SUMICSID

Ekonomisk nätbesiktning

SLUTRAPPORT

Per Agrell
Peter Bogetoft

2000-09-13

Disclaimer

Detta är en slutrapport utarbetad av SUMICSID HB på uppdrag av Energimyndigheten, överlämnad vid slutrapportering 2000-09-13. Rapporten är baserad på tidigare redovisningar till uppdragsgivaren och en samrådsgrupp med industrirepresentanter. Det fulla ansvaret är ev. fel och oklarheter vilar dock uteslutande på författarna, docent Per AGRELL och professor Peter BOGETOFT från SUMICSID AB.

Innehållsförteckning

KAPITEL 1. INLEDNING 1
KAPITEL 2. REGLERINGSPRINCIPER 5
KAPITEL 3. DEA-METODEN 8
KAPITEL 4. EFFEKTIVITETSMODELLERING 23
KAPITEL 5. ONFRONT IMPLEMENTERING 38
KAPITEL 6. VIDAREUTVECKLING 60
KAPITEL 7. SAMMANFATTNING 72
REFERENSER 75
BILAGOR 1
Bilaga 1: Olika effektivitetsmodeller 1
Bilaga 2: Särskild rapport – specifikation 4
Bilaga 3: Datamaterial – DEA-modeller 6
Bilaga 4: Matematisk formulering av DEA 7
Bilaga 5: Djupanalys 10
Bilaga 6: Datamaterial – 1997 11
Bilaga 7: Sammanställning SR 12
Bilaga 8: Detaljresultat SR6 13
Bilaga 9: Sammanställning LR 14
Bilaga 10: Detaljresultat LR3 15

Kapitel 1. Inledning

Projektbeskrivning

1.01 Statens Energimyndighet (STEM) har beslutat att mäta nätoperatörers effektivitet genom jämförelsetal och nyckeltal. Uppdraget syftar till att underlätta regleringsarbetet, tillmötesgå branschens informationsbehov för rationaliseringsarbete och underlätta utförandet av myndighetens uppgifter inom tillståndsgivning, tillsyn och informationsspridning.

Projektgrupp

1.02 En projektgrupp bestående av civ. ek. Birgitta SJÖBERG (projektledare), civ. ek. Lars ERIKSSON, jur. kand. Roger HUSBLAD från Energimyndigheten samt konsulterna docent Per AGRELL och professor Peter BOGETOFT från SUMICSID AB handhar uppdraget. Civ. ek. Göran EK samt jur. kand. Catarina ERIKSSON vid Energimyndigheten har också deltagit i viss utsträckning i projektet.

Samrådsgrupp

1.03 Projektgruppen har etablerat samarbete med en grupp av branschrepresentanter för att tillförsäkra sig en allsidig belysning av de specifika industriella förutsättningar som verksamheten uppvisar. Samrådsgruppen består av Birger ERIKSSON, SVEL, Ralf HANNU, Bodens Energi Nät AB, Mats HÅKANSSON, Mälarenergi Elnät AB, Bengt JOHANSSON, Birka Nät AB, Ingemar JOHANSSON, Götene EDF Elförening samt Bertil LUNDBERG, Kreab Energi AB. Samrådsgruppens sammansättning speglar nätverksamhetens mångfald med avseende på storlek, lokalisering och kostnadsnivå. Synpunkter från möten med samrådsgruppen 2000-06-05, 2000-07-05 samt 2000-08-29 har tagits i beaktande vid rapportens skrivning.

1.04 Ekon. dr. Ann VEIDERPASS vid Göteborgs Universitet har bidragit med synpunkter från en granskning av delrapport 2.

Etapper

1.05 Projektet bedrivs i två etapper; förstudie (1) och genomförande (2).

1.06 Etapp 1 påbörjades i september 1998 och avslutades i mars 2000. Etappens slutsatser finns givna i rapporten *Jämförelsekonkurrens i nätverksamheten, effektivitetsmätningar och nyckeltal*. Efter en genomgång av regleringsproblematiken, den tekniska, ekonomiska och juridiska situationen samt tidigare och internationella studier inom området beslutade projektgruppen att förorda Data Envelopment Analysis (DEA) som metod för det fortsatta arbetet.

1.07 Etapp 2 påbörjades 2000-04-28 och slutrapporterades 2000-09-13. Denna etapp kan underindelas i sju faser enligt nedan.

Fas	Tid	Aktivitet
1	2000-04-28 – 2000-05-15	Projektstart
2A	2000-05-16 – 2000-06-13	Formulering (matematisk och konceptuell) av alternativa DEA-modeller *Hållpunkt*: Rapport 1 levereras
2B	2000-05-16 – 2000-06-13	Datainsamling
3	2000-06-14 – 2000-07-07	Implementering på OnFront mjukvara *Hållpunkt*: Rapport 2 levereras
4A	2000-07-10 – 2000-08-18	Validering av effektivitetsmodell i samarbete med projektgrupp och samrådsgrupp
4B	2000-08-14 – 2000-08-30	Utbildning av projektgruppen samt nätavdelningens handläggare
5	2000-08-21 – 2000-09-08	Djupanalys av modellresultat samt vidareutveckling av modellen
6	2000-09-13	Slutrapportering *Hållpunkt*: Rapport 3 levereras *Hållpunkt*: Program 1 levereras
7	Hösten 2000	Stödtjänster och vidareutbildning

1.08 *Projektstartsfasen* innefattar grundläggande litteraturstudier, systembeskrivning af nätverksamheten, systembeskrivelse af Energimyndighetens aktiviteter, målbeskrivning av analysen (information, inlärning, komplexitet, motivation, reglering, incitament, beslutsfattande, tillsynsrutiner), organisation av konsultarbetet, uppföljning, samarbetsformer med nätavdelningens projektgrupp och andra myndigheter, m. m.

1.09 *Modelleringsfasen* innefattar diskussion rörande relevanta variabler, antaganden rörande skala, konvexitet, kombinerbarhet, faktorberoende, aggregeringsnivå samt kontrollerbarhet. Delrapport 1 avslutade denna fas.

1.10 *Datainsamlingsfasen* innefattar sammanställning och föranalys av relevanta data i räkneark.

1.11 *Implementationsfasen* innefattar val av lämpligaste modell i samråd med Energimyndigheten, specifikation av de ev. tilläggsrutiner till OnFront som kan vara nödvändiga, kodning och körning av valda DEA-modeller, verifiering av implementation m a p gällande rutiner. Fasen avslutades med Delrapport 2.

1.12 *Valideringsfasen* omfattar presentation av informationsinnehållet i jämförelsetalen, jämförelse och analys av kompletterande information, inhämtande av synpunkter från nätoperatörer om detaljeringsnivå m.m.

1.13 *Utbildningsfasen* inbegriper teoretisk och praktisk träning i grunderna för produktivitets- och effektivitetsmätning med DEA, begreppen teknisk, skal-, kostnads- och allokativ effektivitet i DEA, produktionsantaganden i DEA, OnFront – rutinkörning med DEA-modell, OnFront – avancerade analyser av resultat, OnFront – körning av paneldata och Malmqvist index. Utbildningen är organiserad som ett "DEA-körkort" för grundläggande teoretiska och praktiska kunskaper i OnFront.

1.14 *Djupanalysfasen* avser att ge underlag för ev. vidareutveckling inom områdena inlärning och anpassning, tillsynsarbete och ekonomiska incitament, datakänslighet och osäkerhet, löpande revidering och underhåll av modellen, analogier med annan energiproduktion.

1.15 *Uppföljningsaktiviteter*. I förlängning och delvis parallellt med ovanstående projektfaser genomför Energimyndigheten en intern process med kvalitetssäkring, införande av datasystem, extern kommunikation samt förberedelse av pilotinförande 2001.

Rapportstruktur

1.16 Denna slutrapport består av tidigare delrapporter (1 och 2)

1.17 Slutrapporten har följande disposition:

- Inledning
- Regleringsprinciper (delrapport 1)
- DEA-metoden (delrapport 1)
- Effektivitetsmodellering (delrapport 1)
- OnFront implementering (delrapport 2)

- Modellresultat och validering
- Regleringsmodell
- Slutsatser och rekommendationer

Presentationer

1.18 I föreliggande rapport ges en beskrivning av den genomförda systemanalysen, en något mer detaljerad introduktion till DEA samt motivering för val av DEA modell, baserad på systemanalysen. Utöver de häri rapporterade aktiviteterna har en viss intern utbildningsprocess initierats samt extern och intern förankring genom presentationer, diskussioner och annan kommunikation. I detta sammanhang har åtta formella presentationer givits:

2000-05-16	DEA reglering av elnät, STEM, Eskilstuna
2000-06-05	DEA modeller för eldistribution, Samrådsgruppen, Stockholm
2000-06-13	Effektivitetsmätning av nätoperatörer, STEM, Eskilstuna
2000-06-27	DEA-based Incentive Regulation, Nordiskt DEA-möte, Eskilstuna
2000-07-05	DEA-körningar för elnät, Samrådsgruppen, Stockholm
2000-07-07	Effektivitetsmätning på OnFront, STEM, Eskilstuna
2000-08-29	Djupanalys av näteffektivitet, Samrådsgruppen, Stockholm
2000-09-13	Slutrapportering DEA projektet, STEM, Eskilstuna

Internationellt samarbete

1.19 Projektgruppen har etablerat separat samarbete med tillsynsmyndigheten EMC (Elmarknadscentralen), Finland, samt har orienteringar med NVE, Norge, Konkurrencestyrelsen, Danmark och DTe, Nederländerna. Forskningsmässigt sker utbyte rörande detta projekt även med Center of Regulation vid University of Warwick, CORE vid Université Catholique de Louvain la Neuve, Universitetet i Oslo, Handelshögskolan i Helsingfors samt Göteborgs universitet.

Kapitel 2. Regleringsprinciper

2.01 Ekonomiska aktiviteter inom energimarknaden kan uppdelas i *produktion*, *transmission* av högspänd elkraft (220 kV, 400 kV), regional (40 –130 kV) och lokal (0,4 – 40 kV) *distribution* av elkraft samt *handel*.

Konkurrens och reglering

2.02 Genom avregleringen av den svenska elmarknaden 1996 gäller i princip fri konkurrens på elmarknaden. I analogi med avreglering av andra sektorer som finans, försäkringar, telekommunikation, flyg och järnvägar, är den underliggande tanken att ge de marknadsekonomiska krafterna fritt spelrum för att uppnå samhällsekonomisk effektivitet. Under fri konkurrens väljer kunderna mellan producenternas varor och tjänster, vilket sätter press på kostnadsbesparingar och strukturell utveckling. Endast ett effektivt företag kan i längden uppnå en intjäning som räcker till att finansiera kapitalkostnader, ersättningsinvesteringar och avkastning till ägarna. På elmarknaden sker *produktion* och *handel* under fri konkurrens sedan 1996.

2.03 *Transmission* är under direkt statligt överinseende genom Affärsverket Svenska Kraftnät och behandlas ej vidare i detta projekt.

2.04 *Regional distribution* (40-130 kV) regleras enligt en särskild ordning och ingår ej i detta projekt.

2.05 *Lokal distribution* (0,4 – 40 kV) är ett exempel på ett *naturligt monopol* för vilket fri konkurrens fungerar samhällsekonomiskt otillräckligt. När ett ledningsnät väl uppförts i ett område skulle det vara företags- och samhällsekonomiskt olönsamt att uppföra parallella system, vilket ger leverantörerna monopolställning gentemot kunderna. Då samhället har intresse av en fullständig elektrifiering av landet och samtidigt önskar skydda konsumenterna regleras dessa aktiviteter som *legala monopol*.

2.06 Ett legalt monopol regleras genom ett *koncessionsinstitut*, tidsbegränsade koncessioner för nätverksamhet för linje och område, samt löpande eller periodisk *tillsyn*.

2.07 En verkningsfull reglering efterliknar den fria marknaden så mycket som möjligt genom att ge aktörerna frihet att driva och utveckla verksamheten på ett effektivt och rationellt sätt, med en hög kvalitet och utan att missbruka dess monopolställning. Information och kunskap om marknaden och verksamheten antas huvudsakligen koncentrerad inom branschen och samhället skall därför inte onödigtvis ingripa i verksamheten genom lagar, föreskrifter och ålägganden. Principen kallas mjuk (*light-handed*) reglering i motsats till hård (*high-powered*) reglering som t ex pris- eller intäktstak.

2.08 Reglering kan ske antingen *ex ante*, dvs. på förhand och med förväntade data eller *ex post*, i efterhand, baserat på verkliga utfall. Pristaksreglering är ett exempel på *ex ante* reglering medan avkastningsreglering (*rate of return regulation*) är *ex post*. En utförligare kommentar till skillnaderna mellan avkastnings- och pristaksreglering över tiden ges i Ek (1999, 2000).

2.09 Den svenska regleringstraditionen är snarast *regulation by rights*, en *ex post* juridisk form av avvägning mellan olika intressen som härstammar från *Elmyndighetsutredningen* (SOU 1993:105). En sådan regleringsform ställer höga krav på en entydig juridisk grund. Att verksamheten har fungerat hittills under tämligen blygsamma prisökningar är delvis ett resultat av det blandade ägandet, med offentligägda företag som inofficiella prissättare. Regleringsmetoden i sig har dock fungerat otillfredsställande, vilket har föranlett *Elnätsutredningen* (Kjellman, 2000).

Lagrum

2.10 Ellagen (1997:857) med förarbeten. [EL]

2.11 Elförordningen (1994:1250) med förarbeten. [EF]

2.12 Förordning (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet. [ELR]

2.13 Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd om redovisning av nätverksamhet (NUTFS 1998:1). [NU]

Ellagen

2.14 EL 3 kap. 1-2 § föreskriver att distribution skall ske vertikalt separerat från produktion av eller handel med el, med separat redovisning från eventuell annan verksamhet inom företaget. Detta är ett grundläggande krav för att möjliggöra en effektiv reglering av monopolverksamheten.

2.15 EL 4 kap. 1 § konkretiserar reglermyndighetens tillsynsuppgift som att svara för "skäliga" och "sakligt grundade" nättariffer. Skäligheten definieras utifrån konsumentintresset som låga och stabila tariffer, dock med hänsyn till nätoperatörens rätt till en "rimlig" avkastning. Rimligheten i en given avkastning har prövats av domstol utan att entydiga prejudikat har erhållits. Sakligheten definieras i förarbeten som objektivitet och icke-diskriminering. EL 4 kap. 3 § anger vidare att en överföringsavgift inte kan vara avståndsberoende. EL 4 kap. 4 § anger att en skälighetsbedömning enligt 4 kap. 1§ skall ske individuellt per koncession.

2.16 Nätmyndighet enligt EL 1 kap. 7 § är sedan 1998-01-01 nätavdelningen vid Statens energimyndighet.

Energimyndighetens uppgifter

2.17 STEMs uppgifter är relaterade till *tillstånd*, *kontroll*, samt *information*.

2.18 *Tillståndsgivningen* innefattar meddelande, återkallande, villkorsprövning och förlängning av nätkoncession enl. EL 2 kap. 6- 21 §. Villkorsprövningen föreskriver allmän och områdesspecifik lämplighet hos ansökande nätoperatör samt ett (produktionsekonomiskt) lämpligt område.

2.19 *Kontrollverksamheten* omfattar *prövning* (bl. a. EL 3 kap.) gällande (bl. a.) nätoperatörs skyldigheter samt *tillsyn* (EL 12 kap.) av nätverksamhetens kostnadseffektivitet, tariffernas nivå och struktur. Tillsynsverksamheten sker på nätmyndighetens eget initiativ och kan innefatta såväl revision av redovisad information som inhämtande av kompletterande upplysningar (EL 12 kap. 3 §). I yttersta fall kan nätmyndigheten ge vitesföreläggande, eller då elsäkerhetsskäl åberopas, förbjuda tillhandahållande av tjänster eller anläggningar.

2.20 *Informationsverksamheten* sker med stöd av ELR och NU genom insamlande, sammanställning och analys av årsrapport, nätrapport och särskild rapport för nätverksamhet. På eget initiativ sker vidare insamling av tillämpade tariffer. Faktainsamlingen tjänar till att underlätta myndighetens övriga uppgifter, branschens strukturrationalisering samt allmänhetens krav på transparens i en icke konkurrensutsatt verksamhet.

Kapitel 3. DEA-metoden

3.01 Syftet med kapitel 3 är att ge en icke-teknisk introduktion till Data Envelopment Analysis (DEA) och kan förbigås av läsare som är bekanta med metoden. En matematisk beskrivning finns given i Bilaga 4. Avslutningsvis diskuteras vilka frågor som skall behandlas i ett givet problem och vilken information som en effektivitetsmätning med DEA ger. En jämförande motivering ges även i slutrapporten från etapp 1 och upprepas därför inte här.

Bakgrund

3.02 De senaste tio åren har produktivitets- och effektivitetsmätningar funnit stort genom slag i offentlig och privat verksamhet. Många olika metoder har föreslagits. I den mer produktionsekonomiskt inriktade litteraturen har Data Envelopment Analysis (DEA) metoden väckt stort intresse. Ursprungligen föreslag av bl. a. Debreu (1951) och Farrell (1957) i en ekonomisk-teoretisk anda, senare omformulerad i operationsanalytisk riktning av Charnes, Cooper och Rhodes (1978) har metoden blivit vidareutvecklad i en rikt förgrenad litteratur som 1999 omfattade mer än 1 300 publicerade vetenskapliga artiklar om teori och tillämpning. Bland tillämpningarna räknas offentlig verksamhet (bl. a. gas, vatten, värme, el, vägar, polis, räddningstjänst, daghem, skolor, universitet, sjukhus, läkare, domstolar, skattekontor), privat verksamhet (bl. a. banker, försäkringsbolag, post, järnväg, konsultföretag, mejerier, slakterier, bryggerier, försäljare, jordbruk, tillverkande industri, service industri, tjänsteföretag, professionell idrott) samt samhälleliga initiativ (bl. a. miljö-, kultur- och understödsprogram, strategier, annonsering, medicinska behandlingar). I svensk statsförvaltning har Statskontoret varit drivande i tillämpningen av DEA.

3.03 Vad angår eldistribution föreligger det redan ett flertal DEA-studier från Sverige (Hjalmarsson och Veiderpass, 1992a, 1992b, Veiderpass, 1992), Danmark (Hougaard, 1994), Norge (Førsund och Kittelsen, 1998, Kittelsen, 1993, 1994, 1996, Kittelsen och Torgersen, 1993), Finland (Soulaama, 1999), Belgien, England, Spanien, USA, Nya Zeeland m fl I bilaga 1 ges ett smakprov på modeller från olika effektivitetsstudier av eldistribution. En rad länder arbetar också direkt med DEA som regleringsinstrument, bl. a. Norge, Finland och Holland. Initiativ i samma riktning har tagits i Spanien och Australien. Interna utredningar på NUTEK och Energimyndigheten, bl. a. NUTEK (1993) och Ek (1999), har också använt DEA på eldistribution.

Syfte

3.04 Intentionen med DEA studier är att utföra en effektivitetsvärdering av organisatoriska enheter som producerar ett eller flera *output(s)* med hjälp av ett eller flera *input(s)*. Då metoden bygger på relativa mått krävs en uppsättning verkliga observationer av produktionen. Dessa kan härröra från samma enhet, mätt vid olika tidsperioder, eller från andra enheter. Dessutom krävs det att kvantitativa mått kan formuleras för mängden (inte nödvändigtvis värdet) av använda resurser och producerade resultat.

Lågt informationskrav

3.05 DEA-metodernas främsta styrka ligger i att de möjliggör kvalificerade värderingar baserade på mycket begränsade informationsmängder. Det enda datakravet är de enskilda enheternas verkliga input och output. Metoderna är särskilt användbara i situationer då

- väldefinierad (kvantifierbar) målsättning saknas för enheternas aktiviteter
- teoretisk beskrivning saknas av enheternas normprestation.

3.06 Det senare är ofta fallet i en rad offentliga, halvoffentliga och statsreglerade sammanhang. Antingen saknas priser på det som produceras, eller så är priserna reglerade och inte bestämda av utbud och efterfrågan på en marknad med fungerande konkurrens. Avsaknaden av prisinformation omöjliggör en vanlig företagsekonomisk kalkyl.

3.07 Reglerade verksamheter har sällan någon entydig målsättning. Man kan inte omedelbart mäta värdet av en tjänst i förhållande till en kvalitativt annorlunda tjänst. Utan närmare diskussion av målsättning kan man t ex inte säga att elleverans till 300 lågspänningskunder motsvarar 10 effektabonnemang. Det saknas naturliga marknadspriser som avspeglar den relativa värderingen av olika produkter, kostnadsuppdelningen mellan dem är inte entydigt bestämd. I DEA undviks detta problem genom att övergå från måluppfyllningsgrad (t ex vinst) till produktionseffektivitet. Genom att enbart antaga att de utvärderade enheterna bör producera så mycket som möjligt av de till buds stående resurserna kan måluppfyllnadsproblemet kringgås. Ingen prioritering görs av i vilka proportioner de olika produkterna bör framställas.

3.08 Likaså saknas nästan alltid en välgrundad modell av de produktionstekniska förhållandena. Det är svårt att formulera ingenjörsmässiga normer för vad som kan åstadkommas med givna resurser. T ex kan man inte teoretiskt utesluta att driftskostnader om 10 MSEK och ett nätanläggningskapital om 100 MSEK är tillräckliga för 1000 lågspänningskunder och 10 högspänningskunder. I DEA metoderna sker därför ingen effektivitetsvärdering utifrån en på förhand existerande och känd teoretisk norm. Istället sker värderingen i förhållande till en empiriskt (utifrån data) baserad *referensteknologi*, och man talar här om *relativ* effektivitet. Detta bär likheter med andra traditionella metoder som baserar sig på empirisk uppskattning av kostnadsfunktioner, produktionsfunktioner, osv. En viktig skillnad är emellertid att DEA stöder sig på mycket allmänna förutsättningar, dvs. de tillåter ett brett spektrum av underliggande och okända produktionsmetoder. Den använda uppskattningen kallas *icke-parametrisk*, till skillnad från *parametriska* metoder som utgår från en bestämd viss funktionell form. Som för alla jämförelser gäller att produktionen av en tämligen homogen prestation skall ske under jämförbara former för att kunna ingå i ett jämförelsematerial.

Konservativa uppskattningar

3.09 Varje effektivitets- eller produktivitetsmätning måste på något sätt lösa de två grundläggande problemen i 3.05. Det attraktiva med DEA är just dess eleganta och flexibla lösning. Sammanfattande kan sägas att DEA ställer varje enhet i bästa möjliga ljus. Det resulterande mätetalet är konservativt i den mening att besparingspotentialen underskattas. Givetvis spelar de underliggande antagandena en viss roll, men detta kan aldrig undvikas. DEA försöker att minimera den graden av godtycklighet i en effektivitetsmätning.

3.10 Den fundamentala egenskapen hos DEA kan uttryckas enligt följande: Varje organisatorisk enhet får själv välja de priser som de önskar värdera sina prestationer med. En distributör kan t ex hävda att de anser att 10 lägenhetskunder är lika viktiga som 1 villakund. DEA försöker därpå finna andra enheter som, vid detta "pris" eller prioriteringsnivå, har klarat sig ännu bättre (utifrån en normal företagsekonomisk betraktning). Om sådana återfinns är den första enheten naturligtvis mindre produktiv. Även utifrån sina egna premisser har den uppvisat ineffektivitet. I själva verket sker enheternas val av "priser" inom själva DEA-metoden, på så sätt att varje enhet verkar så effektiv som det någonsin går.

3.11 En direkt effekt av denna egenskap är att man ytterst sällan erhåller en fullständig rangordning av de utvärderade enheterna, från lägst till högst effektivitet. Många enheter, ja, rentav alla, kan uppvisa maximal effektivitet. Utan närmare definition av de organisatoriska målen kan dessa effektivitetsmått inte jämföras.

EXEMPEL

Låt oss kort summera ovanstående beskrivning av DEA genom att studera ett enkelt exempel. Situationen är skisserad i Figur 1 nedan.

Vi föreställer oss att fem enheter, låt oss säga högskolor, har producerat forskning och undervisning för samma mängd av insatser, t ex lärar- och forskartjänster. (Här skulle man lika gärna kunna använt överförd elenergi till lågspännings- och högspänningskunder). De realiserade prestationerna är märkta A, B, C, D och E för respektive högskola.

De teoretiska produktionsmöjligheterna är markerade med den streckade kurvan P^T, dvs. P^T representerar den "sanna" transformationskurvan eller output isokvanten. Punkter på P^T beskriver hur mycket forskning och undervisning vi högst skulle kunna få på den givna resursnivån. Populärt uttryckt säger vi att dessa högskolor producerar "på rätt sätt".

Låt oss också anta att värdet av en undervisningsenhet (t ex en examinerad student) motsvarar tre enheter av forskning (t ex vetenskapliga artiklar). Denna värdering skulle kunna komma från en högre politisk målsättning eller en marknadssituation. Låt den tunna linjen genom G illustrera detta relativa prisförhållande.

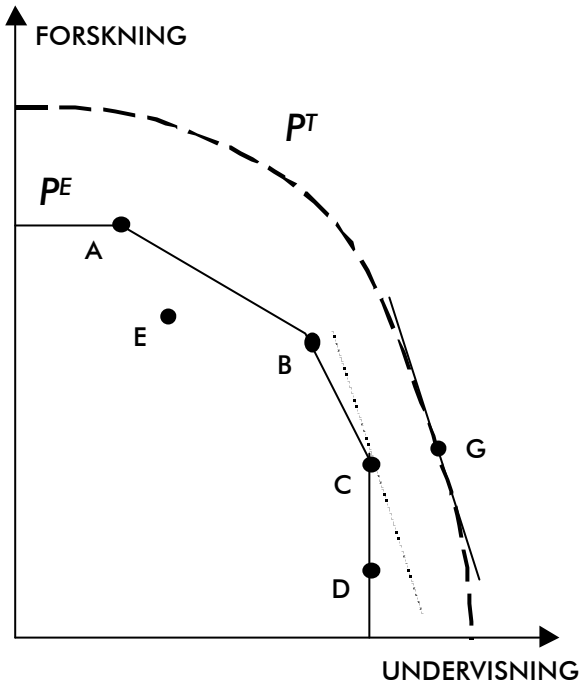
Det är nu klart att den hypotetiska punkten G är den enda (absolut) effektiva högskoleverksamheten, dvs. bara i G uppnås maximal måluppfyllelse. G är den enda högskola som inte bara "på rätt sätt", utan också "rätt saker".

Men om nu det exakta värdeförhållandet mellan de två outputs är okänd kan inte G utpekas som en allenarådande norm. Det enda faktum som kan slås fast är att hela kurvan P^T representerar situationer med maximal effektivitet. Eftersom vi inte exakt känner till den överordnade målsättningen kan vi inte rangordna punkter på P^T.

Åter till de faktiska högskolorna – ingen av dem är effektiva. Om vi inte känner P^T kan vi inte uttala oss om absolut effektivitet eller produktivitet. Begränsade till de observerade prestationerna kan vi endast särskilja relativa mått. En naturlig tanke är dt skatta P^T med den empiriska referensteknologin P^E och därefter genomföra alla beräkningar utifrån denna senare.

Vid information om den relativa prioriteringen av de två uppgifterna kan vi därför säga att högskola C är den enda relativt effektiva enheten. Utan sådan information kan vi endast sluta oss till att högskolorna A, B och C är relativt effektiva, medan D och E båda är relativt improduktiva. För de två senare högskolorna gäller det ju att de borde kunna öka produktionen av en eller båda outputs utan att öka resursförbrukningen.

Notera hur konservativ uppskattning DEA ger oss av den absoluta effektiviteten. Den empiriska kurvan P^E används istället för den krävande normen P^T och vi bortser från värdeförhållandet.



Figur 3.1 – Effektivitet och produktivitet

Referensteknologi

3.12 En kritisk fråga vid effektivitetsmätningar som i Exempel 1 är naturligtvis hur man skall konstruera den empiriska referensteknologi P^E som de observerade enheternas produktivitet skall normeras mot. Referensteknologin kallas i dagligt tal (*effektivitets)fronten.*

3.13 I DEA, som i andra metoder, bygger referensteknologin på (i) observerade input-output kombinationer samt (ii) vissa förhandsantaganden om produktionsmöjligheterna.

3.14 Idén i DEA är att man finner den minsta mängd av input-output kombinationer som innehåller de faktiska observationerna och för vilka produktionsantagandena håller. Man gör sålunda en "inre approximation" av den sanna teknologin, jfr Figur 1. Enheter som är relativt ineffektiva är likafullt detta även i absolut hänseende. Effektivitetsmått från DEA är därför konservativa och rättvisande uppskattningar av den underliggande ineffektiviteten. En annan fråga är givetvis hur denna potential konkret kan realiseras, bl a beroende på faktorer som inte inkluderats i analysen.

3.15 De nödvändiga produktionsantagandena härrör från ekonomisk produktionsteori, dvs. de har gott teoretiskt grundlag sedan 50-talet. Dessutom är de tämligen blygsamma, jämfört med vad andra metoder kräver. Åtminstone tre produktionsantaganden finns tillgängliga. De resulterande referensteknologierna är illustrerade i Figur 2 nedan. Ponera att fem enheter vardera har producerat en typ av output med hjälp av en input. I vårt fall kan det t ex vara totalt överförd elenergi och totala drifts- och underhållskostnader. De relativt improduktiva enheterna är markerade med en stjärna.

FDH

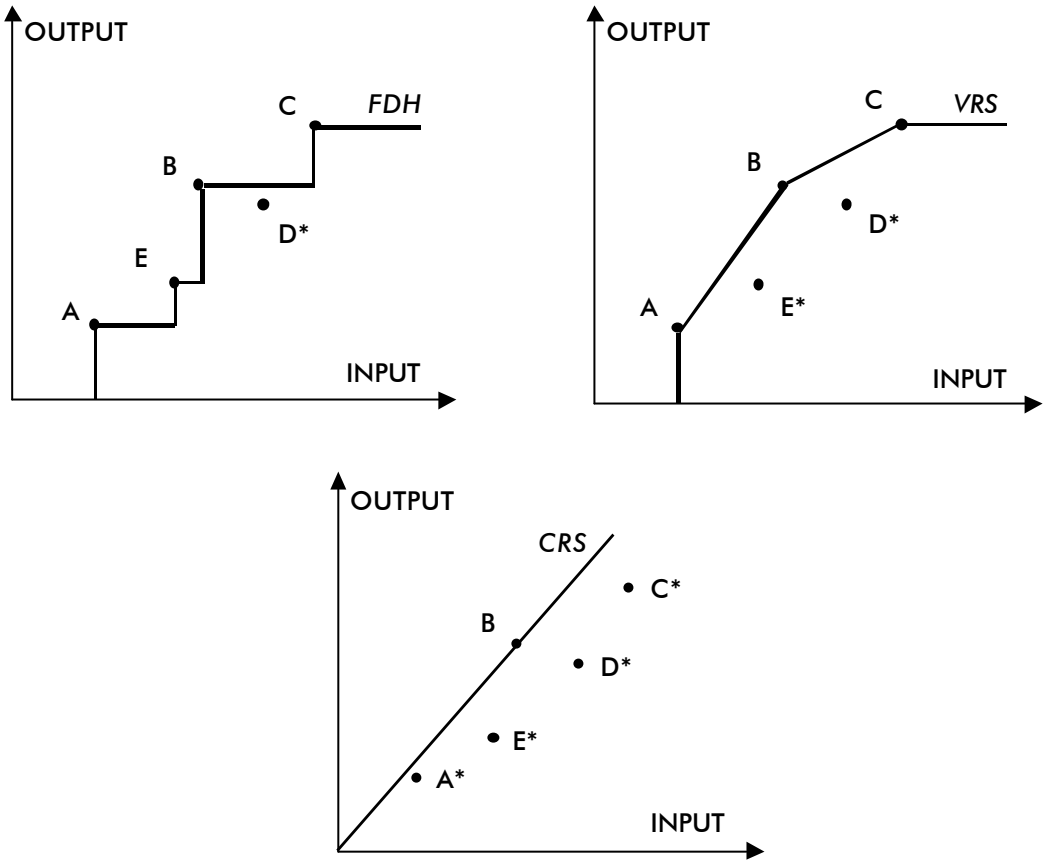
3.16 I Figur 2a längst upp t v har vi använt de absolut blygsammaste antaganden som kan göras om produktionen. Enda antagandet är att man fritt kan konsumera (*dispose*) input och output. Denna teknologi kallas FDH (*free disposability hull*), se t ex Tulkens (1993)

3.17 För de två övriga referensteknologierna har ytterligare ett generellt antagande gjorts rörande enheternas kombinerbarhet. Vi antager att mängden av möjliga input-output kombinationer är "konvex", vilket betyder att man kan väga samman enheter för att på så sätt skapa måttstocksenheter. Detta är ett vanligt ekonomiskt antagande. En linjär regression är t ex en (jämnt) viktad summa av alla observationer. I DEA sker viktningen inte godtyckligt, utan utifrån produktionsekonomiska hänsyn. Om en fri kombination av enheter inte är möjlig kan partiella jämförelser baserade på *kategoriska variabler* ofta användas.

3.18 *Skalavkastning (return to scale)* anger hur genomsnittsproduktiviteten, dvs. output per använd input, varierar med inputnivån, skalan. Växande (konstant, avtagande) skalavkastning betyder alltså att ytterligare resursinsatser ger anledning till växande (konstant, avtagande) genomsnittlig output per input.

VRS

3.19 I Figur 2b längst upp t h görs inga antaganden om skalavkastning. Man tillåter växande skalavkastning (stordriftsfördelar) fram till punkten B, konstant skalavkastning i punkt B och därefter avtagande skalavkastning (stordriftnackdelar). Denna teknologi kallas VRS (*variable return to scale*) och kommer att användas senare.



Figur 3.2 – Tre referensteknologier: FDH, VRS, CRS.

CRS

3.20 I Figur 2c nederst har konstant skalavkastning antagits. Vi har anledning att återvända till också detta antagande längre fram.

Relativa effektivitetsmått

3.21 DEA-baserade effektivitetsmått kan vara såväl output- som input-baserade, dvs. de kan uttryckas som möjliga outputexpansioner eller inputreduktioner. Detta svarar grafiskt till att mäta det lodräta respektive det vågräta avståndet från en given enhet till referensteknologin i Figur 2. Kriteriet för val av orientering är kontrollerbarheten hos input resp. output.

3.22 Nedan har vi använt ett inputbaserat relativt effektivitetsmått *E*. Detta mått ger den maximala reduktion vi kan genomföra av *alla* inputs utan att minska output. En enhet med effektivitet *E* skulle följaktligen kunna producera de realiserade outputs med inputbehovet

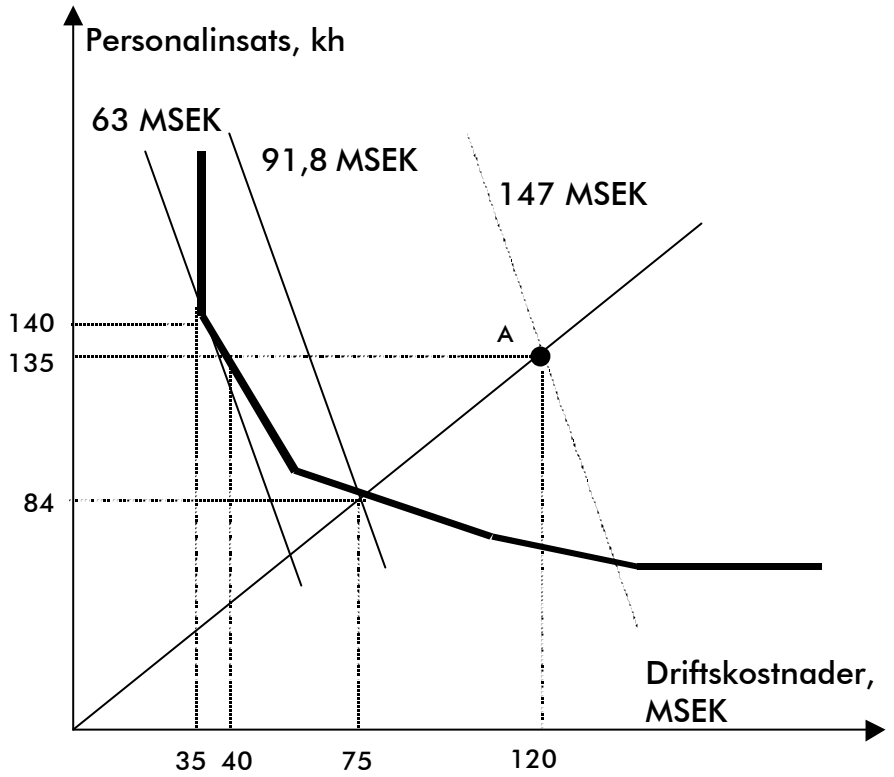
$$E \cdot (\text{verkliga inputs})$$

Om E = 100 % kan ingen reduktion ske utan förlust av output.
Om E = 80 % betyder det att input kan reduceras med 20 % med oförändrad outputnivå.

3.23 Om inte alla in*puts* är kontrollerbara (möjliga att variera) kan man alternativt beräkna den maximala proportionella reduktionen bland kontrollerbara in*puts* istället för alla input som

$$E \cdot (\text{kontrollerbara input})$$

3.24 Figur 3 illustrerar detta. Låt oss betrakta hur enhet A har disponerat över egen personal och övriga driftskostnader (däribland entreprenadarbeten) för att uppnå en given outputnivå. Antag att personalkostnaderna på kort sikt inte är påverkbara (pga. anställningsavtal) och att den intressanta besparingen därför ligger i övriga driftskostnader. Vi ser att den maximala reduktionen i övriga driftskostnader för enhet A är 80 MSEK på nivån 135 kh, svarande till ett effektivitetstal E = 40/120 = 33,3 %.



Figur 3.3 – Dekomponering av effektivitet

Teknisk- och kostnadseffektivitet

3.25 Vanligen betraktas det relativa effektvitetsmåttet som ett *tekniskt effektivitetsmått, TE*. I en modell med monetära inputs (kostnader) används oftast benämningen *kostnadseffektivitet CE*.

Skaleffektivitet

3.26 Den sammanlagda ineffektiviteten hos en enhet kan uppdelas i olika delmått genom att jämföra effektivitetsmått från olika DEA-modeller.

3.27 Genom att jämföra effektivitetsmåtten VRS och CRS kan man uppskatta huruvida bristande effektivitet beror på fel användning av givna resurser, dvs. *teknisk ineffektivitet*, eller på för låg/hög kapacitetsnivå, dvs. låg *skaleffektivitet*. Återvänd till Figur 2, där D uppenbarligen använder de tilldelade resurserna på ett olämpligt sätt. Enheten är också ineffektiv i alla tre teknologier. Enhet C, däremot, är relativt effektiv under VRS, men inte under CRS teknologin. Det förklaras av att enhet C ligger över den optimala skalstorleken, dvs. lider av låg skaleffektivitet. Enhet A är också skalineffektiv, men av motsatt anledning, dvs. för låg skala. Skaleffektiviteten *SE* beräknas som kvoten mellan effektivitetsmåttet under det strängare CRS-antagandet, E_{CRS}, och effektiviteten under VRS, E_{VRS}:

$$SE = E_{CRS} / E_{VRS}$$

Allokativ effektivitet

3.28 På motsvarande sätt kan man, i det fall prisinformation finns tillgänglig, beräkna den *allokativa effektiviteten AE*. Detta mått svarar på frågan hur ändamålsenligt den aktuella total budgeten (kostnaden) har fördelats på olika insatsfaktorer. Om vi använder ett uttryck för nätverksamhetens totalkostnad som input istället för de olika insatsfaktorerna och i övrigt genomför samma analys, skulle det i analogi med ovanstående låta oss skilja mellan teknisk effektivitet som mätt i en detaljerad modell, och kostnadseffektivitet *CE*, som mätt i en aggregerad modell. Allokativ effektivitet *AE* definieras som kvoten mellan effektivitetsmåttet i den aggregerade modellen, $E^{Kostnadsmodell}$, och effektivitetsmåttet i den disaggregerade, detaljerade modellen, $E^{Detaljerad\ modell}$

$$AE = E^{Kostnadsmodell} / E^{Detaljerad\ modell}$$

3.29 Studera Figur 3 där enhet A har producerat en viss outputnivå med en personalinsats av 135 kh à 200 SEK/h samt 120 MSEK i driftskostnader. En maximal proportionell reduktion av input leder till en jämförelsepunkt på referensteknologin med input 84 kh och 75 MSEK, dvs. enhet A har teknisk effektivitet

$$TE = \frac{84}{135} = \frac{75}{120} = 62{,}5\%$$

3.30 Den totala relevanta kostnaden för A är

$$120 \text{ MSEK} + 135 \cdot 0{,}200 \text{ MSEK} = 147 \text{ MSEK},$$

vilket är markerat med en streckad budgetlinje (varje punkt på linjen har samma budget, 147 MSEK) i Figur 3. Den närmaste tekniskt effektiva enheten vid referensteknologin har en budget på 91,8 MSEK. Skillnaden mellan 147 MSEK och 91,8 MSEK kan sägas bero på låg *teknisk effektivitet TE*. Jämförelsepunkten är dock inte *kostnadseffektiv*, eftersom samma output kan nås för en lägre budget med en annan faktormix. Den kostnadseffektiva produktionen skall i detta exempel ske genom en personalinsats om 140 kh och en driftskostnad om 35 MSEK, dvs. sammanlagt 63 MSEK. Differensen mellan 91.8 MSEK och 63 MSEK sägs bero på låg *allokativ effektivitet AE*, dvs. även om produktionen är tekniskt effektiv sker den vid en oekonomisk produktionsfaktormix. Vi sammanfattar måttet kostnadseffektivitet *CE* som

$$CE = TE \cdot AE = \frac{91{,}8}{147} \cdot \frac{63}{91{,}8} = \frac{63}{147} = 42{,}9\%$$

3.31 Sett från en regleringsmyndighets synpunkt har denna dekomponeringar direkt tillämpning. Via koncessionsinstitutet påverkar myndigheten företagens skalnivå, och nätoperatörerna kan därför inte själva påverka (eller hållas ansvariga för) deras resulterande skaleffektivitet. Även i de fall där skalnivån inte direkt reglerats kan anpassning till optimal skala begränsas av tid, budget och juridiska hinder (t ex anställningsavtal, ägandeförhållanden, leveransavtal). Liknande reservationer kan göras beträffande kostnadseffektivitet.

Variabelval

3.32 Valet av variabler är självfallet av stor betydelse för en effektivitetsanalys. Å andra sidan har detta lämnat föga spår i litteraturen, som inte ger mycket ledning i denna fråga. Vi hänvisar därför till den allmänna litteraturen om beslutstagande under flera kriterier, t ex Agrell (1997), Bogetoft och Pruzan (1991) samt Keeney och Raiffa (1976). Man kan härav sluta sig till följande generella krav med hänsyn till modellens syfte: *Relevans, fullständighet, operationalitet, icke-redundans* och *minimalitet*.

3.33 *Relevans* refererar till målsättningen att variabeluppsättningen skall avspegla branschens och myndighetens förståelse av systemet. Det är med hänsyn till inlärning och den praktiska myndighetsutövningen viktigt att de använda variablerna har en viss genklang hos aktörerna. Från olika synpunkter kan då delvis motstridiga krav ställas. Branschen tenderar att resonera specifikt och processorienterat, medan myndigheten av hänsyn till incitament och översikt föredrar en mer aggregerad verksamhetsbild.

3.34 *Fullständighet* ger att variablerna till fullo fångar den utvärderade verksamheten, så att viktiga verksamhetsmål också uppfångas av modellen. T ex, om energisparrådgivning skulle utföras av nätoperatören utan att mätas (eller debiteras), skulle detta medföra direkta (personalkostnader) och indirekta (sänkt kapitalutnyttjande) effektivitetsförluster för den utvärderade, även om detta skulle kunna tänkas vara ett samhällsekonomiskt mål.

3.35 *Operationalitet* betyder att variablerna är entydigt mätbara och förståeliga av Energimyndigheten och branschen. T ex ett kvalitetsindex (nyttoindex) som kräver tillgång till speciell person eller utrustning, eller som inte direkt kan tolkas till någon företeelse inom verksamheten, har lågt eller inget informationsvärde inom effektivitetsmätning och reglering.

3.36 *Icke-redundans* gäller då alla variabler är strikt nödvändiga, dvs. varje variabel uttrycker en unik verksamhetsdimension. En redundant variabeluppsättning kunde t ex innehålla både totalkostnad per överförd GWh samt personalkostnad per överförd GWh, där den förstnämnda är en direkt funktion av den sistnämnda. Hög samvariation gör att vissa variabler kan utgå, trots att de behövs i verksamheten.

3.37 *Minimalitet* uttrycks ibland som *Occams rakblad*, principen om att den enklaste förklaringsmodellen som uppnår syftet skall väljas. Variabler som i praktisk verksamhet kan vara avgörande (t ex vägnät) kan samvariera med andra (kundtäthet) så att de inte tillför någon information.

Data

3.38 Ovanstående krav för variabelval skall i en specifik tillämpning avvägas mot *datatillgänglighet*, *datakvalitet* och modellens nödvändiga *frihetsgrad*.

3.39 *Datatillgänglighet* är en naturlig begränsning för mätbarhet. Ofta kan man dock finna substitut (*proxies*), dvs. variabler som begreppsmässigt kanske inte överensstämmer med de önskade aspekterna, men som har en statistisk samvariation. Energimyndigheten har därutöver direkt befogenhet att begära in nödvändig information med lämplig verifieringsgrad, vilket underlättar analysen.

3.40 *Datakvalitet* är av väsentlig vikt för huruvida en analys kan accepteras för ett myndighetsbeslut eller vid juridisk överprövning. I DEA, som inte modellerar osäkerhet och slumpmässiga variationer, är det särskilt viktigt att data och preliminära resultat granskas för att upptäcka extrema variationer, mätfel och orimligheter. Som nämnt i 3.39 har Energimyndigheten särskilda privilegier i detta avseende och problemet får en konstruktiv förskjutning mot entydiga och adekvata definitioner.

3.41 *Modellens frihetsgrad* är ett tekniskt begrepp som anger hur antalet variabler bör avpassas till antalet observationer. Idén är att ju fler variabler som används, desto mer specifika blir avbildningarna av varje enskild enhet och desto lägre blir jämförbarheten. Om tillräckligt många variabler tas med i analysen kan inte DEA rangordna enheterna och alla enheter deklareras effektiva. Litteraturen ger därför några heuristiska regler för antalet frihetsgrader. Antalet observationer för en analys bör överstiga 3·(antalet *inputs*+ antalet output) och likaså (antalet input)·(antalet output). I vårt fall innebär detta ett drygt trettiotal enheter. Emellertid är detta krav helt applicerbart i det aktuella regleringssammanhanget, där antalet variabler snarare bör vara resultatet av en avvägning mellan kravet på ett rättvisande jämförelseunderlag (som tenderar att öka antalet variabler) och principen om minimal inblandning (som tenderar att undvika detaljnivåer).

