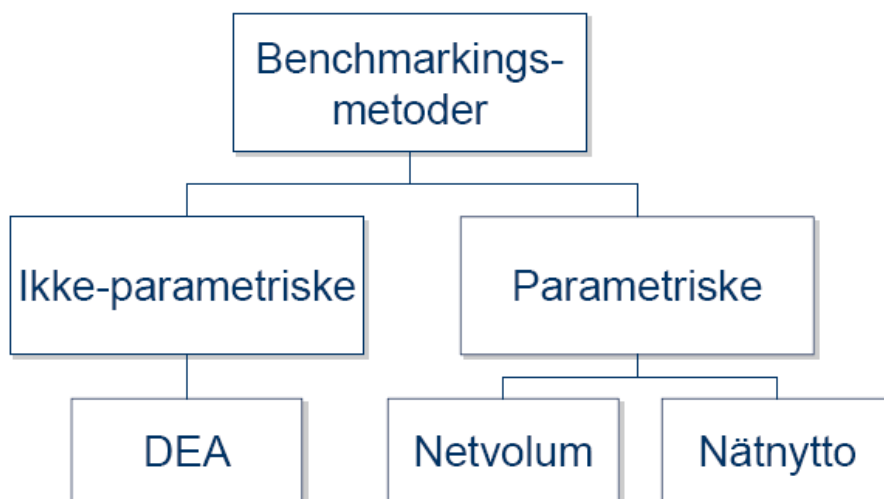
1.4. Oversikt over de forskjellige benchmarkingsmetoder som brukes

I de fire utvalgte landene i Norden brukes tre forskjellige metoder for å måle effektivitet. Disse metodene er listet opp under og vil senere i rapporten bli beskrevet grundigere.

	Benchmarkingsmetode
Danmark	Netvolum (nøkkeltallsanalyse)
Finland	DEA (vrs)
Island	Omtales ikke i denne rapporten
Norge	DEA (crs)
Sverige	Nettnyttemodellen (idealnett)

Tabell 2. Oversikt over benchmarkingsmetoder som brukes i Norden

Disse tre benchmarkingsmetodene kan deles i to grupper; ikke-parametriske og parametriske. De ikke-parametriske modellene krever ingen modellering av prosessammenhenger, mens de parametriske modellene krever etablerte kostnadssammenhenger.²



Figur 2. Gruppering av benchmarkingsmetodene, Kilde: Nordgård og Sand (2004)²



2. En detaljert beskrivelse av reguleringen i de nordiske landene

Her følger en detaljert beskrivelse av de forskjellige reguleringsregimene i norden.

2.1. NORGE

2.1.1. Regulering i et historisk perspektiv ⁷

De norske nettvirksomhetene har vært økonomisk regulert siden 1993 som en følge av innføringen av Energiloven i 1990. Nedenfor beskrives de tre forskjellige reguleringsperiodene som har vært i Norge fra 1993 til og med 2006.

2.1.1.1. 1993 – 1996 Avkastningsregulering

Fra 1993 til og med 1996 var nettselskapene i Norge avkastningsregulert. Det vil si at de NVE satte en øvre grense for hvilken avkastningssats selskapene kunne ha. Denne avkastningssatsen var basert på en 5-årig statsobligasjon tillagt en risikopremie på 1 prosentpoeng.

NVE kontrollerte årlig om selskapenes avkastning oversteg den tillatte grensen. De som hadde overskredet grensen måtte nedjustere sin avkastning neste år. Tilsvarende kunne de som hadde avkastning under grensen øke sin avkastning neste år. På denne måten var alle selskapene sikret en rimelig avkastning.

Avkastningsregulering gir insentiver for overinvesteringer, da avkastning er definert som driftsresultat dividert på avkastningsgrunnlag, og driftsresultatet er differansen mellom driftsinntekter og driftskostnader. Avkastningsregulering gir derfor ikke insentiver effektiv drift. Avkastningsreguleringen var imidlertid bare en ordning som ble benyttet mens NVE arbeidet med å utvikle en bedre reguleringsmodell.



2.1.1.2. 1997 – 2001 Inntektsrammeregulering

I løpet av 1996 ble det utviklet en modell for inntektsrammeregulering. Denne trådte i kraft i 1997. I de påfølgende 5 år var nettselskapenes inntektsrammer basert på det enkelte selskaps driftskostnader og overføringstap i 1994 og 1995 samt avskrivninger i 1995 og avkastning på bokført kapital per 31.12.1995. Avkastningselementets referanserente var fast i hele perioden. Den var satt til 8,3%, basert på en risikofri rente på 6,8% og en risikopremie på 1,5 prosentpoeng.

Selskapenes inntektsrammegrunnlag ble årlig justert for inflasjon, endringer i kraftpris i sammenheng med overføringstapet, et generelt effektivitetskrav på 1,5% og et sjablonmessig tillegg for nyinvesteringer tilsvarende 0,5 ganger økningen i levert energi i selskapet. I 1998 ble det innført individuelle effektivitetskrav for distribusjonsnettet på 0% til 3%. I 1999 ble tilsvarende krav innført for regional- og sentralnettet. Disse kravene var basert på sammenlignende effektivitetsanalyser.

I 2001 ble det innført en ordning hvor nettselskapene fikk en kostnad for ikke levert energi (KILE-ordning) ved avbrudd over 3 minutter. Et forventet årlig KILE-beløp ble satt for hvert selskap. Selskapets resultat ble bedre hvis den forventede KILE-kostnaden var større enn den faktiske. Slik fikk nettselskapene insentiver til å ta hensyn til kundenes kostnader i forbindelse med avbrudd i forsyningen. På denne måten ville ikke nettet forfalle på grunn av kostnadsreduksjoner og manglende reinvesteringer.

2.1.1.3. 2002-2006 Inntektsrammeregulering

Det ble kun gjort noen mindre justeringer i reguleringen foran denne perioden. Inntektsrammegrunnlaget ble oppdatert og ble fastsatt på bakgrunn av tall for årene 1996-1999. 1999 ble lagt til grunn for avskrivninger og avkastning. Referanserenten ble gjort flytende gjennom å knytte den til Finansdepartementets vedtak om risikofrie rentesats for beskatning av kraftforetak. Det ble gitt en risikopremie på 2 prosentpoeng. Den risikofrie renten var basert på et 3 års glidende gjennomsnitt av en 5-årig statsobligasjon.

Inntektsgrunnlaget ble som i foregående periode justert for inflasjon og endringer i kraftprisen. Avkastningselementet ble korrigert årlig på grunn av endringer i referanserenten. I regional- og sentralnettet ble det foretatt justeringer etter søknad for å ta hensyn til nåverditapet av nyinvesteringer på grunn av tidsetterslepet i reguleringen. I distribusjonsnettet ble dette gjort etter en sjablon-modell basert på antall nytilknytninger av ulike bygg i GAB-registret og økning av levert energi på landsbasis.

Det generelle effektivitetskravet på 1,5 prosent per år ble opprettholdt, mens de individuelle kravene ble styrket og lå i intervallet 0 – 5,2 prosent. Effektiviseringskravene var basert på samme type analyser som tidligere. Det ble imidlertid gjort noen mindre justeringer i modellen. For eksempel ble forventet KILE tatt inn som et rammevilkår og faktisk KILE ble tatt inn som en kostnad i modellen.

KILE-ordningen og forventet KILE-beløp ble beholdt på uendret form, men i 2003 ble forventet KILE-beløp oppjustert for alle selskaper. Grunnen til dette var at det ble beregnet vesentlig høyere KILE-satser og at det ble innført 6 kundegrupper i stedet for 2. Ordningen premierte leveringspålitelighet for sterkt. Dette ble tidlig identifisert som et problem, og er forsøkt løst i reguleringsmodellen for 2007.

Den frikoblingen som oppstår mellom selskapets inntekter og kostnader som følge av den lange reguleringsperioden og tidsetterslepet i reguleringen, gir relativt sterke insentiver til effektivisering siden selskapet selv får beholde hele effektivitetsgevinsten. Tidsetterslepet byr samtidig på problemer. Det tar lang tid fra en investering foretas til avskrivninger og avkastning gjenspeiles i inntektsrammegrundlaget. Det tar lang tid fra en økning i nettselskapenes kostnader som følge av for eksempel offentlige pålegg slår igjennom i form av inntektsøkninger og det tar lang tid for kundene får ta del i effektiviseringsgevinster. Disse problemer er også forsøkt løst i reguleringsmodellen for 2007.

2.1.2. Hjemmel i lovverk

NVE har som nasjonal regulator ansvaret for at driften av nettselskapene utføres på en fornuftig måte. Forskjellige lover og forskrifter er knyttet til denne reguleringen.

Energiloven ³

§ 1-2 (Formål)

Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.

§ 4-1 (Omsetningskonsesjon)

Uten konsesjon kan ingen andre enn staten stå for omsetning av elektrisk energi...

Energilovforskriften ⁴

Kapittel 4. Omsetning av elektrisk energi

...

§ 4-4 b) Inntekter ved salg av nettjenester

Norges vassdrags- og energidirektorat fastsetter årlige inntektsrammer for den enkelte konsesjonær. Inntekten skal over tid dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Hovedprinsippene for beregningen av inntektsrammen skal revurderes periodevis. Hver periode skal vare minimum 5 år. Konsesjonæren skal sikres en minimumsavkastning. Konsesjonærens oppnådde avkastning skal ikke være urimelig høy.

...

§ 7-1 Kompetanse

Hele kapittel 4 er relevant for reguleringsregimet. § 4-4 b) er skrevet ut i sin helhet, da denne er særdeles relevant i forhold til denne oppgaven.

Kontrollforskriften⁵

Her fastsetter NVE blant annet hvordan den økonomiske reguleringen av nettselskapene skal gjennomføres.

En rekke andre forskrifter med hjemmel i energiloven og konsesjonsvilkår er med på å styre nettselskapenes rettigheter og plikter. Blant disse er:

- Måling og avregningsforskriften
- Rasjoneringsforskriften
- Systemansvarsforskriften
- Beredskapsforskriften
- Forskrift om energiutredninger
- Forskrift om leveringskvalitet
- Forskrift om energifondet
- Sikkerhetsbestemmelser for kraftforsyningen
- Flere forskrifter med hjemmel i Lov om tilsyn i elektriske anlegg og elektrisk utstyr
- Øvrige lover og forskrifter som gjelder næringslivet generelt

Alle disse lovene er med å angi det som er nettselskapets monopoloppgave. Monopoloppgaven i Norge innebærer:

- Drift og vedlikhold av nettet, alle spenningsnivå
- Bygge nytt nett
- Måling, måleverdiinnsamling, kundeservice og avregning
- Håndtering av leverandørskifte
- Administrasjon av kraftsalg til kunder som ikke har kraftleverandør (leveringsplikt)
- Stengning og inkasso
- Kjøp av energi til nettap
- Det lokale eltilsyn

2.1.3. Beskrivelse av den nye norske reguleringsmodell

NVE publiserte den 06.06.06 et utkast til ”Modell for fastsettelse av kostnadsnorm – Økonomisk regulering av nettselskapene fra 2007.

Inntektsrammen som hvert enkelt selskap får tildelt beskrives matematisk i ligning 1.

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

Hvor:

IR_t = Inntektsramme i år t for et nettselskap

K_t = Inflasjonsjustert kostnadsgrunnlag fra år t-2. Beskrives nærmere i ligning 4.

f = vektor av inflasjonsjusterte KILE-satser

q_{t-2} = vektor av mengde ILE for hver kundegruppe i år t-2

$K_t^*_{,kal}$ = Kostnadsnormen for selskapet

(resultatet av sammenlignende analyser av selskapene basert på data fra år t-2, inkluderer KILE-kostnader) Denne fremkommer av kalibrerte resultater fra DEA-analysene. Kalibreringen er beskrevet nærmere på side 28.

JP = Justeringsparameter for investeringer. Beskrives nærmere nedenfor i ligning 2.

Den inntektsrammen som blir satt for hvert enkelt selskap er en kombinasjon av historiske kostnadstall og en kostnadsnorm basert på benchmarking. Disse delene skal i utgangspunktet vektet henholdsvis med 40 og 60 prosent, men i en overgangsfase på to år vil begge vektet med 50 prosent.

Summen av alle selskaperes inntektsrammer vil dekke bransjens totale kostnader. Dette omtales som bransjegarantien.



$$JP_t = 1,6 \cdot r_{NVE} \cdot \Delta I_{t-2} \quad [2]$$

Hvor:

$$\begin{aligned} r_{NVE} &= 1,14r + 2,39\% && \text{hvor: } r \text{ er risikofri rente} \\ \Delta I &= \text{årets tilgang i balansen, nyinvesteringer og reinvesteringer} \end{aligned} \quad [3]$$

Justeringsparameteren for investeringer omfatter nå både ny- og reinvesteringer i motsetning til den tidligere modellen som kun omfatter nyinvesteringer. Denne faktoren skal fjerne nåverditapet ved investeringer som følger av tidsetterslepet på 2 år.

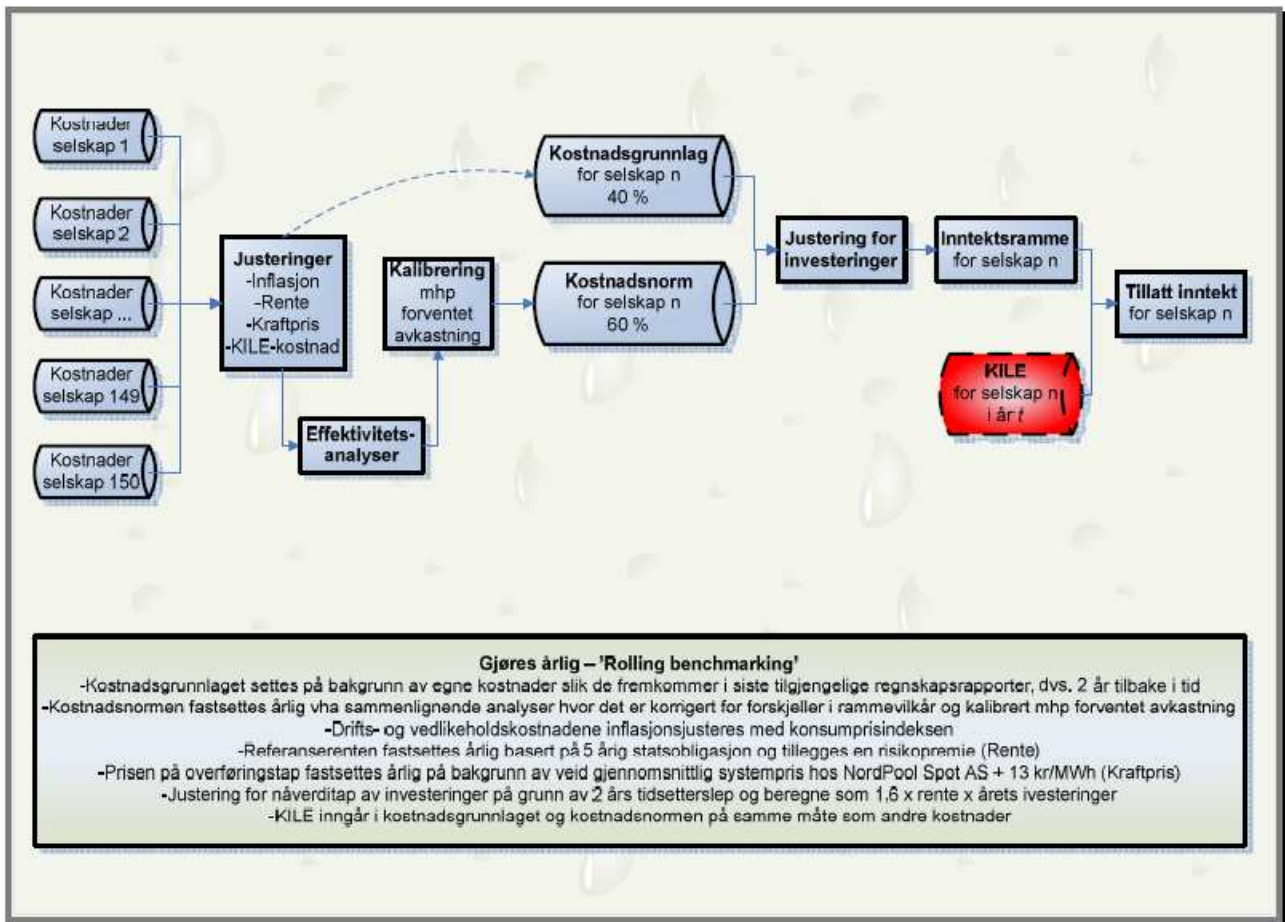
Referanserenten r_{NVE} er bestemt ut fra et estimat av bransjens vektete gjennomsnittlige kapitalkostnad (WACC). WACC-modellen beskrives nærmere i avsnitt 2.4.4.3.

$$K_t = DV_{t-2} \cdot \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} + NT_{t-2} \cdot P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} \cdot r_{NVE} \quad [4]$$

Hvor:

$$\begin{aligned} DV_{t-2} &= \text{Drifts- og vedlikeholdskostnader 2 år tilbake i tid (inkludert utbetalinger til kunder ved svært lange avbrudd)} \\ KPI &= \text{Konsumprisindeksen}^6 \\ NT_{t-2} &= \text{Overføringstap 2 år tilbake i tid} \\ P &= \text{Referansepris på kraft} \\ AVS_{t-2} &= \text{Avskrivninger 2 år tilbake i tid} \\ AKG_{t-2} &= \text{Avkastningsgrunnlag 2 år tilbake i tid} \\ r_{NVE} &= \text{Referanserenten som brukes i reguleringen} \end{aligned}$$

På neste side vises en skjematisk fremstilling av elementene som inngår i etableringen av inntektsrammene for de norske selskapene.



Figur 3. Skjematisk fremstilling av inntektsrammeregulering fra 2007, Kilde: NVE (2006) ⁷

2.1.4. Effektivitetsanalysene

Effektivitetsanalysene i den norske reguleringsmodellen utføres ved en data envelopment analysis (DEA). Dette er en metode for å sammenligne den reaktive ytelsen til enheter som har flere innsatsfaktorer (inputs), produkter og rammevilkår (outputs) som opptrer samtidig. Det benyttes lineærprogrammering som teknikk for å løse et optimeringsproblem med mange dimensjoner.

Den normale definisjonen for effektivitet er:

$$\text{Effektivitet} = \frac{\text{output}}{\text{input}} \quad [5]$$



For prosesser med flere outputs og inputs kan denne metoden ikke brukes. En løsning på dette problemet ble utviklet av Farrell og Fieldhouse.⁸ Denne løsningen baserer seg på vekting av delementer, og kan beskrives slik:

$$\text{Effektivitet} = \frac{\text{vektet_sum_av_output}}{\text{vektet_sum_av_input}} \quad [6]$$

$$\text{Effektivitet_for_en_enhet} = \frac{u_1 o_1 + u_2 o_2 + \dots + u_n o_n}{v_1 i_1 + v_2 i_2 + \dots + v_m i_m} \quad [7]$$

Hvor u_n = vekt for output nr. n
 o_n = mengde av output nr. n
 v_m = vekt for input nr. m
 i_m = mengde av input nr. m

Det kan imidlertid være vanskelig å fastlegge verdier for disse vektene. I følge Charnes, Cooper og Rhodes⁹ kan enheter verdsette input og output forskjellig. Derfor bør hver enhet kunne tilegne seg et sett vekter, som viser enheten i sitt beste lys sammenlignet med andre enheter. Ved disse vilkårene kan effektiviteten for en enhet beregnes ved følgende optimeringsproblem (DEA-modell):

$$\text{Max}(Eff_j) = \frac{\sum_{x=1}^n u_x o_{xj}}{\sum_{x=1}^m v_x i_{xj}} \quad [8]$$

Med restriksjonene:

$$\frac{\sum_{x=1}^n u_x o_{xj}}{\sum_{x=1}^m v_x i_{xj}} \leq 1 \dots \text{for hver enhet } j \text{ i sammenligningen} \quad [9]$$

$$u_x, v_x \geq \varepsilon \quad [10]$$

ε har en lav positiv verdi som skal forsikre at alle parametrene blir med i effektivitetsvurderingen.

Hvis effektiviteten til enhet j blir 1 etter denne optimeringen, betyr dette at enheten må betraktes som 100% effektiv sammenlignet med de andre selskapene. Denne enheten vil da være med å danne en front i DEA-modellen. Blir derimot effektiviteten mindre enn 1 for enhet j, betyr dette at



selskapet ikke er 100% effektivt sammenlignet med de andre selv om vektene er optimalisert for enhet j .

Denne fleksibiliteten med selv å kunne velge vektene fremstår både som en svakhet og som en styrke for DEA-metoden. Det er en svakhet fordi det kan være at effektivitetsscoren har mer med valg av vektor å gjøre enn reell effektivitet. Men når en enhet først får en effektivitetsscore under 1 vil dette være en sterk indikasjon på at enheten virkelig er ineffektiv siden vektene er optimalisert ut fra enhetens egne forhold.

DEA-modellen beskrevet ovenfor er et stykkevis linært problem. For å kunne løse det må man konvertere det til lineær form, slik at lineær programmering kan benyttes. Det er forholdet mellom teller og nevner i objektfunksjonen som er interessant, og ikke teller og nevner i seg selv. Man kan dermed løse problemet ved å sette nevneren lik en konstant og maksimere telleren:

$$\text{Max}(Eff_j) = \sum_{x=1}^n u_x o_{xj} \quad [11]$$

Med restriksjonene:

$$\sum_{x=1}^m v_x i_{xj} = 100 \text{ (f.eks.)} \quad [12]$$

$$\sum_{x=1}^n u_x o_{xj} - \sum_{x=1}^m v_x i_{xj} \leq 0 \text{ (for hver enhet } j \text{ i sammenligningen)} \quad [13]$$

$$u_x, v_x \geq \varepsilon \quad [14]$$

I NVEs tilfelle ønsker de å finne den minste kostnaden (K^*) som er mulig for et selskap R gitt størrelsen på R sine kostnadsdrivere. NVEs analyser benytter kun én innsatsfaktor, selskapets total kostnad. Dette gjør at man kan se bort fra forholdet mellom ulike innsatsfaktorer og faktorpriser. Alle forskjellene mellom kostnadsdriverne som skal sammenlignes kan da beskrives ved to hovedegenskaper: Struktur og skala. Strukturelle forskjeller er forskjeller i vektningen av de ulike kostnadsdriverne, mens skalaforskjell er forskjell i størrelse for en kostnadsdriver mellom selskapene.