Sammanfattning

3.42 DEA-metodernas främsta styrka är att de

- inte kräver känd produktions- eller kostnadsfunktion
- inte kräver känd värdering av input eller output
- lätt hanterar flera inputs, outputs och ramfaktorer
- förutsätter få och flexibla produktionsantaganden.
- baseras på verkliga data och minimala extrapolationer
- kan beräknas på data från flera enheter eller över tiden

3.43 Besparingspotentialer för en viss enhet identifierade genom en DEA studie kan förklaras av följande orsaker:

- teknisk ineffektivitet
- skalineffektivitet
- allokativ ineffektivitet
- effektivitetsutveckling hos andra enheter
- uteslutna variabler
- lågt kapacitetsutnyttjande p g a nylig investering
- kvalitetsskillnader i input/output (låg jämförbarhet)
- omgivningen: miljö, reglering eller marknadsvillkor
- mätfel, osäkerhet

3.44 I bilaga 4 ges en fullödig matematisk beskrivning av den tillämpade DEA modellen.

Kapitel 4. Effektivitetsmodellering

4.01 Syftet med kapitel 4 är att beskriva en effektivitetsmodell för löpande utvärdering av nätföretag i enlighet med Energimyndighetens huvuduppgifter i kapitel 2: tillstånd, kontroll och information.

4.02 Föreslagen regleringsprincip är *ex-post light-handed* reglering, där minimala ingripande görs i företagens operativa verksamhet, en medveten användning av modern regleringsteori och måttstockkonkurrens för att värna konsumentintresset, tillförsäkra branschen stabila och rättvisa villkor, skapa incitament för ständiga förbättringar och ge myndigheten kraftfulla och systematiska arbetsmetoder.

Styrningens effektivitet

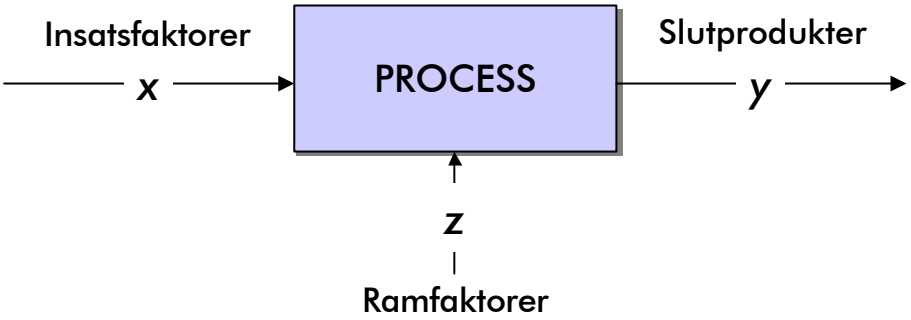
4.03 Effektivitet och produktivitet kan mätas för olika syften, som t ex kostnadsnivå för att bestämma lokaliseringsbeslut. För Energimyndighetens syften är det dock viktigt att fastlägga *vad och vem* som utvärderas. Nedan utvecklas en modell som utvärderar *ledningen* av en *nätverksamhet* under en given tidsperiod. Detta ger en operationell definition på effektivitet: den optimala drift som kan åstadkommas med given efterfrågan, givna miljöfaktorer (klimat, etc.) och med given tidshorisont. På lång sikt är givetvis kraven högre ställda än på kort sikt.

4.04 Notera att definitionen ovan inte nödvändigtvis överensstämmer med beteendet under fri konkurrens, där företag under särskilt ogynnsamma betingelser går i konkurs och/eller ombildas.

Aktivitetsanalys

4.05 Den logiska grunden i en effektivitetsmodell är en abstraktion av verksamheten till att omfatta en värdeförädling (transformation) av ett antal *insatsfaktorer* till *slutprodukter* under eventuell inverkan av yttre *ramfaktorer*. Den enkla grundmodellen är illustrerad i Figur 3 nedan.

4.06 Traditionellt uppfattas insatsfaktorer som kostnadskällor, medan slutprodukter är resultat som genererar intäkter och ramfaktorer är förhållanden som ligger utanför verksamhetens kontroll (se t ex bilaga 1, Färe och Roos modell). Denna skiljelinje är dock inte helt klar. Vissa kostnader, liksom intäktskällor, kan vara opåverkbara, t ex kostnader för överliggande nät och kundernas energiförbrukning. Dessa är relativt okänsliga gentemot nätverksamhetens aktiviteter.



Figur 4.1 - Aktivitetsmodell.

4.07 En mera allmän definition är att *inputs* (insatsfaktorer) är det som vi vill undvika, *outputs* (slutprodukter) det som vi vill uppnå. Ramfaktorer är förhållanden som vi vare sig vill undgå eller uppnå, men som har betydelse för våra möjligheter att transformera *inputs* till output. Ramfaktorer påverkar processen men påverkas inte själv (jfr skillnaden mellan klimat, ramfaktor, antalet kunder, output).

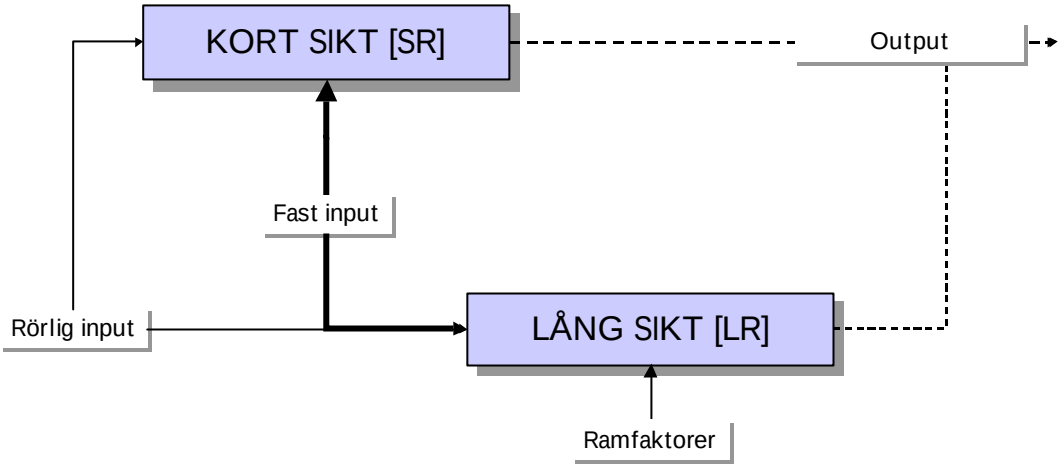
Kontrollerbarhet

4.08 Utifrån en regleringsmässig synpunkt är det skillnaden mellan de *kontrollerbara* och de *icke-kontrollerbara* faktorerna (discretionary och non-discretionary) som är av intresse. Det är inte motiverande att ställa nätverksamhetens ledning till ansvar för förhållanden som de i verkligheten inte kan råda över. För en incitamentsstyrning är därför *kontrollerbarhet* helt nödvändig. Incitamentshänsynen betyder dock inte att myndigheten bör mäta *alla* påverkbara variabler. Eftersom myndigheten inte önskar ingripa i den operativa verksamheten, där ledningen kan förväntas ha bättre förmåga och information, är det lämpligt att arbeta med relativt aggregerade variabler. Motsatsen skulle leda till en detalj-reglering som endast kan leda till suboptimala beslut.

4.09 Vissa faktorer (som t ex väder, koncessionsområdets storlek, antalet kunder) ligger utanför nätoperatörens kontroll. Övriga faktorers kontrollerbarhet beror i huvudsak på juridiska och tidsmässiga begränsningar. En nätoperatör skulle kunna höja sin produktionseffektivitet genom att vägra ansluta geografiskt avlägsna abonnenter, men förhindras av anslutningsskyldigheten enl. EL 3 kap. 7 § (juridiskt hinder). En nätoperatör med icke ändamålsenlig luftledning skulle kunna höja sin kostnadseffektivitet genom att byta till jordkabel, men detta är ekonomiskt försvarbart först då det befintliga nätet uppnått en viss ålder och, även om detta är fallet, först inom en viss rimlig tid (tidsmässigt hinder).

4.10 Utifrån gällande tillsynspraxis definierar vi en kortsiktig modell [SR] som en modell vari påverkbarheten skall ligga inom ett år. De kortsiktigt ej påverkbara insatsfaktorerna blir ramfaktorer på kort sikt.

4.11 Den långsiktiga modellen [LR] karaktäriserar alla insatsfaktorer som påverkbara. De båda modellerna [SR] och [LR] illustreras i Figur 1 där begreppen "fast" och "rörlig" används för att uttrycka påverkbarheten. Den kortsiktiga modellen [SR] är avsedd att användas för prioritering av tillsyn, då dess tidshorisont understiger ett år, regleringsperioden. De fasta (ej påverkbara) insatsfaktorer som är ramfaktorer i modell [SR] utgör, tillsammans med de rörliga (påverkbara) insatsfaktorerna, input till den långsiktiga modellen [LR]. Samma uppsättning *outputs* används för de båda modellerna då verksamheten har samma produktionsmål, oberoende av tidshorisont. Modell [LR] ger ett mått på den relativa långsiktiga kostnadseffektiviteten, vilket pga. begränsad påverkbarhet inte kan användas i myndighetens tillsynsarbete. Den långsiktiga effektiviteten och dess utveckling är dock av centralt intresse för såväl myndigheten som branschen och föreslås därför publicerat som ett kompletterande mått.



Figur 4.2 - Kortsiktig och långsiktig effektivitetsmodell.

4.12 Rent modelleringstekniskt kan de icke-kontrollerbara faktorerna uppfattas som antingen *inputs*, *outputs* eller ramfaktorer. De viktiga i utvärderingen är endast att modellen inte kan användas för att uppskatta kostnadsbesparingar för icke-kontrollerbara inputs eller expansionsmöjligheter för icke-kontrollerbara *outputs* som en indikation på ineffektivitet.

Inputminimering

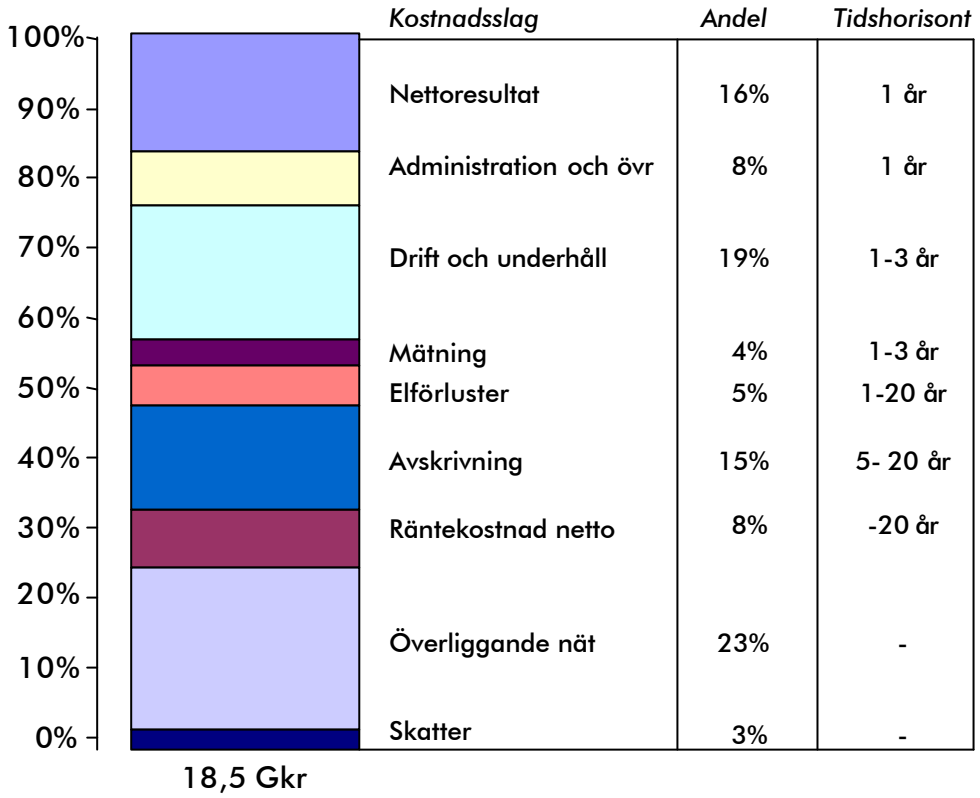
4.13 Distributionens andel av den totala energikostnaden för en konsument är endast ca en tredjedel och marginaleffekten på efterfrågan för elenergi, som i allmänhet är tämligen oelastisk, är mycket begränsad. Inte heller kan en eldistributör nämnvärt påverka sammansättningen av eller antalet kunder. I huvudsak är det därför på inputsidan som nätverksamheten kan förväntas ha de största påverkansmöjligheterna. Vi väljer sålunda från tillsynsmyndighetens utgångspunkt en *inputminimerande* modell. Principen är att output skall produceras under givna ramvillkor med minimal resursförbrukning. Som första steg kommer vi att analysera de primära inputkategorierna (kostnadsslagen) utifrån kontrollerbarhetsprincipen. Vi kombinerar detta med en redovisning av deras relativa storlek och därmed den relativa nyttan av att modellera dessa.

Kostnader

4.14 Genom att studera nätföretagens kostnader, post för post, kan en ungefärlig bild göras av ekonomisk relevans samt juridisk och tidsmässig påverkbarhet. Som framgår av Figur 2 är det bara en mindre del av kostnaderna som kan påverkas på kort sikt. Att en viss kostnadspost (t ex nettoresultat) är mer påverkbar än någon annan (t ex räntekostnad) innebär givetvis inte att den förra skall reduceras oavsett påföljande konsekvenser. Nedan analyserar vi, post för post, hur kostnaderna kan påverkas och vilka variabelval detta leder till på kort och lång sikt.

Resultat

4.15 *Nettoresultat efter skatt* (post RR-8000 + RR-7130) är ersättningen till ägarna för det investerade kapitalet. Storleken på denna ersättning har varit föremål för andra undersökningar (Edin, Svahn, 1998). Helt kort ligger det i Energimyndighetens intresse att en effektiv verksamhet ger rätt avkastning. En för låg avkastning stryper kapitaltillgången och höjer riskpremien genom sänkt soliditet, ökad andel främmande kapital, vilket ger högre kapitalkostnader på sikt. En för hög avkastning ger motsatt förhållande, för hög soliditet på grund av överavkastning i förhållande till risken, vilket snedvrider företagets finansiering. Denna kapitalkostnad skall dock snarare betraktas som *incitamentet* till kostnadseffektivitet än som en *insatsfaktor* i en effektivitetsanalys.



Figur 4.3 – Kostnadernas påverkbarhet (efter Edin och Svahn, 1998).

Rörliga kostnader

4.16 *Administration* ger upphov till tämligen påverkbara kostnader med korta kontraktsperioder eller hög personalintensitet. Även om viss administration kan antas ofrånkomlig genom myndighetsutövning och föreskrifter finns det inget skäl att antaga att dessa åläggande skulle vara ojämnt fördelade över distributörerna. Då administration med fördel kan utföras i samarbete med annan verksamhet, eller med inhyrda resurser, kan denna kostnad med fördel inkluderas med andra rörliga kostnader.

4.17 *Drift och underhållskostnader* (post 3.2) har varierande kontraktslängd och utformning. Med undantag för speciella fall som hyra av eget nät, nätstationer eller andra anläggningstillgångar kan posten, tillsammans med 4.16, anses som påverkbar på lång och kort sikt. Vad gäller hyra av anläggningstillgångar föreslås att endast mellanskillnaden mellan hyresbeloppet och räkenskapsenlig avskrivning tas upp som påverkbar post i modell [SR]. Detta ger jämförbarhet mellan finansiella lösningar som är ekvivalenta på lång sikt. I det fall hyreskontrakt med distributören saknar sådan information räknas hela hyreskostnaden som driftskostnad.

4.18 *Mätning och rapportering* (post 3.3) är delvis en kontraktuell fråga om utnyttjanderätt till gemensamma anläggningar, men som utan hinder kan inkluderas i en variabel för rörliga kostnader.

4.19 *Personalkostnader* (post RR-3140) är typiska rörliga kostnader på lång sikt, med en viss särställning på kort sikt beroende på drifts- och beredskapsorganisation. För både modell [SR] och [LR] inkluderas kostnaderna tekniskt i posten "rörliga kostnader", då redovisningspraxis inom branschen inte tillåter en full uppdelning på denna kostnadspost.

Nätförluster

4.20 *Nätförluster* är till sitt omfång orsakade av nätets konstitution, t ex andelen jord- och luftledning, vilket svårligen kan anses påverkbart på kort sikt, men väl på längre sikt. Sålunda ingår elförluster mätt i MWh (summan av post 1.15 och 1.16 i särskild rapport) som insatsfaktor i modell [LR]. Emellertid föreligger intresse från Energimyndigheten att motverka korssubstitution genom ev. ineffektiv egenproduktion eller ej marknadsmässig upphandling av förlustkraft. En nätoperatör i beroendeställning skulle annars frestas att upphandla förlustkraft från ev. andra koncernbolag som dold substitution för att låta monopolverksamheten bära kostnaderna. Tendenser i denna riktning har särskilt uppmärksammats i Nätmyndighetens (1997b) rapport om korssubstitution. Eftersom *inköpsverksamheten* relaterad till förlustkraft kan anses påverkbar inkluderas överkostnaden för förlustkraft som insatsfaktor i modell [SR]. Överkostnaden beräknas som skillnaden mellan den verkliga förlustkostnaden (post 3.4) och minimal förlustkostnad (post 1.15 + 1.16) värderad till marknadspris under regleringsperioden. Som operativ definition föreslås ett genomsnitt av Svenska Kraftnäts avräkningspris.

Kapital

4.21 *Avskrivningar* är den redovisningstekniska reservationen för teknisk och ekonomisk förslitning av anläggningstillgångarna, kapitalet. Omedelbart framgår att denna kostnadspost, som är grundad på historiska kostnader och en konsekvens av tidigare beslut, inte kan sägas ingå i ett rättvist jämförelsematerial för kortsiktig tillsyn. Även från ett långsiktigt perspektiv saknar avskrivningsinstrumentet värde, då det inte kan sägas ge en rättvisande bild av kapitalintensiteten över tiden. Emellertid leder kostnadsposten över på den viktiga frågan om kapitalets värdering.

4.22 *Kapital* kan i princip sägas vara givet på kort sikt och rörligt på lång sikt, vilket direkt ger att intresset för att inkludera ett mått på kapitalintensiteten ligger på modell [LR]. Kapitalet omfattar nätanläggningar, maskiner och inventarier, övriga anläggningstillgångar samt omsättningstillgångar. På kort sikt i modell [SR] utgör nätanläggningarna ramfaktorer enligt nedan. På lång sikt utgör kapitalet i sin helhet en rörlig insatsfaktor. Som framgår av 4.14 ger nätanläggningarnas tekniska livslängd på 30-40 år en operativ definition på begreppet ”lång sikt”, även om en kontinuerlig återinvesteringstakt över tiden skulle innebära att en motsvarande andel av kapitalapparaten byts ut under en given tidsperiod. Att direkt använda årliga återinvesteringar som mått på kapitalmassan vore dock missledande, då kontinuiteten inte har erforderlig precision. Bokfört värde ger likaledes en dålig uppskattning av det verkliga kapitalvärdet, som realiseras vid köp och överlåtelse av verksamhet. Då den skattemässiga avskrivningen bortser från inflation och specifika marknads- och prisförändringar leder detta till en underskattning av den verkliga kapitalinsatsen i kontinuerlig drift. Dessa nackdelar är väl kända och dokumenterade i detta projekt genom Edin och Svahn (1998), Eriksson (2000) och de nordiska regulatorernas användning av kapitalmåttet.

4.23 Istället förslås ett realvärdesbaserat mått, återanskaffningsvärdet, som motsvarar tillgångarnas reella värde. Beräkningen av detta mått, som för den långsiktiga effektiviteten föreslås gälla för hela kapitalmassan exklusive omsättningstillgångar, överensstämmer med det av branschen tillämpade nuvärdesmåttet NUAK. Måttet, baserat på företagens anläggningsregister och EBR kostnadskatalog, kan tack vare en utsträckt användning av redovisningssystemet ELBAS definieras entydigt. I detta sammanhang har den absoluta nivån på den underliggande EBR kostnadskatalogen ingen inverkan på företagens rangordning i DEA, då en eventuell prisförvrängning sker konsekvent över branschen. För senare beräkning av kapitalkostnad kan dock en motsvarande lägre sats användas för att kompensera ev. uppblåsning av kostnadsnivån. Det alltså grundlöst att misstänka att användningen av NUAK som kapitalmått på lång sikt vare sig skulle störa prisbildningen inom branschen eller äventyra myndighetens oberoende gentemot en marknadsaktör. För att underlätta beräkningen av kostnadseffektivitet omräknas NUAK till en realkostnadsannuitet, beräknad på 30 års horisont med en realränta om 5%.

4.24 För att inte orsaka onödig administrativ belastning hos mindre distributörer kan ett periodiskt uppdateringssystem tillämpas, där NUAK-värden uträknas exakt var femte år (2000, 2005, …) och förändringar däremellan approximeras med ingående NUAK adderat med årets investering och reducerat med kalkylmässiga avskrivningar på kvarvarande anläggningar vid årets slut samt avyttringsvärden per år. Exakta redovisningsanvisningar utarbetas av Energimyndigheten för den kommande uppdateringen av NU. Den förenklade ordningen är frivillig och leverantörer med årlig uppdatering av NUAK antas rapportera dessa värden.

Övriga kostnader

4.25 *Kostnader till överliggande nät* vidaredebiteras direkt till kund och är föremål för en separat undersökning i Energimyndigheten.

4.26 *Skatter* avräknas från nettoresultatet och ingår ej i jämförelsen.

Ramfaktorer

4.27 Ramfaktorer är icke-kontrollerbara faktorer som, till skillnad från t ex givna outputnivåer, inte heller kan påverkas av kontrollerbara inputs. För att skapa jämförbarhet över tiden och upprätthålla relevanskravet har fysiska ramfaktorer föredragits framför monetära.

4.28 För eldistribution på kort sikt i modell [SR] har särskilt undersökts ramfaktorer inom områdena *kapitalbas, geografi, kvalitet* och *klimat*. För modell [LR] är *geografi* och *klimat* ramfaktorer.

4.29 *Kapitalbasen*

På kort sikt begränsar de historiska nätkapitalinvesteringarna rörelseutrymmet vad gäller personal-, drifts- och underhållskostnader. I huvuddrag består det relevanta nätkapitalet av linjeanläggningar, nätstationer, fördelningsstationer, samt mätapparatur. I tidigare undersökningar har i synnerhet nätstationernas installerade effekt (ev. korrigerat per uttagsabonnent) använts som ramfaktor. Samrådsgruppen har dock anfört relevans- och kontrollerbarhetsargumentet för att uppmärksamma fördelningsstationernas inverkan. Dels är antalet fördelningsstationer givet av anslutningspunkter till överliggande nät enligt EL. Dels krävs viss överkapacitet för varje fördelningsstation, vilket leder till högre rörliga kostnader. Som ramfaktor på kort sikt föreslås därför 'antalet fördelningsstationer per totalt installerad effekt'. Denna variabel föreslås insamlad av Energimyndigheten, för testkörningar bistår branschorganisationen SVEL med representativa data. På lång sikt görs avvägningen att regionnätstarifferna skall avpassas så att den nuvarande utformningen blir kostnadsneutral gentemot en reduktion av antalet fördelningspunkter. Följaktligen görs ingen kompensation för kapitalbasen i modell [LR], då kapitalet per definition anses rörligt i sin helhet över denna tidshorisont.

4.30 *Geografi*

En ramfaktor för kundtäthet avser att korrigera för de effekter som kundernas lokalisering ger för distributionsverksamheten. I samarbete med samrådsgruppen har 'total linjelängd' valts som ramfaktor, då denna till hög grad styr de rörliga kostnaderna. En statistisk undersökning av Ek (1999) styrker antagandet under förutsättning att kundantalet ingår som output. Även om fördelningen mellan hög- och lågspänningsnät påverkar kostnadsbilden kan användandet av ett kompletterande nyckeltal belysa skillnaden (se nedan). I modell [SR] mäts ramfaktorn som befintligt nät (post 1.1 + 1.2). Modell [LR] föreslås använda optimal nätlängd som beräknad från inlevererade GIS-data för koncessionernas uttagspunkter, om denna är tillgänglig genom den s.k. Nätnyttomodellen, annars används historiskt nät. En separat insamling och behandling av GIS-data enkom för denna ramfaktor är inte administrativt och ekonomiskt försvarbar, taget i beaktande dess särskiljande förmåga.

4.31 *Klimat*

Väder och vind har ett icke ringa inflytande över den operativa nätverksamheten. Låga temperaturer, högt snödjup och lång tjällossning medför högre belastningar på material, högre tidsförbrukning och totalt högre driftskostnader. Vi föreslår att SMHI klimatzon undersöks som mått på denna exogena inverkan och att denna ramfaktor blir en kategorisk variabel. Detta innebär att distributörer endast jämförs med distributörer med likartat eller strängare klimat. I avvaktan på klimatklassificering av koncessionsområden föreslås en uppdelning i Norrlandsföretag och övriga företag, där den förra gruppen jämförs inbördes och den senare jämförs med alla företag.

4.32 *Kvalitet*

Verksamhetens tjänstekvalitet är av särskilt intresse i en situation där den kortsiktiga kostnadseffektiviteten kan tänkas ge incitament att uppskjuta eller minska nödvändigt, långsiktigt underhålls- och återinvesteringsarbete. I andra effektivitetsstudier, liksom i myndighetens datainsamling enligt NU, figurerar olika mått rörande avbrottstid och –frekvens som mått på levererad kvalitet. Diskussioner med samrådsgruppen har emellertid lett till ett ifrågasättande av värdet av denna kvalitetsdimension, som tenderar till att bestraffa i synnerhet en kategori glesbygdsleverantörer med längre luftledningsnät. Den åsyftande preventiva effekten på nedsatt underhåll är svag eller ingen, då karenstiden är relativt lång, kanske tio-femton år, innan dessa symptom uppträder. Kvalitet ur ett kundperspektiv är snarare relaterad till spänningskvalitet; spänningsvariationer, övertoner och spänningsnivå. Denna dimension är i sin tur mer lämpad att lösas genom en civilrättslig fråga mellan kund och leverantör alt. genom fastställande av tekniska minimivillkor för lämplighetsförklaring, än genom en effektivitetsmodell. För att uppmärksamma ev. eftersatt underhåll föreslås användningen av kompletterande nyckeltal; Genomsnittliga förebyggande underhållskostnader över fem år dividerat med nätanläggningarnas återanskaffningsvärde (post 3.2 över NUAK) samt genomsnittlig investeringsvolym över fem år dividerat med nätanläggningarnas återanskaffningsvärde (post 3.2 över NUAK).

Outputmått

4.33 Vid val av *outputs* har särskild hänsyn tagits till att måtten skall svara till branschens tre uppgifter rörande *kundservice, kapacitet,* och *energiöverföring*. Detta överensstämmer också med Energimyndighetens intresse att genom jämförelser av marginalkostnader avgöra skäligheten i olika tariffkonstruktioner rörande de tre uppgifterna för olika kundkategorier. En alternativ, finare, uppdelning över kundsegment, föreslagen av Färe och Roos i Nätmyndigheten (2000), har bedömts som onödigt detaljerad för myndighetsutövning. Det bör dock poängteras vid informationsåterkoppling till branschen att de underliggande DEA-modellerna [SR] och [LR] med fördel kan användas för operativ intäkts- och verksamhetsplanering inom ett företags kalkylerings-process. Energimyndigheten föreslås överväga i vilken utsträckning och under vilka former de tillämpade modellerna skall göras tillgängliga för privat användning.

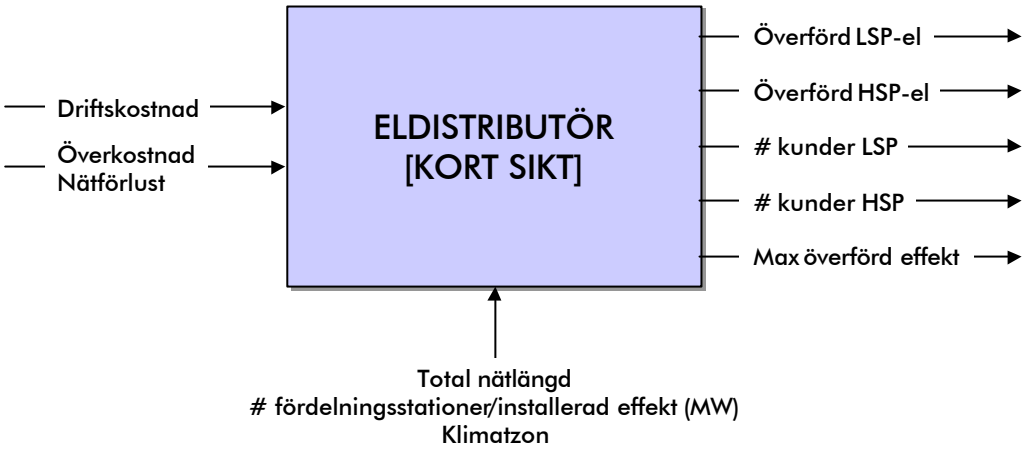
4.34 *Kundservice*
I produktionsekonomiskt hänseende berör kundservice i detta sammanhang främst tjänster förknippande med uttagsabonnenter, dvs. mätning, fakturering, registrering och anslutning. Eftersom såväl intäkter som kostnader skiljer sig mellan hög- och lågspänningssegmenten föreslås måtten 'Antal högspänningsabonnemang i uttagspunkt' respektive 'Antal lågspänningsabonnemang i uttagspunkt' (posterna 1.7 och 1.8).

4.35 *Kapacitet*
Eldistributören ansvarar för det faktiska resursbehov som kundernas effektbelastning (i MW) utgör, i likhet med flygbolaget som dimensionerar flygplan, inte efter antalet försålda biljetter (abonnerad kapacitet), men efter det förväntade antalet resande (ianspråktagen effekt). Denna produktdimension svarar mot tariffstrukturens (övervägande fasta) effektelement. Måttet 'Maximalt överförd effekt (MW)' (post 1.11) föreslås som output i denna kategori.

4.36 *Energiöverföring*
Tjänsten energiöverföring inrymmer överföring av hög- och lågspänd elenergi exklusive nätförluster, svarande till tariffstrukturens rörliga energidel. Då även denna produktdimension ger upphov till olika kostnadskonsekvenser föreslås användningen av de två måtten 'Överförd lågspänningsenergi (MWh) exkl. nätförluster' resp. 'Överförd hög-spänningsenergi (MWh) exkl. nätförluster' (post 1.13).

Modell [SR]

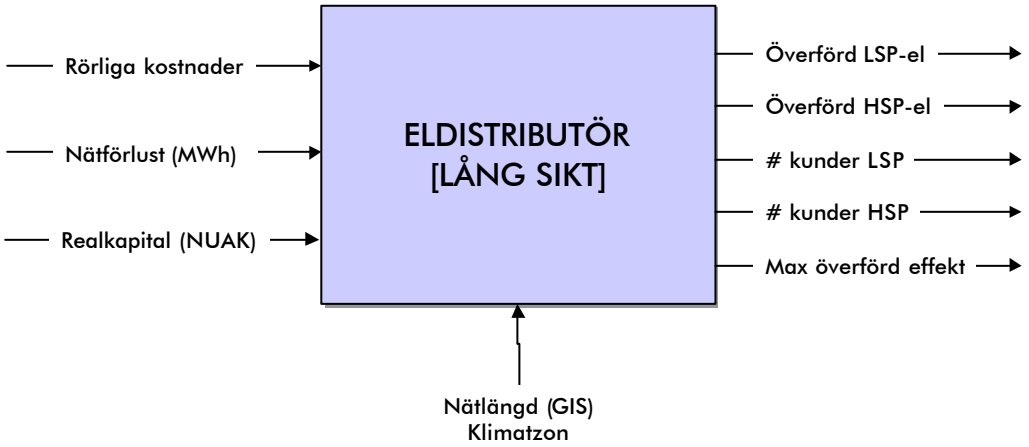
4.37 Den kortsiktiga modellen [SR] avbildas i Figur 4 nedan, med tre insatsfaktorer, tre ramfaktorer samt fem output. Modellen förutsätter, förutom befintliga data enligt NU, koncessionsområdenas klimatzon samt antalet fördelningsstationer, utvecklade i bilaga 3.



Figur 4.4 - Modell [SR]

Modell [LR]

4.38 Den långsiktiga modellen [LR] illustreras i Figur 5 nedan. Modellen har tre inputs, två ramfaktorer och fem outputs, varav återanskaffningsvärdet (NUAK), klimatzon samt Nätnyttomodellens optimala nätlängd måste inhämtas enligt särskild ordning. Se vidare bilaga 3.



Figur 4.5 - Modell [LR]

Modellantaganden

4.39 För att formulera en DEA-modell för eldistribution skall det, som nämnt i kapitel 3 ovan, tas ställning till antaganden rörande produktionsfaktorberoenden, kombinerbarhet och skalavkastning. Dessutom skall utvalda ramfaktorer klassificeras i kategorierna kategoriska resp. icke-kategoriska, beroende på om de representerar en ordinal eller nominal rangordning för vilken sammanvägningar saknar betydelse. Antaganden införs här övervägande som *a priori*, före analys. Emellertid kommer de tillämpade antagandena att verifieras och valideras under den påföljande projektfasen.

4.40 *Produktionsfaktorberoenden (disposability)*.
Vi ser inte omedelbart någon anledning till att införa särskilda produktionsfaktorberoenden. Det finns t ex inte några belägg för att det skulle föreligga någon särskild komplementaritet eller flaskhalsproblem mellan två eller flera *inputs* och/eller outputs. Diskussioner med samrådsgruppen har styrkt detta antagande.

4.41 *Kombinerbarhet (konvexitet)*
Som förklarat i kapitel 3 finns en rad tekniska och ekonomiska grunder till att förvänta sig full kombinerbarhet (konvexitet) i nätverksamhet. Vår utgångspunkt är, liksom i andra effektivitetsundersökningar (NVE, DTe, EMC), att de observerade produktionsplanerna är fullt kombinerbara. Undantaget gäller för klimatzonsklassificeringen, som till sin natur inte är kombinerbar. Härvidlag skall speciellt två motiveringar framföras till varför kombinerbarhet är av särskild vikt för Energimyndighetens analys.

4.42 Å ena sidan är det, som tidigare poängterat, olämpligt att detaljreglera verksamheten i ett regleringssammanhang. Huvudsyftet är att ge goda incitament för en kostnadseffektiv produktion. Detta pekar naturligt på en tyngdpunkt i kostnadseffektivitet snarare än i teknisk effektivitet, vilket gör kombinerbarhetsantagandet mindre problematiskt.

4.43 Å andra sidan är det ur ett inlärningsperspektiv viktigt att jämförelse sker med enheter som är naturligt jämförbara. De utvalda enheterna bör ha en viss rimlig likhet sett utifrån den utvärderade verksamhetens synpunkt. Detta förhållande, som anknyter till relevanskravet, talar för en viss begränsning av kombinerbarheten genom användning av kategoriska variabler för att avgränsa de grupper inom vilka lokal kombinerbarhet kan antagas.

4.44 *Skalavkastning*

Som utgångspunkt kommer variabel skalavkastning (VRS) på kort sikt och konstant skalavkastning (CRS) på lång sikt att antagas, vilket stöds av branschrepresentanterna i samrådsgruppen.

4.45 CRS antagandet har dessutom stöd av produktionsteori och tidigare undersökningar (t ex DTe, 2000). På kort sikt är dock CRS inte ett rimligt antagande. För det första är en given teknologi normalt anpassad till en förväntad verksamhetsstorlek och avvikelser från denna innebär att den förväntade genomsnittliga kostnaden per enhet växer vid såväl ned- som uppskalning. Antalet nätstationer, deras placering och dimensionering osv. är t ex bestämda av det efterfrågemönster som nätverksamheten har kunnat förutse på lång sikt. En kortsiktig avvikelse från denna prognos kan ge reducerad effektivitet genom sänkt kapacitets-utnyttjande. Härtill kommer att en nätoperatör inte själv kan kontrollera storleken på sitt koncessionsområde, som är givet av Energimyndigheten. I konsekvens därav kan inte en nätkoncessionär för område hållas ansvarig för en ev. suboptimal allokering av koncessionsrättigheter.

4.46 *Kategoriska variabler*

Som utgångspunkt för modelleringen önskas en begränsad användningen av kategoriska variabler, med hänsyn till informationsanvändning och etablering av rimligt detaljerad referensteknologier. Tills vidare är det därför endast ramfaktorn "klimatzon" i de båda modellerna som anses kategorisk.

Kapitel 5. OnFront implementering

5.01 Syftet med kapitel 5 är att beskriva slutligt modellval i samråd med Energimyndigheten och samrådsgruppen, specifikation av de ev. tilläggsrutiner till OnFront som kan vara nödvändiga, kodning och körning av valda DEA-modeller, verifiering av implementation med avseende på gällande rutiner.

5.02 Arbetet bygger på
(i) gjorda överväganden i fas 1 och 2A rörande modellens struktur, tolkning, och variabler,
(ii) databas etablerad av STEM i fas 2B enligt Delrapport 1,
(iii) OnFront mjukvara, version 1.0.

5.03 Resultat presenterade i bilagor till denna rapport är inte att betrakta som underlag för ev. beslut rörande enskilda nätoperatörer, utan skall betraktas som en indikation på den typ av information som kan förväntas i slutrapporten. Vidare tolkning och analyser produceras i nästa fas.

Modellval

5.04 Datatillgänglighet och kvalitetsproblem nödvändiggör emellertid modelljusteringar för de inledande provkörningarna. Detta ger, i kombination med myndighetens datainsamlingsrutiner, att ytterligare data- och resultatanalys bör utföras före operativ tillämpning hösten 2001. Till denna tidpunkt föreslås detaljerade inhämtningsanvisningar utarbetas som underlag för ändring av NU.

Datatillgänglighet och kvalitet

5.05 Sedan 1998 samlar Energimyndigheten endast in vissa delar av data i enlighet med NU, vilket med avseende på nätförluster (NU 1.11, 3.4), maximalt överförd effekt (1.8) samt kostnader för anslutning till överliggande nät (3.1) inverkar menligt på modellens implementation.

5.06 För injustering av modellen har ett urval av 1997 års särskilda rapport använts, med reservationer nedan för de variabler som inte ställts till förfogande under projektfasen. Då Energimyndigheten uttryckt farhågor för datamaterialets kvalitet, och då i synnerhet de för modellen väsentliga inputdata rörande effekt och nätförluster har särskild varsamhet tagits vid förbehandlingen av data.

5.07 *Systematisk datakontroll*

Vid DEA studier används två typer av datakontroller: (i) detaljstudier av extrema observationer av nyckeltal i datamaterialet, (ii) analys av provkörningar med olika parameteruppsättningar. Den första kontrollproceduren redovisas översiktligt nedan, medan denna rapport med bilagor i sig själv utgör den externa delen av den senare kontrollen.

Nyckeltal

5.08 För att kontrollera rimligheten av givna data har sju nyckeltal använts, framtagna bl a genom diskussioner med samrådsgruppen. Detta testbatteri kan med fördel användas av Energimyndigheten direkt i datainsamlingsarbetet.

5.09 *TN1 Effektutnyttjande*

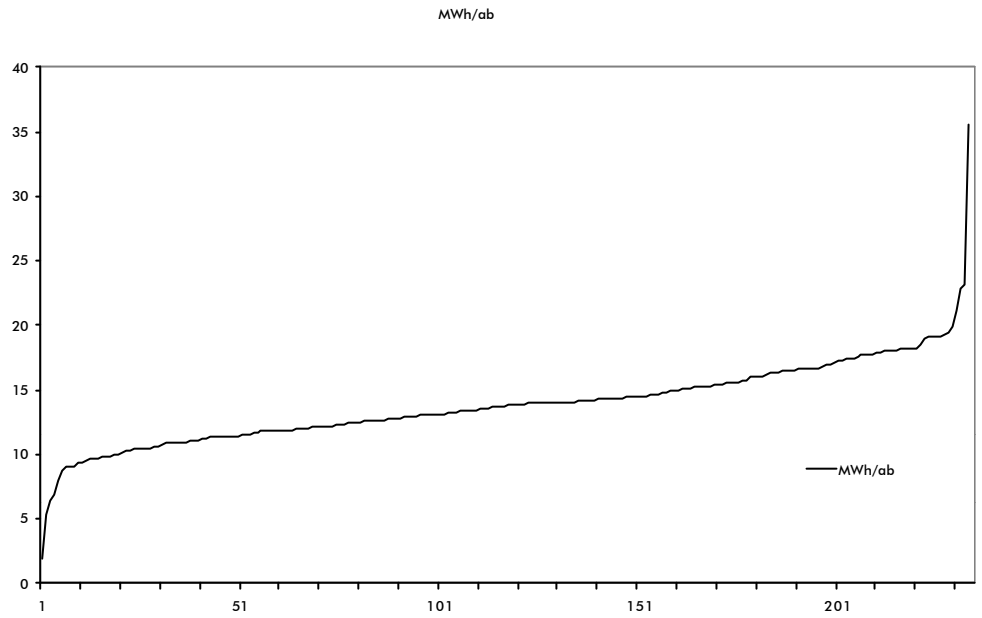
0% ≤ Total belastad effekt (MW)/Total installerad effekt (MW) ≤ 100%

Viss reservation för nuvarande oklarheter i anvisningarna rörande hyrda eller egna fördelningsstationer och nätstationer är nödvändig. I det aktuella datamaterialet ligger genomsnittet på 50% effektutnyttjande.

5.10 *TN2 Kunduttag, lågspänning*

9 ≤ Överförd lågspänningsel (MWh)/Antal lsp-kunder ≤ 36 MWh

Detta mått visar snabbt orimligheter i lågspänningsdata, då förbrukningen per kund och helår är någorlunda stabil över landet (13 850 kWh för 1997). Elnät med löpnummer 2004, 2005, 2040, 2042, 3068, 2135 korrigerades för inmatningsfel mellan faktor 0,1 och 1000. I fig. 5.1 illustreras stabiliteten hos detta nyckeltal för använda data.

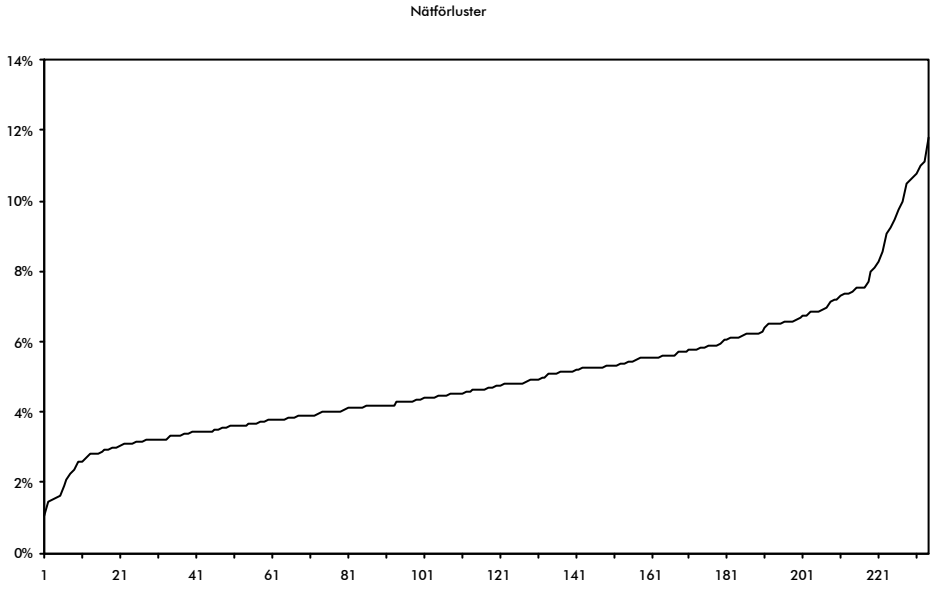


Figur 5.1 . Kunduttag lågspänning (MWh/ab).

5.11 *TN3 Nätförluster*

2% ≤ Nätförluster (MWh)/Total överförd elenergi (MWh) ≤ 8%

Nätförlusterna är till sin storlek tekniskt betingade, vilket underlättar kvalitetssäkring av data. I alla upptäckta fall utom ett kunde fel hänföras till sammanblandning av procentuell och absolut nätförlust. Enheterna (se bilaga 6) 2038, 2011, 2072, 2135, 2170, 2203 samt 3257 korrigerades. För två leverantörer, 2136 NVSH Energi AB samt 2234 Vinninga Elektriska Förening, tycks underlag från 1996 och annan information bekräfta den låga nätförlusten och ingen korrektion har gjorts. De aktuella nätförlusterna är givna i fig. 5.2, vilken torde förkasta variabelns oförtjänt dåliga rykte.

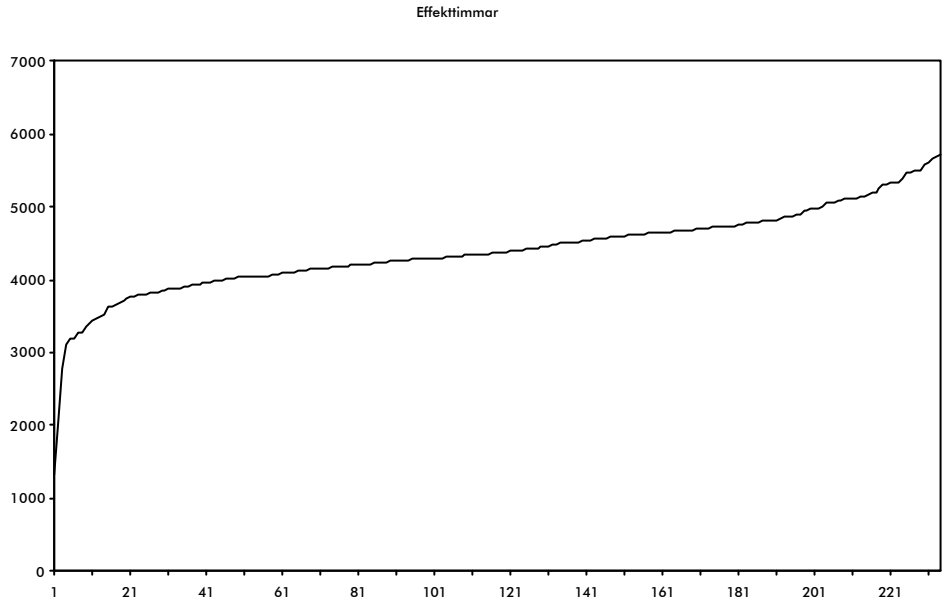


Figur 5.2. Nätförluster (%) av totalt överförd energi 1997.

5.12 *TN4 Effekttimmar*

3 000 ≤ Överförd energi (MWh)/Installerad effekt (MW) ≤ 6 000 h

Antalet effekttimmar ger ett enkelt överslag på nätets utnyttjande, där de förutom de föreslagna gränserna också finns en teoretisk övre gräns på 8 760 h per år. Inmatningsfel för ett företag, 2040 Filipstads Energinät AB, upptäcktes med hjälp av detta nyckeltal, vars graf ges i fig. 5.3 nedan.

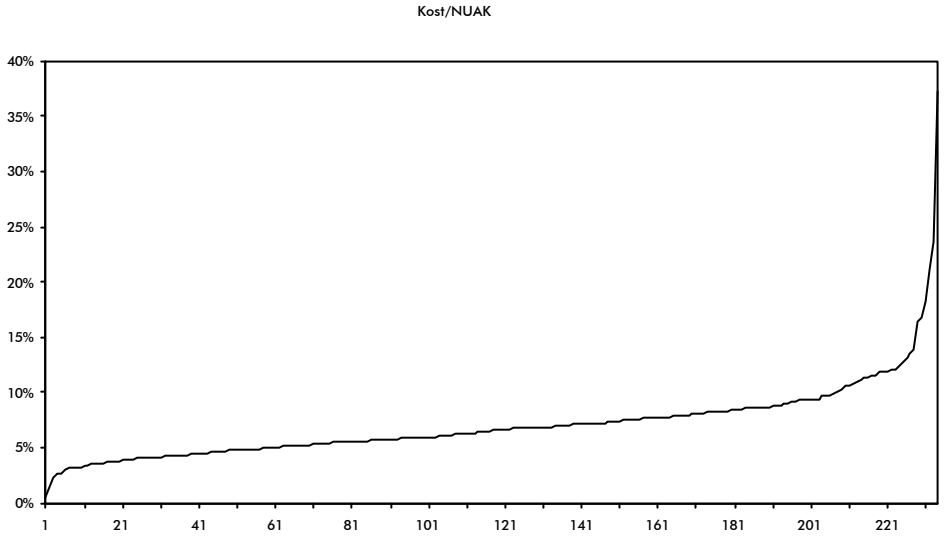


Figur 5.3. Effekttimmar (överförd MWh/max MW) 1997

5.13 *TN5 Kontrollerbar kostnad mot NUAK*

1% ≤ Rörlig kostnad (Mkr)/NUAK (Mkr) ≤ 10%

Detta nyckeltal är svårare att bedöma intuitivt, då de kontrollerbara kostnaderna är uträknade för ett speciellt ändamål. I 1997 års data är spännvidden 1% till 37%, med ett genomsnitt om 7%, illustrerat i fig. 5.4 nedan. Analyser föranledda av detta mått resulterade i detaljändringar för flera företag, bl. a. löpnummer 2089, 2251samt 3116, där olika element i kostnadsmassan saknades i det aktuella utdraget.

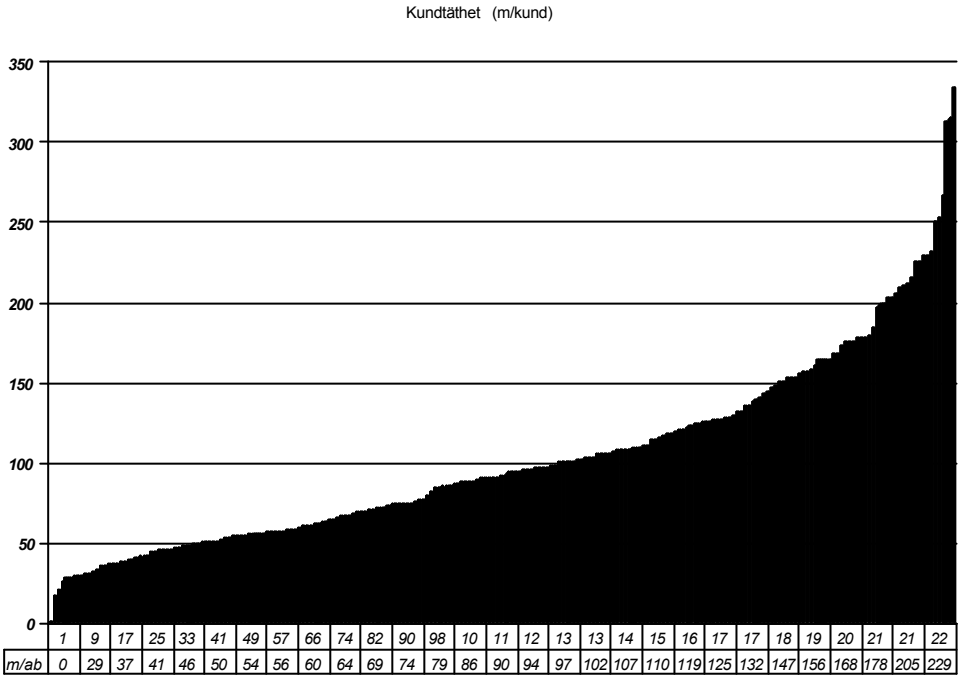


Figur 5.4. Kontrollerbar kostnad i % av realkapital 1997.

5.14 *TN6 Kundtäthet (ledningslängd per kund)*

9 ≤ Total lsp-ledningslängd/Antalet lsp-kunder ≤ 400 m

Kundtäthet, uttryckt som ledningsnät per abonnent, är ett vida använt mått inom Energimyndigheten, som förklarar en viktig del av det underliggande kostnadsberoendet. Då denna variabel är väletablerad är osäkerheten troligen relativt låg i datainsamlingen, såsom framgår av figur 5.5.

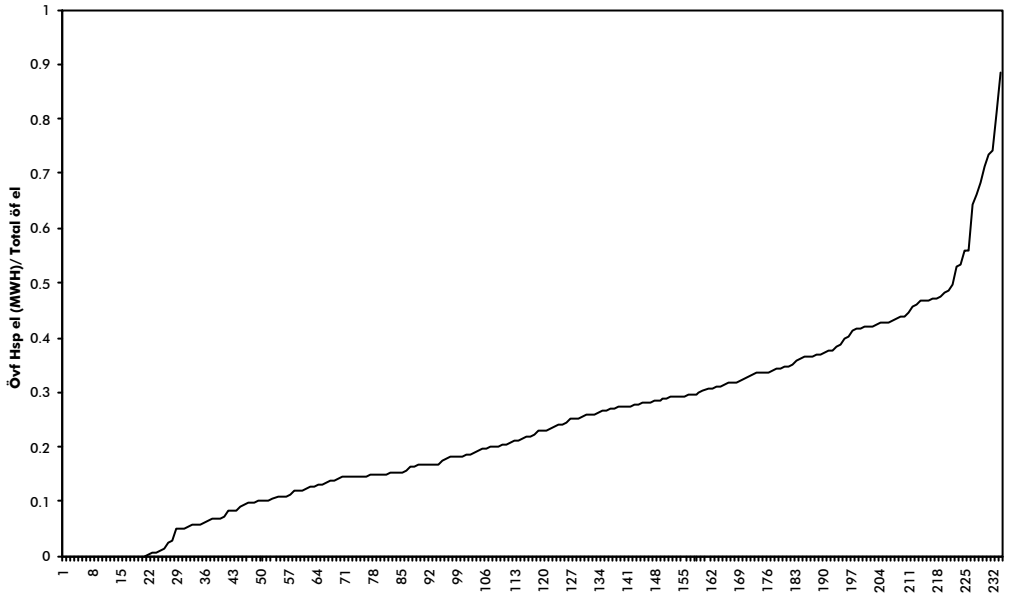


Figur 5.5. Kundtäthet (total ledningslängd per totalt antal kunder i uttagspunkt).

5.15 *TN7 Spänningsfördelning (andel högspänningsleveranser)*

0 ≤ Överförd hsp-el (MWh)/Total överförd elenergi (MWh) ≤ 89 %

Fördelning mellan hög- och lågspänning är ett intressant nyckeltal för att bedöma verksamhetens inriktning. Ett (elenergi-)viktat genomsnitt för landet är 28%, medan de många små elföretagen sänker det oviktade medeltalet till 24%. Se även figur 5.6.



Figur 5.6. Spänningsfördelning (andel högspänningsöverföring i %).

5.16 Data för 26 företag från 1997 års särskilda rapport var behäftade med större fel rörande identitet, kostnader och verksamhet, vilket föranledde bortlyftning från dataunderlaget. Tabell 5.1 nedan anger de enheter (med ursprungligt löpnummer) som uteslutits ur provkörningarna.

Tabell 5.1 Uteslutna nätföretag från särskild rapport, 1997.

Löpnummer	Län	Företag
24	F	Carlfors Bruk E. Björklund & Co KB
29	BD	Ekfors Elnät AB
30	F	Eksjö Elnät AB
37	R	Falbygens Energi AB
41	D	Flens Energinät AB
46	C	Graninge Enköping Elnät AB
49	R	Grästorp Energi EF
52	X	Birka Nät AB, Linje
82	AB	Ingarö Elektriska Distr. Förening EF
83	BD	Jukkasjärvi Sockens Belysningsförening u.p.a.
84	D	Julita Elförening EF
142	X	Ockelbo Kraft AB
144	L	Olseröds Elektriska Distributionsförening u.p.a.
155	W	Ryssa, Älvdalen
161	AB	Sigtuna Energi Elnät AB
167	M	Skurups Elverk (kommun)
177	E	Sturefors Eldistribution AB
179	M	Sydkraft Elnät Syd AB, Sydkraft Nät
201	R	Vallebygdens Energi EF
212	AB	Vattenfall Sveanät AB, Mälarnät
228	E	Vattenfall Östnät AB, Söderköp/Vikboland
233	AC	Vindelns Såg och Vattenkraft AB
252	X	Österfärnebo El EF
264	Y	Birka Energi, Blåsjön/Korsselbränna
274	R	Vattenfall Västnät AB, Skaraborg
275	W	Birka Nät AB, Avesta (Områdes.nr 731 Öbg)

5.17 *Sorteringsbegrepp*

Det är otillfredsställande och mindre ändamålsenligt att sorteringsbegreppet för Energimyndighetens information synes vara företagets namn eller dess organisationsnummer, då verksamheten är inriktad mot att bedöma prestationer inom en *koncession*. De löpnummer som finns representerade i databaser är inte unika, liksom heller inte företagsnamn (p g a namnbyte, felstavning och uppköp). För att möjliggöra en rationell datahantering föreslås att Energimyndigheten inför ett unikt koncessionsnummer som sorteringsbegrepp.

5.18 Efter filtrering återstår ett datamaterial om 234 företag, fullständigt listade med uträknade variabler och nyckeltal i bilaga 6. Varje företag har försetts med ett löpnummer som består av det ursprungliga treställiga (001 till 273) med ett prefix för klimatzon (3 för Norrland, 2 övriga landet).

Avvikande variabeldefintioner

5.19 Klimatzonsindelningen (RF.5) är fastlagd genom plantskolornas växtkarta, vilken med hjälp av koncessionsområdeskarta från SVEL kommer att resultera i en permanent klimatzonsindelning för alla koncessionsområden. Detta arbete beräknas vara färdigställt före 2000-07-15. Under provkörningarna har ett enkelt klimatindex (Norrland, Svealand och Götaland) använts.

5.20 Data rörande fördelningsstationer (RF.3) är under bearbetning i SVELs regi. Under provkörningarna har det tillgängliga antalet nätstationer (1.3) använts som ersättning.

5.21 Då realkapital inte kan inhämtas under projektperioden har en uppskattning från Ek (1998) använts,

$$LI.3_{APPROX} = 1.592*RF4+0.123*RF1,$$

vilken har kalibrerad mot NUAK data för 34 nät från SVEL. Statistiskt har modellen högt förklaringsvärde (97% av variansen förklarad) och approximationen är också förankrad i samrådsgruppen. För den långsiktiga modellen har realkapitalvärdet omräknats till en annuitet med 3% realränta, också detta efter Ek (1998).

5.22 Som ersättning för GIS-baserad nätlängd (RF.2) från den ännu ej färdigställda Nätnyttomodellen har befintlig nätlängd använts (1.1 + 1.2).

5.23 Det förlustkraftspris som omtalas i 4.20 för input 'Överkostnad för nätförlust' (SI.2) fastställs, med hänsyn tagen till entydighet, jämförbarhet och auktoritet, till att vara ett genomsnitt av Svenska Kraftnäts förlustkraftpris tillämpat under samma period. Under provkörningarna har 0,20 kr/kWh använts som förlustkraftspris, även om detta överskattar besparingspotentialen för förlustkraftköp under 1997.

Implementering på OnFront

5.24 Då den uppdaterade versionen av OnFront endast är SUMICSID HB tillhanda i betaversion har implementationen skett på OnFront version 1.0. De båda versionerna är dock handhavandemässigt snarlika, dataformaten är identiska och förbättringarna moderata. Som viktigaste skillnad kan nämnas den automatiserade beräkningen och dekomponeringen av teknisk- och kostnadseffektivitet. Skillnaden mellan versionerna har dock ingen avgörande inverkan på den aktuella tillämpningen.

5.25 Provkörningarna har givit i helhet tillfredsställande resultat, dock bör nämnas att OnFront i vissa situationer kan orsaka systemkrascher. Försiktighet är också på sin plats vid datainmatning, då blanka fält substitueras med nollor (0) vid beräkningarna. För bästa överblick används ett kalkylark i Excel för dataredigering innan överföring till OnFront datafil.

5.26 OnFront har i detta sammanhang några inneboende begränsningar, t ex saknas kategoriska variabler, FDH-modeller, systematisk beräkning av supereffektivitet samt enkel illustration av referensenheternas besparingsmål (projiceringspunkten). En enkel rutin för behandling av icke-konvexa ramfaktorer (RF.5 klimatzon) kommer att demonstreras.

Testkörningar

5.27 För den kortsiktiga modellen har sju körningar gjorts med olika parameter värden för ramfaktorer enligt tabell 5.2.

Tabell 5.2 Testkörningar SR0 – SR6, ramfaktorer.

Ramfaktor	*Nätlängd*	*Fördelnings-stationer/effekt*	*Installerad effekt*	*Klimat*
Modell	RF.1	RF.3	RF.4	RF.5
SR0				
SR1	X			
SR2				X
SR3	X			X
SR4	X		X	X
SR5	X	X		X
SR6	X	X	X	X

5.28 En sammanställning av effektivitetsmåtten för den kortsiktiga modellen SR är given i bilaga 7. Fullständiga resultat inklusive förebilder för körning SR6 ges i bilaga 8. Som framgår av tabell 5.3 nedan är resultaten relativt stabila mellan modellerna.

Tabell 5.3 Resultat för modeller SR 1997.

Modell	Medel E	Min E	Antal E=1
SR0	0.63	0.11	35
SR1	0.69	0.11	45
SR2	0.66	0.11	42
SR3	0.71	0.11	54
SR4	0.72	0.11	56
SR5	0.72	0.11	57
SR6	0.73	0.11	59

5.29 För den långsiktiga modellen har fyra körningar gjorts med olika parameter värden för ramfaktorer enligt tabell 5.4.

Tabell 5.4 Testkörningar LR0 – LR3, ramfaktorer.

Ramfaktor	Nätlängd	Klimat
Modell	RF.2	RF.5
LR0		
LR1	X	
LR2		X
LR3	X	X

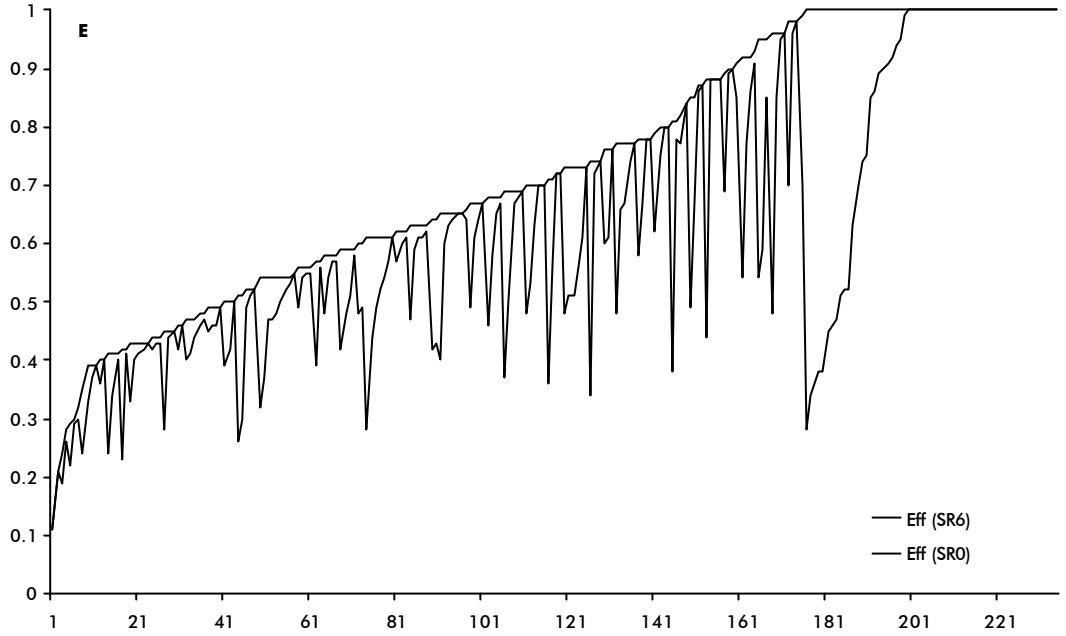
5.30 Resultat för LR är givna i sammandrag i bilaga 9, samt i full detalj för modell LR3 (bilaga 10). Några fakta är också presenterade i tabell 5.5 nedan.

Tabell 5.5. Resultat för modeller LR 1997.

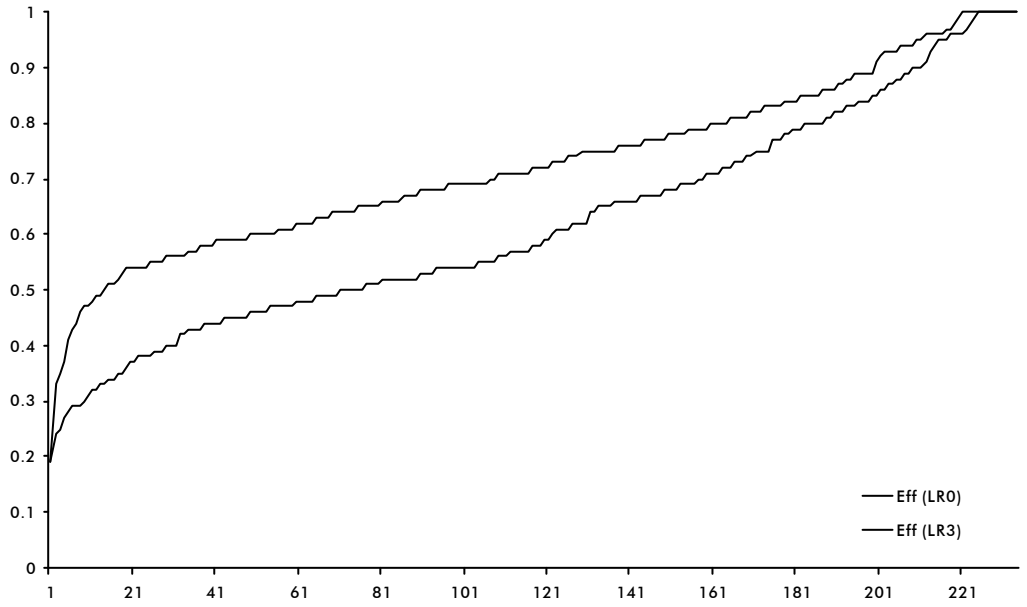
Modell	Medel E	Min E	Antal E=1
LR0	0.62	0.19	10
LR1	0.73	0.19	14
LR2	0.64	0.19	11
LR3	0.73	0.19	14

5.31 Utan att övertolka resultaten, som är givna med reservation för delvis avvikande variabeldefinitioner, synes det som om de föreslagna modellerna, SR6 resp. LR3, uppvisar en spridning av effektiva enheter med avseende på ägarskap, storlek, kundtäthet och region som inte avviker från andra undersökningar (Hougaard, 1994, Kittelsen och Torgersen, 1993, Veiderpass, 1992) Den genomsnittliga effektiviteten är av samma storleksordning, liksom antalet fullt effektiva enheter. Figurerna 5.7 och 5.8 nedan visar fördelningen av effektivitetsmåttet, vilken likaledes ger intryck av en väl balanserat datamängd. I figur 5.7 är data ordnade efter resultaten från SR6, och den ojämna SR0-linjen under SR6 demonstrerar att modellerna inte är homogent beroende av varandra. Figur 5.8 däremot är sorterad i effektivitetsordning för båda serierna LR0 och LR3, och illustrerar därmed endast *fördelningen* av effektivitet.

5.32 Notera att effektivitetsmåtten för modellerna SR och LR inte omedelbart kan jämföras till storlek, då en större andel av kostnaderna ingår som rörliga i den långsiktiga modellen. Ett företag som har 100 MSEK i driftkostnader, varav 50 MSEK för jämförbara enheter har en kortsiktig effektivitet om 0.50. Samma företag kan dock ha en optimal realkostnadsannuitet om 100 MSEK, vilket sammantaget ger en långsiktig effektivitet om 150 MSEK/200 MSEK = 0.75. Räknat i kronor är dock besparingspotentialen minst lika hög, oftast högre.



Figur 5.7. Kostnadseffektivitet modeller SR0, SR6.



Figur 5.8. Kostnadseffektivitet modeller LR0, LR3.

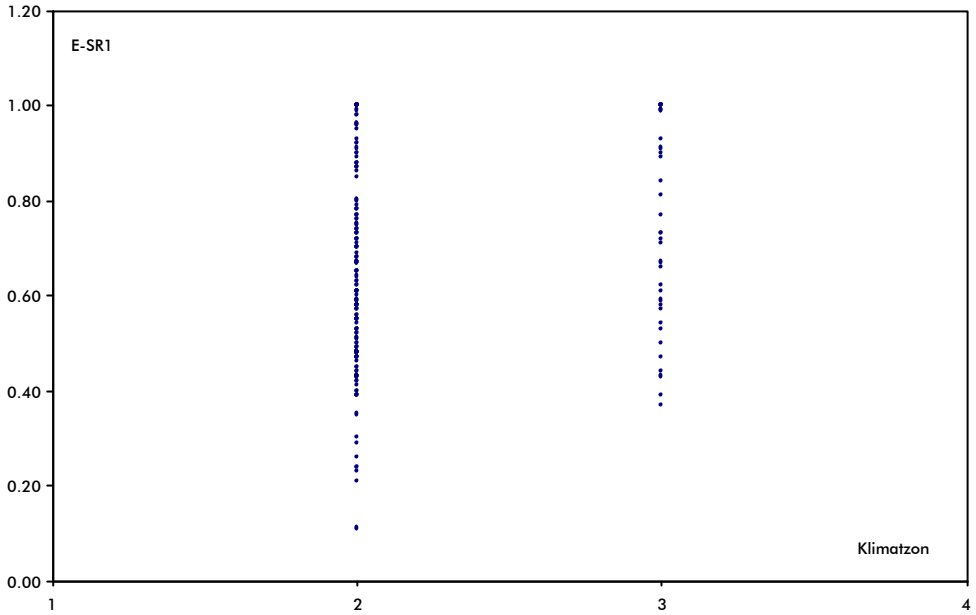
Modellvalidering

5.33 För vardera av nyckeltalen samt för den kategoriska ramfaktorn RF.5 har en särskild analys utförts för att bestämma huruvida dessa har dominerande inverkan på resultatet. Utdrag från denna modellvalideringsfas rapporteras i sammandrag nedan.

5.34 *Klimatfaktorn RF.5* har förutom intuitiv relevans, även betydelse utifrån dess förmåga att förklara variansen i effektivitetsmåttet. Utan korrigering för klimat synes dock den genomsnittliga effektiviteten i tabell 5.2 vara högre för Norrland (klimatzon 3) än för södra Sverige (lkimatzon 2). En naiv tolkning av detta förhållande skulle ge att klimatfaktorn är redundant. Här skall man dock ta hänsyn till *apriori* förväntningarna samt möjligheten för att norrländska distributörer reellt skulle kunna vara effektivare. Vidare skall hänsyn tagas till referensteknologiernas storleksantal, där den norrländska gruppen endast innehåller 37 företag mot 197 företag i den södra gruppen. Dessa proportioner ger omedelbart en viss favorisering av klimatzon 3, där det är lättare att uppnå relativt hög individuell och genomsnittlig effektivitet i en mindre grupp.. Icke desto mindre har vi valt att bibehålla gruppuppdelningen för den kategoriska ramfaktorn klimat (*RF.5*) i testkörningen, då arbete pågår för att producera ett mer detaljerat klimatindex, som löser vissa av dessa problem. Så snart den slutliga indelningen i klimatzoner föreligger, och mätresultaten ev. skall användas i skarpa tillsynsärenden, kommer vi dessutom kunna korrigera för gruppstorlekens inverkan. Detta sker med Zang och Bartels (1998) metod, dels genom upprepade dragningar från gruppen, dels genom skattade samband mellan genomsnitt och gruppstorlek. Effekterna av klimatfaktorn anges i tabell 5.6 samt i figur 5.9.

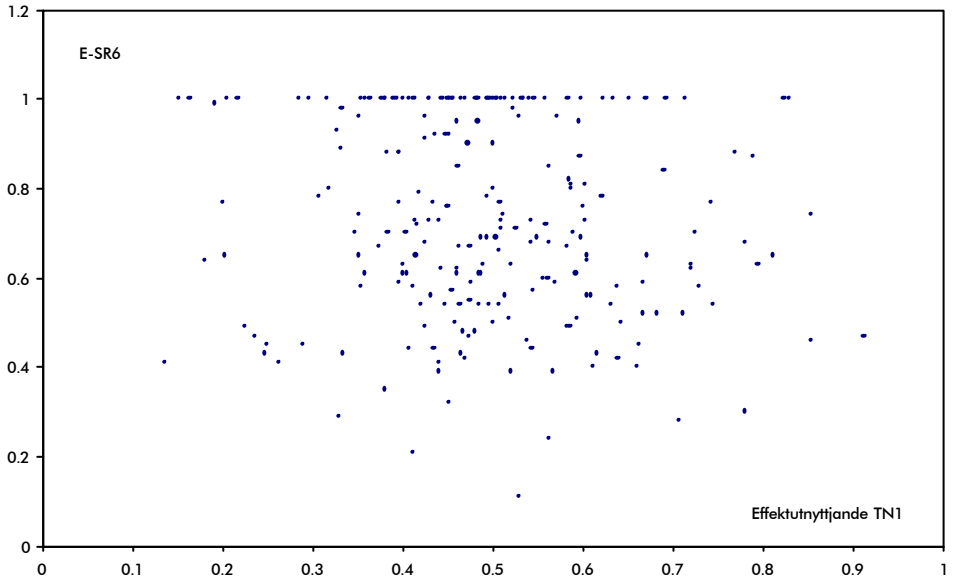
Tabell 5.6 Testkörningar SR1 och SR6 med ramfaktor klimat (RF.5).

Klimatzon (RF.5)		*Medelvärde E*	*Varians E*
Modell	*Zon*		
SR1	2	0.680	0.049
SR1	3	0.753	0.045
SR6	2	0.698	0.047
SR6	3	0.901	0.021



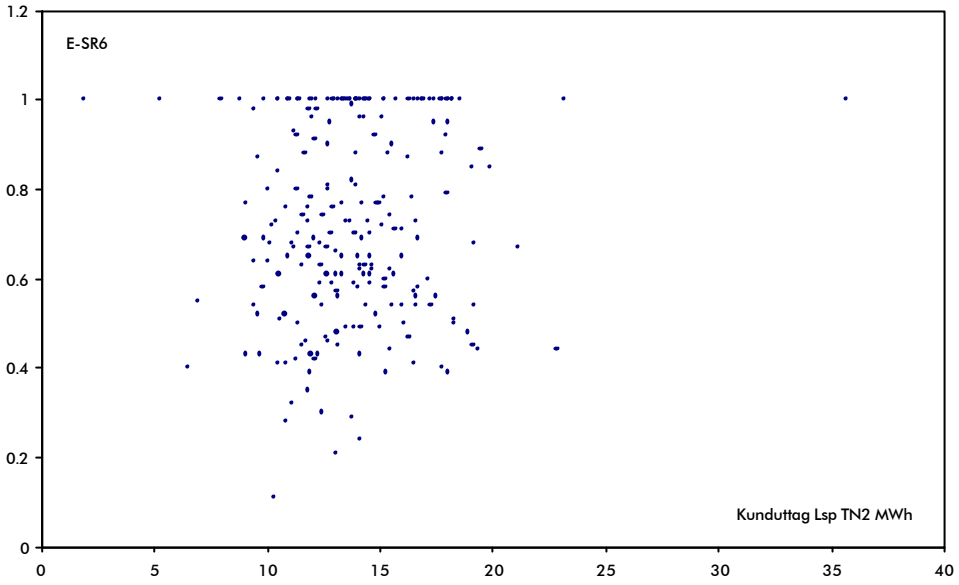
Figur 5.9 Effektivitet (SR1) per klimatzon (2,3).

5.35 *Effektutnyttjande (TN1)* Inget signifikant samband kan utläsas av denna denna analys, som illustreras i fig. 5.10.



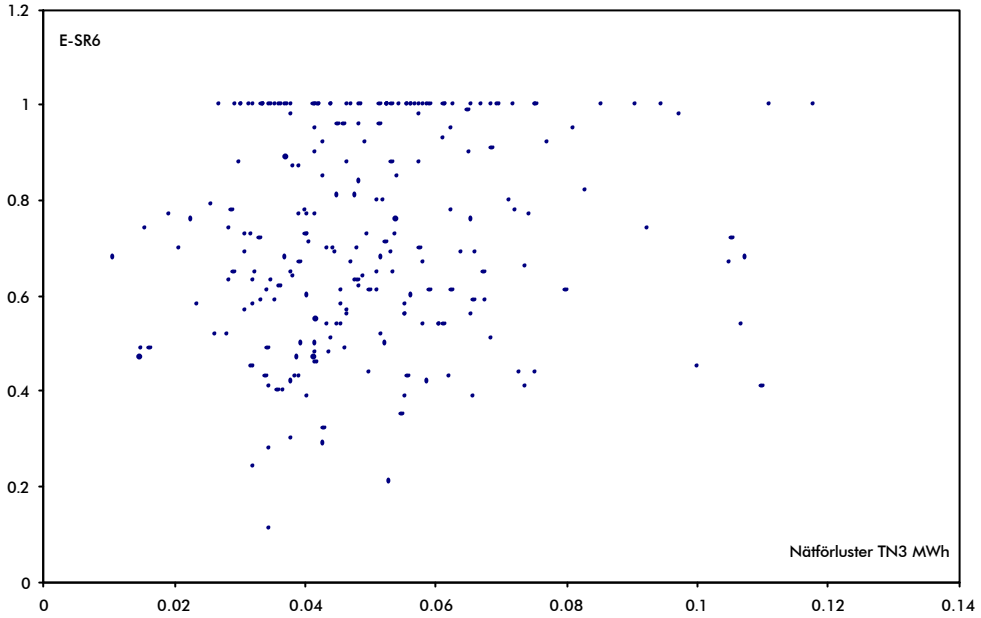
Figur 5.10 Effektivitet (SR6) gentemot nyckeltal TN1.

5.36 *Kunduttag, lågspänning* (*TN2*). Inget signifikant samband kan utläsas av denna analys, som illustreras i fig. 5.11.



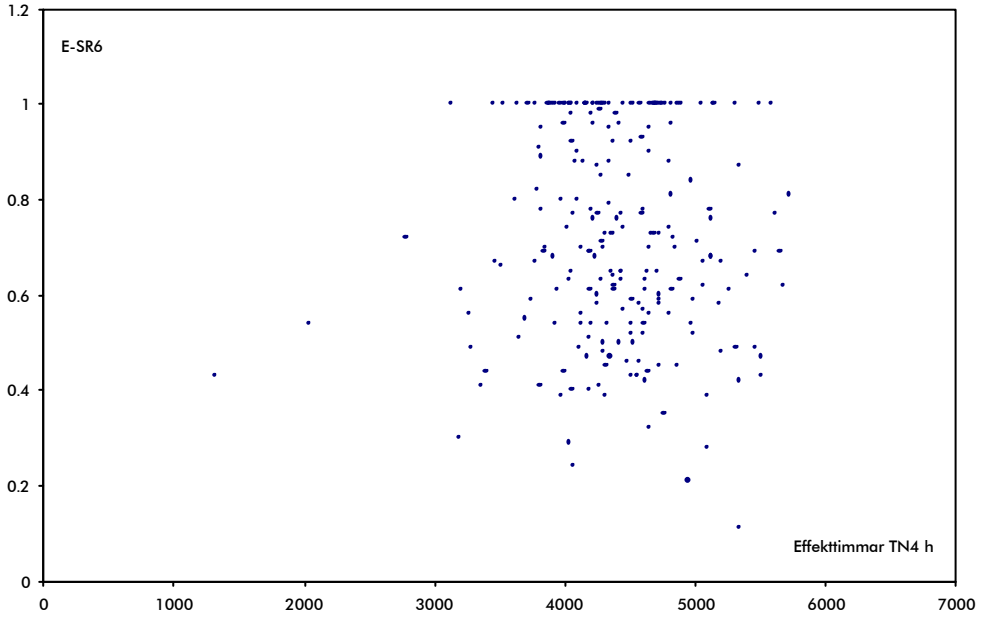
Figur 5.11 Effektivitet (SR6) gentemot nyckeltal TN2.

5.37 *Nätförluster* (*TN3*). Då överkostnaderna för inköp av förlustkraft är knutna till nätförlusternas volym i MWh, kunde en negativt samband mellan effektivitet och nätförluster misstänkas. En annan möjlighet skulle också kunna vara substitution mellan driftskostnader, i synnerhet underhåll och ersättningsinvesteringar, och nätförluster, vilket faktiskt skulle göra enheter med höga nätförluster mer effektiva på kort sikt. I verkligheten (se fig. 5.11) kan inget starkt samband mellan faktorerna påvisas, även om en svag tendens till högre effektivitet vid ökande nätförlustvolym kan anas. Denna tendens skall dock inte övertolkas då testkörningen är baserat på årliga nätförlustvolymer, vilka i många fall kan ha oregelbundenheter till följd av den indirekta mätproceduren. Ett genomsnittligt värde förväntas ge klarare besked i denna fråga.



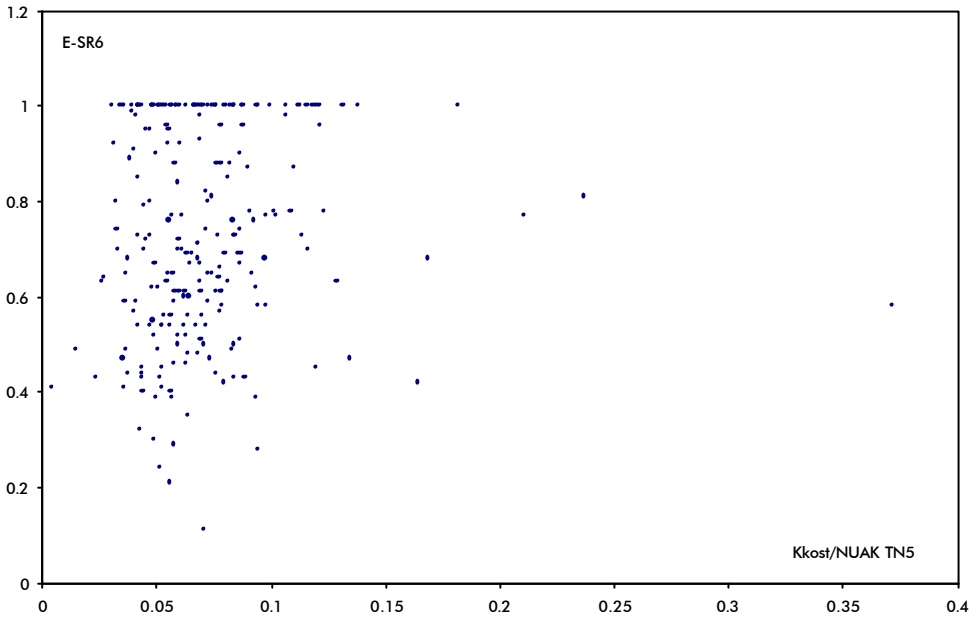
Figur 5.12 Effektivitet (SR6) gentemot nyckeltal TN3.

5.38 *Effekttimmar* (*TN4*). Den intuitiva känslan att distributörens kapacitetsutnyttjande har en väsentlig inverkan på kostnads-effektiviteten kan inte styrkas. Som framgår av figur 5.13 finns det såvälk ineffektiva som effektiva nät med högt kapacitetsutnyttjande.



Figur 5.13 Effektivitet (SR6) gentemot nyckeltal TN4.

5.39 *Kontrollerbar kostnad mot NUAK* (*TN5*). Då SR-modellen fokuserar på kontrollerbara kostnader skulle man kunna förvänta sig att de enheter som uppvisar en relativt sett högre kapitalintensitet skulle klara sig bättre än andra, p g a substitution mellan korta och långa kostnader. Som synes av figur 5.14 är detta dock inte fallet. Höga andel kontrollerbara kostnader medför således inte sämre resultat, snarare tvärtom, även om sambandet inte är statistiskt signifikant. En komplikation härvidlag är dock att NUAK skattas genom ramfaktorer, vilket antyder att det kan finnas anledning att testa en realkostnadsannuitet i modellen när mer tillförlitliga NUAK-värden är tillgängliga.

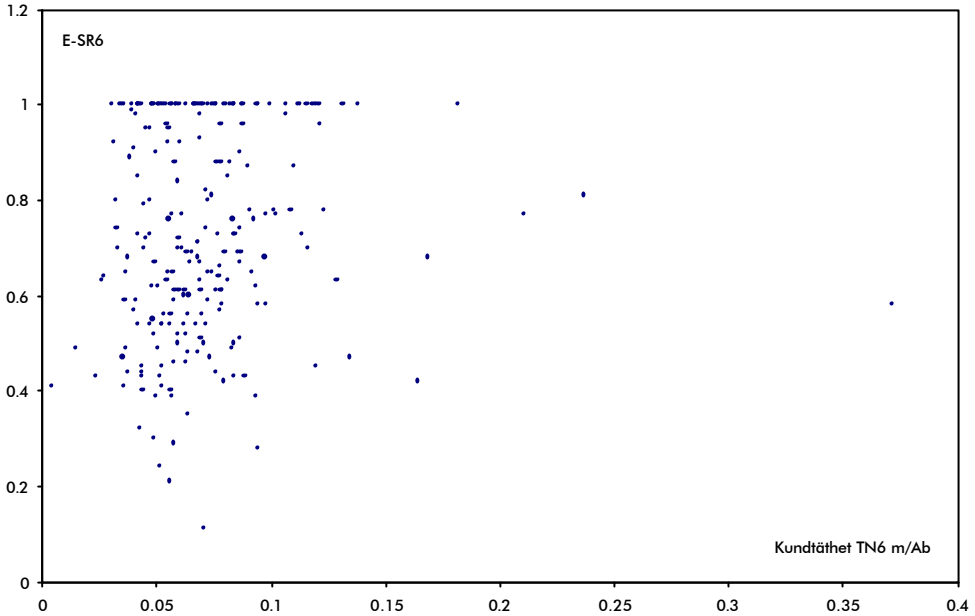


Figur 5.14 Effektivitet (SR6) gentemot nyckeltal TN5.

5.40 *Kundtäthet (TN6)*. I modellerna ingår inte direkt korrektion för kundtäthet men däremot total ledningslängd. Detta skulle potentiellt kunna medföra att tättbebyggda koncessioner med förhöjda kostnader för drift och underhåll till följd av mark- och äganderättsförhållanden skulle utsättas för en orättvis jämförelse. Det är därför värt att notera att det inte finns något markant samband mellan kundtäthet och kostnadseffektivitet, vilket också visas i fig. 5.15. En kompletterande regressionsanalys visar vidare en tendens till ökande effektivitet med avtagande kundtäthet, men att detta samband inte är statistiskt signifikant på nivån 5%. En ensidig variansanalys i tabell 5.7 över en gruppuppdelning i 0-60 m (städer), 60-120 m (landsort) samt över 120 m (glesbygd) avslöjar också att detta inte är det förväntade förhållandet. Faktum är att den (intuitivt gynnade) mellangruppen har lägre genomsnittlig effektivitet än de två yttergrupperna. Som tidigare anmärkt inverkar dock antalet enheter i referensteknologierna på resultaten. I den skarpa modellen kommer detta att korrigeras med återsampling och regressionsanalyser enligt tidigare.

Tabell 5.7 Testkörningar SR6 med gruppindelad kundtäthet (TN6).

Kundtäthet (TN6)		*Medelvärde E*	*Varians E*
Grupp	*Antal*		
0-60m	65	0.761	0.045
60-120m	99	0.671	0.045
120+	70	0.786	0.047



Figur 5.15 Effektivitet (SR6) gentemot nyckeltal TN6.

5.41 Sammantaget ger nyckeltalsanalysen belägg för att förkasta idén om att kostnadseffektivitet primärt skulle härröra från ett eller flera intuitivt klara samband, som skulle kunna uppfångas i några nyckeltal. Kostnadseffektivitet, som mätt enligt modellerna, är resultatet av ett samspel mellan olika kostnadsfaktorer, exogena ramvillkor och tidigare beslut. Varje försök att utjämna dessa skillnader genom ett genomsnittligt eller partiellt mätetal skulle ge negativa effekter för enskilda eller grupper av distributörer.

Djupanalys

5.42 En mängd data kan utläsas på detaljnivå baserat på underlag från DEA modellen för användning inom Energimyndigheten. Ett exempel på en genomförd djupanalys baserat på provkörningen av 1997 års data är inkluderat som bilaga 6.

5.43 Ett av myndighetens huvudsyften med den *ekonomiska nätbesiktningen* är att ge en objektiv prioriteringsgrund för tillsynsverksamheten. Det är rimligt att myndigheten avsätter mer tid för att undersöka företag med dokumenterat låg kostnadseffektivitet. Baserat på denna prioritering kan DEA i kombination med nyckeltalen TN1 – TN7 och andra användas för att göra en djupare analys av ett företags effektivitetsprofil.

5.44 Utöver denna primära användning kan djupanalyser användas som modellkontroll, modellvalidering och inte minst, för den interna inlärningen på Energimyndigheten

5.45 I en djupanalys görs en mer detaljerad beräkning av (i) teknisk effektivitet, (ii) kostnadseffektivitet samt (iii) skaleffektivitet. För varje effektivitetsmått beräknas ideal, besparingspotential, outputmarginal samt explicita förebilder. Särskild vikt läggs vid att verifiera indata för använda förebilder samt vid kompletterande material. Kontrollera känsligheten i analysen genom att manuellt välja bort förebilder som är mindre lämpliga. I bilaga 5 ges exempel på sådan känslighetsanalys, där resultaten inte nämnvärt ändras trots frånval av upp till åtta förebilder. Internationella erfarneheter (Coelli, 2000) tyder på att en sådan behaglig robusthet hos resultaten faktiskt inte är ovanlig för analyser med ett så stort antal enheter.

5.46 En kompletterande analys kan också göras av samarbetsvinster, s k harmonieffekter. Energimyndigheten har normalt inte tillgång till sådan information att analyser om samarbete, decentralisering eller uppköp kan initieras. Samarbetsanalysen för Gävle Energi AB är från Energimyndighetens perspektiv snarare ett exempel på en *reaktiv* analys i händelse av uppköp eller ansökan om samredovisning, där myndigheten kan göra en bedömning av de effekter som samgåendet får dels på kostnadsnormen för företaget, dels indirekt för övriga företag. På detta sätt kan frågan om samredovisning få ett väl underbyggt svar.

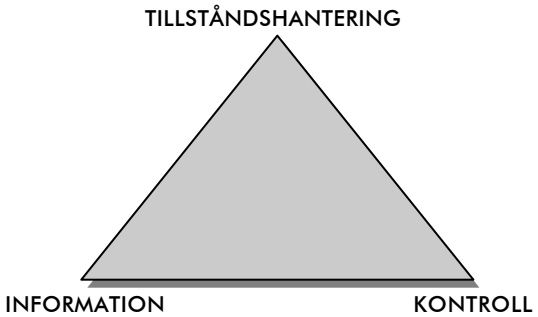
5.47 Vid ev. överprövning av myndighetsbeslut är det av högsta vikt att djupanalyser från DEA görs på ett noggrant sätt samt att annan information inhämtas för komplettera bilden. Även om DEA har en betydande ekonomisk och teknisk auktoritet, i kraft av sin systematiska och objektiva måttstocksformulering, kan felaktigt motiverade analyser ge bakslag.

Kapitel 6. Vidareutveckling

6.01 Syftet med kapitlet Vidareutveckling är att kort redogöra för några alternativa utvecklingsscenarion för Energimyndigheten och DEA-modellerna. Kapitlet kan användas som underlag till egna utvärderingar om organisatorisk, ekonomisk och juridisk vidareutveckling av projektet till en eventuell tredje etapp.

Hur kan den Ekonomiska Nätbesiktningen användas på STEM?

6.02 För att återknyta till myndighetens tre huvuduppgifter i fig. 6.1, *tillståndshantering, kontroll* och *informationsspridning*, så kan DEA-modellen spela in på olika sätt, beroende på vilken strategi som betonas.



Figur 6.1 Energimyndighetens tre huvuduppgifter.

6.03 För *tillståndshanteringen*, dvs givande, förnyelse, omprövning och tillbakadragande av områdeskoncessioner kan resultat från DEA medverka till att (i) uppskatta koncessionshavarens historiska och aktuella kostnadseffektivitet, (ii) uppskatta för- eller nackdelar med föreslagna sam- eller särredovisningslösningar, (iii) uppskatta relativ och absolut effektivitets- och produktivitetsförändring för koncessionshavare relativt branschen, länet och närliggande företag, samt (iv) bedöma rimligheten i förväntade eller påstådda samordningsvinster vid sammanslagning av koncessioner. Sammantaget kan detta leda till systematiska, enhetliga och väl underbyggda beslut som ansluter till övergripande mål med tillståndsgivningen, t ex kostnadseffektivitet, regional utjämning, stabilitet och kundservice. Dessa analyser kräver dock antingen mer avancerade kunskaper rörande både metoden och branschstrukturen hos nätavdelningens handläggare, eller en

delegering av vissa analyser till externa bedömare, varvid avdelningens roll förskjuts mot en mer strategisk och bedömande inriktning.

6.04 För *kontrollverksamheten*, i synnerhet tillsyn av nätoperatörs efterlevnad av ellagen, ger resultat från DEA detaljerad information rörande (i) total relativ kostnadseffektivitet, (ii) avvikelser från optimal kostnad p g a exogena faktorer som outputprofil, klimatinverkan, överliggande näts konfiguration (fördelningsstationer), koncessionsområdets storlek (skala), (iii) avvikelser från optimal kostnad p g a kontrollerbara faktorer, driftskostnader exkl. personalkostnader, personalkostnader, mätning, administration, (iv) ineffektivitet som ev. kan härröra från subventionering av konkurrensutsatt verksamhet, t ex överkostnader för förlustkraft. Kontrollverksamheten kan antingen grundas helt på de årliga nätbesiktningarna, eller på kompletterande analyser med och utan DEA-stöd. I det första fallet används DEA främst som ett *prioriteringsinstrument*, i det andra delvis också som *kontrollinstrument*. En utförligare kommentar om de krav som dessa alternativ ställer på Energimyndigheten ges nedan.