Modellen som vil benyttes til å fastsette kostnadsnormen for distribusjonsselskapene vil inneholde følgende outputs og inputs:

Output
Antall kilometer høyspentnett
Lvert energi (MWh)
Antall nettstasjoner
Antall abonnemeter eksklusiv fritidsboliger
Antall fritidsboligabonnemeter
Grensesnittvariabel
Andel linjer i skog med høy / svært høy bonitet – vektet med antall km høyspent luftlinjer
Kystklima: Gjennomsnittlig ekstremvind / avstand til kyst – vektet med antall km høyspent luftlinjer
Gjennomsnittlig antall mm nedbør som snø – vektet med antall km høyspent luftlinjer
Input
Totale kostnader (det er benyttet gjennomsnittlige tap i perioden 2001-2005 for alle selskaper og front-selskapenes KILE-kostnader er beregnet som et gjennomsnitt over perioden 2003-2005)



NVE har valgt å benytte en CRS-modell (constant returns to scale). Dette gir følgende optimeringsproblem:

$$K_R^* = \underset{\lambda_j, K_R}{\text{Minimer}}(K_R) \quad \text{hvor} \quad K_R^* = \text{normkostnaden til selskap R} \quad [15]$$

K_R = kostnaden til selskap R

under bibetingelsene:

$$Y \cdot \lambda \geq Y_R \quad Y = \text{vektor av kostnadsdrivere for referenseselskap.} \quad [16]$$

Y_R = kostnadsdriveren (outputs) til selskap R

λ = referansevekten

$$K \cdot \lambda \leq K_R \quad K = \text{vektor av kostnader for referanseselskap} \quad [17]$$

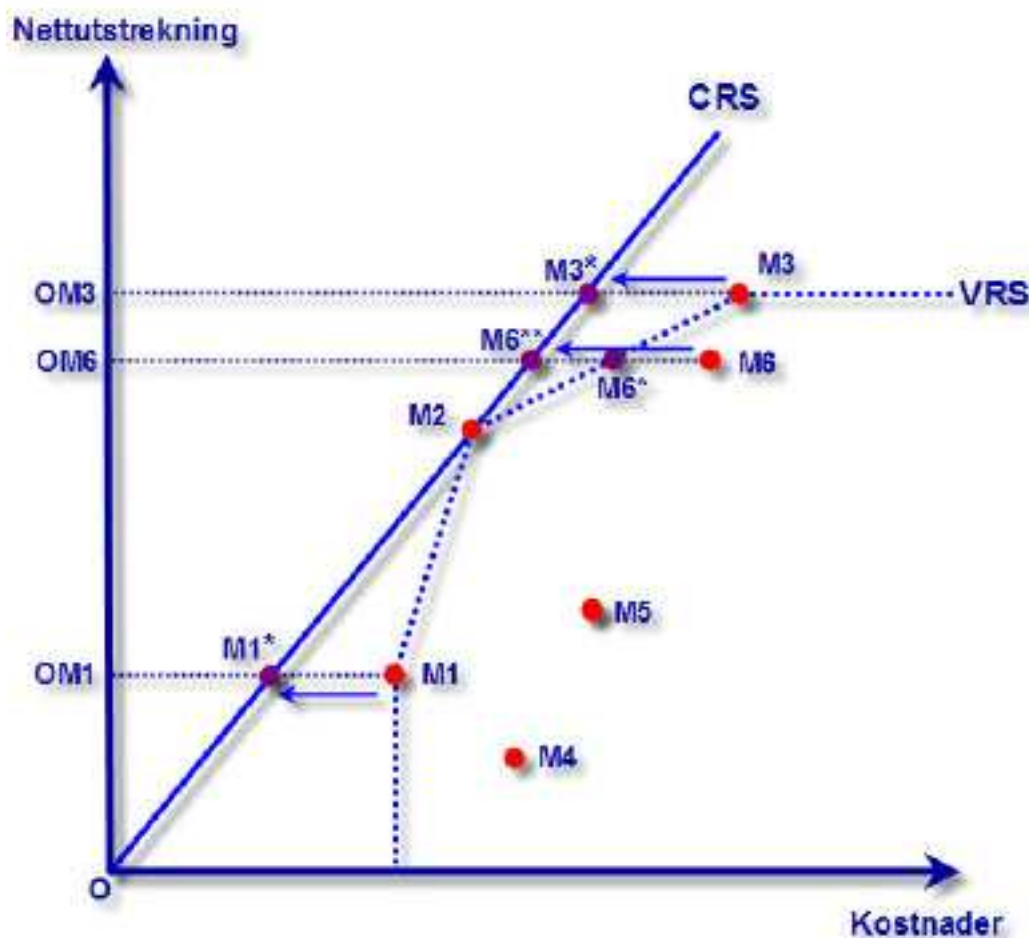
$$\lambda_j \geq 0 \quad [18]$$

Man ønsker med denne metoden å finne selskap Rs kostnadsnorm, det vil si den kostnaden selskapet skal ha for å bli betraktet som 100% effektivt. De punktene som beskriver disse referansekostnadene kalles for fronten i DEA. Det finnes flere metoder for å bestemme hvor fronten skal være. NVE har i den nye modellen valgt å benytte en CRS-modell for å definere fronten, hvor de tidligere brukte VRS.

”De reelle ulempene ved valg av CRS-modeller antas å være mindre og bør kunne bøtes på gjennom særskilte tiltak. Ut fra en helhetsvurdering velger NVE derfor at CRS-modeller skal legges til grunn i reguleringen.”⁷

Hovedprinsippene i DEA kan beskrives grafisk for 2 dimensjoner. For mer enn 2 dimensjoner må man beskrive DEA-analysen matematisk.

I en DEA-modell med konstant variabelt skalautbytte (CRS) vil selskapene sammenlignes mot en front som dannes av ett selskap. Denne fronten finnes ved at man trekker en linje fra origo og ut i rommet slik at den tangerer den enheten med lavest enhetskostnad. I figuren under kan man se hvordan CRS skiller seg fra VRS.



Figur 4. CRS vs. VRS, Kilde: NVE (2006) ⁷

Ved bruk av CRS er det kun ett selskap som definerer fronten. Dette selskapet (M2 i figuren) er 100% effektivt i denne dimensjonen. Referanseselskap for de andre selskapene finnes ved å flytte selskapets plassering horisontalt til det møter fronten. Effektiviteten beregnes deretter ved at enhetskostnaden for referanseselskapet divideres med den virkelige enhetskostnaden. I figuren kan dette for eksempel ses som punktene M3 og M3*. Effektiviteten vil i dette tilfelle bli $M3^*/M3$.

I andre dimensjoner kan det være andre selskaper som er effektive og som dermed bidrar til å danne fronten.

For å kunne rangere de effektive selskapene har NVE valgt å beregne supereffektivitet i de enkelte år basert på analyser hvor fjorårets observasjoner inngår i datagrunnlaget. Er selskapene spesielle, så faller fronten da ned på fjorårets i den aktuelle dimensjonen. Ved bruk av supereffektivitet på denne måten blir de effektive selskapene premiert dersom de forbedrer seg i forhold til forrige år.

Når supereffektivitet og justering for investeringer er innført i modellen, vil summen av alle selskapenes inntekstrammer bli for høye og dermed blir den gjennomsnittlige avkastningen høyere enn den fastsatte NVE-renten. Det er derfor nødvendig å kalibrere inntektsrammene med følgende formel:

$$K_{kal,i}^* = K_{Fkal,i}^* + \frac{AKG_i}{\rho} \cdot \frac{\rho \left(\sum_{i=0}^n K_{Fkal,i}^* - \sum_{i=0}^n (K_i + fq_{t-2}) \right) + \sum_{i=0}^n JP_i}{\sum_{i=0}^n AGK_i} \quad [19]$$

Hvor:

$K_{kal,i}^*$	=	den kalibrerte inntektsrammen
$K_{Fkal,i}^*$	=	inntektsramme etter DEA, super effektivitet og justering for investeringer (før kalibrering)
AKG_i	=	avkastningsgrunnlag
ρ	=	vekten som legges på kostnadsnormen
K_i	=	inflasjonsjustert kostnadsgrunnlag
f	=	vektor av inflasjonsjusterte KILE-satser
q_{t-2}	=	vektor av mengde ILE for hver kundegruppe i år t-2
JP_i	=	justeringsparameter for investeringer
n	=	antall selskaper i modellen



2.1.5. Kritikk av modellen

NVE har hatt forslaget til det nye reguleringsregimet ut på høring blant nettselskapene. En sammenfatning av meningene i bransjen kan finnes i EBLs høringsuttalelse til NVEs forslag til endringer i modell for økonomisk og teknisk rapportering¹⁰. I NVEs fastsettelse av kostnadsnorm er det tatt hensyn til en noen av bransjens synspunkter, men det finnes stadig områder hvor bransjen mener modellen har svakheter:

- *Sort boks* – DEA modellen omtales ofte som en sort boks hvor man putter noe data inn og får et effektivitetsmål ut. Ettersom det er vanskelig å forstå hvordan effektiviten måles, er det også vanskelig å forstå hvorfor et selskap blir ineffektivt. Dette gir ingen klare signaler til hvordan selskapene skal handle for å forbedre effektiviteten.
- *Slakk* – DEA-modellen gir ulike investeringsinsentiver for selskaper med og uten slakk. Problemstillingen med slakk og innføringen av vektbegrensninger i enkelte variabler skal vurderes av NVE i første halvdel av 2007.
- *Små selskap* som er spesielle innenfor en av outputkategoriene vil fremstå som 100% effektive. Dette kan sammenlignes med at en utøver i tikamp kommer på delt førsteplass kun på grunnlag av seier i en av øvelsene.
- *Selskap som fusjonerer* vil i de fleste tilfeller fremstå som mindre effektive samlet i DEA-modellen. I praksis kan dette føre til at enkelte samfunnsøkonomisk lønnsomme fusjoner ikke blir gjennomført. Denne problematikken foreslås løst ved å åpne for søknader om å få fastsatt kostnadsnorm på et annet grunnlag i en overgangsperiode.



I tillegg til kritikken av selve modellen er det også noe usikkerhet rundt hvor sammenlignbare de innrapporterte dataene er. Selv om det er gjort en stor innsats på å standardisere regnskapsføringen finnes det fortsatt eksempler på forskjeller som kan få store utslag for resultatet. For eksempel har et selskap over 100 millioner kroner i ekstraordinære pensjonskostnader for et år. Et annet selskap regnskapsfører 0 kroner på samme post, siden IFRS tvinger selskapet til å føre kostnaden som en reduksjon av egenkapitalen.

2.2. DANMARK

2.2.1. Regulering i et historisk perspektiv

Danmarks første energiforsyningslov ble innført i 1976. Denne ga retningslinjer for utviklingen og strukturen i elektrisitetssektoren. Den ga ingen krav om oppsplitting i separate selskaper og baserte seg på et selvkost med påslag-system (hvile i seg selv). Loven ble revidert i 1996 med en særlig målsetning om å prioritere utnyttelse av miljøvennlige energikilder.

I 1999 kom en ny energilov som startet en deregulering med sikte på å skille produksjons- og nettvirksomheten fra hverandre. Et inntektsrammesystem ble innført fra og med år 2000. Hvert selskap ble gitt et individuelt effektiviseringskrav på bakgrunn av en effektivitetsanalyse. Det ble i tillegg gitt et generelt effektiviseringskrav for bransjen som helhet.

Det oppsto en del problemer i denne reguleringen. Den 29. mars, 2004, ble det inngått en avtale om låsing av nettselskapenes tariffer (lik nivå pr. Jan 2004) inntil en ny reguleringsmodell ligger klar i 2008. I denne perioden utvikler tariffene seg kun etter inflasjon og visse nyinvesteringer. Virksomhetene må gjerne opptjene et overskudd til eierne så lenge tariffene ikke overstiger grensen satt av Energistyrelsen. Det er også satt en avkastningsgrense for nettselskapene. Hvis denne overskrides skal tariffene senkes selv om inntektsrammen ikke er overskredet.

Selskapene blir årlig benchmarket på deres økonomiske effektivitet. Fra og med reguleringsåret 2008 vil benchmarkingen i tillegg omfatte kvalitet i levering. Energitilsynet vil da pålegge selskapene individuelle effektiviseringskrav på bakgrunn av denne benchmarkingen.

2.2.2. Hjemmel i lovverk

Energistyrelsen lager lovverket som ligger til grunn for reguleringen. Energitilsynet har som nasjonal regulator ansvaret for selve reguleringen.

Energitilsynet skal fra og med reguleringsåret 2008, benchmarke nettselskapene på økonomisk effektivitet og kvalitet i leveringen (leveringssikkerhet). Denne benchmarkingen vil gi individuelle effektiviseringskrav for selskapene for 2008. Kravene vil fremstå som en prosentvis reduksjon av selskapenes inntektsramme.

Disse finner hjemmel i ”Bekendtgørelse nr. 1520 af 23. december 2004”¹¹:

Kapitel 7

Effektiviseringskrav

§ 19. Fra og med reguleringsåret 2008 udmelder Energitilsynet individuelle effektiviseringskrav baseret på benchmarking af virksomhederne, jf. § 20. Effektiviseringskravet gennemføres som en procentvis reduktion af den enkelte virksomheds reguleringspris eller rådighedsbeløb.

Stk. 2. Der vil ikke blive udmeldt individuelle effektiviseringskrav for reguleringsårene 2005-2007.

Kapitel 8

Benchmarking

§ 20. Indtil udgangen af regnskabsåret 2006 benchmarker Energitilsynet virksomhederne på økonomisk effektivitet.

Stk. 2. Fra og med regnskabsåret 2007 bliver virksomhederne benchmarket på økonomisk effektivitet og kvalitet i leveringen.

Stk. 3. Grundlaget for benchmarkingen tages fra og med regnskabsåret 2007 op til revision mindst hvert fjerde år med henblik på eventuelle justeringer og inddragelse af nye vurderingskriterier.

Stk. 4. Resultaterne af benchmarkingen samt den anvendte metode for benchmarkingen offentliggøres årligt af Energitilsynet.

Den 10. mars 2005 kom noen tekniske endringer til bekjentgjørelsen ovenfor. Disse endringene er beskrevet i ”Bekendtgørelse nr. 151 om ændring af bekendtgørelse om indtægtsrammer for netvirksomheder og regionale transmissionsvirksomheder omfattet af elforsyningsloven”. Den nye bekjentgjørelsen hadde virkning fra 1. januar 2005.

Det framgår av §20 stk. 2 at benchmarkingen skal inndra kvalitet i leveringen. Kvalitet i leveringen kan imidlertid sies å inneholde mange aspekter. Ifølge Working Group on Quality of Electricity Supply inneholder begrepet kvalitet i leveringen både forbrukerservice, spenningskvalitet og leveringssikkerhet.

Energistyrelsen har valgt å bruke leveringssikkerhet for å beskrive kvalitet i leveringen. I mai 2005 ble det besluttet å starte registrering av avbruddshyppighet og avbruddsvarighet med hensyn på å bruke dette i benchmarkingen.

Monopoloppgaven for danske nettselskaper innebærer følgende elementer:

- Drift og vedlikhold av nettet, alle spenningsnivå
- Bygge nytt nett
- Måling, måleverdiinnsamling, kundeservice og avregning
- Håndtering av leverandørskifte
- Administrasjon av kraftsalg til kunder som ikke har kraftleverandør (leveringsplikt)
- Stengning og inkasso
- Kjøp av energi til nettap
- Energibesparelser (rådgivning)

2.2.3. Beskrivelse av den danske reguleringsmodel¹²

Det danske energitilsynet fastsetter årlig en inntektsramme for hver enkelt selskap ut fra selskapenes budsjetterte omsetning. Inntektsrammen er produktet av en såkalt reguleringspris. Denne reguleringsprisen uttrykker den tillatte gjennomsnittlige inntekten per leverte kWh og virksomhetens budsjetterte leveranse til sluttbrukere og andre kunder tilknyttet nettet. Ved at reguleringen av inntektsrammen skjer via reguleringsprisen følger inntektsrammen selskapets aktivitet.

Inntektsrammen baserer seg på historiske data fra det tidspunkt hvor nettareffene ble låst i 2004. Etter dette har inntektsrammene kun blitt justert med konsumprisindeksen. I den nye modellen vil de samme inntektsrammene i utgangspunktet bestå, men de vil bli utsatt for effektiviseringskrav. I resten av dette kapitlet omtales kun den nye modellen.

Reguleringsmodellen i Danmark gir effektiviseringskrav til selskapene på grunnlag av resultatene fra den økonomiske benchmarkingen og benchmarkingen av leveringskvalitet.

Selskapene deles inn i 4 grupper etter plasseringen i den økonomiske benchmarkingen. I den beste gruppen tildeles selskapene et effektiviseringskrav på 1%. Tilsvarende tildeles selskapene i den nest beste, tredje beste og fjerde beste gruppe henholdsvis et krav på 2%, 3% og 4% som utgangspunkt.

Hvis minimumskravene for det gjennomsnittlige nivået av leveringssikkerhet – for henholdsvis avbruddsvarighet og/eller avbruddsvarighet – senkes effektivitetskravet med 1%.

Forutsetningene for effektiviseringskrav er illustrert i tabell 1 nedenfor.

Plassering i benchmarking av økonomisk effektivitet	Effektiviseringskrav hvis minimumskrav til leveringssikkerhet overskrides	Effektiviseringskrav hvis minimumskrav til leveringssikkerhet overholdes
100% – x_1	1%	0%
$x_1 - x_2$	2%	1%
$x_2 - x_3$	3%	2%
$x_3 - 0$	4%	3%

Tabell 3. Grunnlag for fastsettelse av effektivitetskrav.

2.2.4. Effektivitetsanalysene

Under følger en beskrivelse av hvordan benchmarkingen utføres i praksis.

2.2.4.1. Benchmarking av økonomisk effektivitet

Energitilsynet har valgt å basere den økonomiske benchmarkingen på den tidligere brukte Nettvolummodellen. Det er gjort en del endringen fra den gamle modellen samt at tallmaterialet er oppdatert. Nettvolummodellen tar hensyn til forskjellige rammevilkår gjennom å plassere de forskjellige kostnadsdriverne (kabel, luftlinjer, brytere m.m.) i tre forskjellige kategorier kalt city, by og land.

Nettvolummodellen går ut på å definere kategorier for nettkomponenter som driver nettselskapenes omkostninger ved nettaktiviteten. Dette kan for eksempel være kilometer luftledning, kilometer kabel, antall transformatorstasjoner eller antall kunder tilsluttet nettet.

Nettselskapene angir innenfor hver kategori hvor mange komponenter de har og omkostningen blir fordelt utover disse kategoriene. Kostnadsfordelingen foretas separat for driftskostnader og avskrivninger og baseres på regnskapstall for 2005.

For hver kategori divideres driftskostnadene og avskrivningene med antall komponenter. På denne måte får man et uttrykk for hvor store kostnader og avskrivninger selskapene i gjennomsnitt har for hver komponenttype. Dette kalles for en kostnadsekvivalent og finnes gjennom tre trinn på følgende måte:

$$w_j = \frac{\sum_i \text{kostnader}_{ij}^d + \sum_i \text{kostnader}_{ij}^a}{\sum_i N_{ij}} \quad [20]$$

w_j = driftsekvivalent for komponenter av type j

kostnader_{ij}^d = driftskostnader benyttet til komponenter av type j for selskap i

kostnader_{ij}^a = avskrivninger knyttet til komponenter av type j for selskap i

N_{ij} = antall komponenter av type j tilhørende selskap i

De enkelte kostnadsdriverne vektet dermed i forhold til størrelsen på de kostnadene de erfaringsmessig gir opphav til. Eksempel er driftskostnader for kabler forskjellige fra driftskostnader for luftledninger. Kabler får derfor en annen vekt enn luftledninger.

Tilsvarende vil en kabel som ligger inne i et byområde vektet annerledes enn en kabel som ligger i et landområde.

$$w_j^v = w_j \cdot v_j \cdot v_{jb} \quad [21]$$

w_j^v = vektet kostnadsekivalent for komponent av type j

w_j = vekt for komponent av type j

v_{jb} = vekt for beliggenhet for komponent av type j

Ved å oppdele et nettselskaps komponenter med kostnadsdriverkategorier og multiplisere hver komponent med den dertil hørende kostnadsekivalent får man et uttrykk for hvor store kostnader et gjennomsnittlig selskap ville brukt på å drive et nett maken til det aktuelle selskapets nett.

$$e_i = \frac{\text{kostnader}_i^d + \text{kostnader}_i^a}{\sum_j w_j^v N_{ij}} \quad [22]$$

e_i = enhetskostnader for selskap i

kostnader_i^d = totale driftskostnader for selskap i

kostnader_i^a = totale avskrivninger for selskap i

w_j^v = vektet driftsekivalent

N_{ij} = antall anlegg

Et produktivitetsmål regnes deretter ut ved å sammenligne med det selskapet som har de laveste enhetskostnadene.

$$P_i = \frac{e_{\text{laveste}}}{e_i} \cdot 100\% \quad [23]$$

P_i = produktivitetsmål for selskap i

e_{laveste} = enhetskostnader for selskap med lavest enhetskostnad

e_i = enhetskostnader for selskap i

Produktivitetens mål kan på denne måten ha verdier mellom 0 og 100%. Det selskapet som har den laveste enhetskostnaden vil få et produktivitetens mål på 100%. Produktivitetens mål tett på 100% antyder at det er et effektivt selskap, mens produktivitetens mål tett på 0% er uttrykk for et veldig ineffektivt selskap.

I praksis er det hensiktsmessig å sammenligne det enkelte nettselskaps produktivitet med den oppgjorte produktiviteten for en gruppe av de mest effektive selskapene. På denne måten minimeres risikoen for at ekstreme observasjoner får innflytelse på benchmarkingen.

Det skal foretas 3 delvis separate benchmarkinger. En benchmarking av regionale transmissionsselskaper, en benchmarking distribusjonsselskaper og en benchmarking av transformerforeninger. Per 12.01.2007 var det i Danmark 11 regionale transmissionsselskaper, 70 distribusjonsselskaper og 30 transformerforeninger.

2.2.4.2. Benchmarking av leveringskvalitet

Innenfor benchmarkingen av leveringskvalitet er det to sentrale størrelser; avbruddshyppighet og avbruddsvarighet.

Avbruddshyppighet er et uttrykk for hvor mange ganger en gjennomsnittlig sluttbruker opplever strømbrudd i løpet av et år.

$$\text{Avbruddshyppighet} = \frac{\text{Antall}_\text{avbrudte}_\text{sluttbrukere}_\text{p\aa}_\text{et}_\text{\aa r}}{\text{Antall}_\text{sluttbrukere}_\text{totalt}} \quad [24]$$



Avbruddsvarighet er et uttrykk for hvor lang tid en gjennomsnittlig sluttbruker har vært uten strøm i løpet av et år.

$$\text{Avbruddsvarighet} = \frac{\text{Akkumulert_varighet_av_sluttbrukernes_avbrytelse_p\aa_et_ar}}{\text{Antall_sluttbrukere_totalt}} \quad [25]$$

Det er kun avbrudd i eget statistikkområde som inngår i denne benchmarkingen. På denne måten blir hvert selskap alene holdt ansvarlig for transport av elektrisitet i eget nett. Varslede strømafbrytninger vil bare telle halvparten så mye som ikke varslede, da det antas at varslede er av mindre sjenanse for sluttbrukerne.

Det vil stilles to krav til selskapenes leveringskvalitet. Selskapet skal overholde et individuelt minstekrav for gjennomsnittlig leveringssikkerhet. Det vil i tillegg bli gitt en reduksjon i inntektsrammen hvis en enkelt forbruker eller en gruppe av forbrukere ligger vesentlig under den forventede leveringssikkerheten.

2.3. SVERIGE

2.3.1. Reguleringen i et historisk perspektiv

I 1996 ble det svenske elmarkedet deregulert, og handelsselskap, produksjonsselskap og nettselskap ble skilt. Handel med el og produksjon av el ble naturlig konkurranseutsatt da markedet ble åpnet for nye aktører. Nettselskapene ble fortsatt drevet som monopoler innenfor sine respektive områdekonsesjoner.

Fram til og med 2002 ble nettariffene vurdert fra tilfelle til tilfelle av domstolene, men dette skjedde kun hvis noen kom med en offisiell klage.

Fra og med 2003 er Nettnyttmodellen (Nätnyttomodellen) sammen med DEA blitt brukt som verktøy for å vurdere nettariffene for alle nettselskapene i Sverige.

2.3.2. Hjemmel i lovverk

Den svenske elloven (ellagen 1997:857) gir myndigheten lovfestet rett til å regulere de svenske nettselskapene økonomisk.

4 kap. Nättariffer

Allmänt om nättariffer

1 § Nättariffer skall vara utformade så, att nätkoncessionshavarens samlade intäkter från nätverksamheten är skäliga i förhållande till dels de objektiva förutsättningarna att bedriva nätverksamheten, dels nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten.

...

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela närmare föreskrifter om utformningen av nättariffer.



Energimarknadsinspektionen bruker flere verktøy i tilsynarbeid av nettselskapene. Ett av dem er nettnyttmodellen. Hvert år brukes denne modellen til å undersøke om om nettselskapenes tariffer holder et rimelig nivå. Resultatene fra denne undersøkelsen danner et grunnlag for hvilke selskap som skal granskes grundigere. Ut fra disse dypere granskningene blir det bestemt hvilke selskaper som blir pålagt å betale tilbake deler av tariffen.

Fra et slikt krav om tilbakebetaling blir stilt har selskapet tre uker på seg til å klage avgjørelsen inn for Länsrätten. Hvis selskapet godtar kravet skal pengene betales tilbake til kundene innen seks måneder.

Til nettnyttmodellen hører følgende forskrifter:

STEMFS 2003:3 – ”Föreskrifter och allmänna råd om lämnande av vissa uppgifter för bedömning av nättariffers skälighet”

- STEMFS 2005:2 – ”Föreskrifter om ändring i föreskrifter och allmänna råd om lämnande av vissa uppgifter för bedömning av nättariffers skälighet”

Disse forskriftene inneholder krav til hvordan nettselskapene skal rapportere inn data til myndighetene.