6.05 För *informationsverksamheten* ger DEA underlag på varierande detaljnivå och tillgänglighet för bransch och avnämare. För *eldistributörer* och branschorgan erbjuder DEA genom den ekonomiska nätbesiktningen underlag för benchmarking gentemot andra jämförbara företag, med kompletterande indikationer om orsaker till avvikelser. För *kunder* ställer den ekonomiska nätbesiktningen lättfattlig information till buds om deras respektive företags relativa kostnadseffektivitet, även räknat i monetära termer. Energimyndigheten kan här välja att ytterligare förenkla informationen genom att uträkna "ineffektivitetskostnaden" per överförd kWh för olika kundgrupper. Detta skulle därigenom också introducera förhållandet att ineffektiva företag i dagsläget mycket väl kan ha lägre tariffer än kostnadseffektiva företag.

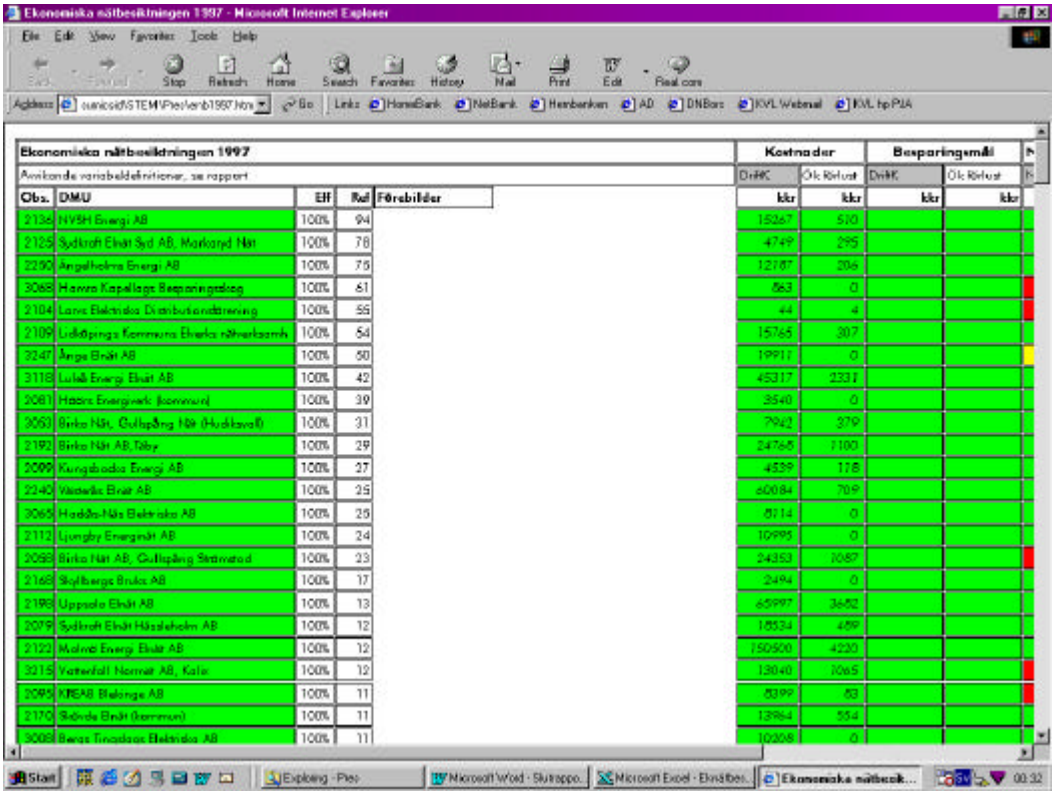
Vilka blir effekterna?

6.06 Effekterna på kort och lång sikt för branschens kostnadseffektivitet kommer troligen att variera, bl a beronde på vilken/vilka huvuduppgifter som kommer att understödjas av DEA. Notera att reflektionerna nedan är skissartade svar på en mycket intressant fråga, som tarvar ytterligare belysning under nästa etapp.

6.07 Omedelbart kan det synas som om *kontrollverksamheten* har störst nytta av nätbesiktningen, för optimalt utnyttjande av begränsade resurser i jakten på ineffektivitet och marknadssnedvridningar. För en sådan användning krävs givetvis en klar och sammanhängande modell för bedömning av nätoperatörers intäkter, kostnader och leveranskvalitet. Då ellagen i sig inte ger tillräcklig ledning ligger initiativet på Energimyndigheten, som efter en tämligen generöst tilltagen förberedelseperiod förväntas agera med kraft, kompetens och konsekvens. Sålunda kommer branschens reaktion i detta fall till yttermera visso att bero av den slutgiltiga tillsynsordning som också innefattar företagens intäkter och andra incitament.

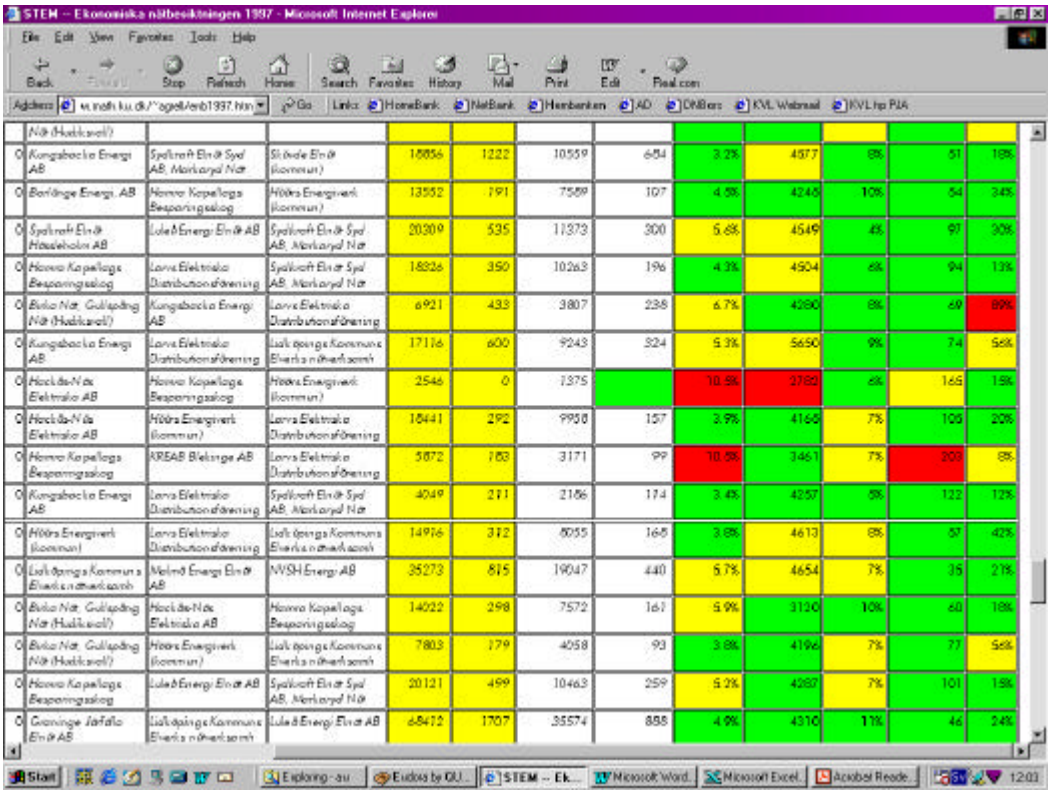
6.08 *Informationsverksamheten* har formellt en mindre förpliktigande roll, vari företagens effektivitet uppskattas utan direkt koppling till ev. myndighetsutövning. I kombination med en klar deklaration om nätbesiktningens roll som *delmoment* i en ny tillsynsordning kan dock två effekter skönjas enligt teori och praktiska erfarenheter. Först tenderar reglerade företag själva att ändra sitt uppträdande så att de framstår i ett mer fördelaktigt ljus. Detta kan ske antingen genom att förbättra sin mätetal, t ex genom att lära av utpekade modell-företag, eller genom att på olika sätt ifrågasätta mätmetodens teoretiska grundvalar, parameterval och datakvalitet. Om metoden, liksom DEA, vilar på solid produktionsekonomisk grund och har talrika tillämpningar inom regleringsområdet, är det senare förfarandet en mindre framgångsrik väg för det reglerade företaget. Den andra effekten uppstår genom det ekonomiska och politiska tryck som kunder och delägare kan utöva gentemot eldistributörer. Notera här att företag som skulle kunna förhala eller inskränka ev. myndighetsutövning riktad mot dem enligt ellagen, knappast skulle vinna allmänhetens och kundkretsens förtroende genom ett formalistiskt angreppsätt. Sammantaget ligger det således en betydande kort- och långsiktig vinst i den rena informationsverksamheten, under förutsättning att Energimyndigheten demonstrerar ett långsiktigt åtagande mot modellen som del av en regleringsregim.

6.09 Ju enklare Energimyndigheten förmår kommunicera de erhållna resultaten, desto effektivare kommer denna indirekta marknadskraft att fungera. En lätttillgänglig metod är att publicera resultaten som en websida, med färgkoder för en ev. klassificering av eldistributörer och nyckeltal (se fig 6.2-6.4). Färganalogin har stark genklang med begreppet "besiktning", där företag och kunder får en konkret återkoppling på företagens individuella prestationer. Här betecknar gröna företag sådana som har hög kostnadseffektivitet (t ex >98%), gula företag ligger i en mellangrupp (97-50%) och röda företag har mycket låg kostnadseffektivitet (<50%). En liknande färgkodning har också skett för de kompletterande nyckeltalen, där ev. röda nyckeltalsfält markerar onormala negativa avvikelser, kanske till följd av fel i data eller driftstyp.



Figur 6.2. Den Ekonomiska Nätbesiktningen: Gröna enheter på webben.

6.10 Effekterna av *tillståndsverksamhetens* användning av DEA, slutligen, står delvis och faller med resultatet av den i skrivande stund pågående utredningen kring övertagande och tvångsförvaltning av nät. Även om dessa åtgärder förväntas tillämpas endast i extremfall är avsaknaden av förvaltningsinstrument en svaghet i ellagen. Vi avvaktar sålunda med slutsatser rörande förlängningar av existerande koncessioner, med dokumenterat låg kostnadseffektivitet. Effekterna vid sammanslagningar och uppköp kan däremot bli påtagliga, även på kort sikt. Den resulterande enheten förses med konkreta förbättringsmål, vilket i kombination med en klar incitamentsprincip kan ge omedelbara fördelar för företag och konsumenter. Det är också sannolikt att metodens systematiska införande kommer att ge ett (välförtjänt) mervärde för kostnadseffektiva företag vid uppköps- och samgåenden, en indirekt och positiv incitamentseffekt. Ekonomiskt kan detta förklaras som att en del av regleringsrisken, dvs risken för återkallande av koncession eller annat direkt ingripande mot distributören, är lägre för välskötta företag, vilket i sin tur sänker upplåningskostnader och avkastningskrav. Denna effekt, liksom de flesta andra rörande tillståndshanteringen, har dock ett långsiktigt fokus.

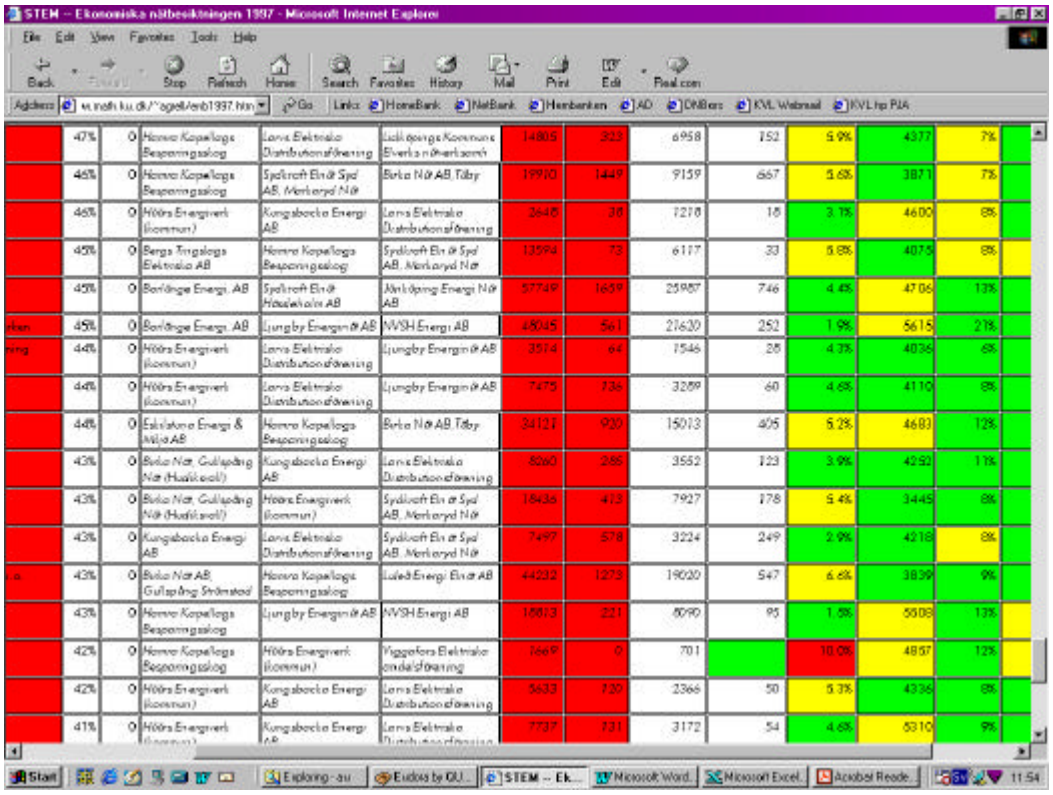


	Nät (Hudiksvall)											
0	Kungsbacka Energi AB	Sydkraft Elnät Syd AB, Markaryd Nät	Skövde Elnät (kommun)	18856	1222	10559	684	3.2%	4577	8%	51	18%
0	Borlänge Energi AB	Hamra Kapellags Besparingsskog	Höörs Energiverk (kommun)	13552	191	7589	107	4.5%	4248	10%	54	34%
0	Sydkraft Elnät Hässleholm AB	Luleå Energi Elnät AB	Sydkraft Elnät Syd AB, Markaryd Nät	20309	535	11373	300	5.6%	4549	4%	97	30%
0	Hamra Kapellags Besparingsskog	Larvs Elektriska Distributionsförening	Sydkraft Elnät Syd AB, Markaryd Nät	18326	350	10263	196	4.3%	4504	6%	94	13%
0	Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)	Kungsbacka Energi AB	Larvs Elektriska Distributionsförening	6921	433	3807	238	6.7%	4280	8%	69	89%
0	Kungsbacka Energi AB	Larvs Elektriska Distributionsförening	Lidköpings Kommuns Elverks nätverksamh	17116	600	9243	324	5.3%	5650	9%	74	56%
0	Hockås-Nös Elektriska AB	Hamra Kapellags Besparingsskog	Höörs Energiverk (kommun)	2546	0	1375		10.5%	2782	6%	165	15%
0	Hockås-Nös Elektriska AB	Höörs Energiverk (kommun)	Larvs Elektriska Distributionsförening	18441	292	9958	157	3.9%	4168	7%	105	20%
0	Hamra Kapellags Besparingsskog	KREAB Blekinge AB	Larvs Elektriska Distributionsförening	5872	183	3171	99	10.5%	3461	7%	203	8%
0	Kungsbacka Energi AB	Larvs Elektriska Distributionsförening	Sydkraft Elnät Syd AB, Markaryd Nät	4049	211	2186	114	3.4%	4257	5%	122	12%
0	Höörs Energiverk (kommun)	Larvs Elektriska Distributionsförening	Lidköpings Kommuns Elverks nätverksamh	14916	312	8055	168	3.8%	4613	8%	57	42%
0	Lidköpings Kommuns Elverks nätverksamh	Malmö Energi Elnät AB	NVSH Energi AB	35273	815	19047	440	5.7%	4654	7%	35	21%
0	Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)	Hockås-Nös Elektriska AB	Hamra Kapellags Besparingsskog	14022	298	7572	161	5.9%	3120	10%	60	18%
0	Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)	Höörs Energiverk (kommun)	Lidköpings Kommuns Elverks nätverksamh	7803	179	4058	93	3.8%	4196	7%	77	56%
0	Hamra Kapellags Besparingsskog	Luleå Energi Elnät AB	Sydkraft Elnät Syd AB, Markaryd Nät	20121	499	10463	259	5.2%	4287	7%	101	15%
0	Groninge Järfälla Elnät AB	Lidköpings Kommuns Elverks nätverksamh	Luleå Energi Elnät AB	68412	1707	35574	888	4.9%	4310	11%	46	24%

Figur 6.3. Den Ekonomiska Nätbesiktningen: Gula enheter på webben

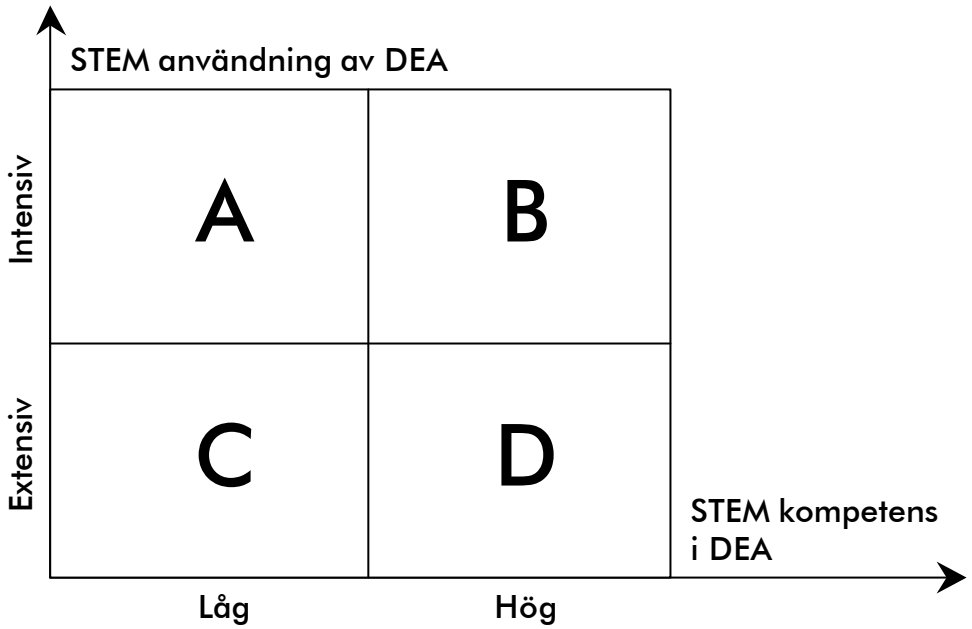
Alternativa utvecklingsmöjligheter

6.11 Lite förenklat kan de två närmast förestående besluten beröra (i) omfattningen av myndighetens användande av DEA samt (ii) den interna DEA kompetensen på myndigheten. Vi urskiljer här fyra extremfall i fig 6.5 som behandlas i tur och ordning.



Figur 6.4. Den Ekonomiska Nätbesiktningen: Röda enheter på webben

6.12 Alternativ A – begränsad egen DEA-kompetens men hög användning av DEA-resultat. Detta alternativ ger nätavdelningen möjlighet att använda DEA i tillsyns- och informationsverksamhet, med begränsade krav på handläggarnas kompetensprofil och utbildningsbehov. Realistiskt kan detta ske genom att metoden klassificeras som för teknisk/ekonomisk/matematisk för att direkt behöva ingå i handläggarnas kompetens, men att dess tillämpning är av vikt för att åstakomma en effektiv reglering. Vid speciella behov, t ex överprövning av modellresultat eller pilotfall anlitas extern kompetens. Alternativet är analogt med t ex socialstyrelsens och försäkringsbolagens användande av vissa medicinska specialkompetenser, som med lösare anknytning till organisationen regelbundet anlitas för analyser. Alternativet är tämligen snabbgenomfört, kräver låga direkta investeringar men högre driftskostnader. Nackdelarna är begränsad långsiktig flexibilitet och beroende av externa specialister.



Figur 6.5. Utvecklingsmöjligheter för STEM med DEA.

6.13 Alternativ B – hög egen DEA-kompetens i direkt tillämpning av metoden. Energimyndigheten kan här självständigt genomföra årliga nätbesiktningar, hantera tillsynsärenden och tillståndsfrågor med DEA. Myndigheten tar en ledande roll i utvecklingen och svarar ev. för utbildning av eldistributörer och egen personal, utbyte med andra myndigheter (Konkurrensverket, Statskontoret) vilka använder DEA samt metodutveckling. Alternativet ger kraftfull specialkompetens och autkoritet, men kräver långsiktiga hänsyn vid rekrytering och internutbildning, högre investeringar men ev. lägre driftskostnader än A. Risken vid högre personalomsättning eller blandad utbildningsbakgrund är att alternativet saknar förutsättningar för genomförbarhet.

6.14 Alternativ C – begränsad eller ingen egen DEA-kompetens och inga eller intermittenta DEA mätningar. Energimyndigheten ser här DEA som en pistol med lös ammunition, ett perifert komplement till övriga regleringsinstrument för en eller annan analys för att bilda sig en uppfattning om individuella och branschvisa prestationer, dock utan användning i myndighetsutövningen. Alternativet spärrar genom sin avsaknad av åtagande alla positiva effekter av metoden och kan förordas endast om myndigheten väljer en annan hållbar regleringsmodell. Då sådan modell i skrivande stund saknas kan alternativets kostnader ej kommenteras.

6.15 Alternativ D – hög intern DEA-kompetens dock utan regelmässig användning av DEA i myndighetsutövningen. Energimyndigheten tar ett intitativ för att höja handläggarnas kompetens i DEA, tex som ett sätt att lära känna branschen och produktionsekonomiska samband. Nätavdelningen genomför interna undersökningar med DEA för olika ändamål, kanske även den ekonomiska nätbesiktningen, men metoden ingår inte som ett moment i tillsyns- eller tillståndspolicyn. Alternativet möjliggör framtida utveckling mot andra användingsintensiteter (A, B) på goda grunder, men kräver avsevärda investeringar med otydliga målbeskrivningar. Endast begränsade effekter kan påräknas av tillämpningarna, som riskerar att bli skrivbordsprodukter. Problem med motivation och brist på återkoppling riskerar också att underminera metodens interna auktoritet, vilket gör alternativet långsiktigt tvivelaktigt.

Vår bedömning

6.16 Baserat på en analys av metodens styrkor och svagheter samt Energimyndighetens organisatoriska och ekonomiska förutsättningar rekommenderar författarna att i första hand alternativ A väljs, med målsättning att gradvis utveckla intern kompetens för att genomföra mer avancerade analyser (alt. B). Strategin ger myndigheten möjlighet att kritiskt utvärdera metodens exakta tillämpning enligt ellagen med ett mer hanterbart utbildningsprogram, fokuserat på metodtillämpning och tolkning av resultat. Strategin ger också tids- och kostnadsmässiga fördelar, då myndigheten kan visa tidiga resultat utan att begränsas av befintlig kompetens. Vidare ges nätavdelningen initialt en metodoberoende roll som snarare syftar till att ”göra vad vi behöver” än att ”göra vad vi kan”, vilket i sin tur kan utkristallisera och accelerera utbildningsprogrammen.

6.17 I ett initialskede föreslås att insatserna koncentreras mot informations- och tillsynsverksamheten, i nämnd ordning. Som tidigare nämnt krävs dock båda komponenterna för optimalt resultat, då synergierna sannolikt ger en snabbb självreglering och inlärning bland eldistributörerna. Genom denna ordningsföljd ges också Energimyndigheten andrum att överväga, utvälja och finslipa den ev. incitamentsreglering som kan påbyggas den ekonomiska nätbesiktningen. Efter en inkörningsperiod, under vilken intensiva och noggranna förberedelser bör ske för pilotärenden, kan nätavdelningen successivt ta över ansvaret för flera rutinkörningar. Nordiskt och akademiskt samarbete kan härvid spela en viktig roll för att förankra processen och förkorta inlärningsperioden.

Incitamentssystem?

6.18 Flera olika modeller existerar för att koppla effektivitetsmätningar med DEA till direkta eller indirekta incitamentssystem. För en *ex ante*-regleringsregim har Norges NVE valt ett löpande intäktstak baserat på en begränsad inhämting av ineffektivitet. Den holländska regulatorn DTe har valt ett liknande system, där en effektivitetsskillnader förutsätts inhämtade efter en viss tidsperiod (fyra år), varefter ett generellt intäktstak förutses. Andra regulatorer (Storbritanien, Nya Zeeland, m fl) har valt att använda DEA-mätningar för att fasställa produktivitetsökningtakten *x* i varianter på KPI-*x* prisregleringar. Emellertid har dessa system begränsad bärighet på den svenska situationen, där industristruktur, geografi och regleringstradition inbjuder till en *ex post* regleringsregim med individuell prövning av varje eldistributör.

6.19 En lämpligt inrättad *ex post* reglering har också teoretiskt en rad fördelar jämfört med en typisk femårig prisreglering, se bl a Agrell, Bogetoft och Tind (1999) samt Ek (2000). En generell prisreglering är, trots sin uppenbara enkelhet, ett tämligen svårhanterat instrument med ekonomiska och tekniska nackdelar. Energimyndigheten har här chansen att skapa ett modernt, ekonomiskt kraftfullt, flexibelt och dynamiskt incitamentssystem som inte riskerar att föråldras.

6.20 Ett ändamålsenligt incitamentssystem bör uppmuntra kostnadseffektivitet under tillförsäkran av en ”rimlig” avkastning enligt ellagen. De *facto* har Energimyndigheten inte heller för avsikt eller anledning att försätta fungerande, om än ineffektiva, företag i konkurs eller under tvångsförvaltning. En idé kan därför vara att relatera avkastningsnivån för företag till demonstrerad kostnadseffektivitet, lämpligen ett genomsnittligt värde för att ge stabilitet, med en undre gräns som sätts vid direkt kostnadsersättning. Den övre gränsen kan relatera till den aktuella risk som olika företag möter i termer av regleringsorsäkerhet, intjäningsförmåga och prisutveckling. Mål som regional utveckling, industristruktur och ägandeintressen bör också tas i beaktande vid en sådan konstruktion.

6.21 Det är också av intresse att vinsterna av effektivitetsförbättringar påverkar det enskilda företagets incitament. Härvidlag bör hänsyn tas till att klart ineffektiva företag kan förväntas ha mindre svårigheter (och därmed indirekta kostnader) för rationaliseringar än effektiva företag som med innovationer och (kostsam) kompetens driver effektivitetsfronten framåt. För att få en sund effektivitetsutveckling för industrin som helhet är det viktigt att det inte förekommer incitamentsfällor och motsägelser som uppmanar till olämpligt beteende. En ny incitamentsmodell för organisatorisk inlärning och innovation presenteras bl a i Agrell, Bogetoft och Tind (2000).

6.22 För den aktuella tillämpningen bedömmer författarna att Energimyndigheten inte utan djupare utredning bör specificera den exakta incitaments modell som avses tillämpas i framtiden. Emedan ett sådant uppskjutande av den definitiva regleringsregimen kan framstå som passiv föreslår vi att (i) Energimyndigheten klargör att bedömningsunderlaget kommer att innefatta den ekonomiska nätbesiktningen samt (ii) att principerna för incitamentsregleringen kommer att vara ex post, transparens och rättvisa.

Integration med informationssystem

6.23 För att åstadkomma en tidsmässigt rimlig, kompetent och verkningsfull tillsyn med bl a DEA som bas förutsätts ett effektivt integrerat informationssystem som integrerat kan hantera den aktuella och historiska information rörande koncession, koncessionär, företag, kostnader, tariffer och demografiska data som är nödvändig. En handläggare som ställs inför en fråga bör sekundsnabbt får tillgång till data ekonomiska och tekniska rörande koncessionen eller företaget, helst utan att gå via krångliga sökrutiner och kodnycklar. Integrationen av den ekonomiska nätbesiktningen sker lättast genom regelbundna off-line beräkningar som integreras i databasen.

6.24 Med hjälp av en passande integration i ett informationssystem kan också Energimyndigheten förkorta inkörningsperioden för nya handläggare, förkorta responstiden för enkla frågor samt få en mångsidig belysning av potentiella tillsynsärenden innan sådana öppnas.

Föreskriftsändringar

6.25 Införandet av den ekonomiska nätbesiktningen kräver initialt endast begränsade ändringar av gällande föreskrifter. NUTFS 1998:1 kompletteras med återanskaffningsvärde för nätkapital enligt EBR2000 (NUAK), antalet fördelningsstationer för vilka nätkoncessionär upprätthåller driftsansvar. Den exakta användingen av den ekonomiska nätbesiktningen i tillsyn, koncessionshantering och informationsverksamhet behöver inte, och bör inte, fastställas som annat än myndighetsbeslut. På detta sätt uppnås en mjukare övergång till ev. incitamentsreglering, som då kan stödjas på flera års data.

6.26 Energimyndigheten behöver givetvis ändra den gällande praxis som utesluter ett antal uppgifter from datainsamlingen, liksom informationsmaterial som åtföljer blanketterna. Detta nödvändiggör dock inga föreskriftsändringar.

Kapitel 7. Sammanfattning

7.01 Energimyndigheten har i etapp 1 av projektet *Jämförelsekonkurrens i nätverksamheten* beslutat att använda DEA-metoden för effektivitetsmätningar av eldistributörer. Föreliggande rapport avslutar etapp 2 av projektet avseende modellering, implementering och analys av data. Rapporten innehåller också en preliminär plan för fortsatt organisatorisk, juridisk och ekonomisk integration av projektet.

Modellval

7.02 En effektivitetsmätning för nätdistribution föreslås medelst en DEA modellstruktur, för utvärdering på kort och lång sikt. Huvudprincipen är att utvärdering endast sker på basis av kontrollerbara faktorer. Detta innebär här bl. a. att kapitalapparaten anses som given på kort sikt.

7.03 För var modell har variabelval (input, output, ramfaktorer) skett enligt principerna relevans, fullständighet, operationalitet, icke-redundans och minimalitet och hänsyn tagits till Energimyndighetens uppgifter rörande tillstånd, kontroll och information.

7.04 Modell [SR] för kort sikt är avsedd för utvärdering av ett års rörelse i efterhand, i enlighet med Energimyndighetens praxis. Modellen har tre insatsfaktorer; personalkostnad (som dock i praxis integreras i driftskostnaderna), drifts- och underhållskostnad samt överkostnad för nätförluster. Som outputs används överförd elenergi (hög-, lågspänning), antal kunder (hög-, lågspänning) samt maximal överförd effekt. Ramfaktorerna total nätlängd, antal fördelningsstationer per installerad effekt samt klimatzon är utvalda för att garantera jämförbarhet mellan enheter.

7.05 Modell [LR] är avsedd för utvärdering av långsiktig kostnadseffektivitet. Modellen har tre insatsfaktorer; rörlig kostnad, totala nätförluster (MWh) samt återanskaffningsvärde för nätanläggningar (NUAK). Modellen har samma outputs som den kortsiktiga modellen. Ramfaktorerna är optimal nätlängd samt klimatzon.

7.06 För båda modellerna har tekniska antaganden motiverats rörande produktionsfaktorberoende, kombinerbarhet, skalavkastning samt kategoriska variabler.

7.07 Modellstruktur, variabelval och tekniska antaganden stöds här av ekonomisk teori, tidigare studier samt branschkontakter. Känslighetsanalyser för tekniska nyckeltal och ramfaktorer har validerat modellresultaten.

Implementering

7.08 Modellerna [SR] och [LR] har implementerats på mjukvaran OnFront, version 1.0, för vilken också en utbildning för utvalda handläggare på Energimyndigheten har påbörjats. Underlag för utbildningsinsatser, inklusive utbildningsmål, kursformer, litteratur, övningsuppgifter, mjukvara samt kvalitetssäkring har utlämnats i samband med undervisningen.

7.09 Testkörningar har skett på 1997 års data, där i brist på tillgängliga data antalet fördelningsstationer har ersatts med antalet nätstationer, realkapitalvärdet har beräknats och förlustkraftpriset har satts till 20 öre/kWh. Ett antal eldistributörer har sorterats från datamaterialet p g a fel eller ofullständiga data.

7.10 Efter analys av ett antal modellvarianter har modellvalet styrkts. Modellkombinationen [SR] och [LR] ger ett gott underlag för bedömning av leverantörernas relativa effektivitet i en *ekonomisk nätbesiktning*.

7.11 En detaljanalys för ett godtyckligt företag, Gävle Energi AB, demonstrerar hur analysen kan användas för uppskattning av besparingspotentialer, skalfördelar samt samarbetsstrategier. Exemplet visar också nätbesiktningens informationsvärde för såväl företag, kunder och myndigheten.

Utvecklingsstrategier

7.12 I ett avslutande kapitel diskuteras på vilka nivåer inom Energimyndigheten som den ekonomiska nätbesiktningen kan användas, vilka effekter detta kan tänkas få på lång och kort sikt samt några prioriteringsråd. Vidare ges en utkast till strategianalys för Energimyndigheten där fyra utvecklingsstrategier avseende DEA-tillämpning och kompetensprofil analyseras.

7.13 En strategi föreslås med snabb idrifttagning av nätbesiktningen, pilotkörning med kompletterande uppgifter under innevarande år, kopplat till parallella program för internutbildning, tillsynsrutiner och metodutveckling av incitamentssystem. Strategin bedöms ekonomiskt, juridiskt och administrativt genomförbar och sätter snabbt ett modernt och kraftfullt regleringsinstrument i myndighetens händer. De positiva effekterna av måttstockskonkurrensen uppträder redan vid informations-verksamheten och systemet är därför inte beroende av ett fullt utbyggt incitamentssystem för att lanseras.

Fortsatt arbete

7.14 Energimyndigheten bör snarast besluta om önskad inriktning för den fortsatta driften av ekonomiska nätbesiktningar.

7.15 Energimyndigheten beslutar om projekt- och driftsorganisation för det fortsatta projektet, inklusive kompletterande befattnings- och kompetensprofiler.

7.16 Energimyndigheten färdigställer arbetet med att fastställa en klimatzonsklassifiering av alla nätkoncessionsområden.

7.17 Energimyndigheten bör genast, medan kompletterande data för 1999 fortfarande finns tillgängliga, föranstalta om datainsamling av erforderliga data för att genomföra en pilotkörning på 1999 års data.

7.18 Energimyndigheten bör föranstalta om att en pilotkörning på 1999 års data skall genomföras under andra halvåret 2000.

7.19 Energimyndigheten överser existerande och projekterat informationssystem för nätavdelningen för att möjliggöra integration av relevanta data.

7.20 SUMICSID AB igångsätter omedelbart en förutsättningslös analys av incitamentsmodeller med avseende på de i rapporten utformade modellerna.

7.21 SUMICSID AB initierar en kompletterande studie rörande dynamisk utvärdering av eldistributörer, med avsikt att utreda Malmquist-index som delelement i en incitamentsregim.

7.22 SUMICSID AB utför kompletterande analyser av gruppstorlekens inverkan på effektiviteten vid alternativa klimatzonsindelningar.

7.23 SUMICSID AB bistår vid Energimyndighetens deltagande i det nordiska DEA-samarbetet.

7.24 SUMICSID AB förser Energimyndigheten med separat beslutsunderlag rörande fortsatt utbildning, dokumentation och analysverksamhet i enlighet med anmärkningar i kapitel 6.

Referenser

AGRELL, P. J. (1997) On Redundancy in MCDM. *European Journal of Operational Research*, **98**(3), pp. 571-586.

AGRELL, P. J. (1998) *Efficiency Measurement and Benchmarking of Nordic Electricity Distributors*. Pre-prints of Nordiska Specialistmötet, Stockholm.

AGRELL, P. J., P. BOGETOFT and J. TIND (1999) *Efficiency and Incentives in Regulated Industries: The Case of Electricity Distribution in Scandinavia*, Working Paper, Dept of Economics, KVL.

AGRELL, P. J., P. BOGETOFT and J. TIND (2000) Incentive Plans for Productive Efficiency, Innovation and Learning, *International Journal of Production Economics*, forthcoming.

AGRELL, P. J. and J. TIND (2000) A Dual Welcome to FDH in the DEA-family, *Journal of Productivity Analysis*, under revision.

AGRELL, P. J. and J. WIKNER (1997) A Coherent Methodology for Productivity Analysis Employing Integrated Partial Efficiency, *International Journal of Production Economics*, **46-47**, pp 401-411.

BOGETOFT, P. (1994a) *Non-Cooperative Planning Theory*, Springer-Verlag, Berlin..

BOGETOFT, P. (1994b) Incentive Efficient Production Frontiers: An Agency Perspective on DEA, *Management Science*, **40**, pp. 959-968.

BOGETOFT, P. (1995) Incentives and Productivity Measurements. *International Journal of Production Economics* **39**, pp. 67-81.

BOGETOFT, P. (1996) DEA on Relaxed Convexity Assumptions, *Management Science*, **42**, pp. 457-465.

BOGETOFT, P. (1997) DEA-Based Yardstick Competition: The Optimality of Best Practice Regulation. *Annals of Operations Research* **73**, pp. 277-298.

BOGETOFT, P. (1998) An Incentive Rationale for Proportional Downsizing (Lawn Mowing), Working Paper, Dept of Economics, KVL.

BOGETOFT, P. and R. FÄRE (2000) Allocative Efficiency of Technically Inefficient Production Units, under revision for *Management Science*.

BOGETOFT, P. and P. PRUZAN (1991) *Planning with Multiple Criteria*, North Holland Pushing Company or Copenhagen Business School Press.

BOGETOFT, P. and D. WANG (1999) *Estimating the Potential Gains from Mergers*, Working Paper, Dept of Economics, KVL.

BOGETOFT, P., J.M. TAMA and J. TIND (1998) Convex Input and Output Projections of Nonconvex Production Possibility Sets, to appear in *Management Science*.

CHARNES A., COOPER W. W. and E. RHODES (1978) Measuring Efficiency of Decision Making Units, *European Journal of Operational Research* **2**(6), pp. 429-444.

CHARNES, A., W. COOPER, A.Y.LEWIN and L.M.SEIFORD (1994) *Data Envelopment Analysis: Theory, Methodology and Application*, Kluwer Academic Publishers.

COELLI, T.(2000) *Some Scattered Thoughts on Performance Measurement for Regulation of A Natural Monopoly Network Industry*, Working Paper, Centre for Efficiency and Productivity Analysis, University of New England, Australia.

COELLI, T., D.S.PRASADA RAO, and G. BATTESE (1998) *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*, Kluwer Academic Publishers.

COOPER, W.W., L.M.SEIFORD, and K.TONE (2000) *Data Envelopment Analysis*, Kluwer Academic Publishers.

DEBREU, G. (1951) *The Coefficient of Resource Utilization*, Econometrica, **19**, pp. 273-292.

DUTCH ELECTRICITY REGULATION SERVICE (DTe) (2000) *Choice of Model and Availability of Data for the Efficiency Analysis of Dutch Network and Supply Business in the Electricity Sector*, Final Report. Available at www.dte.nl.

DUTCH ELECTRICITY REGULATION SERVICE (DTe)(1999) *Price Cap Regulation in the Electricity Sector*, Information and Consultancy Document. Available at www.dte.nl.

EDIN, K.-A. and H. SVAHN (1998) *Reglering av tariffer för elnät*, Politik & samhälle, Tentums förlag.

EK, G. (1998) *Nätforetagen jämförda- kostnadseffektivitet år 1996*, PM Energimyndigheten.

EK, G. (1999) *Effektivitetsmätningar – begrepp, princip, metod, räkneexempel och jämförelser*, PM Energimyndigheten 99-05-17.

EK, G. (2000) *Generella kontra företagsspecifika krav på intäkterna*, Energimyndigheten 00-01-08.

ERIKSSON, L.-E. (2000) *Diskussion om inriktningen av DEA-studierna*, PM Energimyndigheten.

FARRELL, M.J. (1957) The measurement of productive efficiency, Journal of the Royal Statistical Society}, Series A, III, pp. 253-290.

FØRSUND, F. R. and KITTELSEN, S. A. C. (1998) Productivity Developments of Norwegian Electricity Distribution Utilities, *Resource and Energy Economics*, **20**(3), pp. 207-224.

HJALMARSSON, L. and VEIDERPASS, A. (1992a) Productivity in Swedish Electricity Retail Distribution, *Scandinavian Journal of Economics* **94**, Supplement, pp. 193-205.

HJALMARSSON, L. and VEIDERPASS, A. (1992b). Efficiency and Ownership in Swedish Electricity Retail Distribution. *Journal of Productivity Analysis* **3**, pp. 7-23.

HOUGAARD, J. L. (1994) *Produktivitetsanalyse af Dansk Elproduktion*, AKF-rapport, AKF Forlag, Copenhagen.

KEENEY, R. and H. RAIFFA (1976) *Decisions with Multiple Objectives*, Wiley.

KITTELSEN, S. A. C. (1993) *Stepwise DEA; Choosing Variables for Measuring Technical Efficiency in Norwegian Electricity Distribution*, SNF-arbeidsnotat nr. A 55/93, SNF, Oslo.

KITTELSEN, S. A. C. (1994) *Effektivitet og Regulering i Norsk Elektrisitetsdistribusjon*, SNF-rapport 3/94, SNF, Oslo.

KITTELSEN, S. A. C. (1996) *DEA for NVE - Et Måleverktøy for Effektivitet i Elforsyningen*, SNF-rapport 85/96, SNF, Oslo.

KITTELSEN, S. A. C. and TORGERSEN, A. M. (1993) *Teknisk Effektivitet i Norske Elektrisitetsfordelningsverk*, SNF-arbeidsnotat nr. A 27/93, SNF, Oslo.

LARSSON, M.B-O (1999) *Nätnyttomodellen*, Konsultrapport, Energimyndigheten (STEM).

NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT (NVE), Report - Kick-Off Meeting - Nordic Efficiency Analyses, 2000.06.07

NUTEK (1993) *Produktivitet och effektivitet*. Rapport

NÄTMYNDIGHETEN (1997a) *Strategier för tillsyn av nätverksamhet*. Rapport.

NÄTMYNDIGHETEN (1997b) *Korssubventionering på elmarknaden*. Rapport.

NÄTMYNDIGHETEN (2000) *Jämförelsekonkurrens i nätverksamheten, effektivitetsmätningar och nyckeltal*. Etapprapport 1.

SOU (1993:105) *Monopolkontroll på en avreglerad elmarknad*. Betänkande från Elmyndighetsutredningen.

SULAMAA, P. (1999) *Efficiency Measurement of Finnsih Electricity Distribution*, Report, ELTA, Helsinki.

TULKENS, H. (1993) On FDH Efficiency Analysis: Some Methodological Issues and Applications to Retail Banking, Courts and Urban Transit, *Journal of Productivity Analysis*, **4**, pp. 183-210.

TORGERSEN, A. M. (1993) *Forprosjekt om Produktivitetssammenligning av Nordiske Kraftdistribusjonsselskaper*, SNF-arbeidsnotat nr. A 91/93, SNF, Oslo.

VEIDERPASS, A. (1992) *Swedish Retail Electricity Distribution: A Non-parametric Approach to Efficiency and Productivity Change*, Ekonomiska studier nr 43, Nationalekonomiska institutionen, Göteborgs universitet.

WEYMAN-JONES, T.G. (1995) Problems of Yardstick Competition, in Bishop, M., Kay, J. and Mayor, C.(eds), *The Regulatory Challenge*, Oxford University Press.

ZANG, Y. and BARTELS, R.. (1998) The Effect of Sample Size on the Mean Efficiency in DEA: With an Application to Electricity Distribution in Australia, Sweden and New Zealand, *Journal of Productivity Analysis*, **9**, pp. 187-204.

Bilagor

Bilaga 1: Olika effektivitetsmodeller

Modell	Insatsfaktorer	Output	Ramfaktorer
Dte 1[1] DTe (2000)	OpEx[2]	Levererad elkraft Antal kunder	
Dte2 DTe (2000)	OpEx	Levererad elkraft Antal kunder LSP Antal kunder HSP	
Dte3 DTe (2000)	OpEx	Levererad elkraft Antal kunder LSP Antal kunder HSP Nätverkslängd[3],[4] Antal nätstationer[5]	
Dte4 DTe (2000)	OpEx	Levererad elkraft Antal kunder LSP Antal kunder HSP Nätverkslängd Antal nätstationer Ledningslängd per kund	
Dte4 DTe (2000)	Totalkostnad[6]	Levererad elkraft Antal kunder	
SamNordiska modellen	Driftskostnader Arbetsinsats (kh) Kapital (fysiskt) Nätförluster (GWh)	Levererad elkraft Antal kunder Nätverkslängd	
STEM 1-a testmodel[7]	Driftskostnader Kapitalkostnader[8]	Antal kunder Leverad HSP[9] Levererad LSP[10]	Ledningslängd per kund Installered transformatoreffekt per kund

[1] Netherlands Electricity Regulatory Service

[2] OpEx (Operating Expenditure) = Rörliga kostnader = Material + tjänster+ personal + övr kostnader

[3] Substitutvariabel för kundernas geografiska spridning

[4] En tolkning är att linjenätet är givet på kort sikt och att inputeffektiviteten mäter hur effektivt operatören driver den existerande kapitalapparaten. Linjelängd är dock inte en output som skall maximeras. De viktigaste outputen är leveranskvalitet, överförd energimängd till utttagsabonnent samt installation av tillräcklig transformatoreffekt för att möta toppbelastning.

[5] Substitut for nätverkskomplexitet

[6] Totalkostnad = OpEx + avskrivning på materiella tillgångar

[7] Den model som är utgångspunkt för etapp 2

[8] Realkapitalkostnadsannuitet. Driftkostnaderna häntas från resultaträkningen och kapitalkostnaderna beräknas som en årlig annuitet utifrån återanskaffningskostnaderna med viss

NUTEK 1993[11]	Arbetsinsats (kh) Nätverkslängd HSP Nätverkslängd LSP Transformatorkapacitet (MVA)	Levererad HSP Levererad LSP Antal kunder HSP Antal kunder LSP Anläggningarnas utnyttjningstid Toppbelastning (MW)	
Hjalmarsson and Veiderpass (1992)	Arbetsinsats (kh) Nätverkslängd HSP Nätverkslängd LSP Transformatorkapacitet (MVA)	Levererad HSP Levererad LSP Antal kunder HSP Antal kunder LSP	
Hougaard (1994) (Fyra olika modellkombinationer)	Arbetsinsats (årsverk) Driftkostnad (ex personal) Total driftskostnad Nätförluster Kapital	Nätverkslängd Levererad elkraft Antal kunder	
Kittelsen (1994)	Arbetsinsats (kh) Energiförluster (MWh) Nätstationer Ledningar(kkr) Varor och tjänster	Levererad elkraft Antal kunder	Nätverkslängd
Kittelsen – alt. modeller	Arbetsinsats (kh) Energiförluster (MWh) Nätstationer Ledningar(kkr) Varor och tjänster	Maximal effekt (kW) Leverans til elverk och elinensiv industri Leverans till annan näringsverksomhet Leverans övrigt	Avståndsindikator[12] Korrosionsindex[13] Klimatindex
Nätavdelingens modell, Ek (1998)	Kostnad – drift resp total (Én i alt)	Levererad HSP Levererad LSP Antal kunder HSP Antal kunder LSP	Nätverkslängd LSP Nätverkslängd HSP Transformatorkapacitet (MVA)
NVE's modell	Arbetsinsats (kh) Nätforluster Kapital (kkr) (ledn. og transf.) Varor och tjänster	Antal kunder Levererad elkraft	Nätverkslängd
Sydkrafts modell	Nätverkslängd LSP Nätverkslängd HSP Nätstationer (MVA) Nätförluster (GWh) Kostnader för drift och underhåll + för mätning	Levererad HSP Levererad LSP Antal kunder HSP Antal kunder LSP	Antal meter ledning LSP per kund LSP

bestämd avskrivningstid (eg 30 år med realränta på 4%). Återanskaffningskostnaderna (NUAK) beräknas med hjälp av EBR-katalogen och företagens anläggningsregister.