Monopoloppgaven for svenske nettselskaper innebærer følgende elementer:

- Drift og vedlikehold av nettet, alle spenningsnivå
- Bygge nytt nett
- Måling, måleverdiinnsamling, kundeservice* og avregning
- Håndtering av leverandørskifte
- Administrasjon av kraftsalg til kunder som ikke har kraftleverandør (leveringsplikt)
- Stengning og inkasso
- Kjøp av energi til nettap
- Det lokale eltilsyn



Dessuten:

Nettselskapenes rolle i forbindelse med kommunikasjon av overtagelsen av balanseansvaret:

Kostnaden for måling av mindre produksjonsanlegg, under 1500 kW, skal bare delvis betales av produsenten. Resten skal finansieres av kollektivet i konsesjonsområdet, det vil si nettariffen.

Denne subsidieringen er sannsynligvis på vei bort. En statlig utredning av nettilkoblings spørsmål pågår.

Nettselskapene er ikke eksplisitt pålagt å håndtere kundeservice. Denne tjenesten kan drives av andre selskap i konsernet. Nettselskapet må i slike tilfeller kjøpe tjenesten til markedspris.

Nettselskapet må ikke bruke denne løsningen til å subsidiere den konkurranseutsatte virksomheten innenfor konsernet. Kundeservice kan også outsources til et selskap utenfor konsernet. Uansett om hvem det er som utfører kundeservicen, så har nettselskapet ansvaret for at den bli utført korrekt.

De svenske energimyndighetene vurderer å overføre ansvaret for å samle inn elenergiskatten til nettselskapene. I dag ligger dette ansvaret hos elhandelsselskapene. Hvis dette blir en realitet skal kostnaden for skatteinnsamlingen også finansieres gjennom nettariffen.

2.3.3. Effektivitetsanalysene

I Sverige brukes, som tidligere nevnt, Nettnyttmodellen for å vurdere selskapenes effektivitet. Denne modellen er utviklet av Mats B-O Larsson. Ved analyser av eksisterende reguleringsmodeller fant han følgende svakhetspunkter ¹³:

- Modellenes perspektiv utgikk vanligvis fra nettselskapets horisont. Det var nettselskapets behov og økonomi som sto i fokus.
- De forskjellige reguleringsmodellene bygde på data som ofte var forbundet med stor usikkerhet og i blant store feil.

Larsson ønsket derfor å bygge en modell som kunne beskrive systemet kun ut i fra ytre forutsetninger. Dette skulle bli målt med objektive datasett som ikke kunne manipuleres.

Nettnyttmodellen bruker derfor kun data som kan observeres utenfor selskapene. Ingen interne data brukes i modellen. Det som brukes som input til modellen er:

- Et tilkoblingspunkt for abonnenten (dvs. et geografisk koordinat)
- En avgift som betales til nettselskapet
- Et koblingspunkt mellom nettselskapets nett og overliggende nett (vanligvis regionalnett)

På denne måten bedømmes nettselskapene fra utsiden. De kostnadsdriverne som nettselskapet ikke selv kan påvirke bedømmes etter et sett regler som er likt for alle selskapene. Kostnaden for tilslutningen bedømmes ut fra reelle forutsetninger, dvs. hvor langt det er mellom kundene, hvor stor effekt som er installert osv. Dette gjøres ved at det bygges et modellnett som skal gi en antydning på hvor mye nett og hvor mange nettstasjoner som trengs for å forsyne en abonnent med strøm.



Med utgangspunkt i inndata, skaper et dataprogram et nett med ulike nettnivåer. Antallet nettnivåer er avhengig av hvor mange nivåer som finnes i det virkelige nettet. Programmet deler nettet opp i følgende nivåer:

Nivå	Spenningsintervall for virkelig nett	Spenning i modellen
1	0 – 1 000 V	400 V
2	1 001 – 24 999 V	10 000 V
3	25 000 – 59 999 V	40 000 V
4	60 000 – 189 999 V	130 000 V

Tabell 4. Spenningsnivåer i Nettnyttmodellen

Nettet som skapes av programmet er radielt og det tas ikke hensyn til geografiske forutsetninger. Kostnaden for ekstra ledningslengder, redundans m.m. kompenseres for med en funksjon som baseres på kundetettheten.

Programmet gjennomgår følgende elementer ¹⁴:

- Etablerer alle nettnivå, med en transformator på hvert nivå.
- Deler inn alle abonnentene på rett nettnivå, ut fra hvilket spenningsnivå de ligger på.
- Binder sammen, grupperer, alle uttakspunktene (kundene) i forskjellige grensepunkter. Dette gjøres på alle nivåer med start fra nivå 1 og deretter oppover i hiarkiet.
- Tilslutter grensepunktene i transformatorer i nettet. Programmet multipliserer den innmatede energien i grensepunktene med 1,2 for å forenkle tilslutningsprosessen i modellen.
- Transformatorene med et grensepunkt tilsluttet kobles bort fra nettet på overliggende nivåer og går over til å bli en ekvivalentlast.
- Tvangstilslutter uttakspunkt som tidligere ikke har blitt tilsluttet, siden avstanden til nærmeste transformator var for stor i forhold til et avstandvilkår i algoritmen.
- Tar bort overflødige transformatorer som ikke har noen abonnenter tilsluttet på sekundærsiden.
- Tilslutter produksjonspunktene til sekundærsiden på nærmeste transformator.



- Begrensningsvilkår og nettilslutning blir på nytt gjennomgått. Nettet bygges opp igjen etter de nye forutsetningene. (Noen transformatorer og linjer er tatt ut siden første gjennomgang av algoritmen.)
 - Det er i NNM brukt 4 begrensningsvilkår
 - Tilslutningsvilkår – bestemmer den største avstanden fra en transformator til et uttakspunkt.
 - Effektvilkåret – angir den største størrelsen på en transformator.
 - Spenningsvilkåret – angir den laveste tillatte spenningen i et uttakspunkt.
 - Strømvilkåret – angir den største strømmen gjennom en ledning.
- Ledninger lengdejusteres for å kompensere for at ledningsdraging i rette strekninger ikke er mulig i tettbebygde områder.

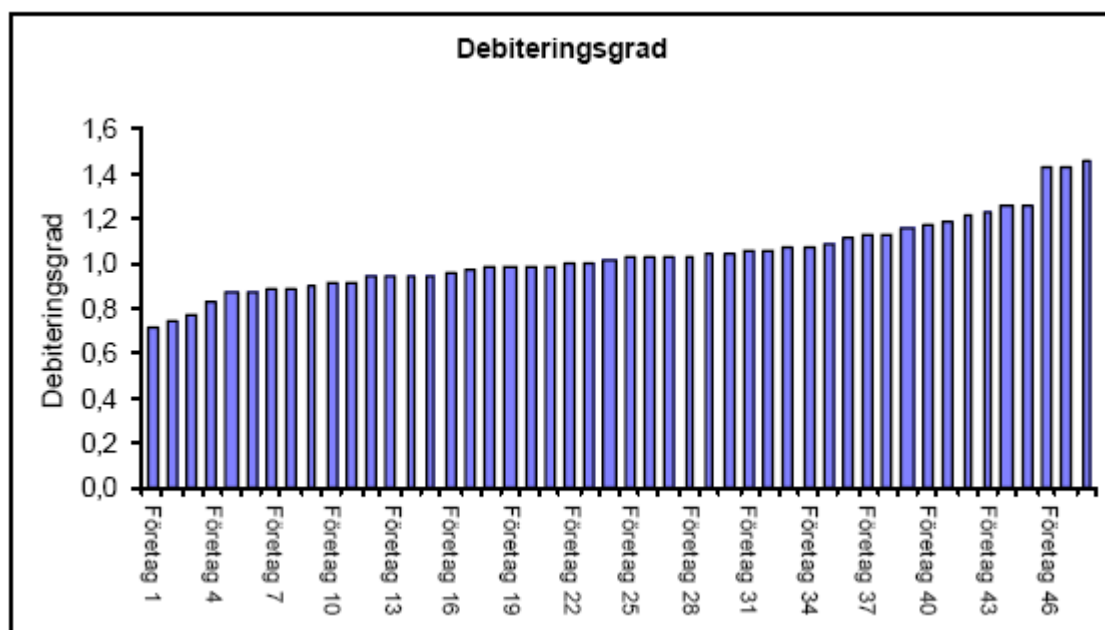
Leveringssikkerhet ble implementert i modellen gjennom to steg. Det første steget var en inngående analyse av de reelle nettene som inngikk i testene som ble brukt ved etablering av modellen. I denne analysen ble det identifisert en sammenheng mellom nettene og leveringssikkerhet. Denne sammenhengen gikk i første rekke ut på, å relatere behovet for reservekapasitet i nettet, med den kundetettheten som er i det området nettet befinner seg. Sammenhengen ble uttrykt i en matematisk funksjon.

Det andre steget var å bruke denne sammenhengen, i form av en sjablonfunksjon, på det fiktive nettet. Sjablonfunksjonen for reservekapasitet forteller for eksempel hvor mange reserveledninger et nett bør ha, i forhold til kundetettheten i selskapets konsesjonsområde. Sjablonfunksjonen for reservekapasitet er i realiteten en faktor som det fiktive nettet skal multipliseres med. Resultatet av denne operasjonen kalles for et reservenett, men det er egentlig en samling komponenter som ikke er knyttet sammen i noe nett. Antallet og størrelsen av disse komponentene gir en verdi for det antatte behovet for reservekapasitet.

Referansenettets oppgave er å gi en antydning på hvor mye nett og hvor mange nettstasjoner som trengs for å forsyne en abonnent med strøm. Den direkte sammenligningen for referansenettet og det reelle nettet gjennomgår en del vurderinger angående økonomi og kvalitetskrav. Til slutt rangeres selskapene etter debiteringsgrad som er definert som inntekt / nettnytte.

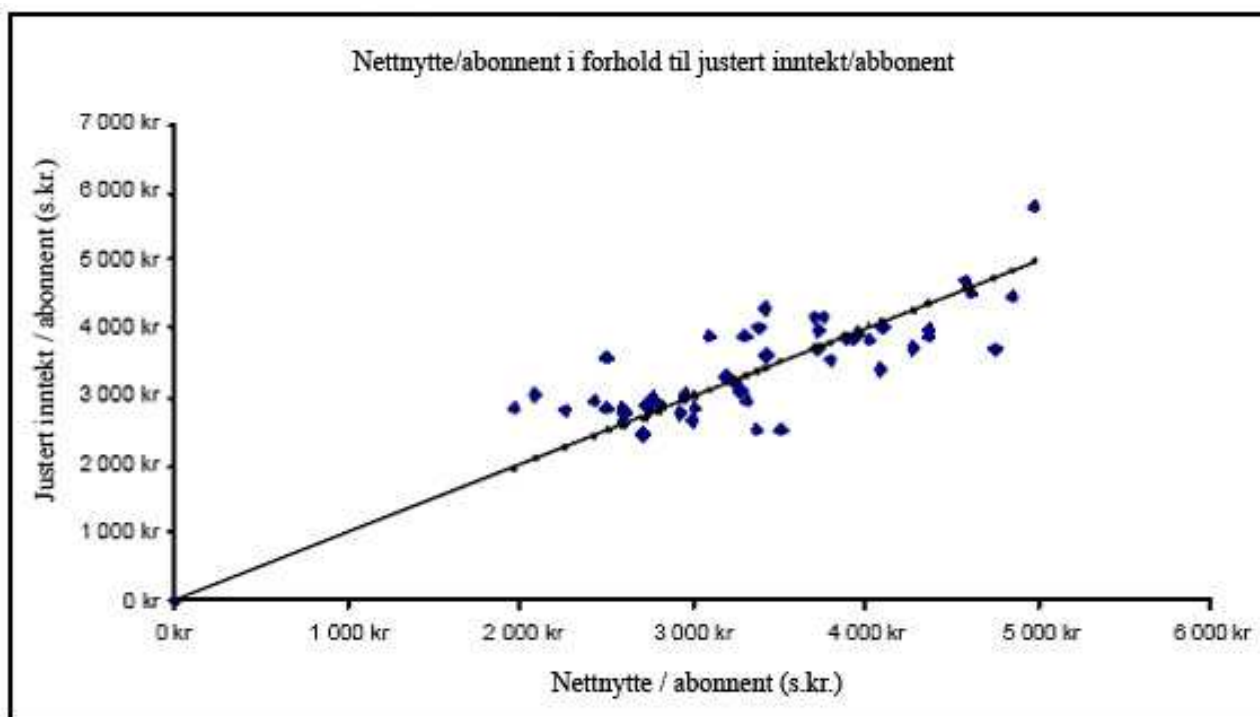
$$\text{debiteringsgrad} = \frac{\text{inntekt}}{\text{nettnytte}}$$

[26]



Figur 5. Rangering av nettselskapene i Sverige. Kilde: Mats B-O Larsson (2004)¹³

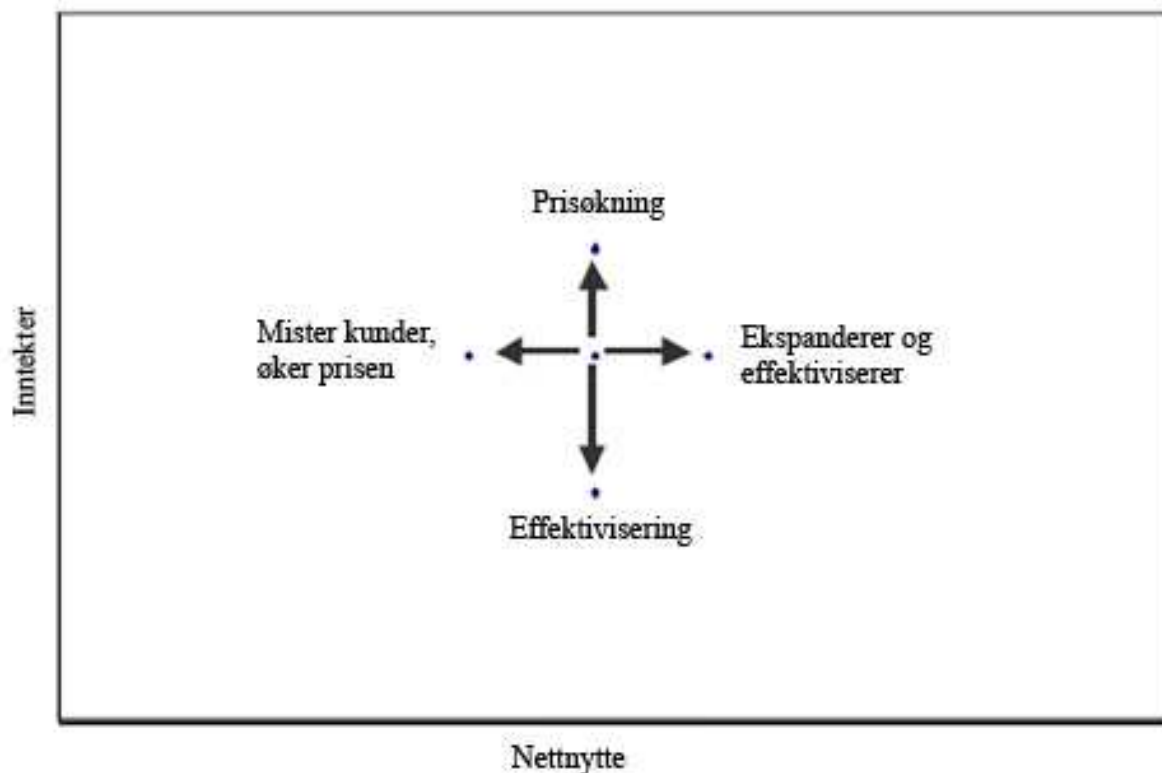
Selskapene til venstre er mest effektive da disse har den laveste debiteringsgraden. Dette vil relativt sett bety lav inntekt, høy nettnytte eller begge deler.



Figur 6. Ranging av nettselskapene i Sverige. Kilde: Mats B-O Larsson (2004) ¹³

Rangeringen kan også presenteres på denne måten. Her vil den sorte linjen tilsvare en debiteringsgrad på 1. Det vil si at de selskapene som havner under linjen blir betraktet som effektive.

For regulator er det også interessant å følge et selskaps utvikling fra år til år. Hvis man tar utgangspunkt i figuren over så er det fire forskjellige veier et selskap kan bevege seg. Dette beskrives nærmere i figuren under.



Figur 7. Utvikling for et selskap. Kilde: Mats B-O Larsson (2004) ¹³

De forskjellige scenarioene er:

- Selskapet beveger seg oppover. Det vil si høyere inntekter med samme nettnytte. Dette innebærer en ren prisøkning uten at selskapet leverer større nettnytte. Med andre ord blir selskapet mindre effektivt.
- Selskapet beveger seg til venstre. Det vil si samme inntekter, men mindre nettnytte. Dette innebærer at selskapet har tapt noen kunder og kompenserer med å øke prisen for de kundene som er igjen.
- Selskapet beveger seg til høyre. Det vil si større nettnytte uten økning i inntekter. Dette innebærer at selskapet har ekspandert og effektivisert.
- Selskapet beveger seg nedover. Det vil si samme nettnytte, men med mindre inntekt. Dette vil si at nettselskapet har effektivisert.



2.3.4. Kritikk av modellen

Svenske nettselskap har delte meninger om den nye nettnyttmodellen. Svensson og Wikerud (2006)¹⁴ gir følgende eksempler på kritikk som bransjen har i forbindelse med modellen:

- Utslagene fra modellen har under pilotfasene variert alt for mye. Modellen kan derfor ikke anses som stabil nok til at den kan fungere alene som reguleringsverktøy.
- Stadige forandringer i modellen gjør at selskapene må bruke mange ressurser for å forstå de ulike utslagene av endringene. Dette er spesielt et problem for små selskap.
- Mange selskap er misfornøyde med at modellen bygger opp et fikivt nett som ikke tar hensyn til de virkelige forusettningene som ligger til grunn for det reelle nettet.
- I forbindelse med forrige punkt blir også drifts- og vedlikeholdskostnadene i modellen for lave. Disse baseres i modellen på det fiktive nettet, men i virkeligheten skal det reelle nettet driftes og vedlikeholdes. Dette betyr at hvis det fiktive nettet i modellen blir mindre enn det reelle, blir nettselskapet straffet to ganger siden nettnytten blir lav og kostnaden høy.
- Modellen bruker en avskrivningstid for ledninger og transformatorer på 40 år. Bransjen mener en avskrivningstid på 30 år ville vært mer rimelig.
- Modellen bruker en avskrivningstid for elmålere på 18 år. Bransjen mener en avskrivningstid på halvdelen ville vært mer rimelig.
- I modellen blir distribusjonsselskapene straffet for avbrudd som skyldes feil i overliggende nett. Distribusjonsnettselskapene savner juridiske forutsetninger for å kreve erstatning fra regionalnettselskapene ved feil i overliggende nett.

2.4. FINLAND

2.4.1. Regulering i et historisk perspektiv ¹⁸

- Inntil slutten av 80-tallet, var de finske nettselskapene under en generell prisregulering, som var felles for flere bransjer.
- I 1988 ble det innført en reform med konkurranselovgivning, og prisregulering ble fullstendig fjernet.
- 1988-1995 var derfor kontrollen av energisektoren underlagt konkurranselovgivningen og Konkurransemyndigheten var ansvarlig for reguleringen.
- I 1995 kom en reguleringsreform som førte til en sektorspesifikk regulator for elektrisitetssektoren.
- I 2000 kom en ny reform for naturgassmarkedet. Naturgassektoren ble lagt under samme reguleringsinstans som elektrisitetssektoren. Regulatoren fikk på dette tidspunkt, det navn som fortsatt brukes i dag; Energi-markkinavirasto.

2.4.1.1. 1995-2004 ”Hvile i seg selv”-regulering ¹⁸

- Selskapene kunne selvstendig fastsette nettariffen for sine områder.
- Priskontroll ble utført ved enkelte tilfeller – det var ingen løpende prisregulering.
- Etterforskning av nettariffer startet ved klage eller på regulatorens eget initiativ.
- Regulatoren hadde ikke makt til å gi bindende regler eller retningslinjer for selskapene på forhånd. Selskapene måtte selv finne ut hvordan de skulle fastsette nettariffen.
- Regulatoren hadde kun makt til å kreve korrigerende tiltak hos nettselskapet. Nettkundene måtte gå rettens vei, hvis de ønsket refundering av tidligere overprising.



2.4.2. Hjemmel i lovverk

Grunnlaget for de valg som er gjort i den finske reguleringen finnes i ”The Electricity Market Act (no. 386 of 1995)” og fra ”Government bill (no. 138 of 1994)”.

Den økonomiske reguleringen av finske nettselskap baserer seg også på såkalte reguleringsperioder. Den første perioden dekker årene 2005-2007. Deretter vil reguleringen foregå i perioder på 4 år.

Det er ingen eksakte regler for hvilke oppgaver som distribusjonsselskapene i Finland skal løse. Men ifølge elektrisitetsmarkedets lovgivning har selskapene noen forpliktelser.

- Drift og vedlikehold av nettet, alle spenningsnivå
- Bygge nytt nett
- Måling, måleverdiinnsamling, kundeservice og avregning
- Håndtering av leverandørskifte
- Når en kundes opprinnelige leverandør går konkurs og inntil kunden finner en ny leverandør har DSO leveringsplikt.
- Stengning og inkasso
- Kjøp av energi til nettap

Selv om distribusjonsselskapene er ansvarlige for disse oppgavene er det enkelte selskaper som har ”outsourcet” flere oppgaver, slik at de sitter igjen med en lett organisasjon som hovedsakelig bedriver strategisk planlegging og asset management.



På grunnlag av et nytt elmarkedsdirektiv og erfaringer fra tidligere kontroll av nettselskaper ble det innført et nytt reguleringsregime i begynnelsen av 2005. Reguleringsmodellen for nettariffer ble endret fra ex-post til en delvis ex-ante regulering. I dagens reguleringsystem bekrefter Energiemarkkinavirasto før reguleringsperioden (ex-ante) metodikken som skal brukes ved fastsettelse av transmisjonstariffer, distribusjonstariffer og tilkoblingsavgifter. I følge seksjon 38a i "Electricity Market Act" kan metodikken inneholde følgende punkter:

- prinsipper for beregning av kapital investert i nettoppgavene
- en fornuftig øvre inntektsramme basert på kapital investert i nettoppgavene
- prinsipper for å justere resultat og balanse for nettoppgavene
- et effektiviseringsmål for nettoppgavene og prinsipper for hvordan dette effektivitetsmålet skal brukes ved fastsettelse av nettariff

På grunnlag av disse føringene setter nettselskapene selv sine egne nettariffer. Forhåndsgodkjennelse av individuelle priser fra Energiemarkkinavirasto er ikke nødvendig. Nettselskapet må imidlertid varsle sine kunder om endring i tariffen minst en måned før endringen trår i kraft.

Under reguleringsperioden kalkulerer Energiemarkkinavirasto årlig nettselskapenes virkelige resultat og fornuftig resultat i henhold til de metoder og prinsipper som er fastlagt i reguleringen. De årlige kalkulasjonene stiller ingen juridiske krav ovenfor nettselskapene.

Etter at en reguleringsperiode er slutt oppsummerer Energiemarkkinavirasto reguleringsperioden. Her bestemmes det om hvert nettselskap har penger til gode eller skylder penger i forhold til den fastsatte individuelle øvre inntektsrammen.

Hvis fortjenesten til et nettselskap overgår grensen satt av Energiemarkkinavirasto, må selskapet nedsette sin tariff tilsvarende i neste reguleringsperiode. På denne måten blir den delen av fortjenesten som lå over grensen betalt tilbake til kundene. Hvis et selskap ikke når opp til grensen satt av Energiemarkkinavirasto vil de ha penger til gode, og kan dermed heve sine tariffer i neste reguleringsperiode. Det er imidlertid noen unntak til dette siste punktet:



A)

| Inntekt over rammen i første reg.periode | < | Inntekt under rammen i andre reg.periode |



Denne differansen kan ikke brukes som kompensasjon for å gå over inntektsrammen i tredje periode.

B)

| Inntekt over rammen i første reg.periode | & | Inntekt under rammen i andre reg.periode |



Når man går inn i tredje reguleringsperiode vil de pengene som selskapet hadde til gode fra periode én falle bort. Det vil si at kun differansen mellom inntekt og ramme fra reguleringsperiode to kan vil være tilgjengelig for selskapet i reguleringsperiode tre.

2.4.3. Oppdeling av kostnader

Selskapenes kostnader kan grovt sett deles opp i tre grupper:

- kapitalkostnader
- kontrollerbare driftskostnader
- ikke-kontrollerbare driftskostnader.

For å sørge for at kapitalkostnadene har et fornuftig nivå settes det en avkastningsramme for basert på egenkapital, gjeld og avskrivninger. Dette forgår i en separat regulering som beskrives nærmere i 2.4.4 Avkastningsramme.

De kontrollerbare driftskostnadene vil bli utsatt for effektiviseringskrav i henhold til resultatene fra en effektivitetsanalyse. Dette beskrives nærmere i Kostnadsramme og Effektivitetsanalysene.

Det settes ingen effektivitetskrav for de ikke-kontrollerbare driftskostnadene da størrelsen på disse kostnadene er utenfor selskapets kontroll.

2.4.4. Avkastningsramme ¹⁷

Avkastningsrammen til hvert enkelt selskap blir bestemt ved hjelp av WACC-modellen. Denne modellen beskriver den gjennomsnittlige kostnaden av kapital brukt i bedriften ved vektet verdier av egenkapital og gjeld. Modellen krever separat bestemmelse av egenkapital og gjeld.

2.4.4.1. Kostnad av egenkapital

Et selskaps kostnad av egenkapital bestemmes av avkastningskravene fra investorene. Jo høyere risiko det er i bransjen, jo høyere blir avkastningskravet fra investorene, og jo høyere blir kostnaden av egenkapitalen for selskapet. Utbetaling av avkastning til investorer er ikke fradragsberettiget på skatten, men det er imidlertid rentekostnader av lån. Avkastningskravet for egenkapital er derfor høyere enn for lån siden egenkapital har et høyere risikoelement enn lån.

Kostnaden for egenkapital beregnes ved hjelp av CAP-modellen¹⁵:

$$C_E = R_r + \beta_{\text{egenkapital}} \cdot (R_b - R_r) \quad [27]$$

C_E = kostnad av egenkapital

R_r = risikofri rente

$\beta_{\text{egenkapital}}$ = beta

R_b = gjennomsnittlig avkastning i bransjen

$R_b - R_r$ = bransjens risikopremie

Modellen skal beskrive en investors krav til høyere avkastning ved en investering med risiko sammenlignet med en investering uten risiko. Gjennomsnittlig avkastning i bransjen viser hvor mye mer avkastning som kreves ved en investering med risiko sammenlignet med en risikofri investering. Betakoeffisienten beskriver hvor mye risiko en investering innebærer sammenlignet med en investering med gjennomsnittlig risikonivå.



Den risikofrie renten er satt lik en 10-årig finsk statsobligasjon både for egenkapital og lån. Risikopremien er satt til 5%¹⁶. Det er antatt at β -verdien er en bransjespesifikk størrelse. Størrelsen på β -verdien for egenkapitalen regnes ut fra β -verdien for eiendeler. β -verdien for eiendeler er for den første reguleringsperioden satt til 0,3.

$$\beta_{\text{egenkapital}} = \beta_{\text{eiendeler}} \cdot \left(1 + (1-t) \cdot \frac{G}{E} \right) \quad [28]$$

$\beta_{\text{egenkapital}}$ = $\beta_{\text{egenkapital}}$ som korresponderer med kapitalstrukturen

$\beta_{\text{eiendeler}}$ = satt til 0,3 i den første reguleringsperioden

t = selskapsskatt under reguleringsperioden

G/E = Kapitalstruktur. I den første reguleringsperioden vil den samme kapitalstrukturen (30/70) bli brukt på alle nettselskapene.

2.4.4.2. Kostnad av gjeld

Reelle rentekostnader av gjeld kan brukes som en indikator på kostnaden av gjeld. Energi-markkinavirasto har imidlertid valgt å bruke risikofri rente pluss en risikopremie på 0,6%.

$$C_G = (R_r + 0,6\%) \quad [29]$$

C_G = kostnad av gjeld

R_r = risikofri rente

2.4.4.3. Fornuftig forrentning kalkulert med WACC

Den vektete gjennomsnittlige kostnaden av kapital (WACC) blir kalkulert etter følgende formel:

$$WACC = C_{egenkapital} \cdot \frac{E}{G + E} + C_{gjeld} \cdot (1 - t) \cdot \frac{G}{G + E} \quad [30]$$

$WACC$ = vektet gjennomsnittlig kostnad av kapital

$C_{egenkapital}$ = kostnad av egenkapital

C_{gjeld} = kostnad av gjeld

t = selskapsskatt under reguleringsperioden

G = andel gjeld (satt til 30 av Energiemarkkinavirasto)

E = andel egenkapital (satt til 70 av Energiemarkkinavirasto)

Den øvre grensen for avkastningen blir deretter satt:

$$Avkastning_{grense} = WACC \cdot (G + E) \quad [31]$$

$Avkastning_{grense}$ = avkastningsramme for selskapet

G = selskapets gjeld

E = selskapets egenkapital

2.4.5. Kostnadsramme¹⁷

Fornuftig kostnad for et selskap blir beregnet med følgende formel.

$$Fornuftig_kostnad = (Effektivitetsscore_{DEA} + 0,1_{feilmargin}) \cdot driftskostnader_{kontrollerbare} \quad [32]$$

Dette betyr at hvis et selskaps effektivitetsscore er under 0,9 vil den fornuftige kostnaden være mindre enn de faktiske driftskostnadene. I dette tilfellet vil selskapet bli ansett for å bruke for mange ressurser på sine oppgaver, og selskapet anses som ineffektivt.

Hvis effektivitetsscoren er lik 0,9 trengs det ingen tiltak, selskap anses for å ha en fornuftig kostnad.



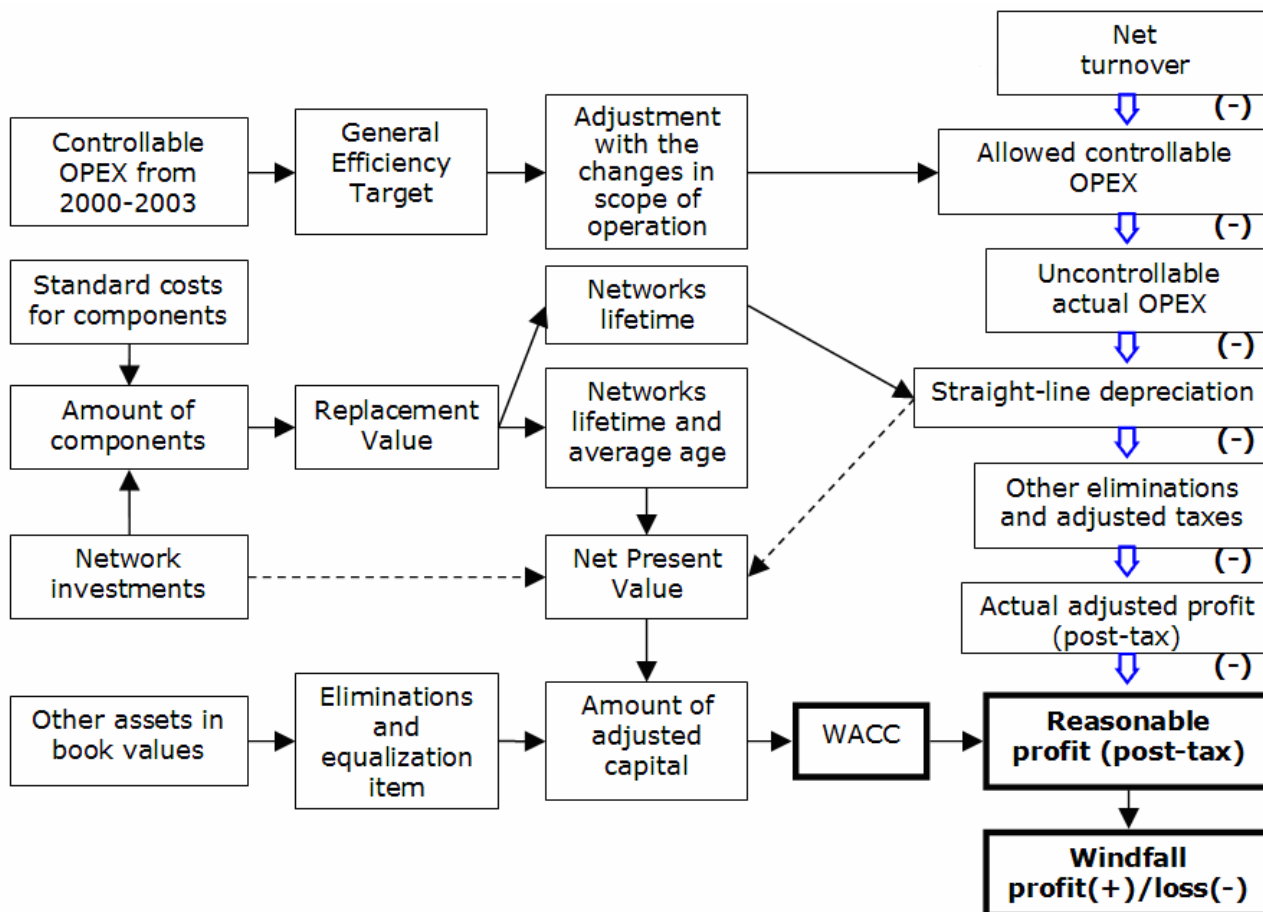
Når effektivitetsscoren for et selskap overgår 0,9 vil den fornuftige kostnaden overgå den faktiske. Dette innebærer en incentivbonus for selskapet.

På basis av det som er beskrevet ovenfor kan de finske nettselskapene komme ut i fire forskjellige situasjoner:

- Selskapets kapitalavkastning er fornuftig og driftskostnader er fornuftige. Selskapets avkastning kan overstige det nivået som er ansett som fornuftig med en sum som tilsvarer incentivbonusen. Selskapet trenger ikke å betale tilbake noe av inntekten.
- Selskapets kapitalavkastning er fornuftig, men driftskostnadene er for høye. Kostnadsoverskridelsene vil bli kompensert for inntil avkastningen når den øvre grensen. Selskapet trenger ikke å betale noe av inntekten tilbake så lenge kostnadsoverskridelsene er mindre enn avstanden opp til avkastningsgrensen.
- Selskapets avkastning er for høy, men kostnadene er fornuftige. Avkastningsoverskridelsene vil bli kompensert for ved en incentivbonus. Selskapet trenger ikke å betale tilbake noe av inntekten så lenge avkastningsoverskridelsen overstiger incentivbonusen.
- Selskapets avkastning er for høy og kostnadene er for høye. Selskapet må betale tilbake noe av sin inntekt.

Uansett hvilken av disse fire situasjonene selskapet kommer i, vil det ligge et generelt effektiviseringskrav for selskapets driftskostnader (OpEx). Dette effektivitetskravet er det samme for hele bransjen.

Alle elementene, som inngår i den finske reguleringen for perioden 2005-2007, kan oppsummeres i figuren nedenfor.



Figur 8. Prinsippene i monopolreguleringen av finske nettselskap for 2005-2007 ¹⁸

2.4.6. Effektivitetsanalysene

Reguleringsmyndigheten i Finland bruker DEA som metode for effektivitetsmålingene. En gruppe med finske eksperter på elektriske distribusjonsselskaper ble enige om følgende *mulige* kostnadsdrivere:

Inputs:

- * Driftskostnader
- Kostnader ved investeringer

Outputs:

- * Mengde leveret energi
- Kvalitet

Rammebetingelser:

- * Geografisk spredning av kunder
- Antall kunder
- Grad av skogsdekning
- Grad av vinter
- Endring i elektrisk forbruk (flere parametre)
- Grad av øyområder
- Grad av urbanisering

Disse parametrene gjennomgikk deretter tre typer analyser. Først ble det utført en grafisk undersøkelse med hensyn på korrelasjon og regresjon. Med utgangspunkt i dette ble forskjellige kombinasjoner av parametrene brukt i DEA for å se hvilke resultater dette ga. Til sist ble det brukt statistiske tester, foreslått av Kittelsen (1993), for å sammenligne disse resultatene. De endelige input og outputs som ble valgt for modellen vises i tabellen under.



	Kostnadsdriver	Valgt indikator
Input	Driftskostnader	Driftskostnader kontrollert av selskapet
Outputs	Distribuert energi	Mengde distribuert energi vektet med landsgjennomsnitt for spenningsnivåbasert distribusjonspris
	Kvalitet	Gjennomsnittlig avbruddstid pr kunde
Rammebetingelser (outputs)	Geografisk spredning av kunder	Total lengde av nett for de forskjellige spenningsnivå
	Antall kunder	Antall kunder

Tabell 5. Input og output i den finske DEA-modellen.

DEA-modellen som er brukt er input-orientert med VRS. En nærmere beskrivelse av DEA som benchmarkingsmetode finnes i Effektivitetsanalysene.

2.4.7. Endring av modell

I desember 2006 ble følgende endringer gjort i modellen:

- Den risikofrie renten er satt til å være lik 10-års flytende rente for en finsk statsobligasjon (både for egenkapital og gjeld).
- En ekstra premie for ikke-likviditet på 0,2% har blitt lagt til for å få en fornuftig kostnad for egenkapital.
- En fornuftig kostnad for kapital som kreves for den daglige drift har blitt lagt til: Et fornuftig beløp for denne kapitalen har blitt definert som maksimum 5% av den totale inntekten. Kostnaden av denne kapitalen blir definert til å være lik fornuftig kostnad av gjeld som beskrevet i 2.4.5.

I den neste reguleringsperioden (2008-2011) vil kvalitet i leveringen inndrages i reguleringen som avbrudsskostnader i DEA-modellen. I denne nye reguleringsmodellen vil det også bli innført selskappspesifikke effektiviseringskrav basert på benchmarkingsresultatene.



3. En generell sammenligning av metodene

Dette kapittelet inneholder en sammenligning av forskjellige aspekter ved reguleringsregimene.

3.1. De ulike formene for regulering

I litteratur om monopolregulering møter man følgende betegnelser på forskjellige reguleringsmetoder.

3.1.1. Hvile i seg selv

Dette kan best beskrives som selvregulering. Selskapet har selv full styring over hvor stor inntekten skal være. Dette kan være en brukbar løsning for offentlige eide selskap, så lenge ledelsen er samfunnsansvaret bevisst. Erfaringsmessig fører denne reguleringsformen til overinvesteringer og ineffektiv drift. For privateide selskap egner denne formen seg ikke, da private eiere ofte vil ta ut et uforholdsmessig stort utbytte.

3.1.2. Cost-plus

”Cost-plus” innebærer at selskapene får dekket alle kostnadene samt at de får en fornuftig avkastning på kapitalen som er investert. Denne formen for regulering ligner mye på ”hvile i seg selv” prinsippet. Den gir ingen incentiver til effektiviseringer og kostnadsreduksjon, og fører derfor ofte til overinvesteringer og ineffektiv drift. Eneste forskjellen fra hvile i seg selv prinsippet er at denne formen hindrer eierne i å ta ut et uforholdsmessig stort utbytte.

3.1.3. Rate of return

Begrensning av ”rate of return” (avkastningsramme) gir i seg selv ingen incentiver til effektivisering. Denne formen for regulering gir kun en begrensning for hvor stor avkastning eierne kan ta ut. Den tillatte avkastningen bør tilsvare den risikoen som er forbundet med selskapet. En avkastningsramme brukes ofte sammen med en inntektsramme.



3.1.4. CPI-X

En incentivbasert form for pris- / inntektskontroll. Endringen i pris eller inntekt skal begrense seg til konsumprisindeksen minus en eventuell faktor X (effektiviseringskrav) som bestemmes av regulatoren. Denne reguleringen gir i tillegg til effektiviseringskravet incentiver til effektivisering siden et selskap kan ta ut økt utbytte hvis det klarer å kutte kostnadene ut over kravet.

3.1.5. Yardstick (målestokk)

Yardstickregulering er et reguleringsystem hvor man sammenligner aktørene med benchmarkingsmodeller. Dette gir incentiver til effektivisering i form av en simulert konkurransesituasjon.

3.1.6. Situasjonen i Norden

Alle de nordiske reguleringsmetodene inneholder forskjellige aspekter av *yardstickregulering*. I Norge og Finland blir hvert enkelt selskap ved hjelp av DEA sammenlignet med et ekvivalentselskap som er sammensatt av flere aspekter fra andre selskap. Dette ekvivalentselskapet bygges opp slik at det og selskapet som skal bedømmes får så like rammebetingelser som mulig i modellen.

I den nye reguleringsmodellen i Danmark er det gjennomsnittskostnaden i bransjen som definerer standardkostnader for hva det bør koste å drifte de forskjellige komponentene i nettet. Hvert enkelt selskaps reelle kostnader blir sammenlignet med bransjens standardkostnader på komponentnivå i Nettvolummodellen.

I Sverige brukes en fiktiv målestokk i form av et teoretisk idealnett.



3.2. Ex-ante versus ex-post regulering

Et fremtredende skille mellom reguleringsregimene i norden er måten benchmarkingsresultatene blir brukt i utformingen av krav til nettselskapene. I Norge og Danmark setter myndighetene ex-ante krav. Hvert enkelt selskap står ovenfor en inntektsramme og en avkastningsramme. I Sverige og Finland brukes benchmarkingskravene som et vurderingsverktøy. Hvis et selskap får en for lav effektivitetsscore iverksettes videre undersøkelser, og først etter at disse er utført blir det bestemt om selskapet beordres til å senke nettariffen.

Det er også forskjell på hvordan de norske og de danske inntektsrammene etableres. Halvdelen av den norske inntektsrammen etableres på grunnlag av historiske kostnadstall. Den andre halvdelen etableres direkte fra effektivitetsscoren i benchmarkingen. I Danmark har man i flere år hatt CPI-X regulering med et felles effektiviseringskrav for bransjen. I den nye modellen vil man fortsatt benytte CPI-X regulering, men med individuelle effektiviseringskrav bestemt av benchmarkingsresultatet.

3.3. Elementer som inngår i reguleringen

3.3.1. Driftskostnader (OpEx)

Kategorien driftskostnader inneholder alle kostnadene som relateres til driften av nettet. Dette er løpende kostnader for alle monopoloppgavene som selskapet er satt til å løse samt overordnet administrasjon.

3.3.2. Kapitalkostnader (CapEx)

Kategorien kapitalkostnader inneholder kostnadene for gjeld og egenkapital. Nesten all kapitalen er investert i nettet. Nettinvesteringene har lange avskrivningstider, og derfor krever effektiviseringer innenfor denne kategorien et større tidsperspektiv.

3.3.3. Leveringskvalitet

Hvis nettselskapene ikke straffes for dårlig leveringskvalitet, men kun blir regulert etter kostnader, gir dette et incitament til å nedprioritere vedlikehold og investeringer i nettet.

3.3.4. Situasjonen i Norden

Ut fra tilgjengelig informasjon, om de forskjellige reguleringsregimene, er følgende situasjoner identifisert i Norden:

	Driftskostnader	Kapitalkostnader	Leveringskvalitet
Danmark	X	X	X (fra reg. år 2008)
Finland	X	X	X (fra reg. år 2008)
Norge	X	X	X
Sverige	X*	X*	?

Tabell 6. Elementer som inngår i reguleringen.

Sveriges regulering står i en litt spesiell situasjon sammenlignet med de andre, da de i modellen tar utgangspunkt i selskapets inntekter (kundens kostnader). Det ble, ut fra tilgjengelig informasjon, ikke identifisert noen form for regulering av leveringskvaliteten i Sverige. Modellen tar høyde for ekstra kostnader for selskapene som forsyner områder som krever større forsyningssikkerhet, men det blir i modellen ikke gitt noen straff for reelle avbrudd i leveringen. Nettkundene kan imidlertid selv søke om erstatning ved avbrudd i leveringen jmf. kapitell 10 i den svenske elloven (ellag 1997:857)¹⁹.

I det siste punktet i avsnitt 2.3.4 ser det imidlertid ut til at modellen tar hensyn til avbrudd i nettet, men om dette medfører riktighet og hvordan dette eventuelt er implementert i modellen vites ikke.



3.4. Incentiver i reguleringen

3.4.1. Danmark

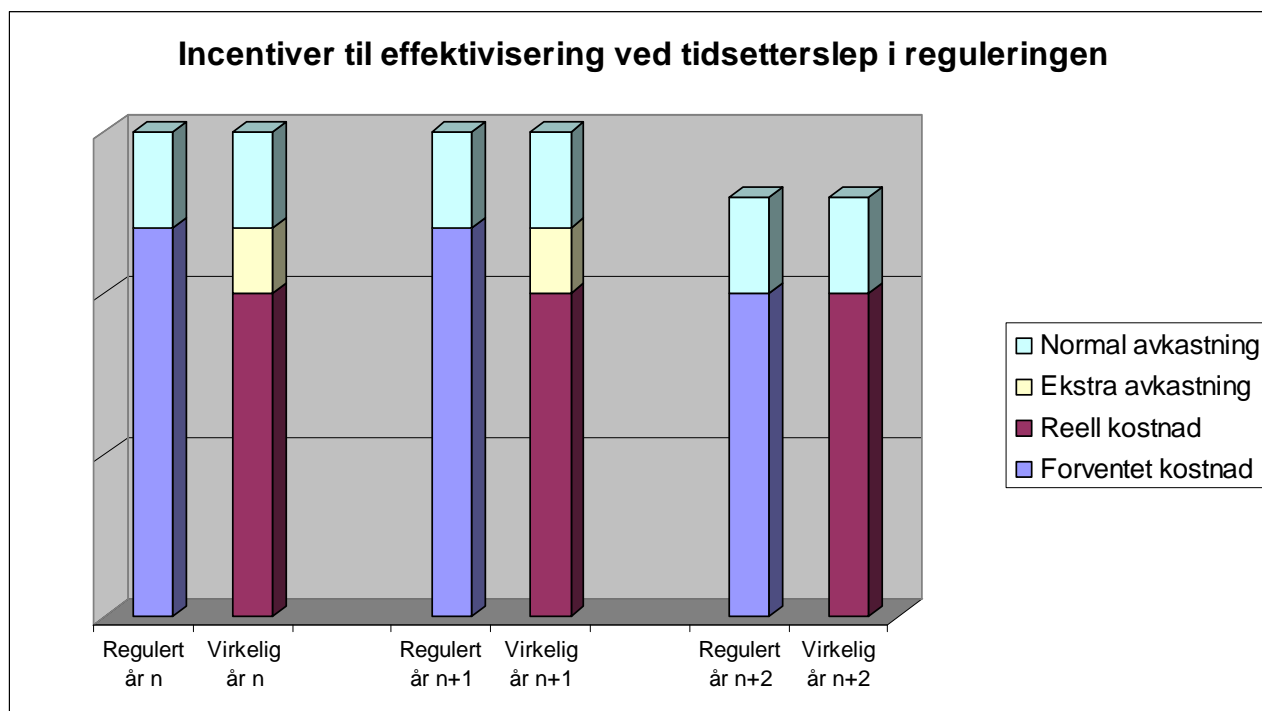
I den gamle danske modellen med CPI-X regulering uten benchmarking var inntektsrammen fullstendig løsrevet fra de reelle kostnadstallene. Denne formen ga sterke incentiver til effektivisering, da selskapet ville få økt avkastning hvis de kunne effektivisere mer enn X-faktoren som ble satt av myndighetene. X-faktoren ga en økonomisk gevinst til selskapets kunder.

I den nye modellen med CPI-X regulering med benchmarking vil selskapene som er ansett som ineffektive få et enda sterkere incentiv til effektivisering. Ved å kutte kostnader eller effektivisere nettstrukturen vil et selskap kunne få en bedre effektivitetsscore og dermed et lavere effektivitetskrav fra myndighetene. Ved en vellykket effektivisering vil selskapet kunne oppnå en høyere avkastning i den nye modellen enn i den gamle.

Selskap som ligger trygt innenfor de 25% mest effektive selskapene vil ikke ha noe incentiv til effektivisering.