[9] MWh (exkl. nätforluster)

[10] MWh (exkl. nätforluster)

[11] Variabler som hade en signifikant inverkan på produktionsresultatet

[12] Restid i minuter til kommuncentret

[13] från 1,0 til 4,0

	och rapportering		
STEM huvudmodell i etapp 1 (bil 2, s. 7)	Driftkostnader Kapital	Antal kunder Levererad HSP Levererad LSP	Ledningslängd per kund Installered transformatoreffekt per kund
Roos and Färe (Etapp 1)	Nätverkslängd LSP Nätverkslängd HSP Nätstationer (MVA) Nätförluster (GWh) Underhåll och driftkostnader (underhåll av kapitalet plus administration, avläsning, mätning mm)	Levererad HSP Levererad LSP (ev. uppdelad på typkunder) (baserat på alternativ och på elanvändning)	Befolkningstäthet Antal kunder
ELTA (Finnish Model) (Workshop 22.5.200)	Antal årsanställda Nätverkslängd LSP Nätstationer (kVA)	Levererad elkraft Antal kunder Väglängd	
HKKK (Helsinki School of Economics and Business Administration) proposal for potential I and O	Driftskostnader Investeringar	Viktad (LSP/HSP) elkraftsleverans Kvalitet: medelavbrottstid över tre år	Snödjup (gmsnitt) Skog (% skog) Viktat antal kunder (HSP/LSP) Kundtäthet (viktad nätverkslängd) Ändring i viktad elkonsumtion
Nätnyttomod. (STEM)	Kostnadsmått	Nätlängd LSP[14] Nätlängd HSP Effekt	
Weyman-Johnes (1985)	Antal årsanställda	Antal kunder	Nätverkslängd Transformatorkapacitet (MVA) Lev. elkraft Max effekt Kundtäthet Andel industrikunder

<u>Stegvis regression, Ek (1998):</u>

Forklaring av totalkostnad:		*Forklaring av driftskostnad:*	
Kunder:	0,49	Kunder:	0,44
Ledningslängd i km:	0,18	Ledningslängd i km:	0,23
Transformatorkapacitet i MVA:	0,15	Transformatorkapacitet i MVA:	0,13
Överförd högspanningsel:	0,08	Överförd högspanningsel:	0,07

[14] Beräknad utifrån GIS-data för uttagspunkter med särskild algoritm.

Bilaga 2: Särskild rapport – specifikation

5 §	**Nyckeltal**
1	Avkastning på sysselsatt kapital (%)
2	Avkastning på eget kapital (%)
3	Avkastning på totalt kapital (%)
4	Räntetäckninggrad (%)
5	Kassaflöde före förändring i rörelsekapital och investeringar (kkr)
6	Kassaflöde före investeringar (kkr)
7	Kassaflöde efter investeringar (kkr)
8	Självfinansieringsgrad (%)
6 §	**Särskild Rapport - nätkoncession för område**
1	*Identitetsfaktorer Anläggningar*
1.1	Ledningslängd lågspänning - luftledning (km)
	dito - jordkabel (km)
1.2	Ledningslängd högspänning - luftledning (km)
	dito - jordkabel (km)
1.3	Antal nätstationer
	Totalt installerad transformatoreffekt (MVA)
	Nätabonnemang - antal
1.4	Totalt antal abonnemang i inmatningpunkt
1.5	Totalt antal abonnemang inmatningpunkt för småskalig produktion
1.6	Abonnemang i gränspunkt
1.7	Antal högspänningsabonnemang i uttagspunkt
1.8	Antal lågspänningsabonnemang i uttagspunkt
1.9	Antal abonnemang i uttagspunkt utanför leveranskoncession - högspänning
	dito - lågspänning
	Överföring
1.10	Nätets sammanlagda abonnerade effekt (MW)
1.11	Maximalt överförd effekt (MW)
1.12	Inmatad energi från småskaliga produktionsanläggningar (MWh)
1.13	Överförd energi exkl. nätförluster - lågspänning (MWh)
	dito - högspänning (MWh)
1.14	Medelvärdet av de senaste 5 årens nätförluster - inmatad energi (%)
1.15	Under året inköpt energi för att täcka nätförluster (MWh)
1.16	Under året egenproducerad energi för att täcka nätförluster (MWh)
	Intäkter (kkr)
2.1	Från abonnemang fördelat på inmatningpunkt (kkr)
	dito - gränspunkt (kkr)
2.2	Från högspänningsabonnemang i uttagspunkt (kkr)
2.3	Från lågspänningsabonnemang i uttagspunkt (kkr)
	Kostnader (kkr)
3.1	För abonnemang till överliggande nät (kkr)
	dito - angränsande nät (kkr)
3.2	Drift och beredskap (kkr)
	Förebyggande underhåll (kkr)
3.3	Mätning och rapportering (kkr)
3.4	Nätförluster fördelat på inköp (kkr)
	dito - egen produktion (kkr)
3.5	Ersättning till innehavare av elproduktionsanläggning (kkr)

	Nyckeltal typkunder öre/kWh
4.1	Lägenhet 2000 kWh/16 A (öre/kWh)
4.2	Villa 5000 kWh/16 A (öre/kWh)
4.3	Villa 20000 kWh/20 A (öre/kWh)
4.4	Jord-/Skogsbruk med anslutet hushåll 30000 kWh/35 A (öre/kWh)
4.5	Näringsverksamhet 100 MWh/50 A (öre/kWh)
4.6	Småindustri eller motsvarande 350 MWh/160 A eller 100kW (öre/kWh)
4.7	Mellanstor industri 5000 MWh/1 MW (10-20 kV) (öre/kWh)
4.8	Elintensiv industri 140.000 MWh/20 MW (öre/kWh)
	Överföringskostnad
4.9	Överföringskostnad per överförd energimängd (öre/kWh)
	Leveranssäkerhet
4.10	Avbrottfrekvens fördelat på aviserade avbrott och oaviserade avbrott
4.11	Medelavbrottstid fördelat på aviserade och oaviserade avbrott (minuter) dito oaviserade avbrott (minuter)
4.12	Avbrottsfrekvens orsakad av störning i överliggande nät samt prod.anl. (minuter) dito medelavbrottstid (minuter)
4.13	Särskilda händelser gällande leveranssäkerheten som t.ex. storstörning eller onormalt långa avbrott

Bilaga 3: Datamaterial – DEA-modeller

	Variabel	Enhet	Post enl NU
SI.1	Personalkostnad (egen personal)	kkr	RR-3140
SI.2	Nätförlustkostnad (inköp och egen produktion)	kkr	3.4
SI.3	Driftkostnad, administration, mätning, underhåll	kkr	RR-3190 – RR-3140 – RR-3150 – RR-3160 – TN-30100 – SI.2
LI.1	Rörelsekostnader	kkr	SI.1 + SI.3
LI.2	Nätförluster	MWh	TN-11100
LI.3	Realkapitalvärde (återanskaffningsvärde enligt EBR kostnadskatalog för anläggningstillgångar, marknadsvärde för fastigheter och övriga maskiner och inventarier), realannuitet 30 år, 5% real ränta	kkr	NUAK (AT) + BR-1210 + BR-1230 + BR-1300 (OT)
RF.1	Total ledningslängd (luft, jord, hög, låg)	km	1.1 + 1.2
RF.2	Optimal ledningslängd (GIS)	km	e.s.o.
RF.3	Antalet fördelningsstationer/ installerad effekt	-	e.s.o.
RF.4	Totalt installerad transformatoreffekt	MVA	1.3
RF.5	Klimatzon		e.s.o.
O.1	Antal högspänningsabonnemang i uttagspunkt	-	1.7
O.2	Antal lågspänningsabonnemang i uttagspunkt	-	1.8
O.4	Överförd energi exkl. nätförluster - högspänning	MWh	1.13
O.3	Överförd energi exkl. nätförluster - lågspänning	MWh	1.13
O.5	Maximalt överförd effekt	MW	1.11

Bilaga 4: Matematisk formulering av DEA

I denna bilaga ges en exakt definition av de grundläggande DEA modellerna. För ytterligare information rörande egenskaper, formuleringar och varianter hänvisas till läroboksliknande framställningar i t ex Charnes, Cooper, Lewin and Seiford (1994), Coelli, Rao and Battese (1998) och Cooper, Seiford and Tone (2000).

Antag att n nätoperatörer använder p olika inputs för att producera q olika output. Låt $x^i = (x^i_1,..,x^i_p)$ vara den verkliga resursförbrukningen och $y^i = (y^i_1,..,y^i_q)$ den faktiska produktionen för operatör i, $i = 1,..,n$. Vidare, definiera

$$T = \{(x,y) \in \Re^{p+q}_+ \mid x \text{ kan producera } y\}$$

som det underliggande teoretiska produktionsmöjlighetsområdet (produktionsrummet).

De tre fundamentala produktionsekonomiska antagandena i DEA är

1. Inga produktionsfaktorberoenden (*strong free disposability*):

$$(x,y) \in T \text{ og } x' \geq x \text{ og } y' \leq y \Rightarrow (x',y') \in T$$

2. Kombinerbarhet (konvexitet):

$$(x,y) \in T \text{ og } (x',y') \in T \Rightarrow l(x,y) + (1-l)(x',y') \in T \qquad \forall l \in [0,1]$$

3. Skalavkastning (s)

$$(x,y) \in T \Rightarrow k(x,y) \qquad \forall k \in K(s)$$

där s = "crs", "vrs" eller "fdh" och där $K(crs) = [0,\infty)$ samt $K(vrs) = K(fdh) = \{1\}$.

Det inputorienterade effektivitetsmåttet E^i för enhet i beräknas genom lösning av linjärprogrammeringsproblemet

$$\begin{array}{lll} \min & E^i & \\ \text{då} & E^i x^i & \geq \sum_{j=1}^{n} x^j \\ & y^i & \leq \sum_{j=1}^{n} y^j \\ & l & \in \Lambda(s) \end{array}$$

där $\Lambda(s)$ är en indexmängd som bestämmer referensteknologins form. Det gäller vidare att FDH teknologin definieras av

$$\Lambda(fdh) = \{ l \in \Re_0^n \mid \sum_i^n l^i = 1,\ l^i = 0 \ \ eller\, 1\, \forall j \}$$

att VRS teknologin definieras genom

$$\Lambda(vrs) = \{ l \in \Re_0^n \mid \sum_i^n l^i = 1 \}$$

samt CRS genom uttrycket

$$\Lambda(crs) = \Re_0^n$$

Om en del av input inte är kontrollerbara justeras det inputbaserade måttet genom segregering av input i grupperna kontrollerbara (KO) respektive icke-kontrollerbara (IK) variabler, $x = (x^{KO}, x^{IK})$, och reduktion sker endast för kontrollerbara variabler.

$$\begin{array}{lrcl} \min & E^i & & \\ \text{då} & E^i x^{KO,i} & \geq & \sum_{j=1}^n l^j x^{KO,j} \\ & x^{IK,i} & \geq & \sum_{j=1}^n l^j x^{IK,j} \\ & y^i & \leq & \sum_{j=1}^n l^j y^j \\ & l & \in & \Lambda(s) \end{array}$$

Om en kategorisk variabel förekommer, dvs. en variabel på ordinal eller nominell skala, indelas de n verksamheterna i H delmängder, $O_1, O_2, \ldots, O_H$, en för varje värde på den kategoriska variabeln. För en nominalskala gäller att jämförbarhet endast gäller inom respektive klass, och motsvarande inputbaserade effektivitetsmätningsproblem blir därför

$$\begin{array}{lrcl} \min & E^i & & \\ \text{då} & E^i x^i & \geq & \sum_{j \in O_h} l^j x^j \\ & y^i & \leq & \sum_{j \in O_h} l^j y^j \\ & l & \in & \Lambda(s, O_h) \end{array}$$

när enhet *i*'s kategoriska variabel tillhör klass O_h och $\Lambda(s, O_h)$ betecknar den sedvanliga mängden av vikter för sammanvägning, bortsett från att endast vikter tillhörande jämförbara enheter ingår, dvs. enheter i O_h.

I det fall den kategoriska variabeln kan mätas på en ordinalskala och ett lägre *O* index svarar till mer fördelaktiga produktionsvillkor, kan enhet *i* värderas i förhållande till alla är verksamma under identiska eller strängare villkor. Problemet för det inputbaserade måttet blir således

$$
\begin{array}{lll}
\min & E^i & \\
\text{mht} & E^i x^i & \geq \displaystyle\sum_{j \in O_h \cup O_{h+1} \cup .. \cup O_H} l^j x^j \\
 & y^i & \leq \displaystyle\sum_{j \in O_h \cup O_{h+1} \cup .. \cup O_H} l^j y^j \\
 & l & \in \Lambda(s, O_h \cup O_{h+1} \cup .. \cup O_H)
\end{array}
$$

Ett liknande angreppssätt tillämpas i fall av flera kategoriska variabler.

Bilaga 5: Djupanalys

SUMICSID

EKONOMISK NÄTBESIKTNING

Detaljanalys

ANONYMISERAD

Per Agrell
Peter Bogetoft

2000-10-01

Disclaimer

Detta är ett anonymiserat arbetsmaterial utarbetat av SUMICSID AB i samband med ett uppdrag av Energimyndigheten rörande *Effektivitetsmätning av nätoperatörer* för en delrapportering 2000-08-29. Det har inte genomgått någon formell granskning, vare sig från Energimyndigheten, det detaljgranskade företaget eller från industrirepresentanter i samrådsgruppen.

För innehållet i denna rapport svarar uteslutande författarna, docent Per Agrell och professor Peter Bogetoft från SUMICSID AB.

Sverige:

SUMICSID AB
Tunbyn 502
S-855 90 Sundsvall

www.sumicsid.com
sweden@sumicsid.com

Belgien:

SUMICSID BELGIUM
Avenue des tourterelles 37
B-1150 Bruxelles

www.sumicsid.com
belgium@sumicsid.com

Danmark:

ECOPLAN DENMARK
Fru Ingesvej19
DK-4180 Sorø

www.sumicsid.com
denmark@sumicsid.com

Sammanfattning

Denna detaljanalys från den Ekonomiska Nätbesiktningen berör en kommunalägd, norrländsk eldistributör med förhållandevis hög kundtäthet. En systematisk benchmarking för 1997 med hjälp av DEA metoden ger vid handen att företaget har lägre kostnadseffektivitet jämfört med de bästa jämförbara företagen. Vi kallar företaget BodaNät AB

Totalt har en effektiviseringspotential av 23% (18 Mkr) av de kortsiktigt kontrollerbara kostnaderna (78 Mkr av totalt bokförda 183 Mkr), uppdelat på driftskostnader, administration och mätning (16,5 Mkr) samt överkostnad för nätförluster (1,5 Mkr).

BodaNät AB har som konkreta förebilder i nuvarande struktur tre verkliga företag med liknande förhållanden, här kallade Härsbacka Energi AB, CenterNet AB, Q-län, samt Matfors Elnät AB.

BodaNät AB ligger över optimal skalstorlek på lång sikt. En alternativ omorganisation med enheter motsvarande CenterNet AB, Q-län, skulle innebära ytterligare besparingar på 9 Mkr.

Expansion kan framförallt ske på lågspänningssidan samt för effektkunder, då marginalkostnaden för BodaNät AB här är jämförelsevis låg.

Effektiviteten kan höjas vid samarbete eller sammanslagning med det angränsande Grannstad Elnät AB, genom anpassning av storlek, specialisering och rationalisering.

Innehållsförteckning

KAPITEL 1. ALLMÄN NÄTBESKRIVNING 1
KAPITEL 2. DATA, METOD OCH MODELLER 3
KAPITEL 3. BESPARINGAR, FÖREBILDER OCH EFFEKTIVITET 5
KAPITEL 4. STORLEKSANALYS 8
KAPITEL 5. ALTERNATIVA UTVECKLINGSMÖJLIGHETER 10
KAPITEL 6. KOSTNADSNORMSANALYS 12
KAPITEL 7. SAMARBETS- OCH FUSIONSANALYS 18

Kapitel 1. Allmän nätbeskrivning

1.01 Alias BodaNät AB är ett kommunalägt energiföretag med verksamhet i Norrland.

1.02 BodaNät AB är indelat i tre affärsområden: Värme, Energitjänster samt Elnät. Fram till 1999 skedde även produktion och försäljning av el inom koncernen genom företaget Kraftyxan AB. VD är Dan Eriksson.

1.03 Följande analys är baserad på data från 1997 för affärsområdet Elnät som är sammanställda i en rapport för Energimyndigheten: "Effektivitetsmätning av nätoperatörer", Delrapport 2, 2000-07-07, Sumicsid HB. Registerutdrag för BodaNät AB samt en snabb jämförelse av företaget framgår av tabell 1.1 nedan. De sex nyckeltal som används för att beskriva eldistributörer anges i tabell 1.2 för BodaNät AB, länsmedeltal samt landsmedeltal.

Tabell 1.1 Översiktsdata, länsgenomsnitt, landsgenomsnitt.

Variabel	Enhet	BodaNät	Län	Sverige
Kontrollerbara kostnader	kkr	74500	27647	32406
Överkostnad nätförlust	kkr	3742	925	998
Total kontrollerbar kostnad	kkr	78242	28571	33404
Nätförlust	MWh	45859	14954	17193
Realkapital (NUAK)	Mkr	842	464	462
Nätlängd	km	2324	1693	1613
Nätstationer /effekt	MW^{-1}	1.9	5.1	3.9
Installerad effekt	MW	348	160	165
Klimatindex (Norrland = 3)	-	3	3	2
Antal högspänningsabonnenter	-	57	23	24
Antal lågspänningsabonnenter	-	46859	18590	19929
Överförd högspänningsenergi	MWh	178800	67481	102993
Överförd lågspänningsenergi	MWh	558900	226480	263018
Peak effekt (belastad)	MW	162	71	82

1.04 Som framgår av tabellerna 1.1 och 1.2 är BodaNät AB ett mellanstort energiföretag i Norrland, med förhållandevis högt effektuttag och hög kundtäthet. På kostnadssidan ligger BodaNät högre i andel än både läns- och landsgenomsnittet.

Tabell 1.2 Nyckeltal, länsgenomsnitt, landsgenomsnitt.

Variabel	Enhet	BodaNät	Län	Sverige
Effektutnyttjande		47%	47%	50%
Lågspänningsuttag/ab	kWh/ab	11.93	11.64	13.85
Nätförluster (%)	SEK/Wh	6.2%	5.6%	5.0%
Effekttimmar	h	4554	4286	4397
Driftkostnad/NUAK	%	8.8%	6.6%	7.1%
Nätlängd per abonnent	m/ab	49.5	103.0	102.2

Kapitel 2. Data, metod och modeller

Data

2.01 Nedanstående analys bygger på data inrapporterade till Energimyndigheten för särskild rapport 1997, kompletterat med egna beräkningar rörande merkostnader för nätförluster samt realkapital enligt NUAK.

2.02 Från en ursprunglig datamängd om 250 eldistributörer var data för 26 företag behäftade med sådana fel rörande identitet, kostnader och verksamhet att de fick uteslutas från dataunderlaget.

2.03 Efter filtrering återstår ett datamaterial om 234 företag, bl a BodaNät AB. Data for de 234 företagen är fullständigt listade med uträknade variabler och nyckeltal i bilaga 5 av "Effektivitetsmätning av nätoperatörer", Delrapport 2, Agrell och Bogetoft, SUMICSID HB, 2000.

Metod

2.04 Analyserna genomförs genom omfattande och systematiska jämförelser av BodaNät AB:s dataprofil med dataprofiler för 233 andra el-distributörer och relevante kombinationer mellan dessa. Med utgångspunkt i de andra enheterna är har förbättringsmål (targets) beräknats för BodaNät AB och differensen mellan den aktuella prestationen för BodaNät AB och dess optimala måttstocksprestation har uppskattats.

2.05 En *ideal enhet* är en enhet som förbrukar färre resurser (lägre kontrollerbara kostnader) och som producerar flera outputs under minst lika svåra villkor som BodaNät AB.

2.06 Skillnaden mellan BodaNät AB och de möjliga idealen *mäts* dels i faktiska absoluta kvantiteter, dels med hjälp av en rad indextal som anger hur mycket BodaNät AB kan reducera sin resursförbrukning i jämförelse med de bästa idealen, dvs. jämfört med *best practice*. Ett typiskt *effektivitetsindex* är alltså

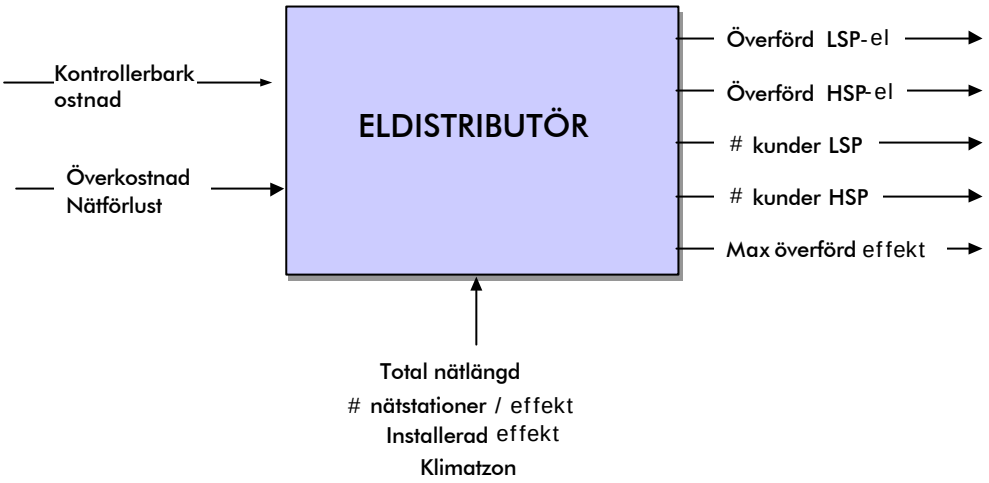
E= best practice input förbrukning / aktuell input förbrukning

Ett effektivitetsmått om t ex E=0.75 betyder således, att det finns andra eldistributörer (eller kombinationer av elnät) som med 25% lägre resursförbrukning av *alla* insatsfaktorer har kunnat åstadkomma samma prestation under jämförbara eller hårdare ramvillkor.

Modell

2.07 I tekniska termer bygger analyserna av BodaNät AB på s k DEA-modeller av typ SR6 som beskrivs närmare i "Effektivitetsmätning av nätoperatörer", Delrapport 1 och 2, Agrell och Bogetoft, SUMICSID HB, 2000. Modellen fokuserar på kortsiktig effektivitet utan antaganden om skalfördelar.

2.08 Modellen är särskilt utvecklad för den aktuella tillämpningen och omfattar inputs, outputs och ramfaktorer som illustreras i figur 1.1.



Figur 1 - Grundläggande modell

2.09 Utöver modellen i figur 1, där överkostnader för nätförluster behandlas separat, har modellens resultat verifierats med en totalkostnadsmodell, där samtliga kontrollerbara kostnader har summerats.

2.10 Då den förstnämnda modellen är mer generös, genom att t ex inte förutsätta substitution mellan personalkostnader och överkostnader för nätförluster inom den givna tidshorisonten, ger den en försiktig skattning av aktuell teknisk effektivitet. Den sistnämnda modellen anger strikt kostnadseffektivitet.

Kapitel 3. Besparingar, förebilder och effektivitet

3.01 De systematiska jämförelserna möjliggör att identifiera ideal och besparingspotentialer för BodaNät AB enligt tabell 3.1. Vi ser att den största proportionella reduktionen kan ske på överkostnad för nätförluster, vilken torde kunna reduceras med 39% (100% - 61%). I absoluta tal svarar detta till 1 463 kkr på årsbasis. Övriga kontrollerbara kostnader (personal, drift, mätning, administration) kan reduceras med 22%, svarande till 16,6 Mkr. Även om det här fokuseras på kostnadsbesparingar ges det också möjlighet för anpassning/ökning av produktion utan att äventyra kostnadsbesparingarna. Det är t ex möjligt att öka mängden överförd lågspänningsenergi med 35% eller 195 GWh jämfört med identifierad måttstock.

Tabell 3.1 Ideal och besparingspotential.

Variabel	**Enhet**	BodaNät	Ideal	Spar-potential	Marginal	Sparindex
Kontrollerbara kostnader	kkr	74500	57925	16575		0,78
Överkostnad nätförlust	kkr	3742	2280	1463		0,61
Totalt kontrollerbar kostn.	kkr	78242	60204	18038		0,77
Nätförlust	MWh	45859	35720	10139		0,78
Nätlängd	km	2324	4866		2542	2,09
Nätstationer /effekt	MW^{-1}	1.9	3.8		1.9	1,98
Installerad effekt	MW	348	424		76	1,21
Klimatindex	-	3	3		0	1,00
Antal högspänningskunder	-	57	57		0	0,99
Antal lågspänningskunder	-	46859	46868		9	1,00
Öf. högspänningsenergi	MWh	178800	185883		7083	1,04
Öf. lågspänningsenergi	MWh	558900	753855		194955	1,35
Peak effekt	MW	162	234		72	1,44

3.02 Den ideala kombination av andra enheter som vi har identifierat och därefter jämfört med BodaNät AB, anges i tabell 3.2 nedan med de vikter varmed de ingår i måttstocken. Dessa tre företag utgör alltså intressanta rollmodeller för BodaNät AB. En imitation eller anpassning av material, rutiner och teknik för dessa enheter kan förmodligen leda till betydande besparingar för BodaNät AB.

3.03 En särskilt intressant förebild för BodaNät AB är enligt analysen Härsbacka Energi AB, som dels har stor vikt i idealet och dels har en snarlik produktionsprofil, trots något lägre kundantal.

Tabell 3.2 Förebilder.

		Distributör	Förebilder		
Variabel	**Enhet**	**BodaNät**	**CenterNet AB, Q-län**	**Härsbacka Energi AB**	**Matfors Elnät AB**
Vikt (förebilder)			**0.22**	**0.73**	**0.05**
Kontrollerbara kostnader	kkr	74500	98709	45317	62551
Överkostnad nätförlust	kkr	3742	2451	2331	772
Kontrollerbara + Överkostnad	kkr	78242	101160	47648	63323,8
Nätförlust	MWh	45859	44552	33614	27611
Nätlängd	km	2324	9065	3835	1442
Nätstationer /effekt	MW^{-1}	1.9	5.4	3,5	1,5
Installerad effekt	MW	348	683	350	355
Klimatindex	-	3	3	3	3
Antal högspänningsabonnenter	-	57	73	51	73
Antal lågspänningsabonnenter	-	46859	65254	42033	36559
Överförd högspänningsenergi	MWh	178800	169794	190724	186000
Överförd lågspänningsenergi	MWh	558900	836900	746215	500000
Peak effekt	MW	162	262	231	147

3.04 Den tekniska effektiviteten E för BodaNät AB är 0.78. (Detta svarar till reduktionsfaktorn för de kontrollerbara kostnaderna, som är de kostnader, vilka kan reduceras minst i tabell 3.1). I förhållande till landsgenomsnittet är detta över genomsnitt, medan det är något lägre än genomsnittseffektiviteten i BodaNäts län. Vi har vidare beräknat den s k tekniska effektivitetsfraktilen. Denna anger hur stor andel (i %) av antal eldistributörer i Sverige som har lägre effektivitet. Vi ser här att det rör sig om 59%, dvs. 59% eller 138 företag har sämre värden än BodaNät AB. Resultaten summeras i tabell 3.3

Tabell 3.3 Effektivitetsmått (SR).

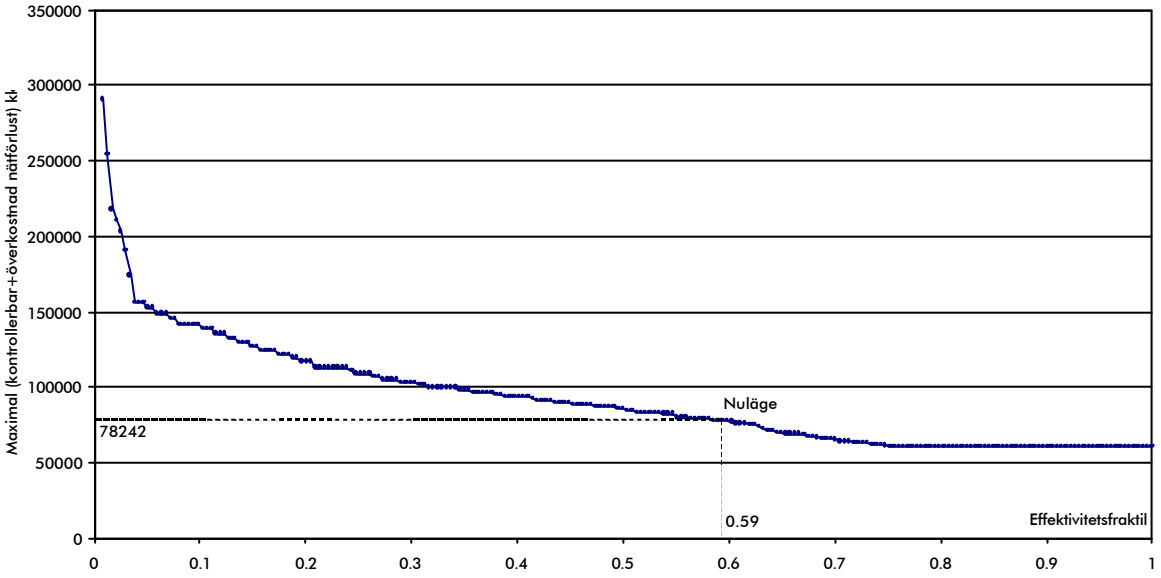
	BodaNät AB	**Län snitt**	**Sverige snitt**
Teknisk Effektivitet	0.78	0.89	0.73
Teknisk Eff Fraktil	0.59		

3.05 BodaNät är alltså också prestationsmässigt (såväl som storleksmässigt, se kap 1) en tämligen genomsnittlig enhet.

3.06 En verifierad analys för BodaNät AB med ren kostnadseffektivitet ger inte resultat som väsentligt avviker från de som presentas ovan. Detta tyder på att BodaNät AB i stort har den resursfördelning som branschen i helhet och att ineffektiviteten inte kan hänföras till fördelningsproblem.

3.07 Det noteras att effektivitetsmätningen av BodaNät AB inte väsentligt beror på andra ramfaktorer än klimatzon. Klimatkorrektionen är dock av betydande vikt för företaget, som utan korrektion skulle få en teknisk effektivitet på 0.58 jämfört med nuvarande 0.78.

3.08 Den maximala kostnadsbesparingar resp. –ökningar som beräknas för olika effektivitetsnivåer illustreras i figur 3.1. Figuren visar att om t ex BodaNät AB nöjer sig med att vara bland de 50% bästa nätoperatörerna, så kan de kontrollerbara kostnaderna öka från nuvarande 78 242 kkr till 85 956 kkr. Om man istället åstundar att bli bland de 25% bästa, dvs. ingå i 75% effektivitetsfraktilen, så är det nödvändigt att reducera kostnaderna till 61 028 kkr.



Figur 3.1 Maximal kontrollerbar kostnad vid olika effektivitetsfraktil för BodaNät AB.

Kapitel 4. Storleksanalys

4.01 De besparingspotentialer som identifierats ovan motsvarar vad BodaNät AB kan inbespara genom att lära av de bästa distributörerna inom branschen. Vi analyserar nedan vilka potentialer som kan uppnås genom en ändring av företagets storlek (skala).

4.02 Analysen av de bästa nätoperatörernas (best practice) kostnader vid varierande storlek visar att kostnaderna initialt är behäftade med stordriftsfördelar, men att de vid en viss storlek ökar snabbare än proportionellt till följd av stordriftsnackdelar. Den punkt där stordriftsnackdelarna sätter in beror på företagets outputprofil, i synnerhet förhållandet mellan hög- och lågspänningskunder och installerad effekt.

4.03 Med en output profil som BodaNät AB inträder stordriftnackdelar på en aktivitetsnivå som understiger den som BodaNät AB ligger på. Detta tyder på att ytterligare kostnadsreduktioner skulle kunna uppnås vid en nedskalning av BodaNät AB, t ex en uppsplittring eller outsourcing av viss verksamhet eller den av koncessionsområdet.

4.04 Vid en optimal storleksanpassning kan kostnadsbesparingar motsvarande en reduktionsfaktor om 0.66 utöver de besparingar som kan uppnås genom förändringar genom optimal inlärning på den nuvarande aktivitetsnivån.

4.05 Total kostnadsreduktion med optimal inlärning och optimal storlek blir således 0.51=0.78*0.66 svarande till följande samband (se tabell:

optimal inlärning och storleksändring = optimal inlärning * optimal storlek

Tabell 4.1 Inlärning och skaleffektivitet.

	BodaNät AB
Reduktion via inlärning (Effektivitet VRS)	0.78
Reduktion via storleksändring (Skaleffektivitet)	0.66
Total reduktionsfaktor (Effektivitet CRS)	0.51

4.06 De bakomliggande idealen vid en långsiktig total inlärnings- och storleksmässig anpassning framgår av tabell 4.2 nedan, som är uppställd på samma sätt som tabell 3.2.

Tabell 4.2 Ideal och förebilder vid skalanalys.

		Distributör		Förebilder		
Variabel	Enhet	**BodaNät AB**	**Ideal**	**CenterNet, Q-län**	**Pytteby Elektriska AB**	**Jättenät Norr AB**
Faktor				**4,02**	**0,18**	**0,37**
Kontrollerbara kostnader	kkr	74500	38184	7942	8114	13040
Överkostnad nätförlust	kkr	3742	1918	379	0	1064,8
Kontrollerbara + Överkostnad	kkr	78242	40103	8321	8114	14104,8
Nätförlust	MWh	45859	35322	6890	6419	17526
Realkapital	Mkr	842	845	163	204	419
Nätlängd	km	2324	2324	374	917	1777
Nätstationer /effekt	MW^{-1}	1.9	2.4	1,9	6,1	4,4
Installerad effekt	MW	348	350	73	57	125
Klimatindex	-	3	3	3	3	3
Antal högspänningskunder	-	57	74	17	10	10
Antal lågspänningskunder	-	46859	46857	10375	6522	10813
Öf. högspänningsenergi	MWh	178800	230592	53000	30351	33000
Öf. lågspänningsenergi	MWh	558900	608585	128800	107528	194106
Peak effekt	MW	162	255	57	31	56

Kapitel 5. Alternativa utvecklingsmöjligheter

5.01 Om verksamheten eller Energimyndigheten inte finner de genomförda jämförelserna relevanta så är det möjligt att ändra de valda förebilderna. Man kan sålunda på förhand eller successivt utesluta vissa enheter. Detta är en fullständigt legitim aktivitet då detta svarar till att göra mer försiktiga värderingar av förbättringspotentialen. Notera att en manuell ändring endast kan minska de identifierade potentialerna.

5.02 För BodaNät AB avslöjar en rad försök att resultaten från den långsiktiga skalanalysen är tämligen robusta mot ändringar av referensenheter. Efter att ha eliminerat ett antal större nätoperatörer bland förebilderna, som skulle nedskalats i idealet, kan man definiera ett ideal som enbart består av mindre enheter som dupliceras. En sådan lösning ger en total besparingspotential om 0.55 (CRS effektivitet) och inkluderar ett antal norrländska eldistributörer.

5.03 Om man fortfarande tvivlar på denna måttstock kan det vara relevant att notera att med en jämförelse med CenterNet, Q-län med en vikt på 6.214 fås ett effektivitetsmått på 0.66 – dvs. genom att enbart lära av närliggande CenterNet, Q-län och genom att organisera sitt eget nät i 6 undernät med denna organisation skulle det vara möjligt att spara 34 % av den totala kontrollerbara kostnaden. Detta visas i detalj i tabell 5.2

Tabell 5.1 Ideal och förebilder vid alternativ skalanalys.

Variabel	**Enhet**	**BodaNät**	**Ideal**	**CenterNet, (Q-län)**
Vikt				**6.214**
Kontrollerbara kostnader	kkr	74500	49352	7942
Överkostnad nätförlust	kkr	3742	2355	379
Kontrollerbara + Överkostnad	kkr	78242	51707	8321
Nätförlust	MWh	45859	42814	6890
Realkapital	Mkr	842	1010	163
Nätlängd	km	2324	2324	374
Nätstationer /effekt	MW^{-1}	1.9	1.9	1.9
Installerad effekt	MW	348	454	73
Klimatindex	-	3	3	3
Antal högspänningskunder	-	57	106	17
Antal lågspänningskunder	-	46859	64470	10375
Öf. högspänningsenergi	MWh	178800	329342	53000
Öf. lågspänningsenergi	MWh	558900	800363	128800
Peak effekt	MW	162	354	57

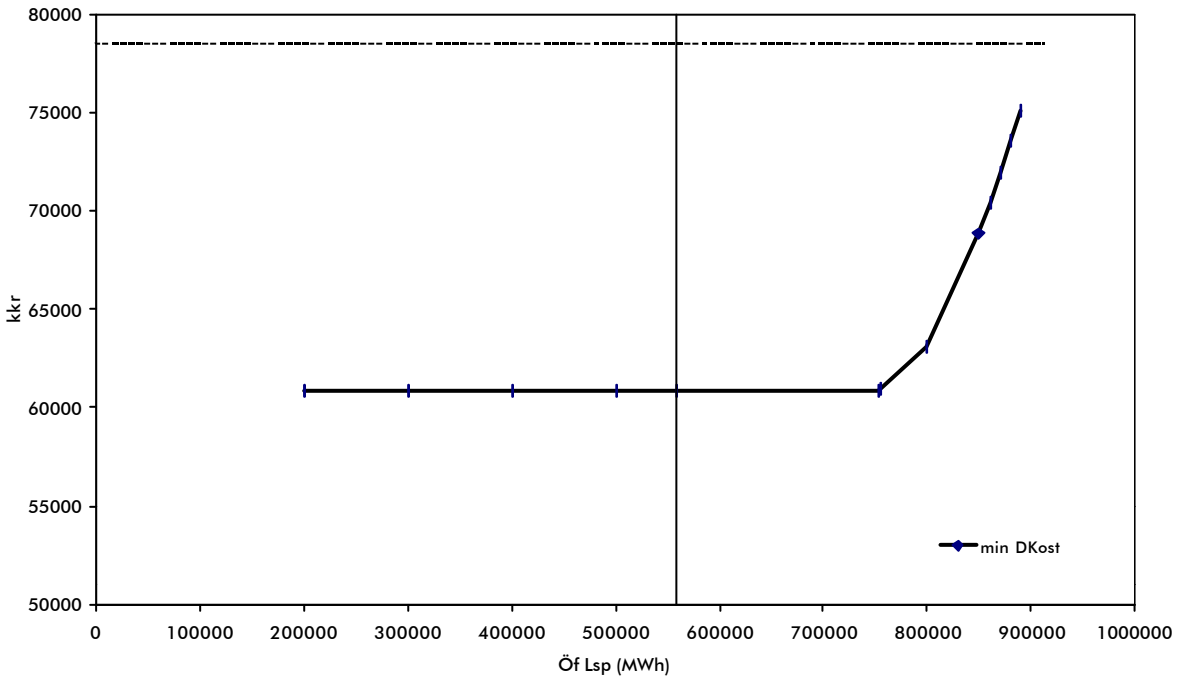
5.04 Flera analyser som den ovan kan göras, även i större detalj med flera inputs och outputs, för att avgöra vari de relativa effektivitetsvinsterna kan hämtas. Detta kan dock innebära användande av mer detaljerade data än de aggregerade data som Energimyndigheten inhämtar via den särskilda årsrapporten.

Kapitel 6. Kostnadsnormsanalys

6.01 Den systematiska DEA analysen kan med fördel användas för att bestämma marginalnormsändringen för ändringar i outputmixen, jämfört med best practice, dvs. hur mycket mer resp. mindre en enhet kan ta ut vid en marginell ändring av output. Denna analys utväljer för en ändring i varje output en unik uppsättning förebilder som uppvisar högst kostnadseffektivitet. Analysen kan användas dels som ett verktyg för att ev. bestämma organisation av undernät eller vid försäljningar/sammanläggningar av nät, dels för att jämföra med förväntade marginalintäkter för ändringar i output. Först beräknas normen för en fullt effektiv enhet, vilket kan anses som ett långsiktigt pris för BodaNät AB, sedan för aktuell effektivitetsnivå.

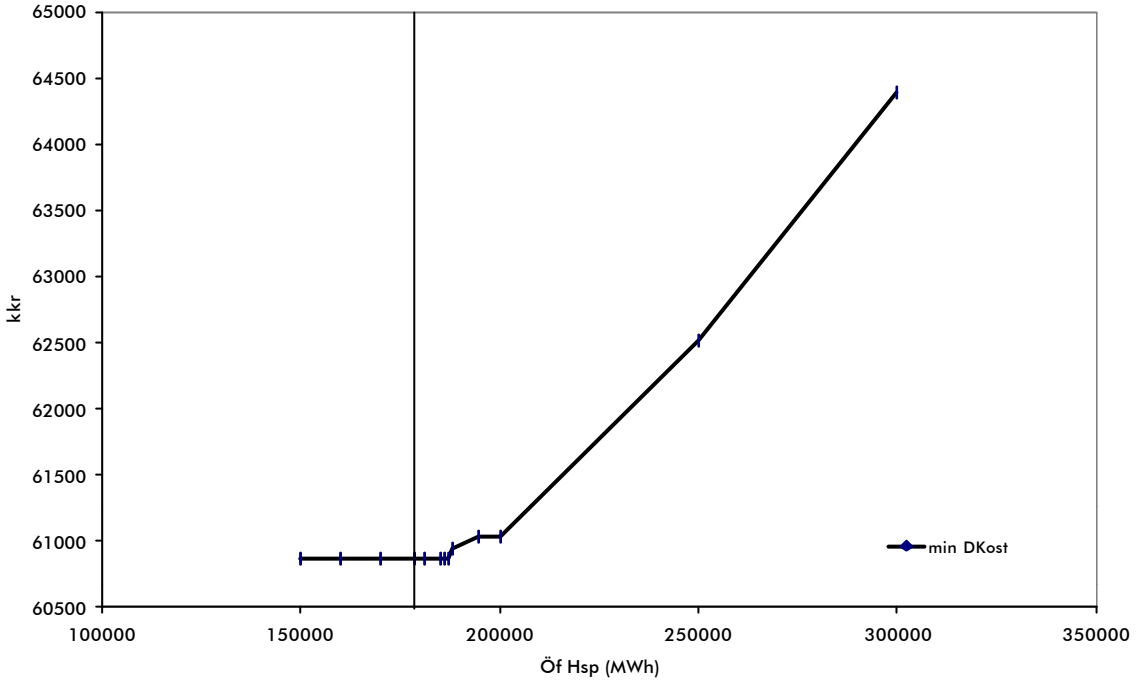
Fullt effektiv enhet

6.02 Marginalkostnaden för ändringar i överförd volym lågspänd energi framgår av figur 6.1 nedan, där BodaNät AB är markerad med en lodrät linje (nuvarande volym) samt en vågrät linje (nuvarande kostnadsnivå). Som synes befinner sig BodaNät AB för närvarande i ett plant segment där kostnadsmåttstocken inte ökar förrän vid ca 750 GWh, en ökning om nästan 30%.



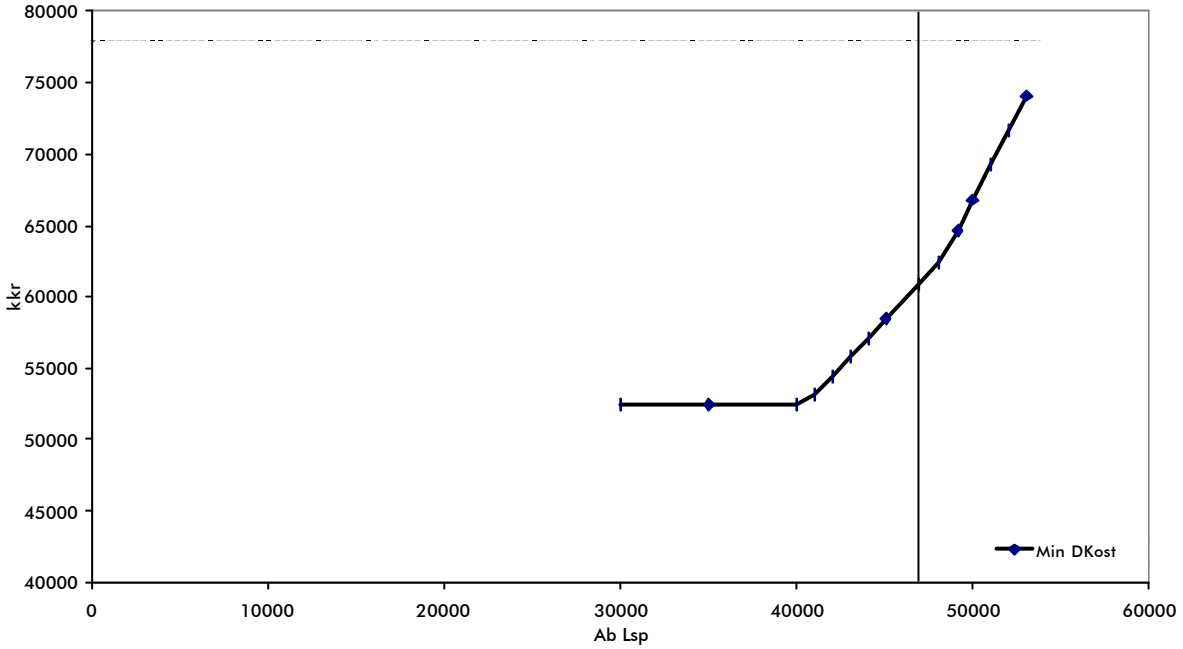
Figur 6.1 Marginalkostnad för överförd lågspänningsenergi.

6.03 Marginalkostnaden för ändringar i överförd volym högspänd energi framgår av figur 6.2 nedan, där BodaNät AB är markerad med en lodrät linje (nuvarande volym). Som synes befinner sig BodaNät AB nära en marginalkostnadszon om ca 80 kkr per ytterliggare GWh. Den nuvarande kostnadsnivån ligger helt utanför spannet och är därför inte markerad.