3.4.2. Norge

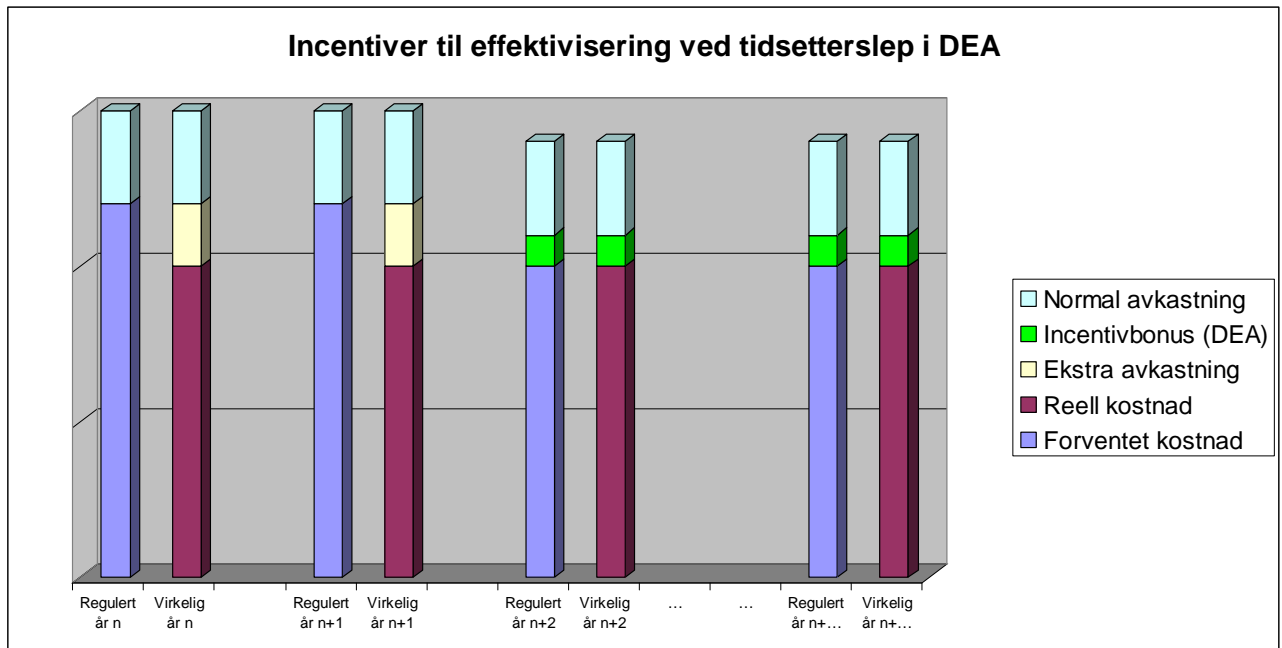
Ved bruk av historiske kostnadstall i reguleringen vil det oppstå et tidsetterslep i reguleringen. Ved en direkte relasjon mellom kostnadstall og inntektsramme, som man finner i Norge, vil tidsetterslepet gi et effektiviseringincentiv. Hvis et selskap oppnår en kostnadsreduksjon i år n , vil tidsetterslepet føre til en økt avkastning i X år, der X er antallet år reguleringen henger etter. Figuren under illustrerer et eksempel hvor det er to år mellom kostnadsår og reguleringsår.



Figur 9. Incentiver ved tidsetterslep i reguleringen

Ved bruk av denne reguleringsformen vil selskapet i dette eksemplet få en økt avkastning i to år. Etter disse to årene vil effektiviseringsgevinsten gå over til kundene. Dette incentivprinsippet gjelder hele den norske inntektsrammen. Situasjonen er forøvrig noe mer kompleks i Norge, siden det brukes et gjennomsnitt av to års kostnadstall for 40% av inntektsrammen.

Den delen av inntektsrammen som avhenger av benchmarkingsresultatet, vil også påvirkes av et tidsetterslep. Et selskap som kutter kostnader vil ikke forbedre sin effektivitetsscore før kostnadskuttene kommer inn i datagrunnlaget for benchmarkingen. Når kostnadskuttene kommer inn i datagrunnlaget, vil selskapet få en incentivbonus (økt avkastning), gitt at de har effektivisert mer enn de selskapene det blir sammenlignet med i DEA. På denne måten har selskapet en mulighet for å sitte igjen med noe av effektiviseringsgevinsten etter at kostnadsgrunnlaget i modellen er oppdatert. Denne økonomiske gevinsten vil bestå helt til selskapene i ekvivalenten effektiviserer. Dette prinsippet er vist i figuren nedenfor:



Figur 10. Incentiver til effektivisering ved tidsetterslep i DEA

3.4.3. Finland og Sverige

Det finnes ingen offentlig eksakt metodikk for hvordan inntektrammene for de svenske og finske selskapene blir dannet. Det er derfor vanskelig å si noe konkret om hvilke incentiver reguleringen gir.

3.5. Benchmarkingsmetodenes egenskaper

Følgende vurdering ble gjort av de forskjellige benchmarkingsmetodene i Nordgård og Sand (2004)².

Metode	Fleksibilitet	Gjennomsiktighet / forståelse	Robusthet overfor datafeil
DEA	+	-	+ (vrs) - (crs)
Netvolumen	-	0	+
Netnytte	-	0	+
+ indikerer god - indikerer dårlig 0 indikerer nøytral			
vrs = variable returns to scale crs = constant returns to scale			

Tabell 7. Vurdering av de forskjellige benchmarkingsmetodene ²

3.6. Hvor rettfærdige er de forskjellige benchmarkingsmetodene?

Det er vanskelig å sammenligne rettfærdigheten i de forskjellige benchmarkingsmetodene, da det ikke er mulig å lage noen kvantifisering av rettfærdigheten. Det er imidlertid forsøkt å identifisere hvilke situasjoner som kan oppfattes som urettfærdige i de forskjellige modellene.

3.6.1. Rettfærdighet i DEA

Det er et generelt problem at enkelte mindre selskap blir effektive som en konsekvens av særegenheter innenfor et produkt eller en rammebetingelse. Det er videre et problem at regnskapstall fra mindre selskaper har en tendens til å variere mye fra år til år.

Det vil derfor føles urettfærdig for selskap som ett år blir sammenlignet med et mindre selskap som har et godt år (et år med lave kostnader), og som neste år blir sammenlignet med et annet selskap fordi det første selskapet er falt ut av ekvivalenten.



3.6.2. Rettferdighet i Nettvolumen

Rettferdigheten i Nettvolummodellen er nært relatert til korreksjonsfaktoren basert på kundetetthet. Det er, i følge Dansk Energi, en klar tendens til at selskaper som leverer til storbyer kommer dårlig ut i benchmarkingen.

3.6.3. Rettferdighet i Nettnyttmodellen

Siden Nettnyttmodellen bygger et idealnett etter nåtidens effektterspørsel, vil selskaper, som har bygd ut nett til industri som senere er blitt nedlagt, komme dårlig ut. Siden nettselskapene har leveringsplikt til alle kunder, kan de ikke selv velge om de vil ta risikoen ved å bygge ut til ny industri.

3.7. Forskjeller i monopoloppgavene

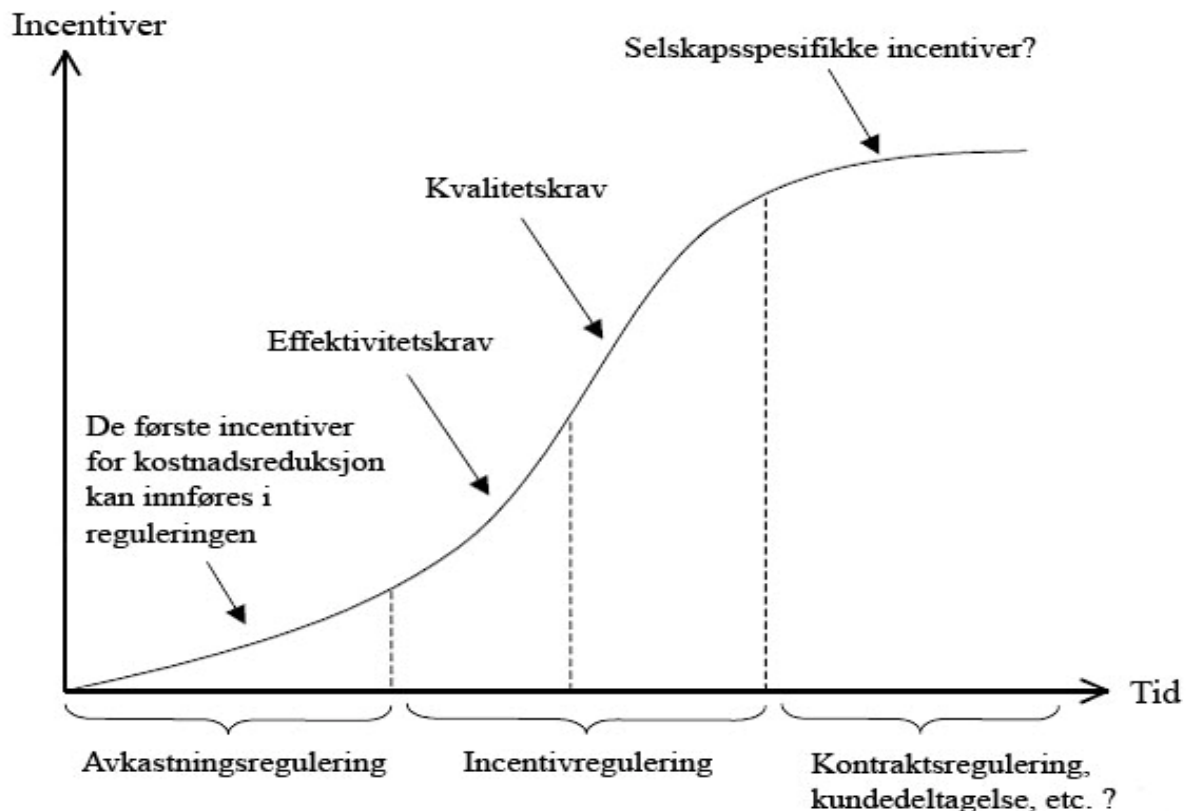
Nettselskapene i de nordiske landene står ovenfor forskjellige monopoloppgaver. Reguleringen innenfor hvert land er derfor tilpasset disse forskjellene. I tabellen nedenfor presenteres de forskjellige monopoloppgavene i de respektive land.

Monopoloppgave	Danmark	Finland	Norge	Sverige
Drift og vedlikehold av nettet, alle spenningsnivå	X	X	X	X
Bygge nytt nett	X	X	X	X
Måling, måleverdiinnsamling, kundeservice og avregning	X	X	X	X**
Håndtering av leverandørskifte	X	X	X	X
Administrasjon av kraftsalg til kunder som ikke har kraftleverandør (leveringsplikt)	X	X*	X	X
Stengning og inkasso	X	X	X	X
Kjøp av energi til nettap	X	X	X	X
Det lokale eltilsyn			X	X
Energibesparelser (rådgivning)	X			
* Når en kundes opprinnelige leverandør går konkurs og inntil kunden finner en ny leverandør har DSO leveringsplikt.				
** Se avsnitt 2.3.2 for nærmere forklaring.				

Tabell 8. Forskjeller i monopoloppgave for nettselskapene i de nordiske landene.

4. Utvikling av reguleringsregimer

Et mønster for hvordan reguleringsregimer utvikler seg er presentert i Viljainen (2005)²⁰.



Figur 11. Utvikling av reguleringsregimer. Kilde: Viljainen (2005)²⁰

I figuren over er utviklingen av reguleringsregimene beskrevet ved hjelp av to akser – tid og incentiver.

- Det første steget i en reguleringen er å sette en grense for hvor stor avkastning hvert enkelt selskap kan tillate seg å ha. Selskapene vil på denne måten oppleve en frikobling mellom kostnader og inntekter. Dette vil si at man har en gitt inntekt, og hvis man da kan kutte kostnadene vil selskapet beholde effektiviseringsgevinsten selv.
- Neste steg i reguleringen er å innføre effektivitetskrav. Dette innebærer krav om at selskapenes tariffer skal bli lavere enn det foregående året. Hvis et selskap ikke klarer å



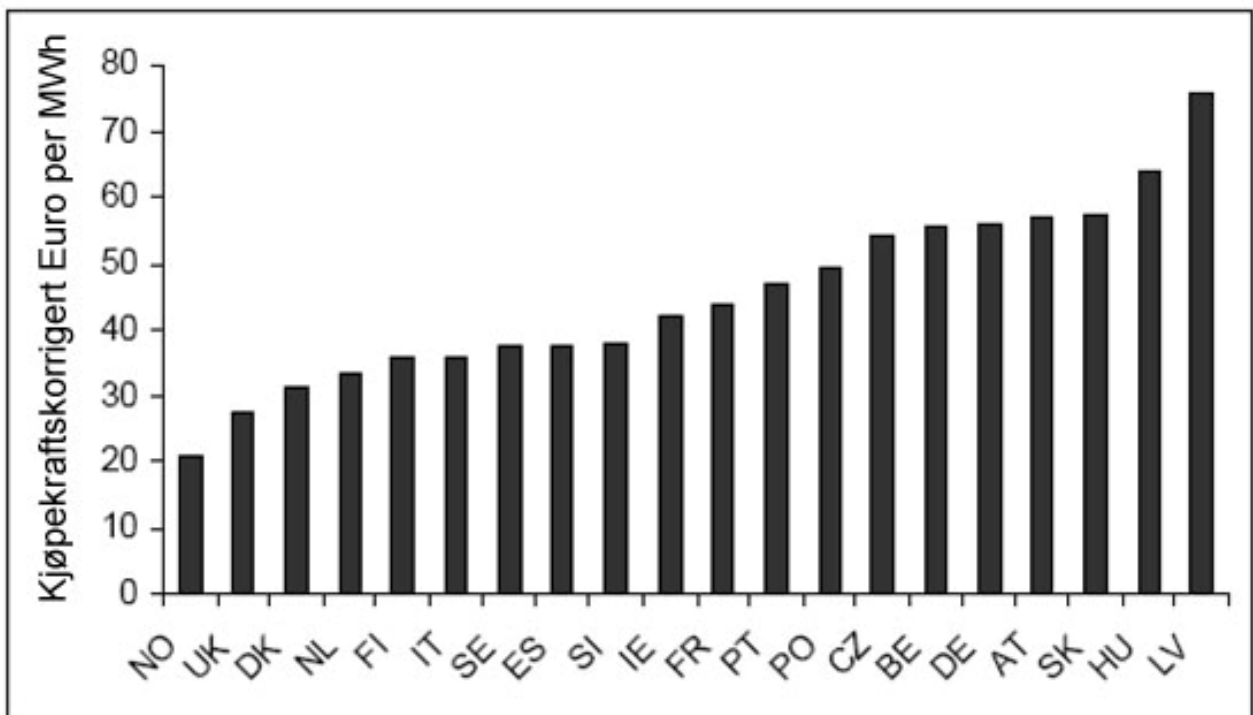
kutte kostnadene sine i henhold til kravet vil de oppleve et dårligere resultat sammenlignet med det foregående år.

- Tredje steg i utviklingen er å innføre krav til kvaliteten i leveringen. Prinsippet er at en dårlig kvalitet i leveringen skal føre til en reduksjon av inntekten.
- Til slutt beskriver Viljainen (2005) et siste steg hvor regulator innfører kontrakter med hvert enkelt nettselskap. I disse kontraktene skal det avtales hvilken risikoprofil selskapet ønsker å ha. På denne måten kan private investorer ha mulighet til høy avkastning hvis de godtar strenge effektiviseringskrav og ingen sikkerhet i form av minsteavkastning. For offentlige eiere som ønsker en sikring i form av minsteavkastning, vil avkastningsrammen bli mindre og effektiviseringskravene mindre krevende.

Alle reguleringsregimene i Nordel vurderes å ligge innenfor intervallet som beskrives som incentivregulering. Norge har hatt kvalitet i leveringen som en del av reguleringen siden 2001 i form av KILE-ordningen. Regulatorene i Danmark og Finland har planlagt å innføre benchmarking på leveringssikkerhet fra og med reguleringsåret 2008.

5. Sammenligning av nettariffer

I en studie kalt EnergiAgenda 01-06 utført av Dansk Energi, ble nettariffene i flere land i Europa sammenlignet. Det ble funnet at Norge har de laveste tariffene. Danmark, Finland og Sverige kom på henholdsvis 3., 5. og 7. plass.



Figur 12. Rangering av nettariffer i Europeiske land. Kilde: Dansk Energi (2006)²¹

Dette viser at distribusjonsnettariffene i Norden er lave sammenlignet med de fleste Europeiske land. Årsakene til dette er trolig:

- Lavere tillatt avkastning
- Lavere verdier på nettet
- Høy utnyttelse av nettet

6. CASE – tre norske selskaper inn i den danske modell

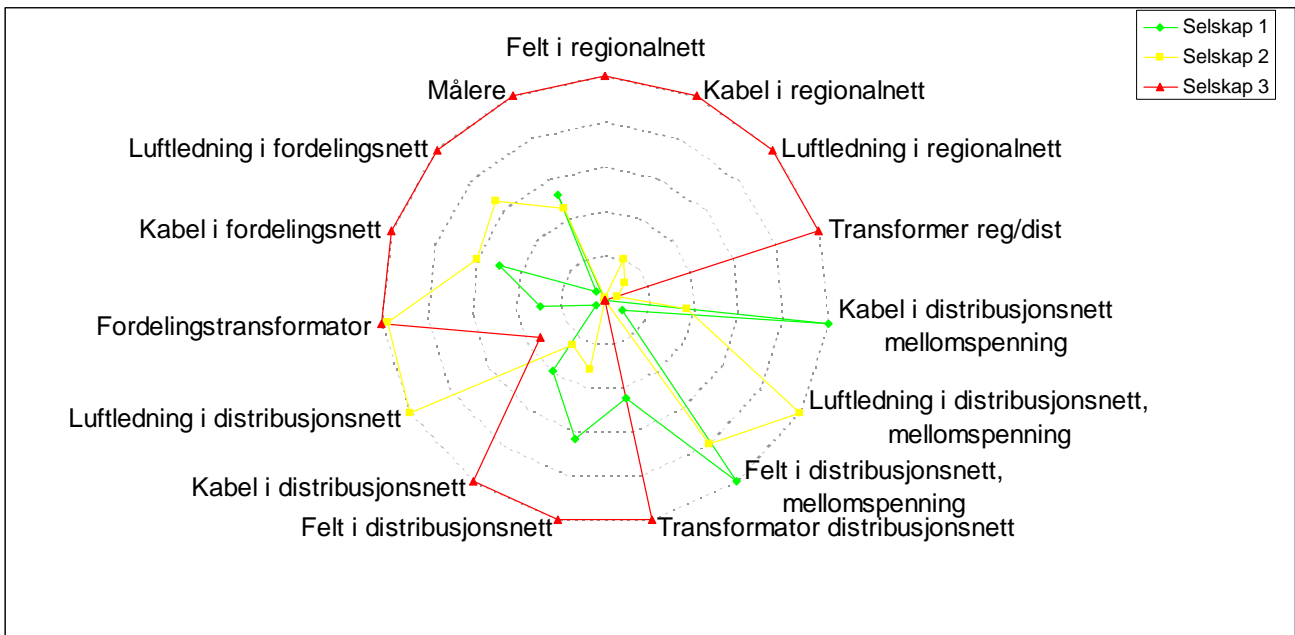
Det er i forbindelse med dette prosjektet utført en case-studie hvor tre norske selskaper har blitt plassert i den danske reguleringsmodellen. Det ble valgt å bruke tre selskaper som har betydelige forskjeller i rammevilkår;

- Selskap 1 - Et selskap som hovedsakelig forsyner byområde.
- Selskap 2 - Et selskap som hovedsakelig forsyner landlige områder.
- Selskap 3 - Et selskap som forsyner både land og by.

Den danske modellen har tidligere benyttet seg av kategoriene city, by og land for å skille mellom selskapene kundetetthet og derav en korrigeringsfaktor for kostnadene. Tanken bak valget av de tre norske selskapene var at selskap 1 skulle representere et cityselskap, selskap 3 skulle representere et byselskap og selskap 2 skulle representere et landselskap. Analyser fra datamodellen viser imidlertid at kundetettheten hos de norske selskapene var slik at selskap 1 viser seg å være innenfor kategorien by, selskap 3 tilhører kategorien land, mens selskap 2 hadde så lav kundetetthet at selskapet falt uten for de rammene som var oppsatt i modellen. Selskap 2 er likevel valg definert som et landselskap.

Nedenfor er selskapenes størrelser forsøkt illustrert ved et radarplot av selskapets nettkomponenter. Mengden i hver kategori er gitt som forholdet til den største mengden innenfor den aktuelle kategorien. Komponentene er plassert i fire forskjellige spenningskategorier:

- Regionalnett (110kV, 132kV, 145kV)
- Distribusjonsnett høyspenning (33kV, 45kV, 66kV, 72,5kV)
- Distribusjonsnett mellomspenning (3,3kV, 6,6kV, 7,2kV, 11kV, 22kV, 24kV)
- Fordelingsnett (0,2kV → 1kV)



Figur 13. Selskapenes størrelser illustrert ved nettkomponenter.



6.1. Datainnsamling

For disse tre selskapene ble det samlet inn kostnadstall og tekniske data fra 31.12.2005. Vedlegg 1 viser det regnearket som er brukt som grunnlag for innsamling av data.

Det ble samlet inn en kvantitativ oversikt over de forskjellige komponentene som er listet opp i vedlegg 1.

- Linjer, kabel og transformatorstasjoner ble hentet fra eRapps vedlegg H; Overførings- og fordelingsanlegg.
- Antall felt ble hentet fra TEK 2005 – Særskilt rapportering av nettanlegg.

Deretter ble det hentet regnskapstall for:

- Driftskostnader
- Kunderelaterte omkostninger
- Administrasjonskostnader
- Tilsynskostnader (Danske selskaper har ikke krav om å drive med lokalt eltilsyn. I den danske modellen brukes 1-1 kostnader. Dette er kostnader knyttet til krav om energibesparelser. Dette er en oppgave som de norske selskapene ikke har.)



6.2. Vanskeligheter ved internasjonal benchmarking

I en studie utført av Eurelectric ²² ble det identifisert følgende utfordringer ved internasjonal benchmarking:

- Kostnadsnivå kan variere veldig mye fra land til land. Dette påvirker den totale kostanden av å drifte nettet.
- Forskjeller i regnskapsføring, skatte- og arbeidslover gjør det vanskelig å sammenligne kostnadstall.
- Rammebetingelser som skog og urbanisering kan påvirke kostnaden av å drifte nettet, og gjør det vanskelig å sammenligne selskaper direkte.
- Et lands eller en regions historie har direkte innflytelse på nettet (aldersprofilen på nettet vil for eksempel reflektere perioder med høy økonomisk vekst).