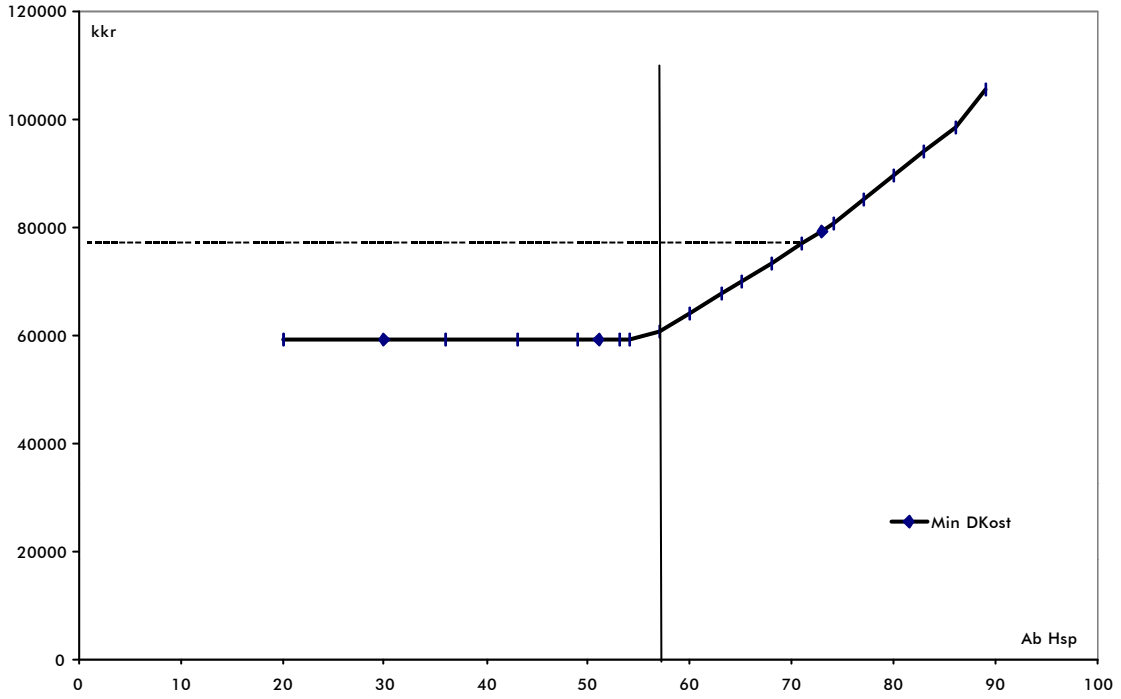
Figur 6.2 Marginalkostnad för överförd högspänd elenergi.

6.04 Marginalkostnaden för ändringar i antalet lågspänningskunder framgår av figur 6.3 nedan, där BodaNät AB är markerad med en lodrät linje (nuvarande kundantal) samt en vågrät linje (nuvarande kostnadsnivå). Marginalkostnaden i det aktuella segmentet är 1.3 kkr per lågspänningsabonnent, ökande till 2.4 kkr över ca 50 000 kunder.



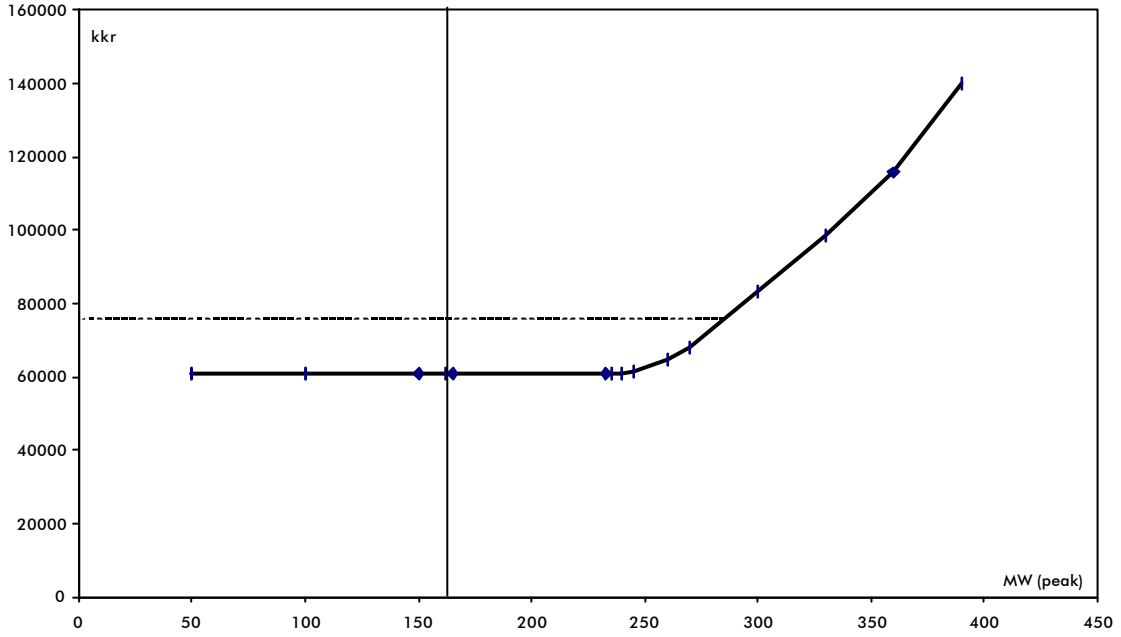
Figur 6.3 Marginalkostnad för antalet lågspänningskunder.

6.05 Marginalkostnaden för ändringar i antalet högspänningskunder framgår av figur 6.4 nedan, där BodaNät AB är markerad med en lodrät linje (nuvarande kundantal) samt en vågrät linje (nuvarande kostnadsnivå). Marginalkostnaden i det aktuella segmentet är starkt stigande (notera y-skalan), ca 1.15 Mkr per högspänningsabonnent.



Figur 6.4 Marginalkostnad för antalet högspänningskunder.

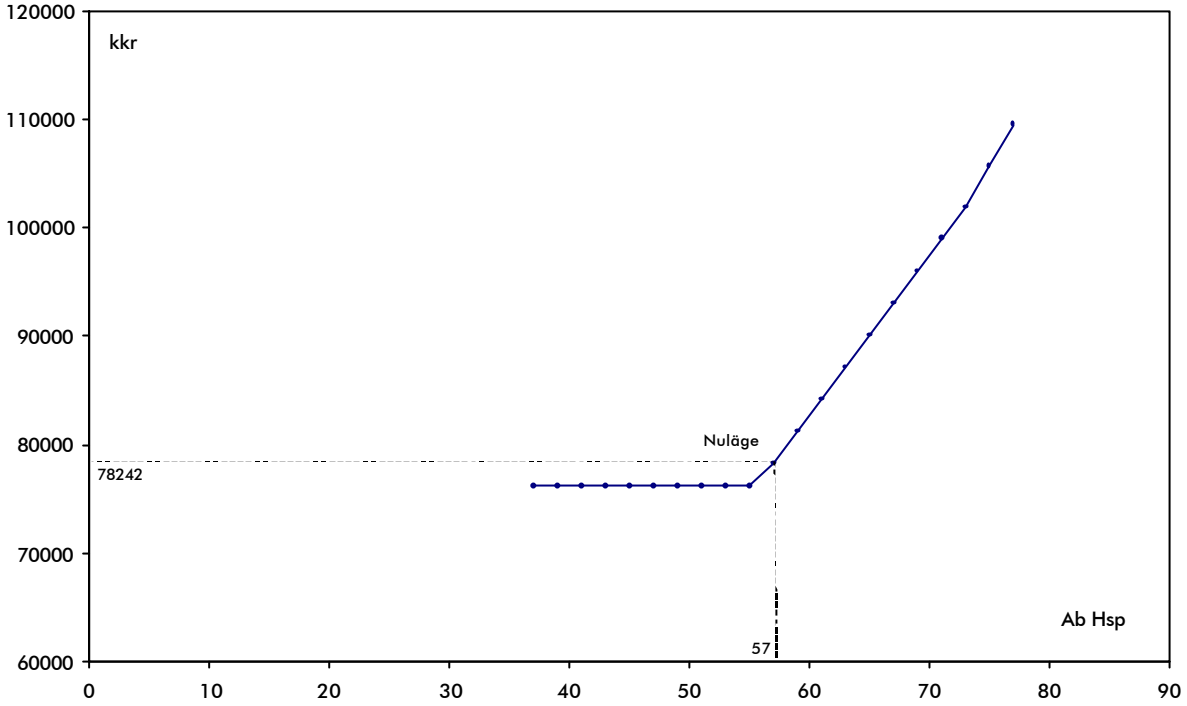
6.06 Slutligen anges marginalkostnaden för ändringar i belastad peakeffekt i figur 6.5 nedan, där BodaNät AB är markerad med en lodrät linje (nuvarande effekt) samt en vågrät linje (nuvarande kostnadsnivå). Som också framgår av den installerade effekten är BodaNät AB inte omedelbart begränsad av kostnader för peakeffekten. Först vid ca 250 MW uppträder en progressivt ökande marginalkostnad från 20 kkr till 816 kkr per MW nära kapacitetsgränsen.



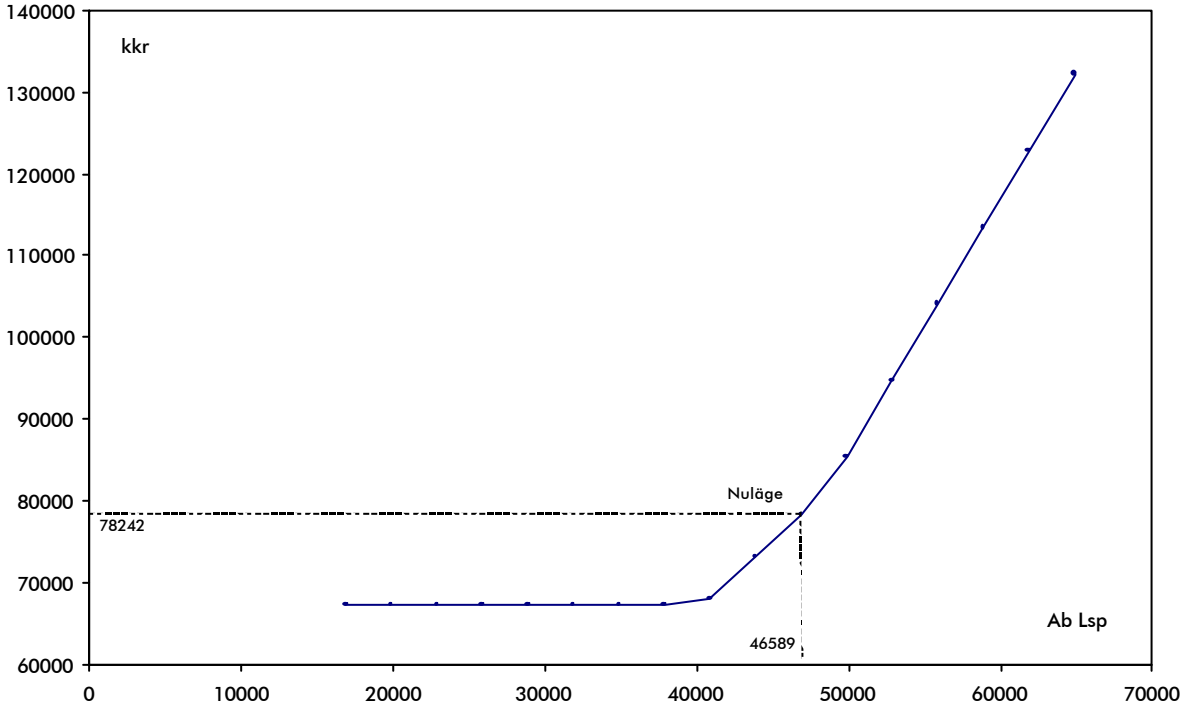
Figur 6.5 Marginalkostnad för belastad peakeffekt.

Oförändrad effektivitetsnivå

6.07 Vi skattar nu kostnadsnormen för oförändrad effektivitetsnivå, dvs. under antagande om att BodaNät AB inte förbättrar sin effektivitet. För antalet hög- resp. lågspänningskunder visas detta i figurerna 6.6 och 6.7 nedan. Med utgångspunkt i det aktuella antalet hög- och lågspänningskunder, 57 resp. 46589, ligger marginalnormen för en extra högspänningskund på 1055 kr och för en extra lågspänningskund på 241 kr. Båda talen är växande med antalet extra kunder. Beräkningarna bygger på Bogetoft och Färes (1999) metod.



Figur 6.6 Marginalkostnad för antalet hsp-kunder vid oför. effektivitet.



Figur 6.7 Marginalkostnad för antalet lsp-kunder vid oför. effektivitet.

Kapitel 7. Samarbets- och fusionsanalys

7.01 De organisatoriska förbättringsmöjligheterna kan uppdelas i

- Tekniska effekter - dvs. kostnadsbesparingar genom att efterlikna best practice enheter med hänsyn till rutiner och resursförbrukning.
- Skaleffekter - dvs. kostnadsbesparingar till följd av optimal ändring av storlek enligt best practice.
- Harmonieffekter - dvs. kostnadsbesparingar genom att ändra outputprofil efter best practice.

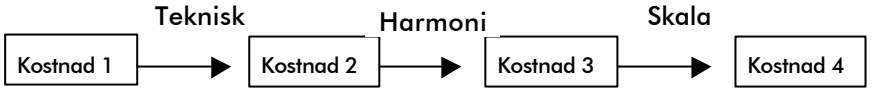
7.02 Tekniska förbättringar uppnås genom att en enhet *lär* av och *efterliknar* effektivare enheters resursanvändning, t ex modern administration och fjärravläsning av elmätare. Om problemet inte i huvudsak ligger i bristande förmåga, men snarare motivation kan man använda incitamentsreglering baserat på måttstockskonkurrens.

7.03 Skalförbättringar uppnås genom att åstadkomma *stordriftsfördelar* genom att slå ihop enheter, utan att de blir så stora att *stordriftsnackdelar* inträder. Stordriftsfördelar uppträder genom att utnyttja de *specialiserings-, rationaliserings-* och *kapitalutnyttjande-möjligheter* som följer av större organisationer, t ex vid anställning av högt specialiserade medarbetare och kapitaltunga investeringar med låga driftskostnader. Stordriftsnackdelar uppkommer vid *över-specialisering*, i synnerhet i administration, ledning och stödfunktioner som blir nödvändiga för att koordinera en för stor och heterogen organisation.

7.04 Harmonieffekter uppnås genom att etablera en produktionsfaktormix som är särskilt produktiv och en outputprofil som är särskilt lätt att prestera med existerande teknologi. Det kan t ex vara olämpligt att ha för många driftstekniker och för få linjearbetare – eller vice versa. Det kan också vara relativt dyrt att betjäna ett litet antal högspänningskunder, eller andra små kundkategorier som avviker i servicegrad och förbrukning. Internt i organisationen kan harmonieffekter uppstå genom *omfördelning* av *personal* och *uppgifter* mellan geografiska underenheter. Externt kan harmonieffekter erhållas genom outsourcing av uppgifter och resurser, t ex genom att hyra in tjänster från närliggande nät.

7.05 De tre effekterna ovan kan förverkligas via mer eller mindre dramatiska organisatoriska åtgärder. Normalt anses skaländringar innebär det mest omvälvande ingreppet, då det antingen innebär sammanslagning av olika organisationer (fusioner, centralisering), eller uppdelning av en befintlig struktur (decentralisering, avyttring). Därefter i ordning kommer harmonieffekter, då dessa oftast förutsätter omfördelningar av ansvar, resurser och uppgifter, t ex i en divisionalisering eller köp-sälj struktur. De tekniska effektivitetsvinsterna anses vanligen vara lättast att realisera.

7.06 Om man startare med de mest lättåtkomliga vinsterna kan de organisatoriska förändringarna därför uppdelas enligt fig. 7.1.



Figur 7.1 Uppdelning av samarbetsvinster.

7.07 Fördelen med en sådan uppdelning är att identifiera relevanta effektiviseringsansatser. Två exempel för belysa hur uppdelningen hjälper företaget att analysera effektiviseringsprocessen.

Exempel 1: Om besparingspotentialen i huvudsak ligger på produktmix och skaleffekter, dvs. om Kostnad1 – Kostnad4 är hög, så är en fullständig sammanslagning nödvändig, eller åtminstone en genomgripande omfördelning av uppgifter i kombination med centralisering/decentralisering.

Exempel 2: Om harmoni- och skaleffekterna är relativt små, dvs. Kostnad3 – Kostnad2 och Kostnad4 – Kostnad3, så är det tillräckligt att satsa på organisatoriskt förbättringsarbete och ev. incitamentsstruktur.

7.08 Det är dock inte alltid lättast att uppnå teknisk effektivitet. Det kan t ex vara så att den bristande tekniska effektiviteten är en följd av bristande ledningsförmåga och att en förbättring av ledningen endast kan åstadkommas genom att överlåta ledningen till ett mer verkningsfullt team från en annat företag. Det kan alltså i praktiken bli nödvändigt med andra prioriteringsordningar för effektiviseringsarbetet än den ovan beskrivna. Då det som nämnts tidigare också kan vara relevant att stanna på olika nivåer är kan många olika beräkningar ske av samarbetsvinster. Speciellt harmonieffekterna kan underuppdelas beroende på vilka faktorer och uppgifter man anser det möjligt att omfördela. Givetvis avgör den det enskilda företagets situation vilken uppdelning som är mest ändamålsenlig.

7.09 Från ett regleringsperspektiv är dock uppdelningen i fig. 7.1 mycket relevant. Inlärningspotentialen motsvarar löpande tillsyn och incitamentsreglering. Harmoni- och skalförändringar är mer relevanta i förbindelse med långsiktig planläggning, som hantering av koncessionsinstrumentet, samredovisningsregler och strukturella beslut.

7.10 Vi har i kapitel 3 uppskattat BodaNät AB:s potential i med avseende på inlärningseffekter. Vi fann en besparingspotential på 22% av de kontrollerbara kostnaderna (ca 18 Mkr)

7.11 I kapitel 4 och 5 har vi identifierat BodaNät AB:s potential med avseende på storleksanpassning. Vi fastlade, att BodaNät AB ligger över optimal skala och att en reduktionsfaktor om 0.85 (ytterligare 9 Mkr) skulle kunna realiseras vid en decentralisering liknande CenterNet, Q-län. Detta är schematiskt avbildat i figur 7.2, där kostnadsnivåerna (i kkr) vid olika effektiviseringsnivå är angivna i rutorna och beloppen under pilarna anger potentiell kostnadsreduktion vid genomförd åtgärd.

Figur 7.2 BodaNät AB, individuell effektiviseringspotential (kkr).

Samarbetsvinster

7.12 Vi studerar nedan möjliga kostnadsbesparingar genom samarbete eller ev. företagsfusioner mellan BodaNät AB och några geografiskt angränsande koncessionsområden.

7.13 Som framgick av storleksanalysen har BodaNät AB inget att vinna på en ren sammanslagning. Det finns dock fortfarande två möjligheter att skapa harmonieffekter vid sammanslagningar eller närmare samarbete.

7.14 För det första kan vissa vinster uppnås genom specialisering och utväxling av uppdrag, t ex genom outsourcing till närliggande nät. Om uppgifterna sammanläggs och därefter delas optimalt mellan två närliggande enheter kan vinster p g a optimal produktionsprofil realiseras. Detta kan t ex vara fallet för administration, mätning och drift av små angränsande högspänningsnät, där en mindre leverantör inte fullt kan utnyttja nödvändiga resurser.

7.15 För det andra kan en sammanläggning följt av en storleksmässig anpassning enligt kapitel 5 ge harmonieffekter utan att det skapar enheter med allvarliga stordriftsnackdelar. Detta kan t ex vara fallet om en angränsande koncession övertas för att därefter ingå i som en eller flera administrativa enheter i en ny nätkoncern.

Samarbete med Grannstad Elnät AB

7.16 Låt oss analysera ett tänkbart samarbete med Grannstad Elnät AB, ett kommunalägt elnät med ungefär halva BodaNät AB:s kostnadsbudget, se tabell 7.1. Grannstad Elnät AB har en (teknisk) effektivitet om 0.99 och har därför knappast några inlärningseffekter att förvänta sig.

Tabell 7.1 BodaNät AB och Grannstad Elnät AB.

Variabel	Enhet	BodaNät AB	Grannstad Elnät AB	Totalt
Kontrollerbara kostnader	kkr	74500	25132	99632
Överkostnad nätförlust	kkr	3742	768	4510
Kontrollerbara + Överkostnad	kkr	78242	25900	104142
Nätförlust	MWh	45859	16100	61959
Realkapital	Mkr	842	459	1301
Nätlängd	km	2324	1567	3891
Nätstationer /effekt	MW^{-1}	1.9	3.0	2.3
Installerad effekt	MW	348	166	514
Klimatindex	-	3	3	3
Antal högspänningskunder	-	57	16	73
Antal lågspänningskunder	-	46859	21564	68423
Öf. högspänningsenergi	MWh	178800	83162	261962
Öf. lågspänningsenergi	MWh	558900	244207	803107
Peak effekt	MW	162	75	237

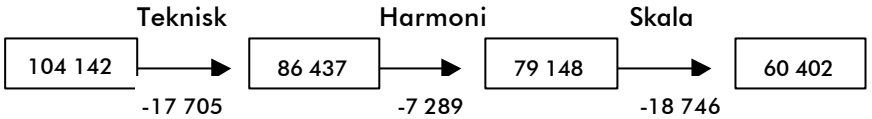
7.17 Det är p g a den ansenliga storleken av en sammanslagen enhet omöjligt att finna en jämförbar enhet i Norrland. Det betyder att om enheterna formellt sammanslås, men i övrigt fortsätter som två separata divisioner av samma företag, skulle den nya enheten framstå som kostnadseffektiv, oavsett inlärnings- och struktureffekter. Tekniskt uttrycks detta som att den sammanslagna enheten blir (godtyckligt) *supereffektiv*. Detta och följande resultat framgår av tabell 7.2 nedan.

Tabell 7.2 Besparingspotential under olika omorganisationsformer.

	BodaNät AB	Grannstad Elnät AB.	Fusion
Individuell inlärning (Individuell VRS)	0.78	0.99	
Individuell storleksanpassning (Skaleffektivitet)	0.66	0.81	
Total individuella förbättringar (Individuella CRS)	0.51	0.80	
Total vinst vid samredovisning (Gävle + Sandviken VRS)			Supereffektiv – ingen måttstock!
Sammanslagning, inlärning och omfördelning av ansvar (Genomsnitt av Gävle + Sandviken VRS)			0.76
Sammanslagning och omfördelning av ansvar efter individuell inlärning (Genomsnitt av VRS.Red.Gävle + VRS.Red.Sandviken i VRS)			0.92
Sammanslagning, inlärning, omfördelning av ansvar och storleksanpassning. (Gävle + Sandviken CRS)			0.58
Sammanslagning, inlärning, omfördelning av ansvar och storleksanpassning efter individuell inlärning. (VRS.Red.Gävle + VRS.Red. Sandviken i CRS)			0.70
Sammanslagning, inlärning och storleksanpassning efter individuell inlärning och storleksanpassning. (CRS.red.Gävle + CRS.red.Sandviken i CRS)			1.00

7.18 En godtyckligt supereffektiv enhet kan öka sin resursförbrukning godtyckligt och fortfarande bibehålla full effektivitet. Ett sådant drag är ett exempel på *strategiskt beteende* inför en regleringssituation och understryker vikten av verksamhetens redovisningsform för incitamentsmekanismen.

7.19 Om det sker inlärning i de separata divisionerna och uppgifterna omfördelas, så kommer omfördelningen i sig själv att skapa en reduktionsfaktor om 0.92, dvs. en besparing om 8%. Notera att denna inbesparing adderas till den normala inlärningspotentialen som är 22% för BodaNät AB och 1% för Grannstad Elnät AB. Om man därefter genomför en storleksmässig omorganisation kan ytterligare 18% inbesparas. Detta medför en total effektiviseringspotential om 42% av de nuvarande 104 Mkr, svarande till ett effektivitetsmått om 0.58. Detta illustreras i figur 7.3 nedan.



Figur 7.3 Uppdelning av samarbetsvinster mellan BodaNät AB och Grannstad Elnät AB.

7.20 Om man först genomför inlärning och individuell reorganisation m a p storlek (kapitel 4 och 5) så finns det inga ytterligare vinster att hämta vid ett närmare samarbete mellan de två företagen. Detta beror på att de två nätoperatörerna profilmässigt är tämligen lika och att samarbetsvinster (harmonieffekterna) primärt uppstår mellan företag som profilmässigt kompletterar varandra. Detta kan t ex vara fallet för ett tätortsnät som inleder samarbete med ett närliggande glesbygdsnät.

Bilaga 6: Datamaterial – 1997

Eget löpnr	Företag	Län	Personalkost	SI.1+SI.3=LI.1 Kontrollerbar kost	S.I2 Överkostnad	LI.2 Nätförlus	LI.3 Nätförluster	Kapital	RF1 (=RF2) Tot nätlängd	RF3 Nätstn/effekt	RF4 Tot inst.transformator	RF5 Klimatzon
		p	RR73140	kkr	kkr			Mkr	km	/kW	TN610302	
2001	Ale Elförening EF	P	-10475.0	23060.0	638.4	8558	295.9		1128	3.57	98	2
2002	Alingsås Energi Nät AB	P	-4678.0	18856.0	1222.2	7349	234.3		659	2.17	95.8	2
2003	Almnäs Intressenter AB	R		1669.0	0.0	583	14.0		51.2	8.75	4.8	2
2004	Alvesta Elnät AB	G	-4494.0	7446.0	475.8	5141	147.6		586.8	2.94	47	2
2005	Arvika Energi Elnät AB	S	-7176.0	17116.0	600.0	12000	200.0		754	3.18	66.9	2
2006	Birka Nät AB, Avesta (områdes.nr 6441 Ar	W	-2786.0	32986.0	808.8	12071	272.6		786	4.31	110	2
2007	Bengtsfors Energi Nät AB	P	-1292.0	6538.0	72.2	2324	60.2		146.8	2.01	26.35	2
3008	Bergs Tingslags Elektriska AB	Z		10208.0	0.0	4266	301.0		1400	5.25	80	3
2009	Billeberga Kraft & Energi AB	M	-10259.0	19910.0	1449.0	9790	268.6		921	3.20	97	2
2010	Bjäre Kraft EF	L	-8640.0	18321.0	334.4	11143	324.0		1256	3.19	105.7	2
2011	Bjärke Energi Ek för	P		13594.0	72.7	4076.75	174.2		841	7.61	43.9	2
2012	Björklinge Energi EF	C	-12032.0	27742.0	523.6	11107	419.7		2110	9.01	99.3	2
2013	Björnekulla Energi AB	L	-4499.0	10031.0	70.6	2787	98.8		322	2.35	37	2
3014	Birka Energi Blåsjön Nät AB	Z		3988.0	83.6	1522	64.8		402	15.53	9.4	3
3015	Bodens Energi Nät AB	BD	-7690.0	21695.0	1857.0	22940	524.2		1968	3.92	176	3
2016	Boo Energi EF	AB	-10744.0	14975.0	498.0	10300	207.7		458	1.58	94.8	2
2017	Borgholm Energi Elnät AB	H	-5085.0	7737.0	131.0	3300	82.5		298.25	2.80	28.6	2
2018	Borlänge Energi, AB	W	-7957.0	29298.0	79.0	22935	529.7		1896	2.94	185	2
2019	Borås Energi Nät AB	P	0.0	39985.0	1747.2	23164	563.7		1487.6	1.57	238.2	2
2020	Brittedals Elnät EF	L	-3337.0	10802.0	0.0	3520	145.7		775.4	7.59	31.1	2
2021	Bromölla Energi AB	L	-2549.0	8260.0	285.2	4049	75.1		209	1.65	30.9	2
3022	Sydkraft Elnät nord AB, fd Båkab	Y		61482.0	2585.4	41553	1486.7		6167	6.66	453.5	3
2023	C4 Elnät AB	L	-11036.0	57749.0	1658.8	22726	439.6		1125	1.80	188.5	2
2025	Degerfors Energinät AB	T	-3590.0	6089.0	326.4	6773	70.5		293.7	5.28	21.4	2
3026	Edsbyn Elnät AB	X	-2965.0	11276.0	142.4	3763	97.3		412	5.83	29	3
2028	Ekerö Energi AB	AB	-8626.0	26383.0	239.4	9453	236.7		730	3.18	91.8	2
2031	Emmaboda Elnät AB	H	-5503.0	7803.0	179.0	4000	113.9		301.95	2.40	48	2
2032	EnergiBolaget i Botkyrka Salem AB	AB	-24944.0	41701.0	288.0	24680	622.5		1733	1.94	256	2
2033	Energiverken i Halmstad Elnät AB	N	-9410.0	36145.0	1309.8	26206	692.7		1903.8	1.39	286.8	2
2034	Envikens Elnät AB	W	-955.0	2546.0	0.0	1466	42.7		190	4.75	12	2
2035	Eskilstuna Energi & Miljö AB	D	-17807.0	41103.0	1879.4	22123	652.4		1640	1.81	282	2
2036	Fagersta Elkraft AB, c/o Västerbergslagens	U	-5667.0	13552.0	191.0	6055	138.6		486.1	3.96	49.2	2
2038	Falkenberg Energi AB	N	-6941.0	15593.0	496.3	9768.3	269.6		1042	1.95	88.2	2
2039	Falu Elverk, AB	W	-25723.0	66734.0	1691.6	29327	822.8		3374	3.56	254	2
2040	Filipstad Energinät AB	S	-3585.0	6921.0	433.0	4580	83.0		284	1.53	30	2
2042	Gagnefs Elverk AB	W	-4076.0	9646.0	0.0	7535	135.3		565	5.39	41	2
2043	Gislaved Energi AB	F	-3047.0	7028.0	166.2	3934	167.6		671	2.34	53	2
2044	Gotlands Energiverk AB	I		102121.0	1867.0	41000	1049.2		4791	7.54	285.9	2
2045	Graninge Roslags Energi AB	AB		83577.0	1805.0	52000	922.8		3532	2.88	304.5	2
2047	Graninge Järfälla Elnät AB	AB		31330.0	1132.0	27000	637.1		1366.1	1.08	293.75	2

Eget löpnr	Företag	p Län	Personalkost RR73140	SI.1+SI.3=LI.1 Kontrollerbar kost kkr	S.I2 Överkostnad kkr	LI.2 nätförlus Nätförluster	LI.3 Kapital Mkr	RF1 (=RF2) Tot nätlängd km	RF3 Nätstn/effekt /kW	RF4 Tot inst.transformator TN610302	RF5 Klimatzon
2048	Graninge MälarKraft AB	AB		39264.0	800.0	21000	515.7	1470	2.96	209.4	2
3050	Birka Nät AB, Gullspång Hälsingland	X	-51845.0	98709.0	2450.6	44552	2211.4	9065	5.42	683	3
2051	Birka nät, Gullspång, Hunnebo	S	-11272.0	18436.0	413.0	7500	224.7	849	0.95	75	2
3053	Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)	X	-3703.0	7942.0	379.0	6890	162.6	374	1.93	73	3
2054	Birka Nät AB, Gullspång Kungsbacka	N	-48680.0	85217.0	3254.0	59665	1520.3	5314	3.87	541	2
2055	Birka Nät AB, Gullspång Munkedal	O	-6048.0	9975.0	153.6	2797	131.8	524	5.62	42	2
2056	Birka Nät AB,Gullspång, Orust/tjörn	O	-11612.0	20916.0	890.0	16185	520.9	2326	5.42	146	2
2057	Birka Nät AB, Gullspång Nässjö	O	-44995.0	80385.0	2883.4	52423	1786.9	8569	8.59	455	2
2058	Birka Nät AB, Gullspång Strömstad	O	-13555.0	24353.0	1087.2	19759	756.1	3273	6.01	220	2
2059	Birka Nät AB, Tivedsenergi AB -Gullspång	T	-4130.0	9199.0	382.6	4497	167.7	646	4.75	55	2
2060	Birka Nät AB, Gullspång värmland	S	-127024.0	281278.0	8309.0	151000	5300.6	23065	5.81	1533	2
3061	Gävle Energi AB	X	-43950.0	74500.0	3742.2	45859	842.3	2324	1.94	348	3
2062	Göteborg Energi Nät AB	O	-3601.0	423751.0	13814.0	156400	2518.9	6677	1.30	1062	2
2063	Götene E.D.F Elföreningen, EF	R		10309.0	181.8	5511	213.3	919	4.65	62.4	2
2064	Habo Kraft AB	P	-3524.0	8177.0	0.0	3697	120.5	403.3	4.11	44.3	2
3065	Hackås-Näs Elektriska AB	Z		8114.0	0.0	6419	204.5	917	6.14	57	3
2066	Hallstahammar Elnät AB	U	-6020.0	13856.0	337.6	7547	192.2	624	3.37	72.1	2
2067	Hallstaviks Elverk EF	AB	-1127.0	13197.0	51.6	877	35.5	68	1.53	17	2
3068	Hamra Kapellags Besparingsskog	X	-497.0	863.0	0.0	375.07	18.0	109.4	14.44	2.77	3
2069	Hedemora Energi AB	W	-3231.0	11824.0	253.4	7113	212.4	853	5.57	67	2
3070	Hedesunda Elektriska AB	X	-1182.0	2140.0	0.0	847	39.4	189	6.50	10	3
2071	Helsingborg Energi AB	M	-16120.0	70105.0	2198.6	41082	783.0	1974	1.85	338	2
2072	Herrljunga Elektriska AB	P	-5198.0	8565.0	0.0	3784	172.0	784	6.72	47	2
2073	Hjo Energi AB	R	-2351.0	4122.0	123.4	2028	92.8	188.3	1.40	43.6	2
2074	Hjärtums Elförening EF	P	-1916.0	3927.0	97.8	1836	50.7	229	7.57	14	2
3075	Hofors Elverk AB	X	-5971.0	11829.0	102.8	5336	172.2	643	4.37	58.1	3
3076	Härjeåns Nät AB	Z	-16321.0	41398.0	98.6	13952	561.5	3193	6.65	104	3
3077	Härnösand Elnät AB	Y	-12287.0	32911.0	1464.0	17400	488.5	2129	4.01	141	3
2078	Härryda Energi AB	O	-12267.0	22149.0	961.0	12750	296.3	951	2.85	112	2
2079	Sydkraft Elnät Hässleholm AB	L	-11098.0	18534.0	488.6	12757	438.7	1715	3.94	142	2
2080	Höganäs Energi AB	M	-9489.0	18258.0	393.2	9824	308.2	945	2.72	120	2
2081	Höörs Energiverk (kommun)	M		3540.0	0.0	2136	108.7	256.5	1.24	48.3	2
3085	Jämtkraft Elnät AB	Z		95113.0	8146.6	69712	1539.3	5660	4.01	526	3
2086	Jönköping Energi Nät AB	F	-27528.0	51722.0	2201.0	39070	1025.9	2726	1.89	432	2
2087	Kalmar Energi AB	H	-12092.0	24461.0	1166.6	13477	260.2	699	1.72	109	2
2088	Karlsborgs Energi AB	R	-3278.0	5905.0	132.4	2888	104.8	383	3.25	36	2
2089	Karlshamn Energi AB	K		9234.0	420.2	4584	86.6	231	2.31	36.4	2
2090	Karlskoga Elnät AB	T	-10308.0	27250.0	1358.0	11060	401.8	1507	2.87	135	2
2091	Affärsverken Karlskrona AB	K	-10904.0	21696.0	1242.6	17022	342.0	755	1.04	156	2
2092	Karlstads Elnät AB	S	-21876.0	43944.0	1050.0	18000	658.5	1264	1.03	315.1	2

Eget löpnr	Företag	p Län	Personalkost RR73140	SI.1+SI.3=LI.1 Kontrollerbar kost kkr	S.I2 Överkostnad kkr	LI.2 nätförlus Nätförluster	LI.3 Kapital Mkr	RF1 (=RF2) Tot nätlängd km	RF3 Nätstn/effekt /kW	RF4 Tot inst.transformator TN610302	RF5 Klimatzon
2093	Katrineholm Energi AB	D	-3870.0	20297.0	519.2	10934	420.7	1473	4.01	149.5	2
3094	Kramfors Energiverk AB	Y	-6335.0	12067.0	655.0	4890	158.1	449.2	2.26	64.3	3
2095	KREAB Blekinge AB	K	-57.0	8399.0	83.0	4535	205.9	1216.5	13.70	34.6	2
2096	Kreab Energi AB	M/I	-7622.0	20309.0	535.4	12863	466.4	1122.2	2.58	205.5	2
2097	KREAB Torsås AB	K/H	-77.0	8822.0	270.0	6330	129.8	703	7.91	26.8	2
2098	Kristinehamn Energi Elnät AB	S	-9090.0	19036.0	889.8	11866	207.8	730.8	3.30	73.6	2
2099	Kungsbacka Energi AB	N	-2486.0	4539.0	117.6	3932	99.7	239	1.14	44	2
2100	Kungälv Energi AB	O	-19525.0	32292.0	1504.8	21076	826.7	1582	2.05	396	2
2101	Kviinge El EF	L	-304.0	5413.0	0.0	2364	32.9	114	4.15	11.8	2
2102	Kvänumbygdens Energi EF	R	-3163.0	8440.0	175.6	5127	172.5	869	10.07	40.7	2
2103	Landskrona kommun tekniska verken	M/I	-7468.0	48045.0	561.0	9255	228.3	353	0.91	115.9	2
2104	Larvs Elektriska Distributionsförening	R		44.0	4.5	202.73	10.0	53.5	10.00	2.1	2
2105	Leksand - Rättvik Elnät AB	W	-12510.0	32698.0	744.2	18999	498.8	2212	4.77	141	2
2106	Lerum Energi AB	P		12739.0	578.8	10531	302.9	838	2.06	125	2
2107	Lessebo Kommunala Elnät	G		2648.0	38.2	709	34.0	133	2.27	11	2
2108	Lidingö Energi AB	AB	-13207.0	27452.0	805.0	14575	295.1	742.8	1.49	127.5	2
2109	Lidköpings Kommuns Elverks nätverksamh	R	-9003.0	15765.0	307.0	10230	323.4	1286	4.19	103	2
2110	Linde Energi AB	T	-5740.0	18755.0	632.0	11155	335.5	1375.2	4.39	103.6	2
2111	Linköping Kraftnät AB	E		74652.0	3178.4	50898	1152.8	3673	2.65	438	2
2112	Ljungby Energinät AB	G	-5934.0	10995.0	0.0	8230	175.0	751	1.91	51.4	2
3113	Ljusdal Elnät AB	X	-2823.0	12012.0	287.0	5415	166.5	773.9	5.08	44.3	3
2114	Birka Energi, Ljusnarsbergs Energi AB	T	-6206.0	9051.0	265.0	4710	191.9	906	0.02	50	2
2115	LJW NÄT HB	P		263.0	36.8	136	3.1	13.1	2.22	0.9	2
3116	LKAB Nät AB	BD		2798.0	73.8	2516	29.7	60	1.14	14	3
2117	Lomma Energi Förvaltning AB c/o Lunds E	M		12475.0	410.0	5100	105.4	221	1.24	49	2
3118	Luleå Energi Elnät AB	BD	-21168.0	45317.0	2331.2	33614	1032.8	3835	3.52	350	3
2119	Lunds Energi Elnät AB	M	-7252.0	43180.0	1935.0	25640	513.9	1292	1.32	222.1	2
3120	Lycksele Elnät AB	AC	-5127.0	14022.0	298.4	7338	141.2	372	2.48	59.7	3
2121	Lysekils Energi AB	O	-7032.0	18441.0	291.6	5982	252.1	1032	3.99	78	2
2122	Malmö Energi Elnät AB	M	-65300.0	150500.0	4220.0	66900	1887.4	4781	1.12	813	2
2123	Malungs Elnät AB	W	-9611.0	22809.0	701.0	19400	528.0	1857	3.29	187	2
2124	Mariestads Energi AB	R	-4609.0	10199.0	144.4	7028	179.1	558	2.71	69	2
2125	Sydkraft Elnät Syd AB, Markaryd Nät	G		4749.0	295.0	3125	183.3	803	3.80	52.61	2
2126	Mellersta Skånes Kraft EF	L	-2909.0	5872.0	182.6	3277	85.7	491.8	10.77	15.5	2
2127	Mjölby Kraftnät AB	E		16435.0	1403.2	11679	343.2	1434	4.15	103.9	2
2128	Mölndal Energi Nät AB	O	-6697.0	23914.0	1035.6	8517	391.8	1304	1.13	144.5	2
2129	Mörarps Elektricitets-förening EF	M		2134.0	74.6	1202	44.6	167	6.47	15	2
2130	Nacka Energi AB	AB	-14368.0	35528.0	1553.0	25460	405.5	1194	1.42	161.7	2
2131	Nora Bergslags Energi AB	T	-3606.0	10702.0	182.0	7600	168.0	731.2	5.00	48.6	2
2132	Norrköping Energinät AB	E	-2125.0	96033.0	3138.4	36143	1151.8	3562	1.93	446	2

Eget löpnr	Företag	p Län	Personalkost RR73140	SI.1+SI.3=LI.1 Kontrollerbar kost kkr	S.I2 Överkostnad kkr	LI.2 nätförlus Nätförluster	LI.3 Kapital Mkr	RF1 (=RF2) Tot nätlängd km	RF3 Nätstn/effekt /kW	RF4 Tot inst.transformator TN610302	RF5 Klimatzon
2133	Norrtälje Energi AB	AB	-6506.0	17872.0	339.8	11291	283.0	870	3.45	110	2
2134	Nors o Segerstads El. Andelsförening	S	-1974.0	3514.0	64.2	1424	61.4	173	2.91	25.1	2
2135	Nossebroortens Energi EF	R	-3099.0	6338.0	214.1	3049.6	109.5	613.2	9.14	21	2
2136	NVSH Energi AB	M	-8138.0	15267.0	510.4	10878	1046.4	631	0.39	608	2
2137	Nybro Elnät AB	H	-5677.0	10310.0	534.8	6111	180.2	747	3.47	55	2
2138	Nynäshamn Energi AB	AB	-7247.0	15714.0	485.8	11041	263.5	944	4.18	92	2
2139	Näckåns Elnät AB	S		2381.0	18.2	519	65.0	311	5.96	16.6	2
2140	Närkes Kils Elektriska EF	T	-1734.0	3348.0	121.0	1000	53.8	254	8.79	14	2
2141	Nässjö Affärsverk AB	F	-3355.0	9027.0	437.2	6719	156.9	424.5	1.44	65.5	2
2143	Olofströms Kraft AB	K	-13262.0	25344.0	1032.0	15540	364.1	1460	5.89	115	2
2145	Osby Energi AB	L	-3076.0	7497.0	578.4	2038	98.6	302	2.55	38.38	2
2146	Oskarshamn Energi Nät AB	H	-5568.0	14293.0	598.6	11732	242.4	1043	3.17	71	2
2147	Oxelö Energi AB	D	-3459.0	8550.0	203.0	3695	112.7	395	2.08	40	2
2148	Energiverket i Partille Kommun	O	-7464.0	20839.0	988.8	8246	203.8	334	1.71	102	2
3149	PiteEnergi, AB	BD	-6884.0	26272.0	5699.0	38110	701.0	2559	3.99	241	3
2150	Ringsjö Energi AB	M	-8290.0	28205.0	1049.0	20415	478.8	2244	5.59	126	2
2151	Roden Energi AB	C	-11935.0	18539.0	228.0	8155	329.8	1545	7.76	86.8	2
2152	Ronneby Energi AB	K	-9986.0	23453.0	766.0	10645	598.9	754	0.88	317.4	2
2154	Ryssa Elverk AB, Mora/Orsa	W	-25396.0	135406.0	1603.0	19505	572.6	3000	3.94	126	2
2156	Rödeby Elverk EF	K	-3384.0	11378.0	278.0	2985	131.9	596	5.66	36.4	2
2157	Sala-Heby Energi AB	U		18326.0	350.0	8750	305.8	1131	4.26	104	2
2158	Sandhult-Sandareds Elektriska EF	P	-1265.0	2944.0	0.0	2955	63.1	273	2.93	18.4	2
3159	Sandviken Energi Elnät AB	X	-12476.0	25132.0	768.0	16100	458.6	1567	2.95	166	3
2160	SEVAB Nät AB	D	-13639.0	30278.0	866.8	15486	387.6	1457	4.42	130	2
2162	Simrishamns Eldistribution AB	L	-4032.0	6560.0	133.4	4473	83.9	183.3	1.54	38.4	2
2163	Sjogerstads Elektriska Distributionsfören	R	-593.0	3416.0	109.0	2525	83.3	402	5.38	21	2
2164	Sjöbo Elnät AB	M	-3478.0	10156.0	510.0	8300	205.3	730	4.91	72.1	2
2165	Skara Energi AB	R	-4574.0	11081.0	135.4	4248	117.7	333	2.69	48	2
3166	Skellefteå Kraft Elnät AB	AC	-1092.0	121975.0	7100.0	142000	2344.2	8517	4.23	809	3
2168	Skyllbergs Bruks AB	S		2494.0	0.0	940	92.5	434	5.76	24.3	2
2169	Skånska Energi Nät AB	M	-11743.0	28505.0	740.6	15232	523.6	1477	3.09	213.8	2
2170	Skövde Elnät (kommun)	R	-4245.0	13964.0	553.8	10671.09	274.0	501.8	1.34	133	2
2171	Smedjebacken Energi Nät AB	W	-1860.0	5517.0	82.2	2749	66.0	224.3	2.83	24	2
3172	Graninge Sollefteå Elnät AB	Y	-2665.0	15877.0	0.0	9000	223.9	804	4.06	78	3
2173	Sollentuna Energi AB	AB	-10728.0	40082.0	869.0	25300	509.9	1088	0.97	235.5	2
2174	Sperlingsholms Kraftlednings AB	N	-1767.0	4049.0	211.4	1613	77.6	305	3.84	25	2
2175	Staffanstorps Energi AB	M	-4414.0	8200.0	245.8	5001	144.8	460	2.43	55.1	2
2176	Birka Nät Stockholm AB	AB	-92946.0	542545.0	14571.0	229380	4215.8	7596	0.75	2056	2
3178	Sundsvall Energi Elnät AB	Y	-22339.0	62551.0	772.8	27611	744.1	1442	1.46	355	3
2180	Säffle Elverk AB	S	-5531.0	12802.0	152.0	2690	153.6	468	3.08	60	2