Det er i denne case-studien brukt en korreksjon av kostnader ved hjelp av PPP ²³. Tallene for PPP (2005):

- Norge: 8,73
- Danmark: 8,40

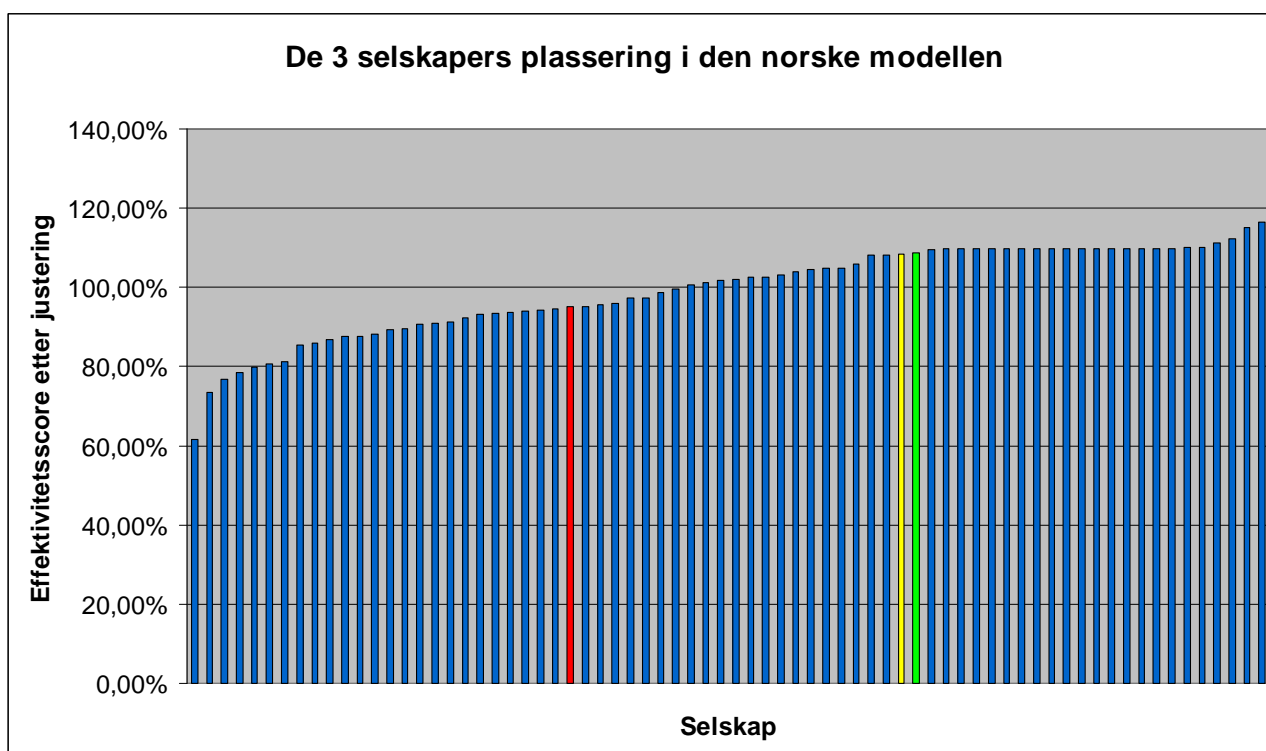
Regnskapstallene fra de norske selskapene skal derfor korrigeres med følgende faktor:

$$\text{Korrigeringsfaktor} = \frac{8,40}{8,73} = 0,963 \quad [33]$$

Det er valgt å ikke korrigere for forskjeller i regnskapsføring, skattelover og arbeidslover. Dette ble vurdert til å være for tidkrevende. Dette fører sannsynligvis til betydelige avvik mellom de norske og danske selskapenes kostnadstall.

6.3. Effektivitetsscore i den norske modellen

For å sammenligne den danske og den norske modellen, kan man bruke de norske selskaperes effektivitetsscore i den norske modellen som et utgangspunkt. Figuren nedenfor viser at selskap 1 (grønn) ligger like over selskap 2 (gul), mens selskap 3 (rød) ligger et ca. 15 prosentpoeng under. De øvrige blå søylene er effektivitetsscore for de resterende norske distribusjonsselskapene.



Figur 14. De norske selskapers plassering i den norske modellen.



6.4. Om analysene

De endelige bestemmelsene for hvordan den danske reguleringsmodellen vil se ut for den kommende reguleringsperioden offentliggjøres først i september 2007. I denne analysen er det derfor brukt en forløbig modell utviklet av PriceWaterHouseCoopers i samarbeid med Dansk Energi (Elektronisk bilag 1).

Dette er en modell av Netvolumen som er bygget opp i excel med Visual Basic. Prinsippene i Netvolumen kan ses i avsnitt 2.2.4.1.

For å sammenligne selskapene bør sammenligningsgrunnlaget være likt. Det ble derfor valgt å utelate de norske selskapenes tilsynskostnader og de danske selskapenes 1-1 kostnader. Ut over dette så er det valgt å holde de fleste parametrene lik de som det er antatt at skal brukes i den danske modellen. De forskjellige kostnadskategoriene i analysene er derfor vektet som følger:

	Vekt
Avskrivninger	0,5
Driftskostnader	1
Kunderelaterte kostnader	1
Administrasjon	1
1-1 kostnader (rådgivning om energibesparelser)	0
Nettap	0

Tabell 9. Vekting av kostnadskategorier i analysen.

For å gjøre beregninger med Netvolumen har myndighetene i Danmark samlet inn anleggsdata fra de danske selskapene. En oversikt over hvilke komponenter dette gjelder ligger i elektronisk Bilag 2. De norske selskapers komponenter driftes med andre spenningsnivå enn de danske. Det ble derfor nødvendig å gjøre noen tilnærminger. De tidligere definerte norske spenningskategoriene ble satt inn i hver sin danske kategori:

- Regionalnett → 132 kV
- Distribusjonsnett høyspenning → 50 kV
- Distribusjonsnett mellomspenning → 10 kV
- Fordelingsnett → 0,4 kV

Det antas å være fornuftig å sammenligne disse spenningsnivåene, siden det er de samme standardiserte dimensjonene som stort sett benyttes innenfor de forskjellige kategoriene.

Modellen inneholder forskjellige muligheter for korrigeringsmetoder av kundetetthet. Det er derfor utført tre forskjellige analyser for å se hvordan de ulike korrigeringsmetodene gir utslag på effektivitetsscoren. Følgende tre analyser ble utført:

- A. Ingen korreksjon for kundetetthet
- B. Korreksjon for kundetetthet (antall målere / antall km 0,4 kV nett)
- C. Korreksjon for kundetetthet (antall målere / antall km 0,4 kV nett + 10 kV nett)



6.5. Effektivitetsscore i den danske modellen

Tabellen nedenfor beskriver effektivitetsscorene som de forskjellige selskapene fikk i de forskjellige analysene

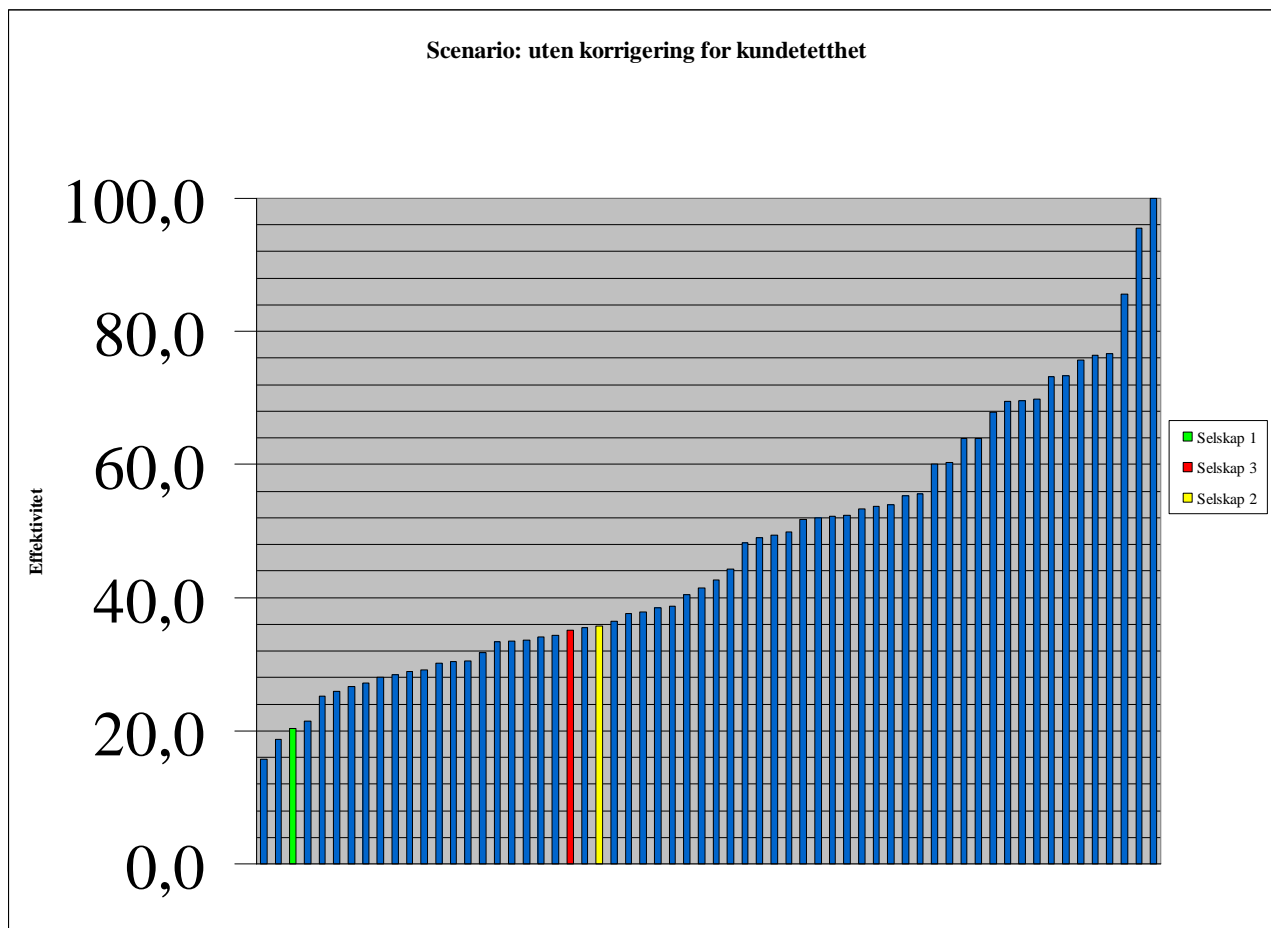
	Analyse A	Analyse B	Analyse C
Selskap 1	20,3 %	22,3 %	23,6 %
Selskap 2	35,7 %	33,6 %	31,9 %
Selskap 3	35,1 %	34,2 %	35,3 %

Tabell 10. De norske selskaper effektivitetsscore i den danske modellen.

De påfølgende delkapitlene gir en grafisk fremstilling av resultatet. Det er også gitt noen kommentarer til resultatene.

6.5.1. Analyse A - Ingen korreksjon for kundetetthet

En analyse uten korrigering for kundetetthet ga følgende resultat da de norske selskapene ble satt inn i den danske modellen.

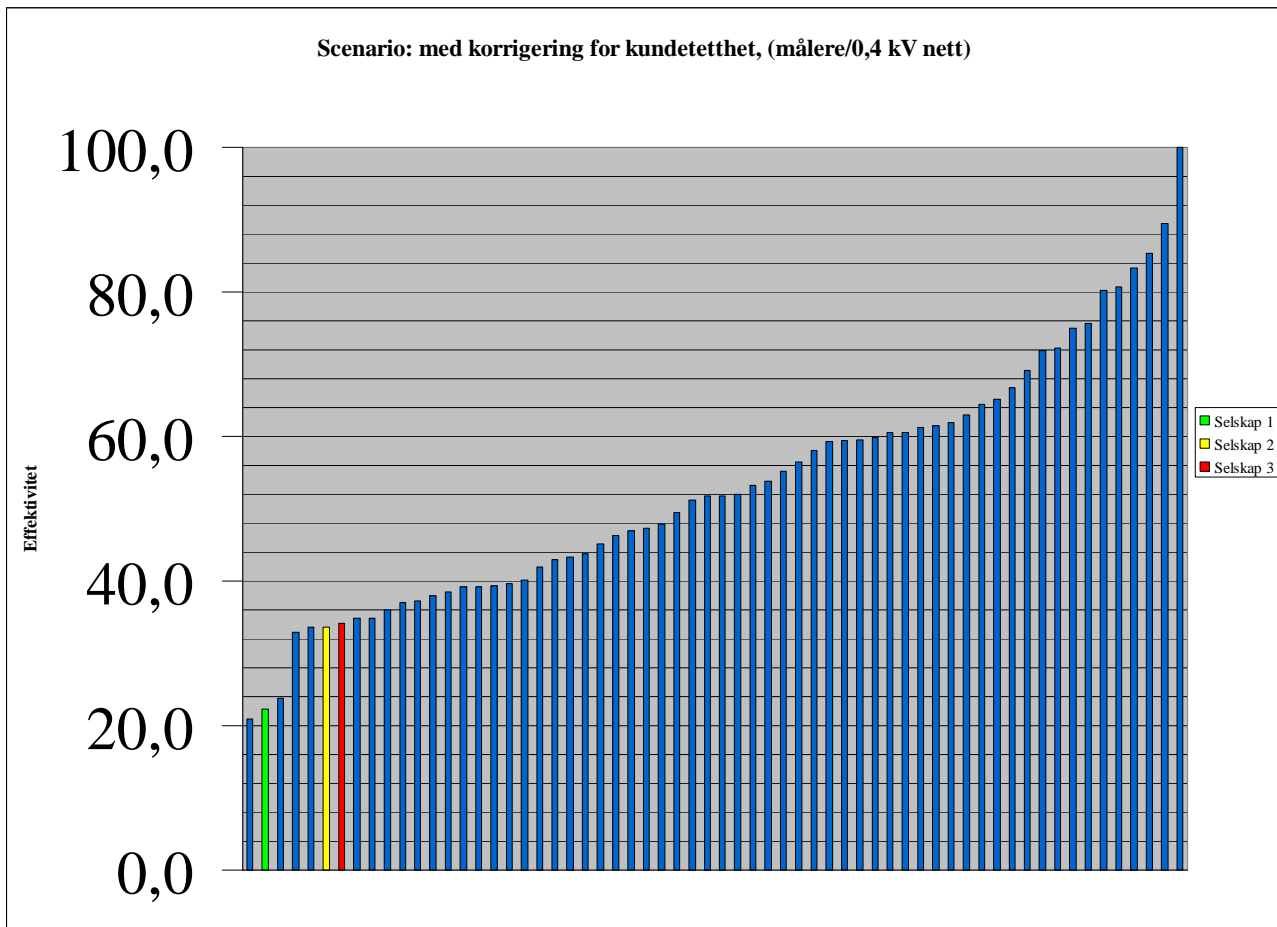


Figur 15. Norske selskap i den danske modellen, uten korrigering for kundetetthet

Her ser man at selskap 3 (rød) og selskap 2 (gul) ligger rimelig tett hverandre, mens selskap 1 (grønn) har en betydelig lavere effektivitetsscore. De blå søylene er indikative effektivitetsscorer for de danske distribusjonsselskapene. I følge Dansk Energi er det en klar tendens at danske city/byselskaper kommer dårlig ut i benchmarkingsmodellen. Resultatet her ser ut til å bygge opp under denne påstanden, da det norske byselskapet kom dårlig ut i modellen sammenlignet med de to andre selskapene. Det er imidlertid mer overraskende at selskap 3 kom tett opp til selskap 2s effektivitetsscore, siden selskap 3 har den høyeste kundetettheten av disse to.

6.5.2. Analyse B - Korreksjon for kundetetthet (antall målere / antall km 0,4 kV nett)

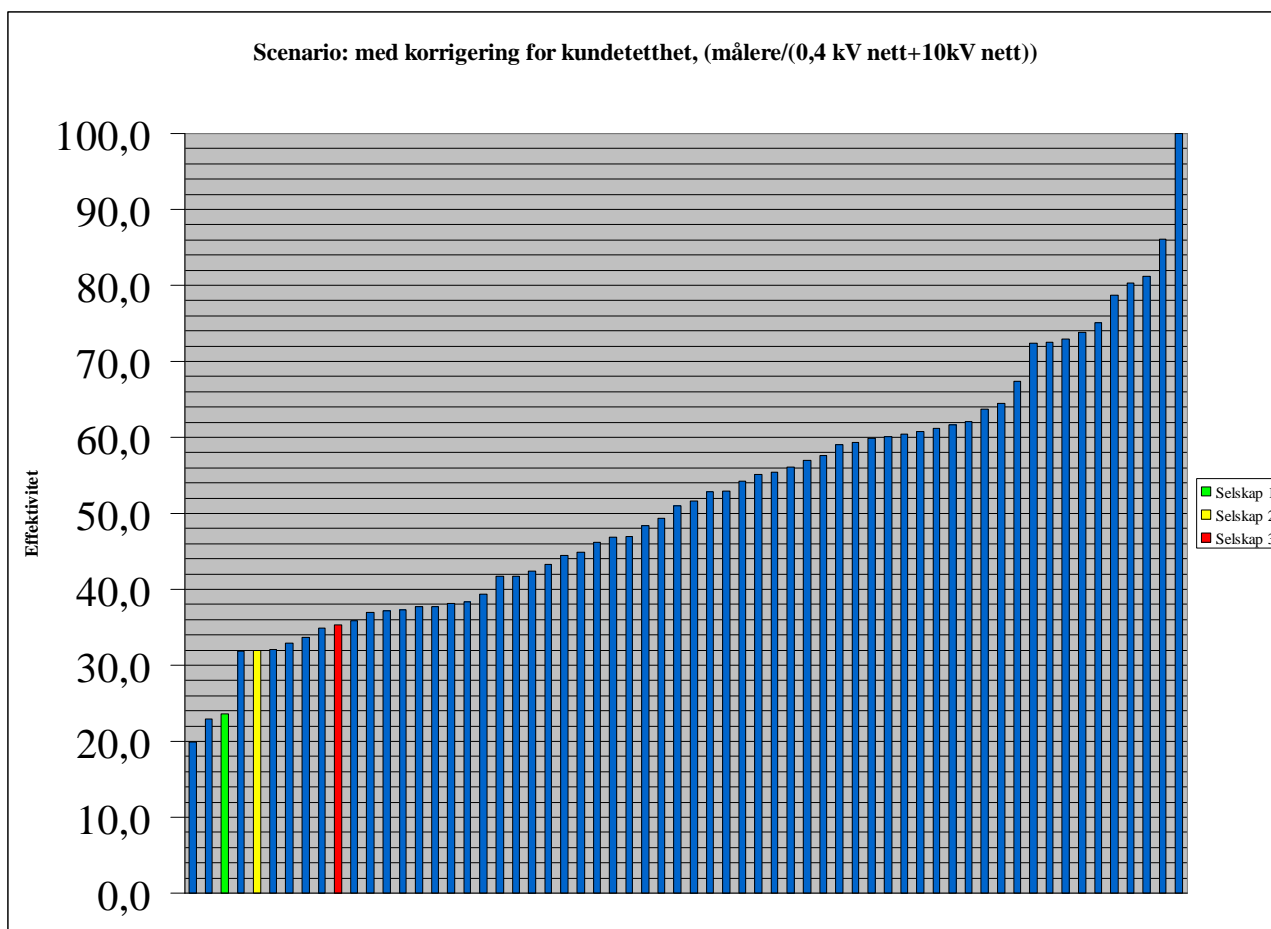
I et forsøk på å gjøre modellen mer rettferdig er det vurdert innført en korreksjonsfaktor for kundetetthet. Denne korreksjonsfaktoren skal kompensere for den økte kostnaden som city-/byselskap opplever ved bygging og vedlikehold av nett. En av måtene som er foreslått er å bruke antall målere per km 0,4 kV nett som et mål på kundetetthet. Dette ga følgende effektivitetsscore.



Figur 16. Norske selskap i den danske modellen, med korrigering for kundetetthet (målere/0,4 kV nett)

Av figuren over kan man lese at det norske byselskapet, selskap 1, har fått en noe høyere effektivitetsscore, mens de to andre har fått en noe lavere score etter korrigeringen. Korrigeringens endring av effektivitetsscorene er imidlertid ikke så stor.

6.5.3. Analyse C - Korreksjon for kundetetthet (antall målere / antall km 0,4kV + 10kV nett)



Figur 17. Norske selskap i den danske modellen, med korrigering for kundetetthet (målere / (0,4 kV nett + 10 kV nett))

Resultatene fra analyse C viser at byselskapet (selskap 1) får bedre score, og at landselskapet (selskap 2) får dårligere score enn i analyse A og B. Dette er ikke så overraskende da summen i nevneren i korrigeringsfaktoren blir større når et selskap har langt nett. Det er imidlertid verdt å merke seg at selskap 3 i analyse B fikk lavere score enn i analyse A, mens i analyse C er scoren høyere enn i analyse A. Dette forteller at selskap 3 har forholdsvis lite nett i 10kV-kategorien. Selv om det her ikke er snakk om store utslag, ser man at forskjellige valg av korrigeringsfaktor for en rammebetingelse kan gjøre at et selskap blir både mer og mindre effektivt.



6.5.4. Kommentar til analyseresultatene

Det kan tilsynelatende virke som et paradoks at norske nettselskap har den laveste nettleien i undersøkelsen foretatt av Dansk Energi, samtidig som de får lav effektivitetsscore i den danske benchmarkingsmodellen.

En forklaring på dette kan være at de norske nettselskapene transporterer mye mer energi enn de danske selskapene. Siden de norske selskapene har mange flere kWh timer å fordele kostnadene på, vil de kunne operere med en lavere nettariiff. Transportert energimengde er ikke en parameter i Netvolumen, og vil derfor ikke påvirke effektivitetsscoren.

Driftskostnadene for hver enkelt nettkomponent antas å være høyere i Norge enn i Danmark grunnet geografiske forskjeller som fjell og skog. Dette gir de norske selskapene høyere kostnader og dermed lavere effektivitetsscore. Om analysene i dette prosjektet viser at norske selskaper burde kunne operere med lavere kostnader, er vanskelig å si noe om, siden vi ikke har noe mål på de forskjellige rammebetingelsene som de danske og norske selskapene har.

De bør også bemerkes at å sammenligne regnskapstall fra forskjellige bedrifter er vanskelig, siden det ofte er forskjell på hvordan kostnader føres. Hvis man i tillegg sammenligner selskaper fra forskjellige land, er det enda flere kilder til forskjeller.

7. Konklusjon

Alle regulatorene omtalt i dette prosjektet bruker, eller er i ferd med å innføre, benchmarkingsmodeller for å sammenligne nettselskapenes prestasjoner. I Norge og Finland brukes DEA, i Danmark skal Netvolumen brukes og i Sverige brukes Nettnyttmodellen. Den største forskjellen mellom regimene er måten benchmarkingsresultatene benyttes til å lage krav til nettselskapene. I Norge benyttes en kombinasjon av historiske kostnadstall og benchmarkingsresultat direkte til å fastsette selskapenes inntektsrammer. I Danmark skal benchmarkingsresultat benyttes til å gi selskapsspesifikke effektiviseringskrav til hvert enkelt selskap. I Finland og Sverige benyttes benchmarkingsresultatene som et vurderingsgrunnlag for hvilke selskaper som skal undersøkes nærmere. I kapittel 3 er flere aspekter ved reguleringsregimene og de respektive benchmarkingsmodellene sammenlignet.

Den økonomisk reguleringen av nettselskaper i Norden har nå vært til stede i relativt mange år. Regulatorene er i ferd med å bli bedre kjent med bransjen, og benchmarkingsmodellene blir dermed mer detaljerte. Det er imidlertid slik at en modell aldri kan beskrive virkeligheten 100%. Jo mer av virkeligheten modellen prøver å forklare, jo mer komplisert vil den bli. Det må derfor gjøres en avveining mellom hvor mye av virkeligheten modellen forsøker å beskrive og hvor komplisert den skal være.

Resultatene fra case-studien, med tre norske distribusjonsselskaper i den danske benchmarkingsmodellen, viser at det norske selskapet med høyest kundetetthet kom dårligst ut. I følge Dansk Energi er det en klar tendens til at city- / byselskaper kommer dårlig ut i den danske benchmarkingen. Resultatene fra analysene viser også at de norske selskapene oppnår en lav effektivitetsscore sammenlignet med de danske selskapene. Dette kan skyldes at den danske modellen ikke tar høyde for at de norske selskapene opererer med andre rammevilkår, eller det kan skyldes at de norske selskapene har en mindre fornuftig bruk av ressurser enn de danske selskapene. En stor andel av forskjellen kan også skyldes forskjeller i datagrunnlaget, da det er forskjeller i regnskapsføringspraksis og skatte- og arbeidslover.



Det ble også utført en spørreundersøkelse blant distribusjonsselskaper i Danmark, Finland, Norge og Sverige. 103 selskaper har svarte innen analysene ble utført. Resultatene fra denne undersøkelsen finnes i bilag 1.