Eget löpnr	Företag	p Län	Personalkost RR73140	SI.1+SI.3=LI.1 Kontrollerbar kost kkr	S.I2 Överkostnad kkr	LI.2 nätförlus Nätförluster	LI.3 Kapital Mkr	RF1 (=RF2) Tot nätlängd km	RF3 Nätstn/effekt /kW	RF4 Tot inst.transformator TN610302	RF5 Klimatzon
2181	Dala Elnät AB	W	-5369.0	14805.0	323.0	6475	213.7	931	6.00	61.7	2
2182	Sävsjö Energi AB	F	-3956.0	7475.0	135.8	2651	90.0	302	3.36	33	2
3183	Söderhamn Elnät AB	X	-5991.0	16429.0	736.2	10864	176.3	549.6	2.68	67.9	3
2184	Södra Hallands Kraftförening u.p.a.	L	-12668.0	44232.0	1272.8	18296	509.8	2237	5.06	146	2
2185	Sölvesborg Energi och Vatten AB	K	-1445.0	6097.0	288.4	4068	116.4	297	1.50	50	2
2186	Telge Energi AB	AB	-25839.0	99458.0	1312.0	31000	805.8	2542	3.25	308.1	2
2187	Tibro Elnät(kommun)	R	-3650.0	7537.0	262.0	4520	134.2	497.8	3.32	45.5	2
2188	Tidaholms Elnät	R	-6080.0	11215.0	186.0	4680	219.3	947	4.64	64	2
2189	Tranås Energi AB	F	-8094.0	16216.0	388.2	7109	210.8	570	2.65	88	2
2190	Kommunal Teknik Trelleborg	M	-5466.0	16913.0	1812.0	10500	233.6	450.56	1.47	111.6	2
2191	Trollhättan Energi AB	P	-6769.0	26357.0	655.8	13716	516.1	1160	1.91	233.8	2
2192	Birka Nät AB,Täby	AB	-12266.0	24768.0	1100.4	24208	593.7	1281	0.95	273.1	2
3193	Töre Energi EF	BD	-1070.0	1754.0	52.0	750	45.8	164	3.00	16	3
2194	Töreboda Energi AB	R	-3183.0	11522.0	98.0	3045	94.9	406	5.39	28	2
2195	Uddevalla Energi AB	O	-12123.0	35035.0	1034.6	19257	419.2	1442	3.15	151	2
2196	Ulricehamns Energi AB	P	-5848.0	12548.0	243.6	6872	356.7	796	1.91	162	2
3197	Umeå Energi AB	AC	-42079.0	81672.0	2767.6	55132	1276.2	3679	2.51	515	3
2198	Uppsala Elnät AB	C	-3356.0	65997.0	3681.6	45422	855.0	2225	1.73	363.7	2
2199	Uppvidinge Eldistribution AB	G	-3730.0	8234.0	112.4	2823	119.4	642	6.52	25	2
2200	Vaggeryds Kommuns Elverk	F	-2137.0	18813.0	221.2	2969	140.1	616	6.18	40	2
2202	Vallentuna Elverk EF	AB	-9296.0	20121.0	499.0	11080	294.6	1130	3.55	97	2
2203	Varabygdens Energi ek.för.	R	-3510.0	8274.0	256.8	3241.15	136.2	525.4	4.75	44.6	2
2204	Varberg Energi AB	N	-4820.0	22938.0	292.8	10126	393.6	1261	2.05	149	2
2205	Varbergsortens Elkraft EF	N	-8051.0	17263.0	600.0	12000	338.4	1310	6.74	110.5	2
2207	Vattenfall Västnät AB, Bohus-Dal	P		176630.0	3767.4	71548	2564.6	11503	6.57	715	2
2208	Vattenfall Västnät AB, Åmål	P		6305.0	177.0	3485	134.0	342	1.97	57.5	2
2209	Vattenfall Östnät AB, Forskraft Distributior	E		88913.0	4091.0	31610	1394.5	7164	7.84	318	2
2210	Vattenfall Sveanät AB, Huvudsta	AB		69883.0	1629.0	32300	506.2	0	0.53	317.9	2
2211	Vattenfall Sveanät AB, Norberg	U		7869.0	353.8	4176	97.3	374	5.53	32	2
3213	Vattenfall Norrnät AB, Kiruna	BD		34655.0	2680.0	37600	625.9	2739	3.22	179.8	3
3214	Vattenfall Norrnät AB, Västerbotten	AC		159282.0	5487.8	80831	2984.9	13444	5.10	827.8	3
3215	Vattenfall Norrnät AB, Kalix	BD		13040.0	1064.8	17526	419.3	1776.6	4.36	125	3
3216	Vattenfall Norrnät AB, Norrbotten	BD		99558.0	4686.0	72200	1836.7	9012	6.07	451.8	3
2217	Vattenfall Sveanät AB, Drefviken	AB		77937.0	1800.4	32908	673.7	2005	1.91	267	2
2218	Vattenfall Sveanät AB, Huddinge	AB		68412.0	1707.0	32630	602.3	1596	1.35	254	2
2219	Vattenfall Sveanät AB, Värmdö	AB		44069.0	1313.4	19808	476.8	2305	5.93	120	2
2220	Vattenfall Sveanät AB, Tyresö	AB		34121.0	919.6	15727	285.3	927	3.34	107	2
2223	Vattenfall Östnät AB, Motala	E		73227.0	1994.8	35866	1234.7	4834	4.06	399	2
2224	Vattenfall Östnät AB, Boxholm	E		9456.0	376.0	6680	288.0	1321	6.04	78	2
2225	Vattenfall Östnät AB, Vingåker	E		12406.0	406.2	7604	409.0	1000	2.63	179	2

Eget löpnr	Företag	p Län	Personalkost RR73140	SI.1+SI.3=LI.1 Kontrollerbar kost kkr	S.I2 Överkostnad nätförlus kkr	LI.2 Nätförluster	LI.3 Kapital Mkr	RF1 (=RF2) Tot nätlängd km	RF3 Nätstn/effekt /kW	RF4 Tot inst.transformator TN610302	RF5 Klimatzon
2226	Vattenfall Östnät AB, Finspång/Hällestad	E		22040.0	554.4	10553	207.2	1286	19.87	30	2
2227	Vattenfall Östnät AB, Trosa/Gnesta	D		24003.0	637.0	12380	334.4	1323	5.91	107	2
2229	Vattenfall Östnät AB, Nyköping landsbygd	D		25335.0	713.4	14628	601.3	2834	8.32	157	2
2230	Vetlanda Energi AB	F	-6255.0	14916.0	312.0	6665	188.3	476.8	2.37	81.1	2
2231	Viggafors Elektriska andelsförening	S	-81.0	205.0	0.0	101	8.8	44.9	3.50	2	2
2232	Vimmerby Energi AB	H	-2214.0	6848.0	127.2	2789	186.5	323	1.22	92	2
2234	Vinninga Elektriska Förening EF	R	-221.0	938.0	7.0	180	25.3	83.4	5.85	9.4	2
2235	Värnamo Elnät AB	F	-828.0	13542.0	693.0	11200	290.3	723	2.29	126	2
2236	Upplands Väsby Kommun/ Teknik Väsby	AB	-6730.0	22791.0	576.6	16492	335.7	730	1.68	154	2
2237	Västbo Kraft AB	F	-18053.0	37063.0	1418.6	29952	861.0	2989	4.70	308	2
2238	Västerbergslagens Elnät AB	T	-15659.0	59802.0	2627.4	30003	1367.3	2172	1.06	689.5	2
2239	Västerviks Kraft Elnät AB	H	-10258.0	18549.0	231.2	7939	234.6	691	3.02	93.5	2
2240	Västerås Elnät AB	U	-24474.0	60084.0	708.6	37617	908.1	2666.03	2.43	362.7	2
2241	Mälarenergi Elnät/Västra Mälardalens Kra	T	-16913.0	50781.0	822.8	19981	450.8	1324	5.03	180	2
2242	Västra Orusts Energitjänst EF	O	-3555.0	8569.0	0.0	3500	98.9	451	5.26	27	2
2243	Växjö Energi Elnät AB	G	-2249.0	30289.0	923.6	22797	432.0	1237	1.85	175	2
2244	Ystad Energi AB	M	-9062.0	15689.0	1326.2	3524	219.2	586	2.02	92	2
3245	Åkab Nät och Skog AB	BD	-1673.0	3315.0	31.8	2261	63.7	306	5.99	16.2	3
2246	Ålem Energi AB	H		5633.0	120.0	2220	69.0	234	3.86	25.1	2
3247	Ånge Elnät AB	Y	-11757.0	19911.0	0.0	17548	552.0	2539	5.91	149	3
2248	Årjängs Elektriska Nät AB	S	-2043.0	4219.0	101.4	1788	101.6	455	3.87	28.4	2
3249	Årsunda Kraft & Belysningsförening EF	X	-1586.0	2561.0	154.8	1166	72.2	188	2.28	30.7	3
2250	Ängelholms Energi AB	L	-6091.0	12187.0	205.8	7366	352.1	1376	2.49	114	2
2251	Sydkraft Elnät Mälardalen AB, fd Örebro E	T		141445.0	2997.6	66447	1615.4	6094	3.73	540	2
2253	Österlens Kraft EF	L	-2682.0	10093.0	31.4	2843	103.4	256	3.22	45	2
2254	Österbärkes Kraft AB	T	-8557.0	16371.0	804.2	7779	460.7	1455	2.89	176	2
2255	Östra Kinds Elkraft EF	F	-3798.0	6899.0	199.4	2293	115.5	585	9.26	27	2
2256	Östra Roslags Elverk AB	AB	-13517.0	25955.0	462.2	7894	298.0	1453	8.93	74	2
3257	Övik Energi Nät AB	Y	-7184.0	16463.0	586.3	11268.4	237.5	593	1.38	103	3
3261	Graninge Energinät AB	Y		145100.0	1504.0	44000	1738.6	8021	6.11	467.36	3
2265	Vattenfall Östnät AB, Nyköping tätort	D		35273.0	814.6	15192	507.4	702	0.85	264	2
2271	Vattenfall Västnät AB, Kinna, sjuhärad	P		119633.0	0.0	110110	1911.5	8765	5.86	518	2
2272	Vattenfall Västnät AB, Kind	P		4788.0	95.0	1655	81.8	287	3.24	29	2
2273	Vattenfall Västnät AB, Skillingaryd	P		10389.0	211.0	3735	57.2	243	6.18	17	2
	Antal värden		181	234	234	234	234	234	234	234	234
	Medelvärde		-9 811	32 406	998	17 193	462	1 613	4	165	2
	Minvärde			44	0	101	3	0	0.020	1	2
	Maxvärde			542 545	14 571	229 380	5 301	23 065	20	2 056	3

Eget löpnr	Företag	O.1 Antal hög.ab. I uttagsp TN610700	O.2 Antal låg.ab. I uttagsp TN610800	O.3 Nätför. Hsp MWh TN611302	O.4 Nätför. Lsp MWh TN611301	O.5 Max överf. MW TN611100	TN1 effektutnyttj	TN2 ave lsp uttag/ab kWh/ab	TN3 Nätförluster (%) SEK/Wh	TN4 Effekttimmar h	TN5 Rk/NUAK %	TN6 Kundtäthet m/ab	TN7 Högsp/lågsp vol %
2001	Ale Elförening EF	8	11122	8870	157231	41.6	42%	14	5%	3993	8%	101	5%
2002	Alingsås Energi Nät AB	17	12910	41630	187202	50	52%	15	3%	4577	8%	51	18%
2003	Almnäs Intressenter AB	0	305	0	5828	1.2	25%	19	10%	4857	12%	168	0%
2004	Alvesta Elnät AB	25	6070	63700	85900	27.4	58%	14	3%	5460	5%	96	43%
2005	Arvika Energi Elnät AB	12	10117	126000	100000	40	60%	10	5%	5650	9%	74	56%
2006	Birka Nät AB, Avesta (områdes.nr 6441 Ar	16	12655	35368	137931	40	36%	11	7%	4332	12%	62	20%
2007	Bengtsfors Energi Nät AB	1	2252	3111	34138	8.1	31%	15	6%	4599	11%	65	8%
3008	Bergs Tingslags Elektriska AB	1	6486	1393	111566	30.38	38%	17	4%	3718	3%	216	1%
2009	Billeberga Kraft & Energi AB	2	9508	1282	172897	45	46%	18	6%	3871	7%	97	1%
2010	Bjäre Kraft EF	7	11373	27425	172746	47	44%	15	6%	4259	6%	110	14%
2011	Bjärke Energi Ek för	4	4715	5200	65700	17.4	40%	14	6%	4075	8%	178	7%
2012	Björklinge Energi EF	7	12033	12839	198192	50	50%	16	5%	4221	7%	175	6%
2013	Björnekulla Energi AB	11	5150	35494	61242	23	62%	12	3%	4206	10%	62	37%
3014	Birka Energi Blåsjön Nät AB	0	1511	0	14247	7	74%	9	11%	2035	6%	266	0%
3015	Bodens Energi Nät AB	21	18138	37820	336660	93.51	53%	19	6%	4005	4%	108	10%
2016	Boo Energi EF	1	9975	5.7	179400	43.1	45%	18	6%	4163	7%	46	0%
2017	Borgholm Energi Elnät AB	2	4035	18900	52256	13.4	47%	13	5%	5310	9%	74	27%
2018	Borlänge Energi, AB	47	28256	119498	305911	83	45%	11	5%	5125	6%	67	28%
2019	Borås Energi Nät AB	54	38478	277915	395222	126.1	53%	10	3%	5338	7%	39	41%
2020	Brittedals Elnät EF	5	3097	8842	43378	12.9	41%	14	7%	4048	7%	250	17%
2021	Bromölla Energi AB	4	3817	41706	62053	24.4	79%	16	4%	4252	11%	55	40%
3022	Sydkraft Elnät nord AB, fd Båkab	40	41558	99338	564590	171	38%	14	6%	3883	4%	148	15%
2023	C4 Elnät AB	46	24798	188036	329618	110	58%	13	4%	4706	13%	45	36%
2025	Degerfors Energinät AB	5	5420	10474	62774	18.25	85%	12	9%	4014	9%	54	14%
3026	Edsbyn Elnät AB	10	4005	41083	45395	21	72%	11	4%	4118	12%	103	48%
2028	Ekerö Energi AB	4	8436	26377	153240	44.4	48%	18	5%	4045	11%	86	15%
2031	Emmaboda Elnät AB	8	3932	58742	46573	25.1	52%	12	4%	4196	7%	77	56%
2032	EnergiBolaget i Botkyrka Salem AB	9	39406	92115	468750	115	45%	12	4%	4877	7%	44	16%
2033	Energiverken i Halmstad Elnät AB	44	36313	344170	475891	190	66%	13	3%	4316	5%	52	42%
2034	Envikens Elnät AB	1	1154	2100	11811	5	42%	10	11%	2782	6%	165	15%
2035	Eskilstuna Energi & Miljö AB	73	44390	419858	426859	188	67%	10	3%	4504	6%	37	50%
2036	Fagersta Elkraft AB, c/o Västerbergslagens	12	8912	45852	87442	31.4	64%	10	5%	4245	10%	54	34%
2038	Falkenberg Energi AB	21	12273	136609	188651	67.8	77%	15	3%	4797	6%	85	42%
2039	Falu Elverk, AB	55	31611	217300	391600	132	52%	12	5%	4613	8%	107	36%
2040	Filipstad Energinät AB	8	4118	60677	7797	16	53%	2	7%	4280	8%	69	89%
2042	Gagnefs Elverk AB	2	5500	15067	75715	24	59%	14	8%	3783	7%	103	17%
2043	Gislaved Energi AB	19	5261	40408	87142	27	51%	17	3%	4724	4%	127	32%
2044	Gotlands Energiverk AB	60	36257	345600	447400	155	54%	12	5%	5116	10%	132	44%
2045	Graninge Roslags Energi AB	20	39364	74000	647000	189	62%	16	7%	3815	9%	90	10%
2047	Graninge Järfälla Elnät AB	22	26834	121000	567000	136	46%	21	4%	5059	5%	51	18%

Eget löpnr	Företag	O.1 Antal hög.ab. I uttagsp TN610700	O.2 Antal låg.ab. I uttagsp TN610800	O.3 Nätför. Hsp MWh TN611302	O.4 Nätför. Lsp MWh TN611301	O.5 Max överf. MW TN611100	TN1 effektutnyttj	TN2 ave lsp uttag/ab kWh/ab	TN3 Nätförluster (%) SEK/Wh	TN4 Effekttimmar h	TN5 Rk/NUAK %	TN6 Kundtäthet m/ab	TN7 Högsp/lågsp vol %
2048	Graninge MälarKraft AB	11	16376	48000	374000	91	43%	23	5%	4637	8%	90	11%
3050	Birka Nät AB, Gullspång Hälsingland	73	65254	169794	836900	262	38%	13	4%	3842	4%	139	17%
2051	Birka nät, Gullspång, Hunnebo	10	9682	19889	117894	40	53%	12	5%	3445	8%	88	14%
3053	Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)	17	10375	53000	128800	57	78%	12	4%	3189	5%	36	29%
2054	Birka Nät AB, Gullspång Kungsbacka	39	51999	169820	907317	330	61%	17	6%	3264	6%	102	16%
2055	Birka Nät AB, Gullspång Munkedal	4	4598	4505	62105	16	38%	14	4%	4163	8%	114	7%
2056	Birka Nät AB,Gullspång, Orust/tjörn	6	18342	13627	222058	62	42%	12	7%	3801	4%	127	6%
2057	Birka Nät AB, Gullspång Nässjö	118	43549	282737	556283	220	48%	13	6%	3814	4%	196	34%
2058	Birka Nät AB, Gullspång Strömstad	17	21358	36015	241559	70	32%	11	7%	3965	3%	153	13%
2059	Birka Nät AB, Tivedsenergi AB -Gullspång	8	4790	31724	52336	19.3	35%	11	5%	4355	5%	135	38%
2060	Birka Nät AB, Gullspång värmland	90	124917	1218761	1513526	662	43%	12	6%	4127	5%	185	45%
3061	Gävle Energi AB	57	46859	178800	558900	162	47%	12	6%	4554	9%	50	24%
2062	Göteborg Energi Nät AB	280	238300	1835100	2408700	829	78%	10	4%	5119	17%	28	43%
2063	Götene E.D.F Elföreningen, EF	11	5728	69559	78406	31	50%	14	4%	4773	5%	160	47%
2064	Habo Kraft AB	5	3812	16788	72098	20.7	47%	19	4%	4294	7%	106	19%
3065	Hackås-Näs Elektriska AB	10	6522	30351	107528	31	54%	16	5%	4448	4%	140	22%
2066	Hallstahammar Elnät AB	13	8375	124924	133936	58.5	81%	16	3%	4425	7%	74	48%
2067	Hallstaviks Elverk EF	0	1803	0	27427	6	35%	15	3%	4571	37%	38	0%
3068	Hamra Kapellags Besparingsskog	0	521	0	4140	0.82	30%	8	9%	5049	5%	210	0%
2069	Hedemora Energi AB	14	9483	38517	118095	34	51%	12	5%	4606	6%	90	25%
3070	Hedesunda Elektriska AB	0	1260	0	17747	4	40%	14	5%	4437	5%	150	0%
2071	Helsingborg Energi AB	127	62879	471815	604119	201.7	60%	10	4%	5334	9%	31	44%
2072	Herrljunga Elektriska AB	5	5000	13219	77653	22.2	47%	16	4%	4093	5%	157	15%
2073	Hjo Energi AB	6	3474	16706	62366	18.2	42%	18	3%	4345	4%	54	21%
2074	Hjärtums Elförening EF	0	1913	0	24897	7.1	51%	13	7%	3507	8%	120	0%
3075	Hofors Elverk AB	6	7300	5628	81630	19	33%	11	6%	4593	7%	88	6%
3076	Härjeåns Nät AB	2	13788	101146	192244	61	59%	14	5%	4810	7%	232	34%
3077	Härnösand Elnät AB	22	16456		284000	63	45%	17	6%	4508	7%	129	0%
2078	Härryda Energi AB	5	10807	38730	190658	56	50%	18	6%	4096	7%	88	17%
2079	Sydkraft Elnät Hässleholm AB	43	20048	74790	222361	64.03	45%	11	4%	4641	4%	85	25%
2080	Höganäs Energi AB	6	13300	22409	213766	55	46%	16	4%	4294	6%	71	9%
2081	Höörs Energiverk (kommun)	6	4164	11326	64216	16.977	35%	15	3%	4450	3%	62	15%
3085	Jämtkraft Elnät AB	73	53761	421641	817851	292	56%	15	6%	4245	6%	105	34%
2086	Jönköping Energi Nät AB	60	49085	328117	756453	191	44%	15	4%	5678	5%	55	30%
2087	Kalmar Energi AB	42	21013	163578	228054	77	71%	11	3%	5086	9%	33	42%
2088	Karlsborgs Energi AB	8	3991	11966	59663	15.6	43%	15	4%	4592	6%	96	17%
2089	Karlshamn Energi AB	14	8308	20160	90623	22.65	62%	11	4%	4891	11%	28	18%
2090	Karlskoga Elnät AB	27	19769	70268	236561	65	48%	12	4%	4720	7%	76	23%
2091	Affärsverken Karlskrona AB	49	18850	142810	246665	75	48%	13	4%	5193	6%	40	37%
2092	Karlstads Elnät AB	41	33957	391005	179343	126	40%	5	3%	4527	7%	37	69%

Eget löpnr	Företag	O.1 Antal hög.ab. I uttagsp TN610700	O.2 Antal låg.ab. I uttagsp TN610800	O.3 Nätför. Hsp MWh TN611302	O.4 Nätför. Lsp MWh TN611301	O.5 Max överf. MW TN611100	TN1 effektutnyttj	TN2 ave lsp uttag/ab kWh/ab	TN3 Nätförluster (%) SEK/Wh	TN4 Effekttimmar h	TN5 Rk/NUAK %	TN6 Kundtäthet m/ab	TN7 Högsp/lågsp vol %
2093	Katrineholm Energi AB	26	17558	140247	121957	71	47%	7	4%	3693	5%	84	53%
3094	Kramfors Energiverk AB	0	5930	0	105218	25.41	40%	18	5%	4141	8%	76	0%
2095	KREAB Blekinge AB	2	3637	12455	34143	11.5	33%	9	10%	4052	4%	334	27%
2096	Kreab Energi AB	16	11519	68389	162232	50.7	25%	14	6%	4549	4%	97	30%
2097	KREAB Torsås AB	4	3538	19734	39197	15.088	56%	11	11%	3906	7%	198	33%
2098	Kristinehamn Energi Elnät AB	23	13091	77712	155027	49.4	67%	12	5%	4711	9%	56	33%
2099	Kungsbacka Energi AB	4	6658	18054	100621	24.6	56%	15	3%	4824	5%	36	15%
2100	Kungälv Energi AB	20	19368	57517	266911	76	19%	14	6%	4269	4%	82	18%
2101	Kviinge El EF	5	945	29570	10674	7.54	64%	11	6%	5337	16%	120	73%
2102	Kvänumbygdens Energi EF	9	3850	26288	64984	22	54%	17	6%	4149	5%	225	29%
2103	Landskrona kommun tekniska verken	27	17881	320197	162566	85.97	74%	9	2%	5615	21%	20	66%
2104	Larvs Elektriska Distributionsförening	0	170	0	1843	0.55	26%	11	11%	3351	0%	315	0%
2105	Leksand - Rättvik Elnät AB	27	18690	72057	225595	71	50%	12	6%	4192	7%	118	24%
2106	Lerum Energi AB	8	13918	11977	231371	62	50%	17	4%	3925	4%	60	5%
2107	Lessebo Kommunala Elnät	2	1586	2225	20776	5	45%	13	3%	4600	8%	84	10%
2108	Lidingö Energi AB	20	19373	118300	283580	91.8	72%	15	4%	4378	9%	38	29%
2109	Lidköpings Kommuns Elverks nätverksamh	39	17400	177416	187774	73.3	71%	11	3%	4982	5%	74	49%
2110	Linde Energi AB	18	10987	67808	143365	42.7	41%	13	5%	4946	6%	125	32%
2111	Linköping Kraftnät AB	46	69293	307700	774300	208	47%	11	5%	5202	6%	53	28%
2112	Ljungby Energinät AB	28	8228	91968	104702	43.89	85%	13	4%	4481	6%	91	47%
3113	Ljusdal Elnät AB	5	7160	15625	90717	26	59%	13	5%	4090	7%	108	15%
2114	Birka Energi, Ljusnarsbergs Energi AB	7	5156	38819	51684	25	50%	10	5%	3620	5%	175	43%
2115	LJW NÄT HB	0	165	0	2088	0.45	50%	13	7%	4640	9%	79	0%
3116	LKAB Nät AB	0	636	0	22648	6	43%	36	11%	3775	9%	94	0%
2117	Lomma Energi Förvaltning AB c/o Lunds E	6	4338	10000	73000	17.5	36%	17	6%	4743	12%	51	12%
3118	Luleå Energi Elnät AB	51	42033	190724	746215	231	66%	18	4%	4056	4%	91	20%
2119	Lunds Energi Elnät AB	27	42214	344928	408026	136.8	62%	10	3%	5504	8%	31	46%
3120	Lycksele Elnät AB	10	6142	22561	102246	40	67%	17	6%	3120	10%	60	18%
2121	Lysekils Energi AB	21	9846	30257	123844	37	47%	13	4%	4165	7%	105	20%
2122	Malmö Energi Elnät AB	217	159140	729000	1433000	396	49%	9	3%	5460	8%	30	34%
2123	Malungs Elnät AB	16	12840	59300	198625	76	41%	15	8%	3394	4%	144	23%
2124	Mariestads Energi AB	16	9615	57359	127712	41.77	61%	13	4%	4431	6%	58	31%
2125	Sydkraft Elnät Syd AB, Markaryd Nät	16	5614	29607	80465	25.7	49%	14	3%	4283	3%	143	27%
2126	Mellersta Skånes Kraft EF	4	2416	2618	28596	9.02	58%	12	10%	3461	7%	203	8%
2127	Mjölby Kraftnät AB	15	12350	68352	173852	47.9	46%	14	5%	5056	5%	116	28%
2128	Mölndal Energi Nät AB	30	19736	126000	286768	85.2	59%	15	2%	4845	6%	66	31%
2129	Mörarps Elektricitets-förening EF	5	1209	7959	20998	6.1	41%	17	4%	4747	5%	138	27%
2130	Nacka Energi AB	43	23903	191932	333288	112	69%	14	5%	4689	9%	50	37%
2131	Nora Bergslags Energi AB	11	6300	11600	104400	25	51%	17	7%	4640	6%	116	10%
2132	Norrköping Energinät AB	78	65018	342575	738044	197	44%	11	3%	5485	8%	55	32%

Eget löpnr	Företag	O.1 Antal hög.ab. I uttagsp TN610700	O.2 Antal låg.ab. I uttagsp TN610800	O.3 Nätför. Hsp MWh TN611302	O.4 Nätför. Lsp MWh TN611301	O.5 Max överf. MW TN611100	TN1 effektutnyttj	TN2 ave lsp uttag/ab kWh/ab	TN3 Nätförluster (%) SEK/Wh	TN4 Effekttimmar h	TN5 Rk/NUAK %	TN6 Kundtäthet m/ab	TN7 Högsp/lågsp vol %
2133	Norrtälje Energi AB	9	14400	12711	240253	60.5	55%	17	4%	4181	6%	60	5%
2134	Nors o Segerstads El. Andelsförening	3	1720	9692	23643	8.26	33%	14	4%	4036	6%	100	29%
2135	Nossebroortens Energi EF	0	2673	0	38120	9.67	46%	14	8%	3942	6%	229	0%
2136	NVSH Energi AB	21	9197	590410	137586	137	23%	15	1%	5314	1%	68	81%
2137	Nybro Elnät AB	20	8209	71981	101137	36.7	67%	12	4%	4717	6%	91	42%
2138	Nynäshamn Energi AB	10	14870	21402	188370	47.2	51%	13	5%	4444	6%	63	10%
2139	Näckåns Elnät AB	2	1892	6398	25458	9.725	59%	13	2%	3276	4%	164	20%
2140	Närkes Kils Elektriska EF	0	1203	0	16000	5	36%	13	6%	3200	6%	211	0%
2141	Nässjö Affärsverk AB	25	9738	46991	114257	35.3	54%	12	4%	4568	6%	43	29%
2143	Olofströms Kraft AB	15	13570	156000	178000	69.6	61%	13	5%	4799	7%	107	47%
2145	Osby Energi AB	6	4264	7653	61951	16.5	43%	15	3%	4218	8%	71	11%
2146	Oskarshamn Energi Nät AB	34	12267	114400	128800	49	69%	10	5%	4963	6%	85	47%
2147	Oxelö Energi AB	2	6987	389	73507	16	40%	11	5%	4619	8%	57	1%
2148	Energiverket i Partille Kommun	7	13152	14864	195400	51.8	51%	15	4%	4059	10%	25	7%
3149	PiteEnergi, AB	20	23744	64500	458500	131	54%	19	7%	3992	4%	108	12%
2150	Ringsjö Energi AB	25	18984	114635	280696	86	68%	15	5%	4597	6%	118	29%
2151	Roden Energi AB	8	12263	142604	79291	53	61%	6	4%	4187	6%	126	64%
2152	Ronneby Energi AB	27	11806	95200	157600	52	16%	13	4%	4862	4%	64	38%
2154	Ryssa Elverk AB, Mora/Orsa	42	24116	127908	306830	76	60%	13	4%	5720	24%	124	29%
2156	Rödeby Elverk EF	0	4055	0	51293	13.6	37%	13	6%	3772	9%	147	0%
2157	Sala-Heby Energi AB	6	12086	25942	178518	45.4	44%	15	4%	4504	6%	94	13%
2158	Sandhult-Sandareds Elektriska EF	1	3106	571	48172	11.6	63%	16	6%	4202	5%	88	1%
3159	Sandviken Energi Elnät AB	16	21564	83162	244207	75	45%	11	5%	4365	5%	73	25%
2160	SEVAB Nät AB	22	15202	82947	220932	63	48%	15	5%	4823	8%	96	27%
2162	Simrishamns Eldistribution AB	12	4451	42071	56255	18.7	49%	13	5%	5258	8%	41	43%
2163	Sjogerstads Elektriska Distributionsfören	0	2571	0	37413	10	48%	15	7%	3741	4%	156	0%
2164	Sjöbo Elnät AB	7	7284	15263	111037	31.8	44%	15	7%	3972	5%	100	12%
2165	Skara Energi AB	18	7284	79436	101968	35	73%	14	2%	5183	9%	46	44%
3166	Skellefteå Kraft Elnät AB	98	55775	881352	1002490	400	49%	18	8%	4710	5%	152	47%
2168	Skyllbergs Bruks AB	2	1386	5270	13932	4.4	18%	10	5%	4364	3%	313	27%
2169	Skånska Energi Nät AB	27	16316	85206	245751	75	35%	15	5%	4413	5%	90	26%
2170	Skövde Elnät (kommun)	21	17430	64898	243515	65.8	49%	14	3%	4687	5%	29	21%
2171	Smedjebacken Energi Nät AB	14	3857	25940	43743	15.4	64%	11	4%	4525	8%	58	37%
3172	Graninge Sollefteå Elnät AB	10	8050	25000	147000	39	50%	18	5%	4410	7%	100	15%
2173	Sollentuna Energi AB	16	23267	70300	387300	97	41%	17	6%	4718	8%	47	15%
2174	Sperlingsholms Kraftlednings AB	2	2501	5551	41281	11	44%	17	3%	4257	5%	122	12%
2175	Staffanstorps Energi AB	8	6378	8677	115016	28.686	52%	18	4%	4312	6%	72	7%
2176	Birka Nät Stockholm AB	343	450332		6592200	1634	79%	15	3%	4034	13%	17	0%
3178	Sundsvall Energi Elnät AB	73	36559	186000	500000	147	41%	14	4%	4667	8%	39	27%
2180	Säffle Elverk AB	20	7246	33287	85592	27	45%	12	2%	4403	8%	64	28%

Eget löpnr	Företag	O.1 Antal hög.ab. I uttagsp TN610700	O.2 Antal låg.ab. I uttagsp TN610800	O.3 Nätför. Hsp MWh TN611302	O.4 Nätför. Lsp MWh TN611301	O.5 Max överf. MW TN611100	TN1 effektutnyttj	TN2 ave lsp uttag/ab kWh/ab	TN3 Nätförluster (%) SEK/Wh	TN4 Effekttimmar h	TN5 Rk/NUAK %	TN6 Kundtäthet m/ab	TN7 Högsp/lågsp vol %
2181	Dala Elnät AB	12	7250	14675	94750	25	41%	13	6%	4377	7%	128	13%
2182	Sävsjö Energi AB	8	3400	10590	46950	14	42%	14	5%	4110	8%	89	18%
3183	Söderhamn Elnät AB	24	10169	75866	120600	38.548	57%	12	6%	5097	9%	54	39%
2184	Södra Hallands Kraftförening u.p.a.	11	17811	23381	253414	72.1	49%	14	7%	3839	9%	126	8%
2185	Sölvesborg Energi och Vatten AB	9	5070	18063	72748	21	42%	14	4%	4324	5%	58	20%
2186	Telge Energi AB	30	45763	227881	548799	151.901	49%	12	4%	5113	12%	56	29%
2187	Tibro Elnät(kommun)	25	5255	41900	93100	32.5	71%	18	3%	4154	6%	94	31%
2188	Tidaholms Elnät	6	6977	47542	98603	36	56%	14	3%	4060	5%	136	33%
2189	Tranås Energi AB	27	9963	59776	117273	37.8	43%	12	4%	4684	8%	57	34%
2190	Kommunal Teknik Trelleborg	16	15728	114200	202400	63.5	57%	13	3%	4986	7%	29	36%
2191	Trollhättan Energi AB	16	24285	53193	298115	78	33%	12	4%	4504	5%	48	15%
2192	Birka Nät AB,Täby	9	26996	52225	514036	126	46%	19	4%	4494	4%	47	9%
3193	Töre Energi EF	1	1038	0	20205	5.3	33%	19	4%	3812	4%	158	0%
2194	Töreboda Energi AB	11	3533	16985	50561	16	57%	14	5%	4222	12%	115	25%
2195	Uddevalla Energi AB	39	25644	92690	265851	82	54%	10	5%	4372	8%	56	26%
2196	Ulricehamns Energi AB	16	7912	36625	129415	38.2	24%	16	4%	4347	4%	100	22%
3197	Umeå Energi AB	59	55339	417763	947849	289	56%	17	4%	4725	6%	66	31%
2198	Uppsala Elnät AB	50	76108	472537	714864	220	60%	9	4%	5397	8%	29	40%
2199	Uppvidinge Eldistribution AB	21	3598	46462	41437	18	72%	12	3%	4883	7%	177	53%
2200	Vaggeryds Kommuns Elverk	12	3562	143235	57810	36.5	91%	16	1%	5508	13%	172	71%
2202	Vallentuna Elverk EF	10	11229	31763	179571	49.3	51%	16	5%	4287	7%	101	15%
2203	Varabygdens Energi ek.för.	10	4400	15600	62500	17.63	40%	14	4%	4430	6%	119	20%
2204	Varberg Energi AB	22	18289	49530	286916	72	48%	16	3%	4673	6%	69	15%
2205	Varbergsortens Elkraft EF	14	9909	25000	142000	43	39%	14	7%	3884	5%	132	15%
2207	Vattenfall Västnät AB, Bohus-Dal	109	75064	242791	851609	280	39%	11	7%	3909	7%	153	22%
2208	Vattenfall Västnät AB, Åmål	18	6032	28744	81388	25.3	44%	13	3%	4353	5%	57	26%
2209	Vattenfall Östnät AB, Forskraft Distributior	32	35308	159430	416460	121	38%	12	5%	4759	6%	203	28%
2210	Vattenfall Sveanät AB, Huvudsta	0	50996	426942	501628	263.8	83%	10	3%	3520	14%	0	46%
2211	Vattenfall Sveanät AB, Norberg	5	3875	0	77087	18	56%	20	5%	4283	8%	96	0%
3213	Vattenfall Norrnät AB, Kiruna	32	22198	78000	386247	107	60%	17	8%	4339	6%	123	17%
3214	Vattenfall Norrnät AB, Västerbotten	65	58557	129513	817107	235	28%	14	9%	4028	5%	229	14%
3215	Vattenfall Norrnät AB, Kalix	10	10813	33000	194106	56	45%	18	8%	4055	3%	164	15%
3216	Vattenfall Norrnät AB, Norrbotten	78	35583	116268	647483	178	39%	18	9%	4291	5%	253	15%
2217	Vattenfall Sveanät AB, Drefviken	20	29375	118092	520615	149	56%	18	5%	4287	12%	68	18%
2218	Vattenfall Sveanät AB, Huddinge	27	34828	155139	504365	153	60%	14	5%	4310	11%	46	24%
2219	Vattenfall Sveanät AB, Värmdö	7	20972	32571	270710	72	60%	13	7%	4212	9%	110	11%
2220	Vattenfall Sveanät AB, Tyresö	8	18392	57700	242008	64	60%	13	5%	4683	12%	50	19%
2223	Vattenfall Östnät AB, Motala	24	38715	207757	539751	161	40%	14	5%	4643	6%	125	28%
2224	Vattenfall Östnät AB, Boxholm	9	5863	34602	81366	27	35%	14	6%	4295	3%	225	30%
2225	Vattenfall Östnät AB, Vingåker	11	7843	20170	89544	27.2	15%	11	7%	4034	3%	127	18%

Eget löpnr	Företag	O.1 Antal hög.ab. I uttagsp TN610700	O.2 Antal låg.ab. I uttagsp TN610800	O.3 Nätför. Hsp MWh TN611302	O.4 Nätför. Lsp MWh TN611301	O.5 Max överf. MW TN611100	TN1 effektutnyttj	TN2 ave lsp uttag/ab kWh/ab	TN3 Nätförluster (%) SEK/Wh	TN4 Effekttimmar h	TN5 Rk/NUAK %	TN6 Kundtäthet m/ab	TN7 Högsp/lågsp vol %
2226	Vattenfall Östnät AB, Finspång/Hällestad	14	13147	23663	160320	41.9	140%	12	6%	4391	11%	98	13%
2227	Vattenfall Östnät AB, Trosa/Gnesta	7	12080	11544	192946	49.6	46%	16	6%	4123	7%	109	6%
2229	Vattenfall Östnät AB, Nyköping landsbygd	18	13809	9717	184529	49.5	32%	13	8%	3924	4%	205	5%
2230	Vetlanda Energi AB	20	8370	74389	101366	38.1	47%	12	4%	4613	8%	57	42%
2231	Viggafors Elektriska andelsförening	0	290	0	2629	2	100%	9	4%	1315	2%	155	0%
2232	Vimmerby Energi AB	9	4539	20219	65912	18.6	20%	15	3%	4631	4%	71	23%
2234	Vinninga Elektriska Förening EF	2	767	2234	14709	4.0	43%	19	1%	4236	4%	108	13%
2235	Värnamo Elnät AB	29	10210	85330	184110	58.0	46%	18	4%	4646	5%	71	32%
2236	Upplands Väsby Kommun/ Teknik Väsby	12	17782	127718	278549	81.0	53%	16	4%	5016	7%	41	31%
2237	Västbo Kraft AB	49	16950	229000	392400	156.8	51%	23	5%	3963	4%	176	37%
2238	Västerbergslagens Elnät AB	44	21090	699900	243400	200.0	29%	12	3%	4717	4%	103	74%
2239	Västerviks Kraft Elnät AB	22	13985	81787	153851	42.2	45%	11	3%	5584	8%	49	35%
2240	Västerås Elnät AB	51	63561	351719	665581	198.0	55%	10	4%	5138	7%	42	35%
2241	Mälarenergi Elnät/Västra Mälardalens Kra	51	26195	210228	338331	114.0	63%	13	4%	4812	11%	50	38%
2242	Västra Orusts Energitjänst EF	1	4733	1191	49860	14.0	52%	11	7%	3647	9%	95	2%
2243	Växjö Energi Elnät AB	41	26788	111003	373700	114.0	65%	14	5%	4252	7%	46	23%
2244	Ystad Energi AB	29	12117	74390	151177	47.0	51%	12	2%	4799	7%	48	33%
3245	Åkab Nät och Skog AB	1	2028	92	38879	7.9	48%	19	6%	4964	5%	151	0%
2246	Ålem Energi AB	3	3180	4540	37090	9.6	38%	12	5%	4336	8%	74	11%
3247	Ånge Elnät AB	27	14182	70000	196400	59.0	40%	14	7%	4515	4%	179	26%
2248	Årjängs Elektriska Nät AB	2	2778	8263	42136	11.7	41%	15	4%	4308	4%	164	16%
3249	Årsunda Kraft & Belysningsförening EF	0	1515	0	15845	4.2	14%	10	7%	3809	4%	124	0%
2250	Ängelholms Energi AB	10	15976	25944	217818	52.0	46%	14	3%	4688	3%	86	11%
2251	Sydkraft Elnät Mälardalen AB, fd Örebro E	98	82528	390557	986716	286.0	53%	12	5%	4816	9%	74	28%
2253	Österlens Kraft EF	3	2710	2192	36099	9.0	20%	13	7%	4255	10%	94	6%
2254	Österbärkes Kraft AB	8	8195	28921	116945	36.0	20%	14	5%	4052	4%	177	20%
2255	Östra Kinds Elkraft EF	7	2785	23617	43460	16.0	59%	16	3%	4192	6%	210	35%
2256	Östra Roslags Elverk AB	7	15000	3729	131908	37.3	50%	9	6%	3636	9%	97	3%
3257	Övik Energi Nät AB	6	10208	69900	186200	61.2	59%	18	4%	4185	7%	58	27%
3261	Graninge Energinät AB	36	40359	63000	579000	165.0	35%	14	7%	3891	8%	199	10%
2265	Vattenfall Östnät AB, Nyköping tätort	24	20147	55133	211563	57.3	22%	11	6%	4654	7%	35	21%
2271	Vattenfall Västnät AB, Kinna, sjuhärad	74	52191	199579	734859	234.0	45%	14	12%	3993	6%	168	21%
2272	Vattenfall Västnät AB, Kind	7	2714	15659	46079	12.0	41%	17	3%	5145	6%	105	25%
2273	Vattenfall Västnät AB, Skillingaryd	12	2254	26464	36700	14.0	82%	16	6%	4512	18%	107	42%
	Antal värden	234	234	232	234	234	234	234	234	234	234	234	234
	Medelvärde	24	19 929	103 881	263 018	82	50%	13.9	5.0%	4 397	7%	102	24%
	Minvärde	0.000	165	0.000	1 843	0.450	14%	1.9	1%	1 315	0%	0	0%
	Maxvärde	343	450 332	1 835 100	6 592 200	1 634	140%	35.6	12%	5 720	37%	334	89%

Bilaga 7: Sammanställning SR

Resultat SR

		Medeleffektivitet						
		0.63	0.69	0.66	0.71	0.72	0.72	0.73
		Antal effektiva						
		35	45	42	54	56	57	59
Löpnr	**Koncessionär**	**SR0**	**SR1**	**SR2**	**SR3**	**SR4**	**SR5**	**SR6**
2001	Ale Elförening EF	0.36	0.39	0.36	0.39	0.40	0.40	0.40
2002	Alingsås Energi Nät AB	0.55	0.56	0.55	0.56	0.56	0.56	0.56
2003	Almnäs Intressenter AB	0.23	0.23	0.23	0.23	0.24	0.40	0.42
2004	Alvesta Elnät AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2005	Arvika Energi Elnät AB	0.52	0.53	0.52	0.53	0.53	0.54	0.54
2006	Birka Nät AB, Avesta (områdes.nr 6441 Ar)	0.30	0.30	0.30	0.30	0.31	0.31	0.32
2007	Bengtsfors Energi Nät AB	0.26	0.26	0.26	0.26	0.28	0.26	0.28
3008	Bergs Tingslags Elektriska AB	0.85	1.00	0.85	1.00	1.00	1.00	1.00
2009	Billeberga Kraft & Energi AB	0.42	0.45	0.42	0.45	0.45	0.46	0.46
2010	Bjäre Kraft EF	0.54	0.58	0.54	0.58	0.58	0.58	0.58
2011	Bjärke Energi Ek för	0.28	0.44	0.28	0.44	0.44	0.45	0.45
2012	Björklinge Energi EF	0.40	0.60	0.40	0.60	0.60	0.65	0.65
2013	Björnekulla Energi AB	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
3014	Birka Energi Blåsjön Nät AB	0.28	0.57	0.43	0.75	0.75	1.00	1.00
3015	Bodens Energi Nät AB	0.85	0.91	0.93	0.95	0.96	0.95	0.96
2016	Boo Energi EF	0.57	0.57	0.57	0.57	0.58	0.58	0.58
2017	Borgholm Energi Elnät AB	0.40	0.41	0.40	0.41	0.41	0.41	0.41
2018	Borlänge Energi, AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2019	Borås Energi Nät AB	0.86	0.87	0.86	0.87	0.87	0.87	0.87
2020	Brittedals Elnät EF	0.26	0.49	0.26	0.49	0.49	0.51	0.51
2021	Bromölla Energi AB	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
3022	Sydkraft Elnät nord AB, fd Båkab	0.63	0.99	0.80	1.00	1.00	1.00	1.00
2023	C4 Elnät AB	0.44	0.44	0.44	0.44	0.45	0.44	0.45
2025	Degerfors Energinät AB	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.65	0.65
3026	Edsbyn Elnät AB	0.38	0.39	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81
2028	Ekerö Energi AB	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
2031	Emmaboda Elnät AB	0.51	0.52	0.51	0.52	0.52	0.52	0.52
2032	EnergiBolaget i Botkyrka Salem AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2033	Energiverken i Halmstad Elnät AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2034	Envikens Elnät AB	0.37	0.53	0.37	0.53	0.53	0.54	0.54
2035	Eskilstuna Energi & Miljö AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2036	Fagersta Elkraft AB, c/o Västerbergslagens eln	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.56	0.56
2038	Falkenberg Energi AB	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
2039	Falu Elverk, AB	0.51	0.59	0.51	0.59	0.59	0.59	0.59
2040	Filipstad Energinät AB	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
2042	Gagnefs Elverk AB	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.67	0.67
2043	Gislaved Energi AB	0.95	0.96	0.95	0.96	0.96	0.96	0.96
2044	Gotlands Energiverk AB	0.43	0.58	0.43	0.58	0.58	0.64	0.64
2045	Graninge Roslags Energi AB	0.60	0.65	0.60	0.65	0.65	0.65	0.65
2047	Graninge Järfälla Elnät AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2048	Graninge MälarKraft AB	0.61	0.61	0.61	0.61	0.62	0.63	0.63
3050	Birka Nät AB, Gullspång Hälsingland	0.74	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2051	Birka nät, Gullspång, Hunnebo	0.41	0.43	0.41	0.43	0.43	0.43	0.43
3053	Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2054	Birka Nät AB, Gullspång Kungsbacka	0.95	1.00	0.95	1.00	1.00	1.00	1.00
2055	Birka Nät AB, Gullspång Munkedal	0.34	0.40	0.34	0.40	0.41	0.40	0.41
2056	Birka Nät AB,Gullspång, Orust/tjörn	0.69	0.87	0.69	0.87	0.87	0.89	0.89
2057	Birka Nät AB, Gullspång Nässjö	0.86	1.00	0.86	1.00	1.00	1.00	1.00
2058	Birka Nät AB, Gullspång Strömstad	0.70	1.00	0.70	1.00	1.00	1.00	1.00
2059	Birka Nät AB, Tivedsenergi AB -Gullspång	0.41	0.47	0.41	0.47	0.47	0.47	0.47
2060	Birka Nät AB, Gullspång värmland	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3061	Gävle Energi AB	0.58	0.59	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
2062	Göteborg Energi Nät AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2063	Götene E.D.F Elföreningen, EF	0.53	0.70	0.53	0.70	0.70	0.70	0.70
2064	Habo Kraft AB	0.57	0.58	0.57	0.58	0.58	0.61	0.61
3065	Hackås-Näs Elektriska AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2066	Hallstahammar Elnät AB	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.69	0.69
2067	Hallstaviks Elverk EF	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
3068	Hamra Kapellags Besparingsskog	0.47	0.71	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2069	Hedemora Energi AB	0.64	0.67	0.64	0.67	0.67	0.67	0.67
3070	Hedesunda Elektriska AB	0.49	0.67	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
2071	Helsingborg Energi AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2072	Herrljunga Elektriska AB	0.60	0.75	0.60	0.75	0.75	0.76	0.76
2073	Hjo Energi AB	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
2074	Hjärtums Elförening EF	0.33	0.39	0.33	0.39	0.39	0.39	0.39
3075	Hofors Elverk AB	0.50	0.53	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
3076	Härjeåns Nät AB	0.45	0.73	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Resultat SR