8. Referanser

1. Wangensteen I. (2007), *Power System Economics – The Nordic Electricity Market*, Tapir Academic Press, Trondheim 2007. ISBN: 978-82-519-22005
2. Nordgård D.E., Sand K. (2004) *Sammenligning av nordiske benchmarkingsmodeller*. Sintef Energiforskning. ISBN: 82-594-2361-5
3. LOV 1990-06-29 nr 50: Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) [online] Tilgjengelig på: <http://www.lovdata.no/all/hl-19900629-050.html> Lastet ned 01.02.2007.
4. FOR 1990-12-07 nr 959: Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften) [online]. Tilgjengelig på: <http://www.lovdata.no/cgi-wift/ldles?doc=/sf/sf/sf-19901207-0959.html> Lastet ned 01.02.2007
5. FOR 1999-03-11 nr 302: Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffene. (kontrollforskriften) [online]. Tilgjengelig på: <http://www.lovdata.no/cgi-wift/ldles?doc=/sf/sf/sf-19990311-0302.html> Lastet ned 01.02.2007.
6. Konsumprisindeksen for hvert år kan hentes fra Statistisk sentralbyrås hjemmesider: <http://www.ssb.no/kpi/> [online] Lastet ned: 22.03.2007
7. NVE (2006), *Modell for fastsettelse av kostnadsnorm – Økonomisk regulering av nettselskapene fra 2007, Utkast per. 06.06.2006* [online] Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/FileArchive/88/Modell%20for%20fastsettelse%20av%20kostnadsnorm%20-%20Utkast%2006062006.pdf> Lastet ned 01.02.2007.
8. FARRELL M.J. and FIELDHOUSE M. (1962) *Estimating efficient production functions under increasing returns to scale*, J.R. Statis. Soc. Series A 125, 252-267

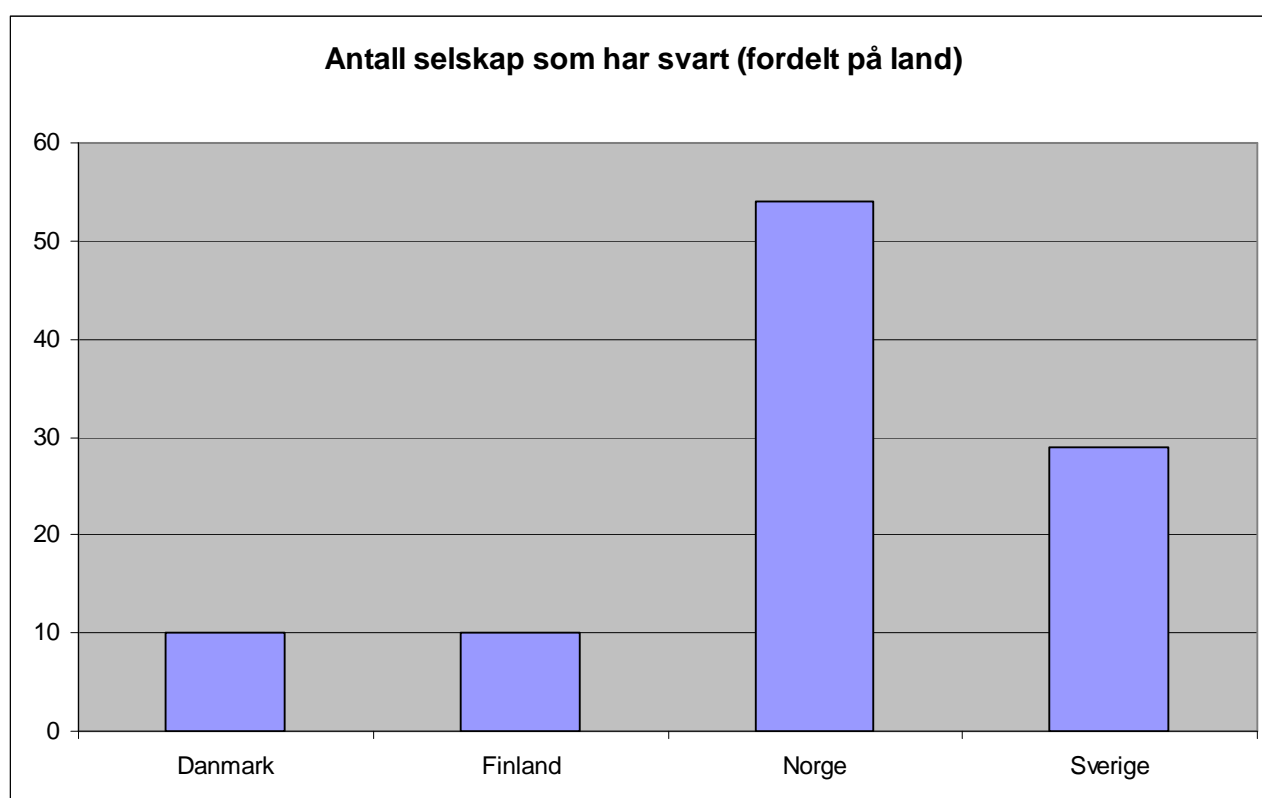


-
9. CHARNES A., COOPER W.W. and RHODES E. (1978) *Measuring the efficiency of decision making units*, Eur. J. Opl. Res 2, 429-444
 10. Energibedriftenes landsforening (2005), *EBLs høringsuttalelse til NVEs forslag til endringer i modell for økonomisk og teknisk rapportering*.
 11. Energistyrelsen (2004), *Bekendtgørelse nr. 1520 af 23. december 2004*. [online] Tilgjengelig fra: http://147.29.40.90/GETDOC/ACCN/B20040152005-regl_TARGET Lastet ned: 01.03.07
 12. Energitilsynet (2006), *Model til benchmarking af elnetselskaber*. [online] Tilgjengelig fra: <http://www.energitilsynet.dk/afgoerelser-og-praksis/elektricitet/afgoerelser-el/model-til-benchmarking-af-elnetselskaber/> Lastet ned: 05.03.07
 13. Mats B-O Larsson, (2004) *Nätnyttomodellen från insidan*. [online] Tilgjengelig fra: <http://www.energimarknadsinspektionen.se/upload/Tillsyn/n%C3%A4ttariff%202003/yttranden%20och%20medgivanden/Bilagor/Inlagan%20Bilaga%207.pdf> Lastet ned: 21.03.07
 14. Energimyndigheten (2005), *Beslutsunderlag Nätnyttomodellen tariffår 2004 & 2005*, Eskilstuna, Sverige
 15. Svensson, Johan & Wikerud, Daniel (2006), *Nätnyttomodellen och dess inverkan på ett distributionsnät*, Chalmers Tekniska Högskola, Sverige [online] Tilgjengelig fra: <ftp://ftp.elteknik.chalmers.se/Publications/MSc/Svensson&WikerudMSc.pdf> Lastet ned: 23.04.2007
 16. Brealey, R. ja Myers, S. (1996), *Principles of Corporate Finance*. For eksempel side 180.
 17. Energi-markkinavirasto (2004). *GUIDELINES FOR ASSESSING REASONABLENESS IN PRICING OF ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORK OPERATIONS FOR 2005-2007*. Tilgjengelig fra: <http://www.energi-markkinavirasto.fi/data.asp?articleid=875&pgid=133> Lastet ned: 14.03.2007.

-
18. Power Point Presentasjon, formidlet av Antti Paananen, Energiemarkkinavirasto.
 19. Ellagen (1997:857), Tilgjengelig fra: <http://www.notisum.se/rnp/sls/lag/19970857.HTM>, Lastet ned: 29.06.2007
 20. Viljainen, S. (2005). *Regulation in the electricity distribution sector – theory and practice*. Lappeenranta University of Technology. Lappeenranta, Finland. (ISBN 952-214-124-0)
 21. Dansk Energi (2006), *EnergiAgenda 01-06*
 22. Working Group on Distribution Benchmarking - Eurelectric (2002), *Pan-European Benchmarking of Electricity Distribution Companies – Final report*. Eurelectric, Brussels, Belgium.
 23. Tall for PPP er hentet fra OECDs hjemmeside:
http://www.oecd.org/topicstatsportal/0,2647,en_2825_495691_1_1_1_1_1,00.html [online]
Lastet ned: 23.04.2007

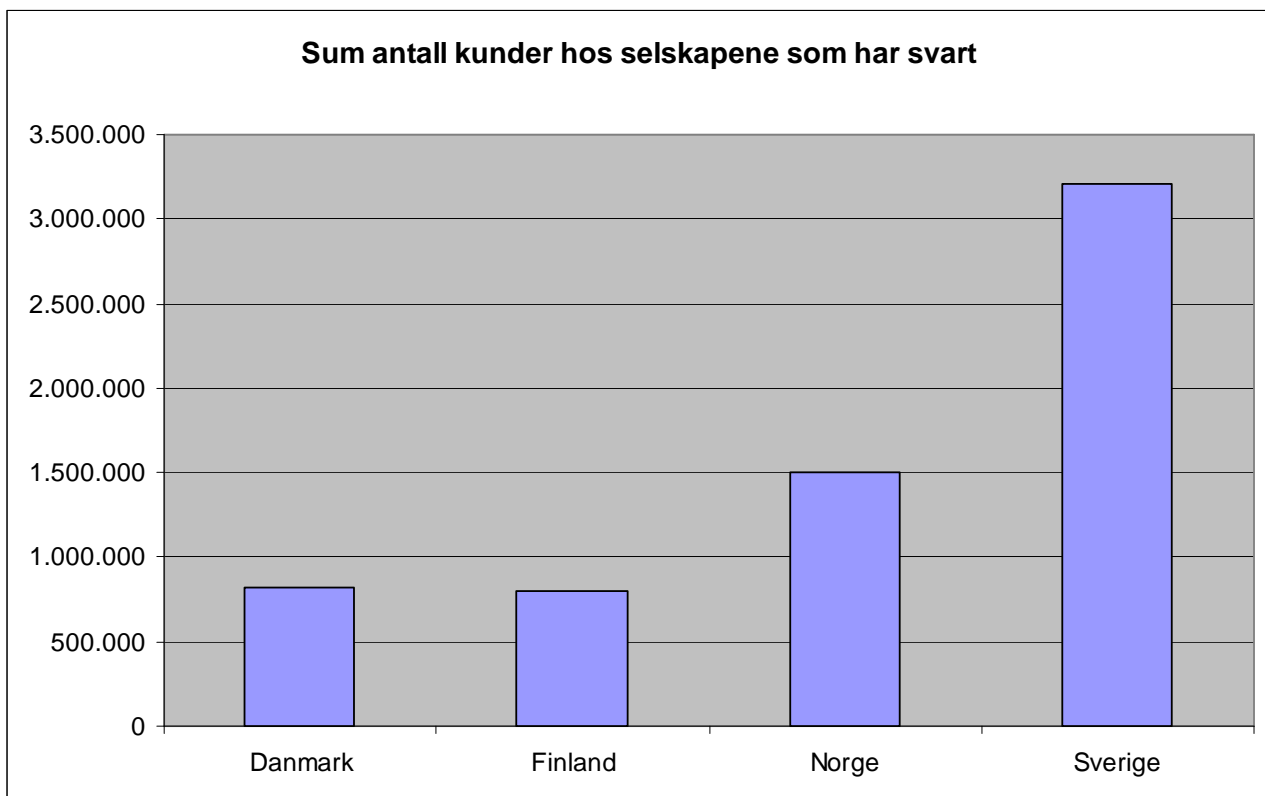
Bilag 1 – Resultat fra spørreundersøkelse

Det ble i forbindelse med denne masteroppgaven utført en spørreundersøkelse, hvor nettselskap fra Danmark, Finland, Norge og Sverige fikk diverse spørsmål om den økonomiske monopolreguleringen av selskapet. Det ble tilsammen avgitt svar fra 103 selskap. Nedenfor presenteres de viktigste resultatene fra undersøkelsen.



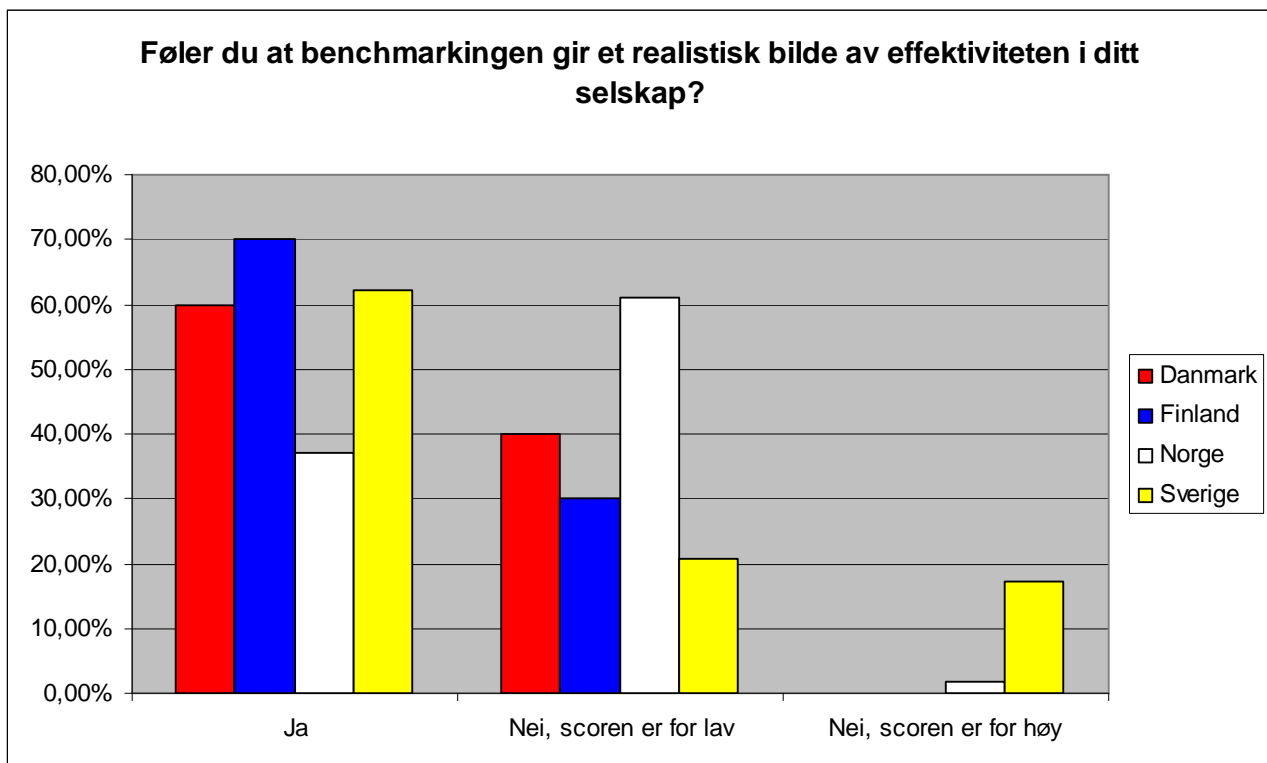
Figur 1. Antall selskap som har svart fordelt på land

Figuren over viser at det var klart størst oppslutning rundt undersøkelsen i Norge. Dette kan ha sammenheng med at mange norske nettselskaper har sterk fokus på den nye norske modellen og svært mange er lite fornøyd med modellen. Dette viser også svarene som er kommet inn.



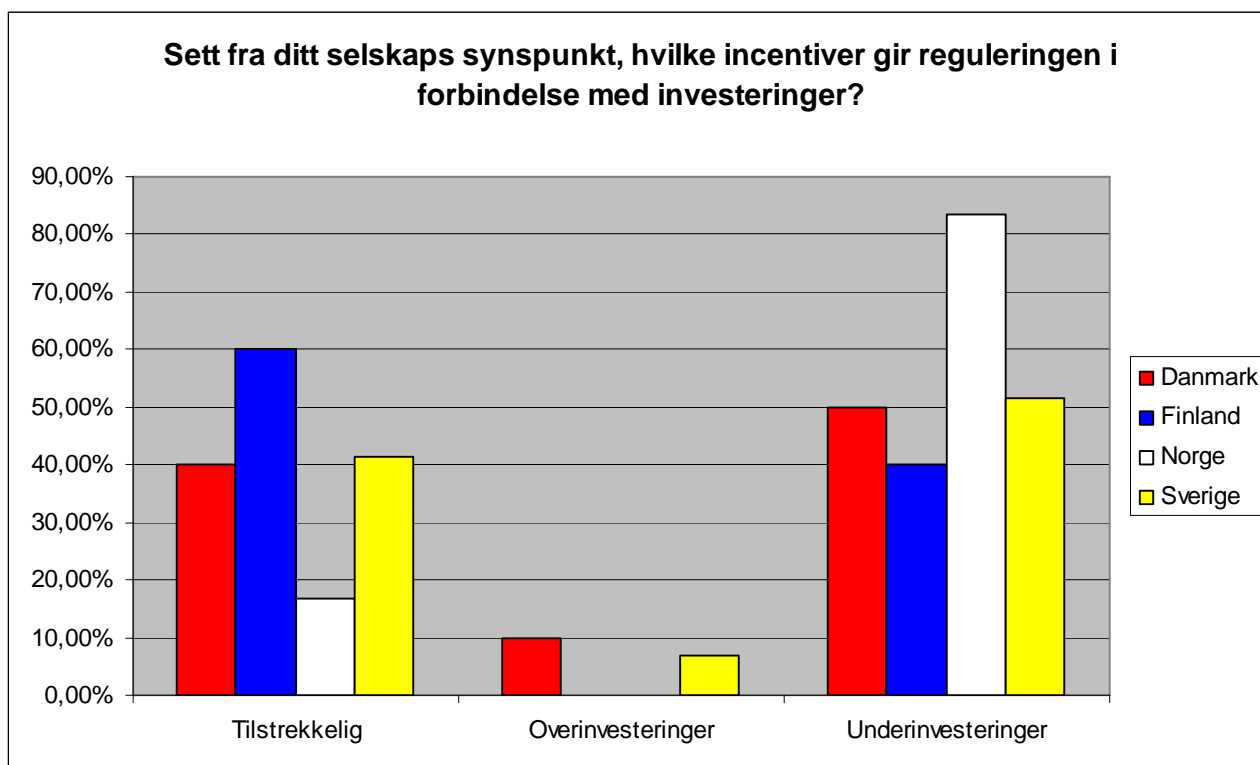
Figur 2. Sum antall kunder hos selskapene som har svart

Sett sammen med informasjonen fra figur 1, kan man ut fra figur 2 se at andelen store selskap som har svart på undersøkelsen er større i Sverige, Danmark og Finland enn i Norge.



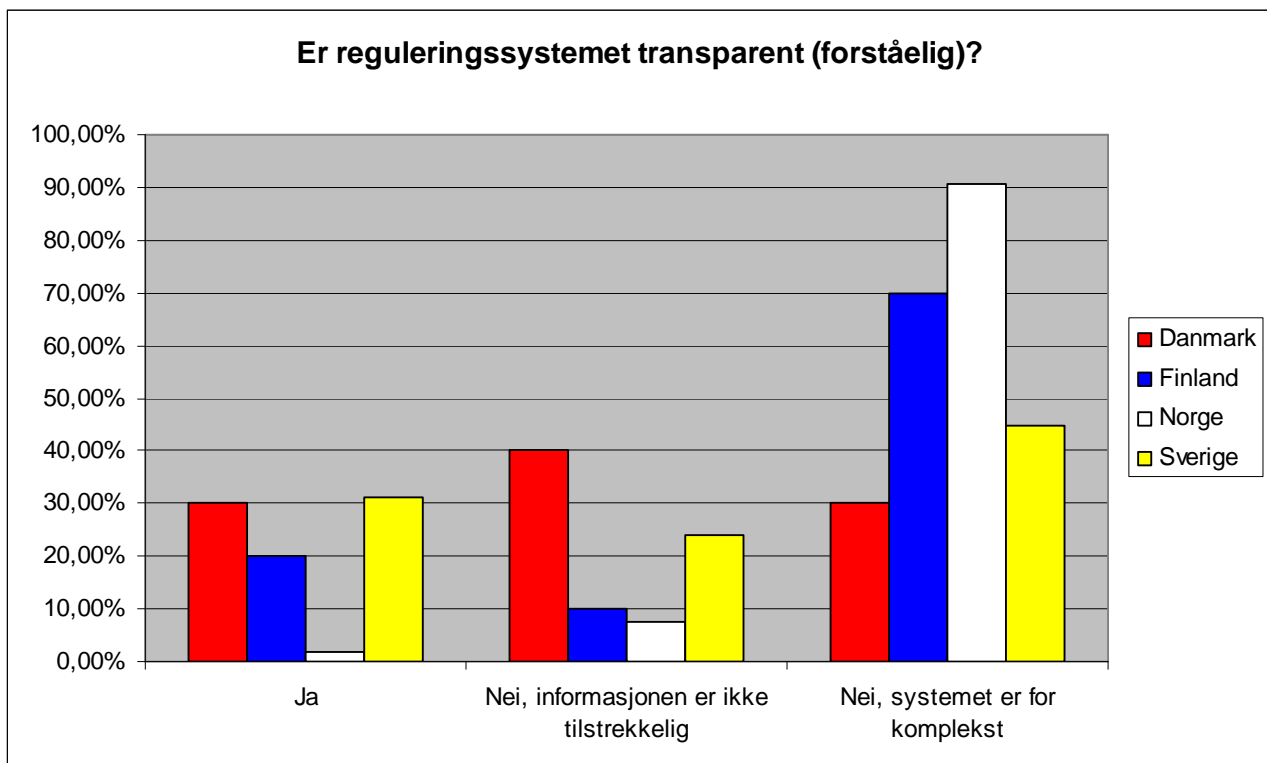
Figur 3. Gir benchmarkingen et realistisk bilde av effektiviteten?

Resultatene her viser at flertallet av selskapene i Norge mener at deres effektivitetsscore er for lav. I Danmark, Finland og Sverige mener flertallet av selskapene at benchmarkingen gir et realistisk bilde av effektiviteten. Det er også verdt å merke seg at det i Sverige er nesten like mange som mener at de får for høy effektivitetsscore, som det er som mener at de får for lav.



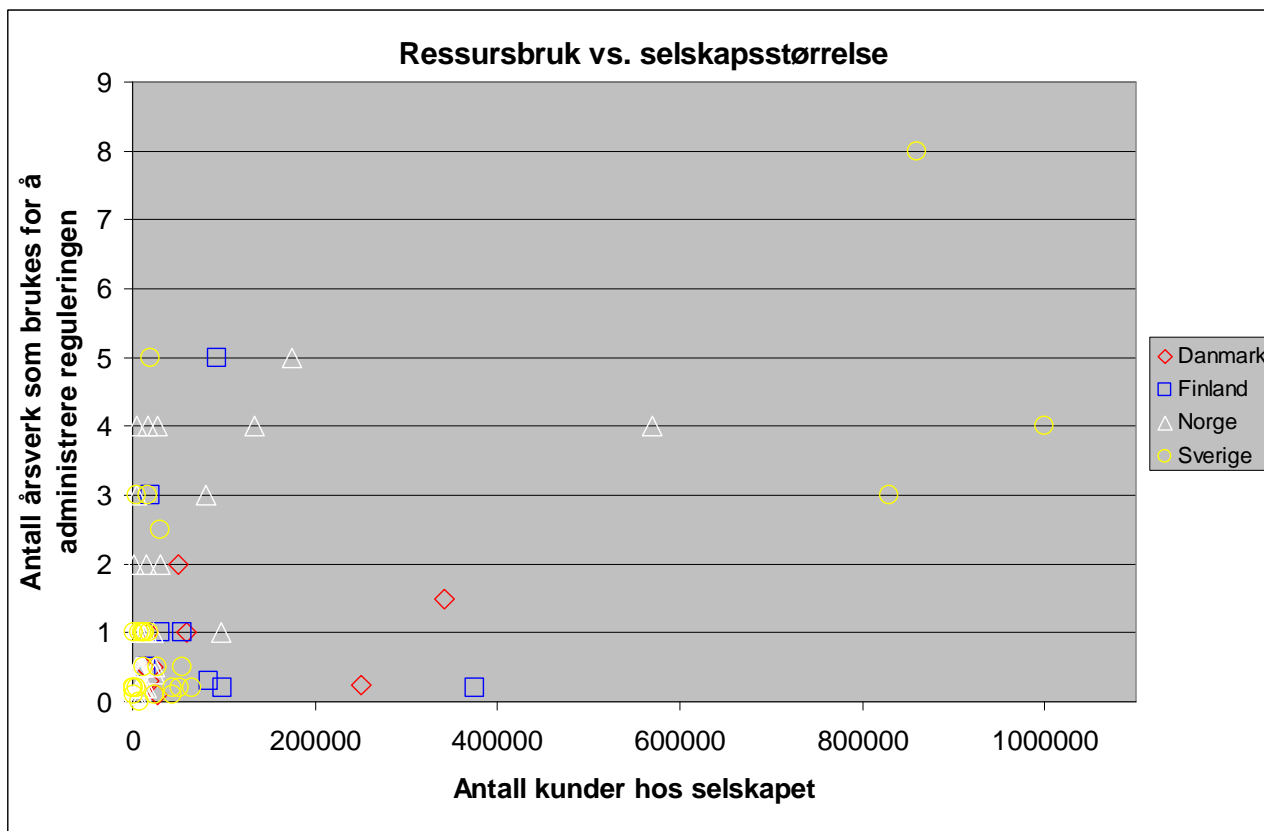
Figur 4. Hvilke incentiver gir reguleringen i forbindelse med investeringer?

Et stort flertall av selskapene i Norge mener at reguleringen fører til underinvesteringer i bransjen. Meningene er noe mer delte i de andre landene. Det er verdt å merke seg at en liten andel av selskapene i Danmark og Sverige mener at reguleringen medfører overinvesteringer.



Figur 5. Er reguleringssystemet transparent (forståelig)?

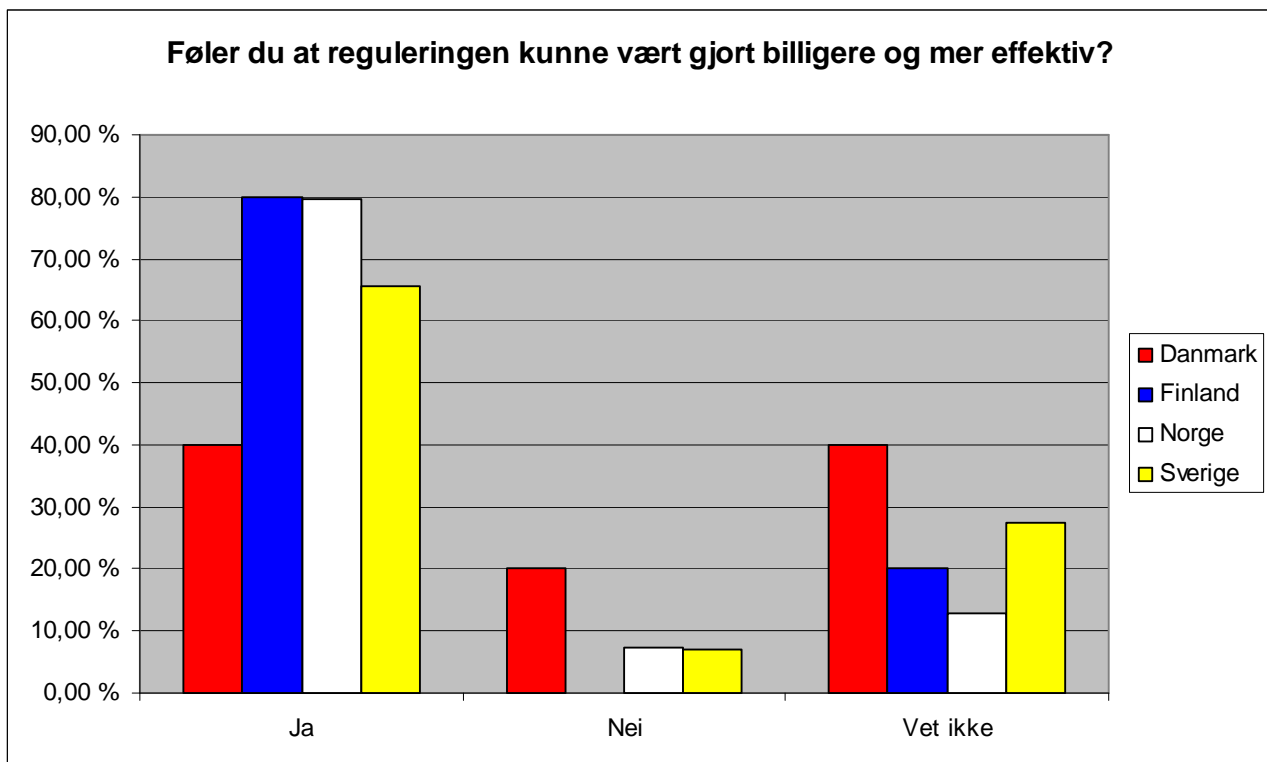
En meget stor andel av de norske selskapene mener at den norske reguleringssystemet er for kompleks. Det samme gjelder for Finland. Begge disse landenes regulatorer bruker DEA som benchmarkingsmodell. I Danmark sier en forholdsvis stor andel at informasjonen ikke er tilstrekkelig. Dette kan ha sammenheng med at de er inne i et modellskifte fra CPI-X regulering til benchmarking ved Netvolummodellen.



Figur 6. Ressursbruk vs. selskapsstørrelse (målt i antall kunder)

I figuren over er antallet årsverk hvert enkelt nettselskap bruker på å administrere reguleringen med sammenlignet med hvor mange kunder selskapet har. Tre svenske selskap er tatt ut av datagrunnlaget, da det ved oppfølgende spørsmål viste seg at de hadde et åpenbart annerledes vurderingsgrunnlag enn de andre selskapene.

Ut fra figuren kan man se at de fleste selskapene bruker ett årsverk eller mindre på å administrere reguleringen. Man kan videre se at store selskap generelt bruker flere ressurser på reguleringen enn små selskap. Selv om de store selskapene bruker flere ressurser enn de små, vil kostnaden av reguleringen for de små selskapene være større per kunde.



Figur 7. Kunne reguleringen vært gjort billigere og mer effektiv?

Av resultatet kan man se at et klart flertall i Finland, Norge og Sverige mener at reguleringen kunne vært utført på en billigere og mer effektiv måte. Undersøkelsen gir imidlertid ikke spesifikke svar på hvordan selskapene mener at regulator kunne gjort prosessen billigere og mer effektiv.

I tabellene under er det forsøkt å identifisere om effektivitetsscoren påvirkes av om nettselskapet forsyner et landlig område, et byområde eller en blanding av by og land.

Danmark

	Scoren er for lav	Scoren er fornuftig	Scoren er for høy
Landlig	0	1	0
Mix	1	4	0
By	3	1	0

Tabell 11. Effektivitetsscore vs. type selskap i Danmark.

I følge Dansk Energi er det en tendens at byselskaper får lav effektivitetsscore i den danske modellen. Fra tabellen kan man se den samme tendensen, selv om datagrunnlaget er noe tynt.

Finland

	Scoren er for lav	Scoren er fornuftig	Scoren er for høy
Landlig	1	1	0
Mix	2	4	0
By	0	2	0

Tabell 12. Effektivitetsscore vs. type selskap i Finland.

De fleste finske selskapene synes effektivitetsscoren er fornuftig. Datagrunnlaget er for tynt til å si noe enstyende om forsyningsområdets påvirkning på effektivitetsscoren.

Norge

	Scoren er for lav	Scoren er fornuftig	Scoren er for høy
Landlig	22	12	1
Mix	9	8	0
By	2	0	0

Tabell 13. Effektivitetsscore vs. type selskap i Norge.

Flertallet av de norske selskapene mener at deres effektivitetsscore er for lav. Resultatet viser at en stor andel av de landlige selskapene mener at de får en for lav effektivitetsscore. Selskapene som har et forsyningsområde som er en blanding av by og land er gjevnt fordelt mellom å synes at scoren er fornuftig og at scoren er for lav. Det er kun to byselskap i datagrunnlaget. Begge disse mener at effektivitetsscoren er for lav. Det er vanskelig ut fra dette datagrunnlaget å si noe om by eller landlige selskaper kommer godt ut av benchmarkingen.

Sverige

	Scoren er for lav	Scoren er fornuftig	Scoren er for høy
Landlig	4	4	0
Mix	2	7	4
By	0	7	1

Tabell 14. Effektivitetsscore vs. type selskap i Sverige.

Fra tabellen kan man se at det er en tendens til at landlige selskap føler at de får for lav effektivitetsscore ved benchmarkingen.

Kommentarer fra selskapene

Til sist i undersøkelsen ble selskapene bedt om å gi kommentarer til reguleringsmodellen. Under følger disse kommentarene, oppdelt etter hvilken nasjon selskapet tilhører.

Danmark

- Reguleringsmodellen er designet til distributionsvirksomheder, men brukes også til regionale transmissionsvirksomheder. Indenfor dette område mener jeg at modellen er totalt uegnet da den ikke tager højde for de forhold/ arbejdsbetingelser der er gældende i disse virksomheder. Der er generelt ikke økonomisk råderum til reinvesteringer i transmissionsnettet, så vi kan på længere sigt se frem til en generel nedslidning af dette net og/ eller at de pågældende selskaber går konkurs hvis de gennemfører de nødvendige reinvesteringer
- Opgørelse af benchmarking i DK er uforståelig vedrørende beregningsmåde og effekt.
- Sådan som vi oplever reguleringen, er den ikke anvendelig. For at kunne sammenligne selskaber skal de være ens og selv et så enkelt emne som kontering af omkostninger kan give afvigelse, fordi der ikke er 2 personer, der tænker ens, så første krav må være en standardiseret kontoplan og en uddybende konteringsvejledning, således at registrering af omkostninger bliver ensartet. / Derudover er der forskel på selskabernes størrelse, der vil afspejles i omkostningsniveauet, regionale lønforskelle og forskel på hvor let / vanskeligt det er at vedligeholde ledningsnettet - vi har f.eks. som det eneste sted i Danmark klipper i undergrunden, hvilket er et fordyrende element.
- Den subjektive fordeling mellem by/land/city kan have stor betydning.

Finland

- Överlag kan man konstatera att modellen är inveklad, snart i den grad att du behöver en resurs i huset som jobbar med alla statistik och rapportering till energimarknadsverket.

Risken finns övervakningsmodellen leder till en prisjustering uppåt som kunderna i annat fall hade undgått.

Modellen är bra på det vis att den styr till att investera mera i nätet vilket nyttjar kunden i fråga om bättre elkvalitet, men dessa beslut och åtgärder hade vi gjort också utan myndigheternas krav.

- The regulator does not allow benefits so that the necessary investment level is not reachable. At least in Finland. And it leads on the side-track in this business, where reliability is the most desirable value.
- The regulation model is too complex.
- I huvudsak välanpassad till våra specifika förhållanden men:
 - kan ej positivt värdera vår genuina närservice
 - undervärderar riskerna
 - vilket ger för låg avkastningsgräns
 - svårt att jämföra/modellera vårt i flere geografiska områden utspridda nät
- The direction of the development has been very good during last years in Finland. We see, that it's very important to take into consideration the needs of customer and the development of the electricity market in the future and I think that our regulator do so.
- The Finnish regulation model is quite good and the personnel in the Finnish Energy Market Authority are very professional.

Bilag 1

- The regulator has a target that the customer prices exist at same level or get lower. At the same time there is a strong demand to improve reliability of the distribution.
- The model is too complex. Does the model in Finland provide profit enough to develop networks to fulfil the demands of the customers?

Norge

- Det er for mange måleparametre, det gir lite utslag på totalrammen. Kunne vært forenklet.
- Reguleringsmodellen er rett og slett for komplisert og inneholder ulogiske insentiver. En enklere og mindre byråkratisk regulering vil være en fordel for både regulator og konsesjonshaver. Bli mer selektiv i sanksjonering mot selskap som ikke følger reguleringen - slik at enkeltserlskap i stedet for hele bransjen rammes hvis det har forekommet uregelmessigheter.
- Reinvesteringstakt og nivå er vanskelig å beregne effekten av.
- En mer oppgavebasert reguleringsmodell ville være enklere å forstå og mer rettferdig overfor nettselskapene.
- Vanskelig tilgjengelig/vanskelig å sjå konsekvens av ulike handlingar.

Kompensasjonsordning for klima/geografifaktorar er usikre og ein kjenner seg ikkje igjen med hensyn til utslag

Ønskjer oppgavebasert regulering med meir forutsigbare utslag

Gir ikkje investeringsincentiv, og umulig å kalkulere om investeringar er lønsame

- Det er viktig at utbygger og nettselskap får klare retningslinjer og at nettselskapa får rammevilkår som ivaretek deira interesser. I dagens regime får ikkje nettselskapene betalt for det ekstra arbeidet som nettselskapa får ved ny produksjon inn i nettet. Utfordringar står i kø for nettselskapa som genererer betydeleg meirarbeid og kostnader med hensyn til vedlikehald av nettet, tariffar, marginaltapberekningar, spenningskvalitet, feil og avbrot, meir overvakingsutstyr og andre forhold som genererer kostnader.

Dersom ein skal sjå på heile potensialet for kraftutbygging i vårt område, og oppruste etter dette, må det gjerast betydelege forsterkingar i distribusjonsnettet, regionalnettet og i sentralnettet.

Er det rett at kundane, som i utgangspunktet har betalt kostnaden for at energiverket har teke høgde for auka produksjon, no vert belasta med nye kostnader på grunn av reinvestering som produksjonen utløyser?

Bør produksjonen betale tilbake kostnadene for ledig kapasitet som nettkundane har betalt over nettariffen?

Skal første nye produksjonsanlegg betale heile reinvesteringa med ei eventuell opprusting eller berre sin del?

Eventuelt kven skal halda midlar i dette og korleis ser regulant på desse problemstillingane?

Skal energiverket verta pålagt å forsterka nettet for framtidige produsentar og verta straffa av regulant for ineffektiv drift/overinvestering?

Får nettkundar i i området auka kostnader på uttak på overliggande nett på grunn av forsterking i overliggande nett for ny produksjon, eller er vi sikre på at produksjon får alle kostnadene?

Netto uttak i vårt område vert ein liten del av energiflyten i nettet, og skal då distribusjonsnettet reknast som produksjonsanlegg eller distribusjonsanlegg? I dag er uttak, når ein ser frå sentralnettet og nedover, lite i høve til produksjon og dette vert ytterlegare forsterka med ny produksjon.

Korleis ser regulant føre seg at nettkostnadene fordelast der skeivfordeling mellom produksjon og uttak er stor? Skal fortsatt produksjon vera den som bidreg minst til nettariffen i høve til uttak pr KWh ?

- Nei, det vil føre altfor langt her, men forhold rundt modellen gir skjevutslag spesielt i forhold der man har noen få store selskaper som er kraftintensive.
- Incentiver for å investere og reinvestere i nettet er ikke tatt nok hensyn til i det nye inntektsramme systemet.

- / Utbygging av regionalnett som skal forsyne f.eks. off-shore/on-shore, olje/gass.
- Reguleringen tar ikke noe hensyn til de enkelte lokale utfordringer. Miljøparametrene som er lagt inn gir ikke god nok uttelling.
- Synes ikke beregning av effektivitet er rette måten å regulere på. Modellen er svært ullen, og det er vanskelig å få grep på hvilke endringer som må foretas for å forbedre seg. Har mye mer tro på en modell som gjenspeiler f.eks. kostnadene til å drifte investerte kroner i nettet.

Spesielt i forhold til KILE gjenspeiler ikke reguleringen rammevilkårene gitt ut fra overliggende nett. I det hele tatt blir sammenhengen mellom tiltak og kostnader i overliggende nett og distribusjonsnettet ikke sett i sammenheng. Det er slik at økte investeringer i overliggende nett gir besparelser i distribusjonsnettet og omvendt. Litt av problemet at sekundærstasjoner er eid av regionalnettet mens de i realiteten bidrar til lokal forsyning til de enkelte distribusjonsnettene. Distribusjonsverk som således er tett forsynt med innmatinger kommer derfor gunstig ut kostnadsmessig og avbruddsmessig. Disse rammevilkårene tar ikke reguleringen hensyn til. Tilsvarende gjelder for rammevilkårene knyttet til innmating av lokal produksjon rett inn i distribusjonsnettet. Dessuten har NVE forsømt seg totalt når det gjelder å gå opp grensegangene mellom hva som er nettanlegg og således monopolvirksomhet, og hva som er internt nettanlegg hos en produsent og slik sett tilhører en kostnad hos produsenten som kunde til nettet. NVE må her ta den rollen de skal ha å sørge for klassifisering av de enkelte nettanleggenes status. Det er ikke godt nok at netteiere og produsenter kan gjøre dette selv etter eget forgodtbefindende. De er da mulig å endre dette frem og tilbake som det passer en selv. samtidig har statusen i enkelte tilfeller stor betydning for hva sluttkunden skal betale i nettleie. Dertil bidrar det til kryssubsidiering av produsenter som nettopp er NVEs oppgave å forhindre, men som de aldri har tatt på alvor.

- Analyser av investeringer i vårt nett, spesielt strøm til hyttefelt, viser at vi vil tape på slik investering uansett finansiering. Systemet gir overhode ingen insentiver til investering.

- I prinsippet et godt utgangspunkt for fastsetting av inntektsrammer, men er begrensende mht nyinvesteringer.
- Den tar ikke hensyn til selskap med høy energi transport i distribusjonsnett. Videre tar den ikke hensyn til tilknytning av småkraft og vindkraft.
- Reguleringen må være enklere å forstå. Det må arbeides med å øke investeringstakten i heile det norske nettet. Er redd for at KILE- ordningen er for dyr for everkene og at det ikkje er nok stimulans til reinvesteringer.
- Det er tydelig at innføring av geografiparametre har medført en ytterligere forverring av det tidligere systemet. Idèen er god, men resultatet er altfor dårlig. Resultatet iform av inntektsrammer og effektivitet gjenspeiler derved ikke de relle forholdene. For oss virker det som geografifaktorene overkompenserer der de slår inn.
- Reguleringa skil for lite med omsyn til kystnærheit og ekstrem kysnærheit.
- Man sammenligner ikke sammenlignbare enheter.
 - Styring mot ukjent/foranderlig mål.
 - Manglende forutsigbarhet.
 - For arbeidskrevende og detaljstyrt.
 - Ulik regnskapsrapportering, regnskapsforskriftene ikke entydige. Detaljkontroll lar seg ikke gjennomføre.
 - Det forventes stabile, forutsigbare priser både fra NVE og våre kunder - systemet vanskeliggjør dette.
 - Historiske utbyggingsforutsetninger ivaretas ikke - jfr. utbyggingsforutsetninger i produksjonsnær områder og tariffingen her.
- DEA-modellen er lite egnet til reguleringen, da det er nødvendig å holde antallet input-parametre på et lavgt nivå. Dette gjør at man har måttet utelate viktige parametre, f.eks. relevante geografiparametre. Dette har bl.a. resultert i at man ikke har registrert at det er forskjell i geografien for et nettselskap på flate Jæren uten fjell og fjellgrunn og et

nettselskap med sterkt kupert terreng og mye fjell og steingrunn. Å benytte data for enkeltår i sammenlikningene gjør også at man blir eksponert for store variasjoner i sammenlikningene. Spesielt mindre nettselskaper har ofte store variasjoner fra år til år i driftskostnadene, f.eks på grunn av at man enkelte år bruker en stor del av de ansatte til investeringsoppgaver, f.eks. knyttet til nye nettanlegg, eller andre typer oppgaver som bygging av fibernett eller gass/fjernvarmenett. De årene man bruker mannskapene til slike oppgaver, blir driftskostnadene kunstig lave. I NVE's reguleringsmodell vil disse selskapene kunne framstå som effektive, og danne normen for andre. Neste år kan det være et annet selskap som er i en slik situasjon, og slik vil selskaper som har varierende kostnader fra år til år kunne danne en kunstig lav norm. Bruk av bokførte kapital som mål på kapitalkostnadene er også uheldig. Gjør at selskaper med gammelt og nedskrevet automatisk vil framstå som effektivt på grunn av lave kapitalkostnader. Ny- og re-investeringer for å opprettholde leveringskvaliteten vil øke nettkapitalen, og i NVE's målinger vil man bli mindre effektivt sammenliknet med selskaper som ikke reinvesterer. Over tid vil de som ikke reinvesterer formodentlig bli "straffet" i form av økte KILE-kostnader, men fram til dette inntre vil de bli betraktet som "super-effektive", og danne en kunstig lav norm for andre. F.eks. har Nord-Salten kraftlag dannet normen for de fleste nettselskaper for 2007, og de vil formodentlig også danne normen for 2008, først for 2009 vil KILE-kostnadene for utfallet i Steigen slå ut. Dersom man ikke hadde hatt de spesielle værforholdene som avslørte svakheter i nettet i januar 2007, ville Nord-Salten kraftlag fortsatt kunne danne en kunstig lav norm for andre selskaper i mange år framover. / En annen effekt som reguleringsmodellen gir, er at man ved kun å benytte lengden på høyspentnett og antallet fordelingstransformatorer som input, og ikke tar med lavspennettet, vil gjøre det lønnsomt å bygge mest mulig høyspentnett og flest mulig nettstasjoner på bekostning av lavspennettet. Dette kan gi en lite optimal nettutbygging, man vil f.eks. komme dårlig ut ved å bygge 400 V nett, da dette normalt gir større andel lavspennett, selv om dette ofte vil være den teknisk/økonomisk mest optimale måten å bygge ut nettet på.

- Regimet er komplekst, uforutsigbart, lite tilgjengelig ift å forstå utslagene av modellen og gir ikke tilstrekkelige incentiver for re- og nyinvesteringer

- Ekstreme topografiske forhold / / Mest alvorlig er likevel stort (og økende) innslag av produksjon i småkraftverk som i realiteten totalt dominerer nettbildet i området, men som ikke blir tatt hensyn til.
- Geografiparametrene har til dels systematiske feil.
- KILE ordningen er totalt feil (premierar dei minst flinke!) Feil sign. frå NVE ifht korleis straumnett skal byggjast og feil i fht. andre energiformer - TEnKER her bl.a. på at talet på trafokioskar skal gje større inntektsrama, i staden for å tenkt motsatt FÅ inn 400V. / Blir straffa m/ å byggja alternativ energi som t.d. fjernvarme, for då får ein overført mindre energi(=lavare innt.rama) og at ein byggjer færre kioskar m/fjv. (=lavare innt.rama) = miljøfientleg!
- DEA-analysen er ein rein økonomisk analyse der leveringssikkerheit ikkje er teke med. KILE meiner eg ikkje er eit uttrykk for at me har bygt ringar for å sikra leveringstryggleiken.
- Der det er mange fjorder og ferger gir dette store merkostnader på driften av nett dette kommer ikke med.
- Den er god. Men investeringer fanges ikke tilstrekkelig opp
- Justeringsparametrene gir for store utslag. Verkene kan bli staffet for historiske hendelser som er utenfor selskapets kontroll. Eks nedleggelse av gruveselskap som har vært dimensjonerende for nettutbygging.
- Fanger ikke opp nok variable faktorer.
- Kortsiktig,
Ikke transparent nok.
Egen drift avhenger av andres mer eller mindre reelle tall
Bra at fritidsboliger ble spesielt målt

- Dagens regulering er for lite objektiv og rammer selskap uten særlig egenart. De data som benyttes i effektivitetsmålingene er ikke særlig sammenlignbare i og med at oppgaven til nettselskapet ikke er definert. Reguleringen forhindrer nyinvesteringer i og med usikkerhet om framtid.
- Gjør det ulønnsomt å legge kabel i forhold til luftlinjer
- Benchmarkingen (effektivitetsmodellen) gir ikke en riktig benchmarking av selskapene da den bruker rapporterte regnskapstall som ikke gir et godt nok sammenligningsgrunnlag. Det varierer fra selskap til selskap hvordan de rapporterer, og hvilke oppgaver og hvordan kostnader/inntekter med disse defineres innenfor eller utenfor monopoloppgaver. I tillegg gir geografifaktorene som er tatt med uventede og ulogiske utslag.

Sverige

- Den svenska modellen är för komplex och baseras på ett fiktivt nät. Detta nät motsvarar inte det verkliga nätet utan utgör ett optimalt målnät baserat på behovet av energiförsörjning vid varje given tidpunkt. Således kommer nätet att ha olika sträckning och dimension vid olika mättillfällen.
- THE MODEL IS FICTIV, DOES NOT SHOW THE REALITY.
- De store aktörerna har både produktion, distribution till konsument vilket är fel. / de styr priset för mycket.
- The regulation is not fare. It for instance favour some sort of companies and missjudge other.
- Den gynnar de stora företagen.
- The regulation is dependent on several tools without any real consequent acting from the authorities.
- The Swedish model "Nätnyttomodellen" i indeed in question. It measures the companies afterwards. It is an impossible model.
- På något sätt bör regleringen göras begriplig för allmänheten.
- - det är inte riktigt att mäta årsvis. Kvalitet bör vara över en längre period, mad tanke på enstaka ovädersår.
 - NNM bör mer bygga på det faktiska nätet som man har och inte ett helt fiktivt nät.
- it demands a lot of administration



- Modellen borde ta mer hänsyn till verklighetens / elnät, som t:ex olikheter med kundtäthet,geografi m.m.