		Medeleffektivitet						
		0.63	0.69	0.66	0.71	0.72	0.72	0.73
		Antal effektiva						
		35	45	42	54	56	57	59
Löpnr	**Koncessionär**	**SR0**	**SR1**	**SR2**	**SR3**	**SR4**	**SR5**	**SR6**
3077	Härnösand Elnät AB	0.49	0.58	0.54	0.60	0.60	0.60	0.60
2078	Härryda Energi AB	0.44	0.47	0.44	0.47	0.47	0.47	0.47
2079	Sydkraft Elnät Hässleholm AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2080	Höganäs Energi AB	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
2081	Höörs Energiverk (kommun)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3085	Jämtkraft Elnät AB	0.77	0.81	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
2086	Jönköping Energi Nät AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2087	Kalmar Energi AB	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
2088	Karlsborgs Energi AB	0.58	0.59	0.58	0.59	0.59	0.59	0.59
2089	Karlshamn Energi AB	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
2090	Karlskoga Elnät AB	0.60	0.62	0.60	0.62	0.62	0.62	0.62
2091	Affärsverken Karlskrona AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2092	Karlstads Elnät AB	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
2093	Katrineholm Energi AB	0.75	0.79	0.75	0.79	0.79	0.79	0.80
3094	Kramfors Energiverk AB	0.39	0.43	0.55	0.55	0.57	0.55	0.57
2095	KREAB Blekinge AB	0.34	1.00	0.34	1.00	1.00	1.00	1.00
2096	Kreab Energi AB	0.49	0.50	0.49	0.50	0.56	0.50	0.56
2097	KREAB Torsås AB	0.30	0.49	0.30	0.49	0.49	0.51	0.51
2098	Kristinehamn Energi Elnät AB	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.57	0.57
2099	Kungsbacka Energi AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2100	Kungälv Energi AB	0.49	0.51	0.49	0.51	0.67	0.51	0.67
2101	Kviinge El EF	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.69	0.69
2102	Kvänumbygdens Energi EF	0.48	0.70	0.48	0.70	0.70	0.77	0.77
2103	Landskrona kommun tekniska verken	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
2104	Larvs Elektriska Distributionsförening	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2105	Leksand - Rättvik Elnät AB	0.49	0.61	0.49	0.61	0.61	0.61	0.61
2106	Lerum Energi AB	0.91	0.93	0.91	0.93	0.93	0.93	0.93
2107	Lessebo Kommunala Elnät	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46
2108	Lidingö Energi AB	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
2109	Lidköpings Kommuns Elverks nätverksamh	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2110	Linde Energi AB	0.48	0.58	0.48	0.58	0.58	0.59	0.59
2111	Linköping Kraftnät AB	0.85	0.91	0.85	0.91	0.91	0.91	0.91
2112	Ljungby Energinät AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3113	Ljusdal Elnät AB	0.42	0.50	0.57	0.64	0.64	0.64	0.64
2114	Birka Energi, Ljusnarsbergs Energi AB	0.46	0.68	0.46	0.68	0.68	0.68	0.68
2115	LJW NÄT HB	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
3116	LKAB Nät AB	0.37	0.37	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
2117	Lomma Energi Förvaltning AB c/o Lunds Energ	0.29	0.29	0.29	0.29	0.30	0.29	0.30
3118	Luleå Energi Elnät AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2119	Lunds Energi Elnät AB	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
3120	Lycksele Elnät AB	0.47	0.47	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54
2121	Lysekils Energi AB	0.50	0.53	0.50	0.53	0.53	0.54	0.54
2122	Malmö Energi Elnät AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2123	Malungs Elnät AB	0.56	0.73	0.56	0.73	0.73	0.73	0.73
2124	Mariestads Energi AB	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
2125	Sydkraft Elnät Syd AB, Markaryd Nät	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2126	Mellersta Skånes Kraft EF	0.32	0.48	0.32	0.48	0.48	0.54	0.54
2127	Mjölby Kraftnät AB	0.61	0.72	0.61	0.72	0.72	0.73	0.73
2128	Mölndal Energi Nät AB	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77
2129	Mörarps Elektricitets-förening EF	0.74	0.75	0.74	0.75	0.77	0.75	0.77
2130	Nacka Energi AB	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
2131	Nora Bergslags Energi AB	0.59	0.61	0.59	0.61	0.61	0.63	0.63
2132	Norrköping Energinät AB	0.65	0.68	0.65	0.68	0.68	0.68	0.68
2133	Norrtälje Energi AB	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.81	0.81
2134	Nors o Segerstads El. Andelsförening	0.42	0.43	0.42	0.43	0.44	0.43	0.44
2135	Nossebroortens Energi EF	0.28	0.57	0.28	0.57	0.57	0.61	0.61
2136	NVSH Energi AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2137	Nybro Elnät AB	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
2138	Nynäshamn Energi AB	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.74	0.74
2139	Näckåns Elnät AB	0.70	0.98	0.70	0.98	0.98	0.98	0.98
2140	Närkes Kils Elektriska EF	0.24	0.39	0.24	0.39	0.39	0.41	0.41
2141	Nässjö Affärsverk AB	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
2143	Olofströms Kraft AB	0.48	0.55	0.48	0.55	0.55	0.58	0.58
2145	Osby Energi AB	0.42	0.42	0.42	0.42	0.43	0.42	0.43
2146	Oskarshamn Energi Nät AB	0.89	0.90	0.89	0.90	0.90	0.90	0.90
2147	Oxelö Energi AB	0.57	0.58	0.57	0.58	0.58	0.58	0.58
2148	Energiverket i Partille Kommun	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49

Resultat SR

		Medeleffektivitet						
		0.63	0.69	0.66	0.71	0.72	0.72	0.73
		Antal effektiva						
		35	45	42	54	56	57	59
Löpnr	**Koncessionär**	**SR0**	**SR1**	**SR2**	**SR3**	**SR4**	**SR5**	**SR6**
3149	PiteEnergi, AB	0.94	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2150	Ringsjö Energi AB	0.61	0.74	0.61	0.74	0.74	0.76	0.76
2151	Roden Energi AB	0.67	0.77	0.67	0.77	0.77	0.85	0.85
2152	Ronneby Energi AB	0.48	0.48	0.48	0.48	0.60	0.48	0.60
2154	Ryssa Elverk AB, Mora/Orsa	0.19	0.24	0.19	0.24	0.24	0.24	0.24
2156	Rödeby Elverk EF	0.24	0.35	0.24	0.35	0.35	0.35	0.35
2157	Sala-Heby Energi AB	0.54	0.55	0.54	0.55	0.55	0.56	0.56
2158	Sandhult-Sandareds Elektriska EF	0.91	1.00	0.91	1.00	1.00	1.00	1.00
3159	Sandviken Energi Elnät AB	0.70	0.72	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
2160	SEVAB Nät AB	0.45	0.47	0.45	0.47	0.47	0.48	0.49
2162	Simrishamns Eldistribution AB	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
2163	Sjogerstads Elektriska Distributionsförening EF	0.51	0.73	0.51	0.73	0.73	0.73	0.73
2164	Sjöbo Elnät AB	0.54	0.59	0.54	0.59	0.60	0.61	0.61
2165	Skara Energi AB	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72
3166	Skellefteå Kraft Elnät AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2168	Skyllbergs Bruks AB	0.51	1.00	0.51	1.00	1.00	1.00	1.00
2169	Skånska Energi Nät AB	0.57	0.58	0.57	0.58	0.62	0.58	0.62
2170	Skövde Elnät (kommun)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2171	Smedjebacken Energi Nät AB	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
3172	Graninge Sollefteå Elnät AB	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84
2173	Sollentuna Energi AB	0.62	0.62	0.62	0.62	0.63	0.62	0.63
2174	Sperlingsholms Kraftlednings AB	0.47	0.54	0.47	0.54	0.54	0.54	0.54
2175	Staffanstorps Energi AB	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72
2176	Birka Nät Stockholm AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3178	Sundsvall Energi Elnät AB	0.89	0.89	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2180	Säffle Elverk AB	0.61	0.61	0.61	0.61	0.62	0.61	0.62
2181	Dala Elnät AB	0.40	0.47	0.40	0.47	0.47	0.47	0.47
2182	Sävsjö Energi AB	0.43	0.43	0.43	0.43	0.44	0.43	0.44
3183	Söderhamn Elnät AB	0.54	0.54	0.92	0.92	0.92	0.95	0.95
2184	Södra Hallands Kraftförening u.p.a.	0.33	0.43	0.33	0.43	0.43	0.43	0.43
2185	Sölvesborg Energi och Vatten AB	0.64	0.64	0.64	0.64	0.66	0.64	0.66
2186	Telge Energi AB	0.46	0.48	0.46	0.48	0.48	0.48	0.48
2187	Tibro Elnät(kommun)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2188	Tidaholms Elnät	0.56	0.71	0.56	0.71	0.71	0.71	0.71
2189	Tranås Energi AB	0.61	0.61	0.61	0.61	0.63	0.61	0.63
2190	Kommunal Teknik Trelleborg	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
2191	Trollhättan Energi AB	0.77	0.77	0.77	0.77	0.82	0.77	0.82
2192	Birka Nät AB,Täby	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3193	Töre Energi EF	0.52	0.61	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2194	Töreboda Energi AB	0.37	0.39	0.37	0.39	0.39	0.39	0.39
2195	Uddevalla Energi AB	0.64	0.65	0.64	0.65	0.65	0.65	0.65
2196	Ulricehamns Energi AB	0.67	0.67	0.67	0.67	0.77	0.67	0.77
3197	Umeå Energi AB	0.92	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2198	Uppsala Elnät AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2199	Uppvidinge Eldistribution AB	0.90	0.92	0.90	0.92	0.92	1.00	1.00
2200	Vaggeryds Kommuns Elverk	0.40	0.43	0.40	0.43	0.43	0.43	0.43
2202	Vallentuna Elverk EF	0.49	0.51	0.49	0.51	0.51	0.52	0.52
2203	Varabygdens Energi ek.för.	0.46	0.48	0.46	0.48	0.48	0.49	0.49
2204	Varberg Energi AB	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
2205	Varbergsortens Elkraft EF	0.47	0.58	0.47	0.58	0.58	0.62	0.63
2207	Vattenfall Västnät AB, Bohus-Dal	0.54	0.86	0.54	0.86	0.86	0.92	0.92
2208	Vattenfall Västnät AB, Åmål	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	1.00
2209	Vattenfall Östnät AB, Forskraft Distribution AB	0.34	0.74	0.34	0.74	0.74	0.74	0.74
2210	Vattenfall Sveanät AB, Huvudsta	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
2211	Vattenfall Sveanät AB, Norberg	0.46	0.48	0.46	0.48	0.48	0.49	0.49
3213	Vattenfall Norrnät AB, Kiruna	0.67	0.77	0.70	0.78	0.78	0.78	0.78
3214	Vattenfall Norrnät AB, Västerbotten	0.38	0.93	0.52	1.00	1.00	1.00	1.00
3215	Vattenfall Norrnät AB, Kalix	0.75	1.00	0.90	1.00	1.00	1.00	1.00
3216	Vattenfall Norrnät AB, Norrbotten	0.52	0.90	0.77	1.00	1.00	1.00	1.00
2217	Vattenfall Sveanät AB, Drefviken	0.47	0.48	0.47	0.48	0.48	0.48	0.48
2218	Vattenfall Sveanät AB, Huddinge	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
2219	Vattenfall Sveanät AB, Värmdö	0.39	0.47	0.39	0.47	0.47	0.50	0.50
2220	Vattenfall Sveanät AB, Tyresö	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.44	0.44
2223	Vattenfall Östnät AB, Motala	0.51	0.73	0.51	0.73	0.73	0.73	0.73
2224	Vattenfall Östnät AB, Boxholm	0.48	0.95	0.48	0.95	0.95	0.96	0.96
2225	Vattenfall Östnät AB, Vingåker	0.48	0.57	0.48	0.57	0.73	0.57	0.73
2226	Vattenfall Östnät AB, Finspång/Hällestad	0.46	0.48	0.46	0.48	0.48	1.00	1.00

Resultat SR

		Medeleffektivitet						
		0.63	0.69	0.66	0.71	0.72	0.72	0.73
		Antal effektiva						
		35	45	42	54	56	57	59
Löpnr	**Koncessionär**	**SR0**	**SR1**	**SR2**	**SR3**	**SR4**	**SR5**	**SR6**
2227	Vattenfall Östnät AB, Trosa/Gnesta	0.42	0.47	0.42	0.47	0.47	0.50	0.50
2229	Vattenfall Östnät AB, Nyköping landsbygd	0.44	0.85	0.44	0.85	0.85	0.88	0.88
2230	Vetlanda Energi AB	0.53	0.53	0.53	0.53	0.54	0.53	0.54
2231	Viggafors Elektriska andelsförening	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2232	Vimmerby Energi AB	0.58	0.58	0.58	0.58	0.68	0.58	0.68
2234	Vinninga Elektriska Förening EF	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2235	Värnamo Elnät AB	0.96	0.96	0.96	0.96	0.98	0.96	0.98
2236	Upplands Väsby Kommun/ Teknik Väsby AB	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
2237	Västbo Kraft AB	0.85	0.92	0.85	0.92	0.92	0.95	0.95
2238	Västerbergslagens Elnät AB	0.86	0.89	0.86	0.89	0.92	0.89	0.92
2239	Västerviks Kraft Elnät AB	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.68	0.68
2240	Västerås Elnät AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2241	Mälarenergi Elnät/Västra Mälardalens Kraft AE	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.70	0.70
2242	Västra Orusts Energitjänst EF	0.52	0.55	0.52	0.55	0.55	0.61	0.61
2243	Växjö Energi Elnät AB	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
2244	Ystad Energi AB	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73
3245	Åkab Nät och Skog AB	0.59	0.73	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
2246	Ålem Energi AB	0.41	0.42	0.41	0.42	0.42	0.42	0.42
3247	Ånge Elnät AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2248	Ärjängs Elektriska Nät AB	0.48	0.70	0.48	0.70	0.70	0.70	0.70
3249	Årsunda Kraft & Belysningsförening EF	0.38	0.44	0.62	0.69	1.00	0.69	1.00
2250	Ängelholms Energi AB	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2251	Sydkraft Elnät Mälardalen AB, fd Örebro Energ	0.66	0.76	0.66	0.76	0.76	0.77	0.77
2253	Österlens Kraft EF	0.22	0.24	0.22	0.24	0.29	0.24	0.29
2254	Österlärkes Kraft AB	0.36	0.61	0.36	0.61	0.71	0.61	0.71
2255	Östra Kinds Elkraft EF	0.42	0.55	0.42	0.55	0.55	0.59	0.59
2256	Östra Roslags Elverk AB	0.44	0.48	0.44	0.48	0.48	0.61	0.61
3257	Övik Energi Nät AB	0.62	0.62	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79
3261	Graninge Energinät AB	0.36	0.66	0.75	1.00	1.00	1.00	1.00
2265	Vattenfall Östnät AB, Nyköping tätort	0.48	0.48	0.48	0.48	0.54	0.48	0.54
2271	Vattenfall Västnät AB, Kinna, sjuhärad	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2272	Vattenfall Västnät AB, Kind	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
2273	Vattenfall Västnät AB, Skillingaryd	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39

Bilaga 8: Detaljresultat SR6

Modell SR6

		Medel		
		0.73		
Löpnr	**Koncessionär**	**Eff**	**Ref**	**Förebilder**
2136	NVSH Energi AB	1.00	94	
2125	Sydkraft Elnät Syd AB, Markaryd Nät	1.00	78	
2250	Ängelholms Energi AB	1.00	75	
3068	Hamra Kapellags Besparingsskog	1.00	61	
2104	Larvs Elektriska Distributionsförening	1.00	55	
2109	Lidköpings Kommuns Elverks nätverks	1.00	54	
3247	Ånge Elnät AB	1.00	50	
3118	Luleå Energi Elnät AB	1.00	42	
2081	Höörs Energiverk (kommun)	1.00	39	
3053	Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)	1.00	31	
2192	Birka Nät AB,Täby	1.00	29	
2099	Kungsbacka Energi AB	1.00	27	
3065	Hackås-Näs Elektriska AB	1.00	25	
2240	Västerås Elnät AB	1.00	25	
2112	Ljungby Energinät AB	1.00	24	
2058	Birka Nät AB, Gullspång Strömstad	1.00	23	
2168	Skyllbergs Bruks AB	1.00	17	
2198	Uppsala Elnät AB	1.00	13	
2122	Malmö Energi Elnät AB	1.00	12	
2079	Sydkraft Elnät Hässleholm AB	1.00	12	
3215	Vattenfall Norrnät AB, Kalix	1.00	12	
3008	Bergs Tingslags Elektriska AB	1.00	11	
2095	KREAB Blekinge AB	1.00	11	
2170	Skövde Elnät (kommun)	1.00	11	
2057	Birka Nät AB, Gullspång Nässjö	1.00	10	
2018	Borlänge Energi, AB	1.00	10	
2271	Vattenfall Västnät AB, Kinna, sjuhärad	1.00	10	
2231	Viggafors Elektriska andelsförening	1.00	10	
2035	Eskilstuna Energi & Miljö AB	1.00	9	
2187	Tibro Elnät(kommun)	1.00	8	
2226	Vattenfall Östnät AB, Finspång/Hällest	1.00	6	
2060	Birka Nät AB, Gullspång värmland	1.00	5	
3166	Skellefteå Kraft Elnät AB	1.00	5	
3193	Töre Energi EF	1.00	5	
2208	Vattenfall Västnät AB, Åmål	1.00	5	
3050	Birka Nät AB, Gullspång Hälsingland	1.00	4	

Modell SR6

		Medel 0.73				
Löpnr	**Koncessionär**	**Eff**	**Ref**	**Förebilder**		
2176	Birka Nät Stockholm AB	1.00	4			
2032	EnergiBolaget i Botkyrka Salem AB	1.00	4			
2047	Graninge Järfälla Elnät AB	1.00	4			
2004	Alvesta Elnät AB	1.00	3			
2033	Energiverken i Halmstad Elnät AB	1.00	3			
3149	PiteEnergi, AB	1.00	3			
3178	Sundsvall Energi Elnät AB	1.00	3			
3197	Umeå Energi AB	1.00	3			
3014	Birka Energi Blåsjön Nät AB	1.00	2			
2062	Göteborg Energi Nät AB	1.00	2			
2086	Jönköping Energi Nät AB	1.00	2			
2158	Sandhult-Sandareds Elektriska EF	1.00	2			
3249	Årsunda Kraft & Belysningsförening EF	1.00	2			
2091	Affärsverken Karlskrona AB	1.00	1			
2054	Birka Nät AB, Gullspång Kungsbacka	1.00	1			
3261	Graninge Energinät AB	1.00	1			
2071	Helsingborg Energi AB	1.00	1			
3076	Härjeåns Nät AB	1.00	1			
3022	Sydkraft Elnät nord AB, fd Båkab	1.00	1			
2199	Uppvidinge Eldistribution AB	1.00	1			
3216	Vattenfall Norrnät AB, Norrbotten	1.00	1			
3214	Vattenfall Norrnät AB, Västerbotten	1.00	1			
2234	Vinninga Elektriska Förening EF	1.00	1			
3159	Sandviken Energi Elnät AB	0.99	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Luleå Energi Elnät AB*	*Ånge Elnät AB*
2139	Näckåns Elnät AB	0.98	0	*Bergs Tingslags Elektriska AB*	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2141	Nässjö Affärsverk AB	0.98	0	*Alvesta Elnät AB*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2235	Värnamo Elnät AB	0.98	0	*Sydkraft Elnät Hässleholm AB*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*Luleå Energi Elnät AB*
3015	Bodens Energi Nät AB	0.96	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Luleå Energi Elnät AB*
2043	Gislaved Energi AB	0.96	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*Ljungby Energinät AB*
2210	Vattenfall Sveanät AB, Huvudsta	0.96	0	*NVSH Energi AB*	*Birka Nät Stockholm AB*	*Västerås Elnät AB*
2224	Vattenfall Östnät AB, Boxholm	0.96	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*KREAB Blekinge AB*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
3183	Söderhamn Elnät AB	0.95	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Skellefteå Kraft Elnät AB*	*Sundsvall Energi Elnät AB*
2237	Västbo Kraft AB	0.95	0	*Energiverken i Halmstad Elnät AB*	*Birka Nät AB, Gullspång N*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
3245	Åkab Nät och Skog AB	0.95	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparingss*
2106	Lerum Energi AB	0.93	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
3085	Jämtkraft Elnät AB	0.92	0	*Birka Nät AB, Gullspång Hälsingland*	*Luleå Energi Elnät AB*	*Skellefteå Kraft Elnät AB*

Modell SR6

		Medel 0.73				
Löpnr	**Koncessionär**	**Eff**	**Ref**	**Förebilder**		
2207	Vattenfall Västnät AB, Bohus-Dal	0.92	0	*Birka Nät AB, Gullspång Nässjö*	*Birka Nät AB, Gullspång vä*	*Malmö Energi Elnät AB*
2238	Västerbergslagens Elnät AB	0.92	0	*Birka Nät AB, Gullspång värmland*	*Göteborg Energi Nät AB*	*NVSH Energi AB*
2111	Linköping Kraftnät AB	0.91	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Luleå Energi Elnät AB*	*Malmö Energi Elnät AB*
2146	Oskarshamn Energi Nät AB	0.90	0	*Alvesta Elnät AB*	*Sydkraft Elnät Hässleholm A*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2171	Smedjebacken Energi Nät AB	0.90	0	*Larvs Elektriska Distributionsförening*	*Ljungby Energinät AB*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2056	Birka Nät AB,Gullspång, Orust/tjörn	0.89	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Luleå Energi Elnät AB*
2119	Lunds Energi Elnät AB	0.88	0	*Lidköpings Kommuns Elverks nätverks*	*NVSH Energi AB*	*Uppsala Elnät AB*
2204	Varberg Energi AB	0.88	0	*Borlänge Energi, AB*	*EnergiBolaget i Botkyrka Sa*	*Graninge Järfälla Elnät AB*
2229	Vattenfall Östnät AB, Nyköping landsb	0.88	0	*Birka Nät AB, Gullspång Nässjö*	*Birka Nät AB, Gullspång Str*	*KREAB Blekinge AB*
2243	Växjö Energi Elnät AB	0.88	0	*Borlänge Energi, AB*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*Luleå Energi Elnät AB*
2019	Borås Energi Nät AB	0.87	0	*Eskilstuna Energi & Miljö AB*	*Malmö Energi Elnät AB*	*Skövde Elnät (kommun)*
2124	Mariestads Energi AB	0.87	0	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Höörs Energiverk (kommun)*
3070	Hedesunda Elektriska AB	0.85	0	*Bergs Tingslags Elektriska AB*	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparingss*
2151	Roden Energi AB	0.85	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*KREAB Blekinge AB*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
3172	Graninge Sollefteå Elnät AB	0.84	0	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Ånge Elnät AB*	*#VALUE!*
2191	Trollhättan Energi AB	0.82	0	*NVSH Energi AB*	*Birka Nät AB,Täby*	*Uppsala Elnät AB*
3026	Edsbyn Elnät AB	0.81	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparingss*
2133	Norrtälje Energi AB	0.81	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*NVSH Energi AB*	*Birka Nät AB,Täby*
2038	Falkenberg Energi AB	0.80	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Kungsbacka Energi AB*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2073	Hjo Energi AB	0.80	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Höörs Energiverk (kommun,*	*Kungsbacka Energi AB*
2093	Katrineholm Energi AB	0.80	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
3257	Övik Energi Nät AB	0.79	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Luleå Energi Elnät AB*
3061	Gävle Energi AB	0.78	0	*Birka Nät AB, Gullspång Hälsingland*	*Luleå Energi Elnät AB*	*Sundsvall Energi Elnät AB*
2087	Kalmar Energi AB	0.78	0	*Eskilstuna Energi & Miljö AB*	*Sydkraft Elnät Hässleholm A*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2190	Kommunal Teknik Trelleborg	0.78	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*NVSH Energi AB*	*Skövde Elnät (kommun)*
3213	Vattenfall Norrnät AB, Kiruna	0.78	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Luleå Energi Elnät AB*	*Vattenfall Norrnät AB, Kalix*
2102	Kvänumbygdens Energi EF	0.77	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*KREAB Blekinge AB*
2128	Mölndal Energi Nät AB	0.77	0	*Lidköpings Kommuns Elverks nätverks*	*Luleå Energi Elnät AB*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2129	Mörarps Elektricitets-förening EF	0.77	0	*Larvs Elektriska Distributionsförening*	*Ljungby Energinät AB*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2251	Sydkraft Elnät Mälardalen AB, fd Öreb	0.77	0	*Birka Nät AB, Gullspång värmland*	*Luleå Energi Elnät AB*	*Malmö Energi Elnät AB*
2196	Ulricehamns Energi AB	0.77	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2072	Herrljunga Elektriska AB	0.76	0	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Sandhult-Sandareds Elektrisk*
2092	Karlstads Elnät AB	0.76	0	*Eskilstuna Energi & Miljö AB*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*NVSH Energi AB*
2150	Ringsjö Energi AB	0.76	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2138	Nynäshamn Energi AB	0.74	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*Uppsala Elnät AB*
2236	Upplands Väsby Kommun/ Teknik Väsl	0.74	0	*Graninge Järfälla Elnät AB*	*NVSH Energi AB*	*Västerås Elnät AB*

Modell SR6

		Medel 0.73				
Löpnr	**Koncessionär**	**Eff**	**Ref**	**Förebilder**		
2209	Vattenfall Östnät AB, Forskraft Distribu	0.74	0	*Birka Nät AB, Gullspång Nässjö*	*Birka Nät AB, Gullspång Str*	*#VALUE!*
2123	Malungs Elnät AB	0.73	0	*Luleå Energi Elnät AB*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Mark*	*NVSH Energi AB*
2127	Mjölby Kraftnät AB	0.73	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Luleå Energi Elnät AB*
2163	Sjogerstads Elektriska Distributionsföre	0.73	0	*Bergs Tingslags Elektriska AB*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Markar*
2223	Vattenfall Östnät AB, Motala	0.73	0	*Birka Nät AB, Gullspång Hälsingland*	*Birka Nät AB, Gullspång Nc*	*Luleå Energi Elnät AB*
2225	Vattenfall Östnät AB, Vingåker	0.73	0	*Bergs Tingslags Elektriska AB*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Mark*	*NVSH Energi AB*
2244	Ystad Energi AB	0.73	0	*Sydkraft Elnät Hässleholm AB*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*Luleå Energi Elnät AB*
2165	Skara Energi AB	0.72	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2175	Staffanstorps Energi AB	0.72	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Kungsbacka Energi AB*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Markar*
2188	Tidaholms Elnät	0.71	0	*Bergs Tingslags Elektriska AB*	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Markar*
2254	Österbärkes Kraft AB	0.71	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Mark*	*NVSH Energi AB*
2063	Götene E.D.F Elföreningen, EF	0.70	0	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Mark*	*NVSH Energi AB*
2241	Mälarenergi Elnät/Västra Mälardalens	0.70	0	*Lidköpings Kommuns Elverks nätverks*	*Malmö Energi Elnät AB*	*Vattenfall Östnät AB, Finspång*
2137	Nybro Elnät AB	0.70	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Markar*
2162	Simrishamns Eldistribution AB	0.70	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2248	Årjängs Elektriska Nät AB	0.70	0	*Bergs Tingslags Elektriska AB*	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2066	Hallstahammar Elnät AB	0.69	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Höörs Energiverk (kommun)*
3075	Hofors Elverk AB	0.69	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)*	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Ånge Elnät AB*
2089	Karlshamn Energi AB	0.69	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)*	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2101	Kviinge El EF	0.69	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Ljungby Energinät AB*	*Viggafors Elektriska andelsför*
3116	LKAB Nät AB	0.69	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)*	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Töre Energi EF*
2114	Birka Energi, Ljusnarsbergs Energi AB	0.68	0	*Sydkraft Elnät Syd AB, Markaryd Nät*	*NVSH Energi AB*	*Skyllbergs Bruks AB*
2132	Norrköping Energinät AB	0.68	0	*Eskilstuna Energi & Miljö AB*	*Birka Nät AB, Gullspång Nc*	*Birka Nät AB, Gullspång Strö*
2232	Vimmerby Energi AB	0.68	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Ljungby Energinät AB*
2239	Västerviks Kraft Elnät AB	0.68	0	*Borlänge Energi, AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Höörs Energiverk (kommun)*
2042	Gagnefs Elverk AB	0.67	0	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Höörs Energiverk (kommun)*
2069	Hedemora Energi AB	0.67	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2100	Kungälv Energi AB	0.67	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Luleå Energi Elnät AB*
2130	Nacka Energi AB	0.67	0	*Eskilstuna Energi & Miljö AB*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*Luleå Energi Elnät AB*
2185	Sölvesborg Energi och Vatten AB	0.66	0	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Markar*
2012	Björklinge Energi EF	0.65	0	*Birka Energi Blåsjön Nät AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*KREAB Blekinge AB*
2025	Degerfors Energinät AB	0.65	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)*	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2045	Graninge Roslags Energi AB	0.65	0	*Luleå Energi Elnät AB*	*Birka Nät AB,Täby*	*Västerås Elnät AB*
2080	Höganäs Energi AB	0.65	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Kungsbacka Energi AB*	*NVSH Energi AB*
2108	Lidingö Energi AB	0.65	0	*Energiverken i Halmstad Elnät AB*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*NVSH Energi AB*
2195	Uddevalla Energi AB	0.65	0	*Eskilstuna Energi & Miljö AB*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*Malmö Energi Elnät AB*

Modell SR6

		Medel 0.73				
Löpnr	**Koncessionär**	**Eff**	**Ref**	**Förebilder**		
2044	Gotlands Energiverk AB	0.64	0	*Birka Nät AB, Gullspång Nässjö*	*Birka Nät AB, Gullspång vä*	*Malmö Energi Elnät AB*
3113	Ljusdal Elnät AB	0.64	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparingss*
2048	Graninge MälarKraft AB	0.63	0	*EnergiBolaget i Botkyrka Salem AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*NVSH Energi AB*
2131	Nora Bergslags Energi AB	0.63	0	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Höörs Energiverk (kommun)*
2173	Sollentuna Energi AB	0.63	0	*Borlänge Energi, AB*	*EnergiBolaget i Botkyrka Sa*	*NVSH Energi AB*
2189	Tranås Energi AB	0.63	0	*Lidköpings Kommuns Elverks nätverks*	*Ljungby Energinät AB*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Markar*
2205	Varbergsortens Elkraft EF	0.63	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Luleå Energi Elnät AB*
2090	Karlskoga Elnät AB	0.62	0	*Eskilstuna Energi & Miljö AB*	*Sydkraft Elnät Hässleholm A*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2169	Skånska Energi Nät AB	0.62	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Sydkraft Elnät Hässleholm A*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2180	Säffle Elverk AB	0.62	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2064	Habo Kraft AB	0.61	0	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Höörs Energiverk (kommun)*
2105	Leksand - Rättvik Elnät AB	0.61	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Sydkraft Elnät Hässleholm A*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2135	Nossebroortens Energi EF	0.61	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*KREAB Blekinge AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2164	Sjöbo Elnät AB	0.61	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2272	Vattenfall Västnät AB, Kind	0.61	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Ljungby Energinät AB*
2242	Västra Orusts Energitjänst EF	0.61	0	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Höörs Energiverk (kommun)*
2256	Östra Roslags Elverk AB	0.61	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Västerås Elnät AB*
3077	Härnösand Elnät AB	0.60	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Luleå Energi Elnät AB*
2152	Ronneby Energi AB	0.60	0	*Sydkraft Elnät Hässleholm AB*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Markar*
2039	Falu Elverk, AB	0.59	0	*Borlänge Energi, AB*	*Birka Nät AB, Gullspång Nä*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2088	Karlsborgs Energi AB	0.59	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Ljungby Energinät AB*
2110	Linde Energi AB	0.59	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2255	Östra Kinds Elkraft EF	0.59	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*KREAB Blekinge AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2010	Bjäre Kraft EF	0.58	0	*Bergs Tingslags Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Markar*
2016	Boo Energi EF	0.58	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2143	Olofströms Kraft AB	0.58	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2147	Oxelö Energi AB	0.58	0	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Ängelholms Energi AB*
3094	Kramfors Energiverk AB	0.57	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*PiteEnergi, AB*	*Töre Energi EF*
2098	Kristinehamn Energi Elnät AB	0.57	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2002	Alingsås Energi Nät AB	0.56	0	*Kungsbacka Energi AB*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Mark*	*Skövde Elnät (kommun)*
2036	Fagersta Elkraft AB, c/o Västerbergslag	0.56	0	*Borlänge Energi, AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Höörs Energiverk (kommun)*
2096	Kreab Energi AB	0.56	0	*Sydkraft Elnät Hässleholm AB*	*Luleå Energi Elnät AB*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Markar*
2157	Sala-Heby Energi AB	0.56	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Markar*
2040	Filipstad Energinät AB	0.55	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2005	Arvika Energi Elnät AB	0.54	0	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2034	Envikens Elnät AB	0.54	0	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Höörs Energiverk (kommun)*

Modell SR6

		Medel				
		0.73				
Löpnr	**Koncessionär**	**Eff**	**Ref**	**Förebilder**		
3120	Lycksele Elnät AB	0.54	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparingss*
2121	Lysekils Energi AB	0.54	0	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Höörs Energiverk (kommun,*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2126	Mellersta Skånes Kraft EF	0.54	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*KREAB Blekinge AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2174	Sperlingsholms Kraftlednings AB	0.54	0	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2265	Vattenfall Östnät AB, Nyköping tätort	0.54	0	*Lidköpings Kommuns Elverks nätverks*	*Malmö Energi Elnät AB*	*NVSH Energi AB*
2230	Vetlanda Energi AB	0.54	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2031	Emmaboda Elnät AB	0.52	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Höörs Energiverk (kommun,*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2202	Vallentuna Elverk EF	0.52	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Luleå Energi Elnät AB*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2218	Vattenfall Sveanät AB, Huddinge	0.52	0	*Graninge Järfälla Elnät AB*	*Lidköpings Kommuns Elverk*	*Luleå Energi Elnät AB*
2020	Brittedals Elnät EF	0.51	0	*Bergs Tingslags Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Skyllbergs Bruks AB*
2097	KREAB Torsås AB	0.51	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*KREAB Blekinge AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2013	Björnekulla Energi AB	0.50	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Höörs Energiverk (kommun,*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2219	Vattenfall Sveanät AB, Värmdö	0.50	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Luleå Energi Elnät AB*
2227	Vattenfall Östnät AB, Trosa/Gnesta	0.50	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Luleå Energi Elnät AB*
2148	Energiverket i Partille Kommun	0.49	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Kungsbacka Energi AB*	*NVSH Energi AB*
2160	SEVAB Nät AB	0.49	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Sydkraft Elnät Hässleholm A*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2203	Varabygdens Energi ek.för.	0.49	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Höörs Energiverk (kommun,*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2211	Vattenfall Sveanät AB, Norberg	0.49	0	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2186	Telge Energi AB	0.48	0	*Luleå Energi Elnät AB*	*NVSH Energi AB*	*Birka Nät AB,Täby*
2217	Vattenfall Sveanät AB, Drefviken	0.48	0	*Luleå Energi Elnät AB*	*NVSH Energi AB*	*Birka Nät AB,Täby*
2059	Birka Nät AB, Tivedsenergi AB -Gullspa	0.47	0	*Larvs Elektriska Distributionsförening*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Mark*	*NVSH Energi AB*
2181	Dala Elnät AB	0.47	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2078	Härryda Energi AB	0.47	0	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2009	Billeberga Kraft & Energi AB	0.46	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Mark*	*Birka Nät AB,Täby*
2107	Lessebo Kommunala Elnät	0.46	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2011	Bjärke Energi Ek för	0.45	0	*Bergs Tingslags Elektriska AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2023	C4 Elnät AB	0.45	0	*Borlänge Energi, AB*	*Sydkraft Elnät Hässleholm A*	*Jönköping Energi Nät AB*
2103	Landskrona kommun tekniska verken	0.45	0	*Borlänge Energi, AB*	*Ljungby Energinät AB*	*NVSH Energi AB*
2134	Nors o Segerstads El. Andelsförening	0.44	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Ljungby Energinät AB*
2182	Sävsjö Energi AB	0.44	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Ljungby Energinät AB*
2220	Vattenfall Sveanät AB, Tyresö	0.44	0	*Eskilstuna Energi & Miljö AB*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Birka Nät AB,Täby*
2051	Birka nät, Gullspång, Hunnebo	0.43	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Höörs Energiverk (kommun,*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2021	Bromölla Energi AB	0.43	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2145	Osby Energi AB	0.43	0	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2184	Södra Hallands Kraftförening u.p.a.	0.43	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Luleå Energi Elnät AB*
2200	Vaggeryds Kommuns Elverk	0.43	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Ljungby Energinät AB*	*NVSH Energi AB*

Modell SR6

		Medel				
		0.73				
Löpnr	**Koncessionär**	**Eff**	**Ref**	**Förebilder**		
2003	Almnäs Intressenter AB	0.42	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Höörs Energiverk (kommun,*	*Viggafors Elektriska andelsför*
2246	Ålem Energi AB	0.42	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2055	Birka Nät AB, Gullspång Munkedal	0.41	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2017	Borgholm Energi Elnät AB	0.41	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2140	Närkes Kils Elektriska EF	0.41	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*KREAB Blekinge AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2001	Ale Elförening EF	0.40	0	*Birka Nät AB, Gullspång Strömstad*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2028	Ekerö Energi AB	0.40	0	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*NVSH Energi AB*	*Ånge Elnät AB*
2074	Hjärtums Elförening EF	0.39	0	*Bergs Tingslags Elektriska AB*	*Hackås-Näs Elektriska AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2194	Töreboda Energi AB	0.39	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Ljungby Energinät AB*
2273	Vattenfall Västnät AB, Skillingaryd	0.39	0	*Larvs Elektriska Distributionsförening*	*Ljungby Energinät AB*	*Tibro Elnät(kommun)*
2156	Rödeby Elverk EF	0.35	0	*Hamra Kapellags Besparingsskog*	*Larvs Elektriska Distribution*	*Sydkraft Elnät Syd AB, Marka*
2006	Birka Nät AB, Avesta (områdes.nr 644	0.32	0	*Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall,*	*Hamra Kapellags Besparing*	*Lidköpings Kommuns Elverks*
2117	Lomma Energi Förvaltning AB c/o Lun	0.30	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2253	Österlens Kraft EF	0.29	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Larvs Elektriska Distribution*	*NVSH Energi AB*
2007	Bengtsfors Energi Nät AB	0.28	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*
2154	Ryssa Elverk AB, Mora/Orsa	0.24	0	*Borlänge Energi, AB*	*Birka Nät AB, Gullspång N*	*Luleå Energi Elnät AB*
2115	LJW NÄT HB	0.21	0	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distribution*	*#VALUE!*
2067	Hallstaviks Elverk EF	0.11	0	*Höörs Energiverk (kommun)*	*Kungsbacka Energi AB*	*Larvs Elektriska Distributionsf*

Bilaga 9: Sammanställning LR

LR Results

		Medeleffektivitet			
		0.62	0.73	0.64	0.73
		Antal effektiva			
		10	14	11	14
Löpnr	**Koncessionär**	**LR0**	**LR1**	**LR2**	**LR3**
2001	Ale Elförening EF	0.44	0.57	0.44	0.57
2002	Alingsås Energi Nät AB	0.67	0.70	0.67	0.70
2003	Almnäs Intressenter AB	0.24	0.37	0.24	0.37
2004	Alvesta Elnät AB	1.00	1.00	1.00	1.00
2005	Arvika Energi Elnät AB	0.72	0.75	0.72	0.75
2006	Birka Nät AB, Avesta (områdes.nr 6441 ,	0.42	0.46	0.42	0.46
2007	Bengtsfors Energi Nät AB	0.35	0.41	0.35	0.41
2009	Billeberga Kraft & Energi AB	0.49	0.60	0.49	0.60
2010	Bjäre Kraft EF	0.48	0.67	0.48	0.67
2011	Bjärke Energi Ek för	0.33	0.55	0.33	0.55
2012	Björklinge Energi EF	0.40	0.66	0.40	0.66
2013	Björnekulla Energi AB	0.62	0.64	0.62	0.64
2016	Boo Energi EF	0.67	0.68	0.67	0.68
2017	Borgholm Energi Elnät AB	0.52	0.60	0.52	0.60
2018	Borlänge Energi, AB	0.80	0.88	0.80	0.88
2019	Borås Energi Nät AB	0.89	0.89	0.89	0.89
2020	Brittedals Elnät EF	0.29	0.56	0.29	0.56
2021	Bromölla Energi AB	0.73	0.73	0.73	0.73
2023	C4 Elnät AB	0.57	0.57	0.57	0.57
2025	Degerfors Energinät AB	0.77	0.83	0.77	0.83
2028	Ekerö Energi AB	0.40	0.47	0.40	0.47
2031	Emmaboda Elnät AB	0.69	0.69	0.69	0.69
2032	EnergiBolaget i Botkyrka Salem AB	0.79	0.82	0.79	0.82
2033	Energiverken i Halmstad Elnät AB	0.98	0.98	0.98	0.98
2034	Envikens Elnät AB	0.37	0.58	0.37	0.58
2035	Eskilstuna Energi & Miljö AB	1.00	1.00	1.00	1.00
2036	Fagersta Elkraft AB, c/o Västerbergslage	0.68	0.72	0.68	0.72
2038	Falkenberg Energi AB	0.95	0.96	0.95	0.96
2039	Falu Elverk, AB	0.50	0.60	0.50	0.60
2040	Filipstad Energinät AB	0.80	0.81	0.80	0.81
2042	Gagnefs Elverk AB	0.48	0.63	0.48	0.63
2043	Gislaved Energi AB	0.83	0.93	0.83	0.93
2044	Gotlands Energiverk AB	0.45	0.56	0.45	0.56
2045	Graninge Roslags Energi AB	0.47	0.59	0.47	0.59
2047	Graninge Järfälla Elnät AB	0.87	0.87	0.87	0.87
2048	Graninge MälarKraft AB	0.55	0.62	0.55	0.62
2051	Birka nät, Gullspång, Hunnebo	0.50	0.60	0.50	0.60
2054	Birka Nät AB, Gullspång Kungsbacka	0.54	0.69	0.54	0.69
2055	Birka Nät AB, Gullspång Munkedal	0.43	0.57	0.43	0.57
2056	Birka Nät AB,Gullspång, Orust/tjörn	0.56	0.78	0.56	0.78
2057	Birka Nät AB, Gullspång Nässjö	0.49	0.77	0.49	0.77
2058	Birka Nät AB, Gullspång Strömstad	0.50	0.76	0.50	0.76
2059	Birka Nät AB, Tivedsenergi AB -Gullspån	0.45	0.60	0.45	0.60
2060	Birka Nät AB, Gullspång värmland	0.43	0.67	0.43	0.67
2062	Göteborg Energi Nät AB	0.69	0.69	0.69	0.69
2063	Götene E.D.F Elföreningen, EF	0.62	0.81	0.62	0.81
2064	Habo Kraft AB	0.54	0.65	0.54	0.65
2066	Hallstahammar Elnät AB	0.95	0.95	0.95	0.95
2067	Hallstaviks Elverk EF	0.19	0.19	0.19	0.19
2069	Hedemora Energi AB	0.67	0.80	0.67	0.80
2071	Helsingborg Energi AB	0.97	0.97	0.97	0.97

LR Results

		Medeleffektivitet			
		0.62	0.73	0.64	0.73
		Antal effektiva			
		10	14	11	14
Löpnr	**Koncessionär**	**LR0**	**LR1**	**LR2**	**LR3**
2072	Herrljunga Elektriska AB	0.48	0.74	0.48	0.74
2073	Hjo Energi AB	0.81	0.81	0.81	0.81
2074	Hjärtums Elförening EF	0.43	0.59	0.43	0.59
2078	Härryda Energi AB	0.50	0.60	0.50	0.60
2079	Sydkraft Elnät Hässleholm AB	0.84	0.94	0.84	0.94
2080	Höganäs Energi AB	0.62	0.71	0.62	0.71
2081	Höörs Energiverk (kommun)	0.81	0.85	0.81	0.85
2086	Jönköping Energi Nät AB	0.87	0.87	0.87	0.87
2087	Kalmar Energi AB	0.94	0.94	0.94	0.94
2088	Karlsborgs Energi AB	0.66	0.75	0.66	0.75
2089	Karlshamn Energi AB	0.96	0.96	0.96	0.96
2090	Karlskoga Elnät AB	0.65	0.74	0.65	0.74
2091	Affärsverken Karlskrona AB	0.91	0.91	0.91	0.91
2092	Karlstads Elnät AB	0.84	0.84	0.84	0.84
2093	Katrineholm Energi AB	0.70	0.79	0.70	0.79
2095	KREAB Blekinge AB	0.29	0.75	0.29	0.75
2096	Kreab Energi AB	0.45	0.54	0.45	0.54
2097	KREAB Torsås AB	0.35	0.59	0.35	0.59
2098	Kristinehamn Energi Elnät AB	0.71	0.73	0.71	0.73
2099	Kungsbacka Energi AB	1.00	1.00	1.00	1.00
2100	Kungälv Energi AB	0.40	0.47	0.40	0.47
2101	Kviinge El EF	0.67	0.67	0.67	0.67
2102	Kvänumbygdens Energi EF	0.49	0.75	0.49	0.75
2103	Landskrona kommun tekniska verken	0.79	0.79	0.79	0.79
2104	Larvs Elektriska Distributionsförening	0.45	1.00	0.45	1.00
2105	Leksand - Rättvik Elnät AB	0.51	0.67	0.51	0.67
2106	Lerum Energi AB	0.78	0.86	0.78	0.86
2107	Lessebo Kommunala Elnät	0.58	0.69	0.58	0.69
2108	Lidingö Energi AB	0.79	0.79	0.79	0.79
2109	Lidköpings Kommuns Elverks nätverksan	1.00	1.00	1.00	1.00
2110	Linde Energi AB	0.52	0.68	0.52	0.68
2111	Linköping Kraftnät AB	0.75	0.82	0.75	0.82
2112	Ljungby Energinät AB	0.96	0.96	0.96	0.96
2114	Birka Energi, Ljusnarsbergs Energi AB	0.45	0.72	0.45	0.72
2115	LJW NÄT HB	0.54	0.63	0.54	0.63
2117	Lomma Energi Förvaltning AB c/o Lunds	0.44	0.44	0.44	0.44
2119	Lunds Energi Elnät AB	0.96	0.96	0.96	0.96
2121	Lysekils Energi AB	0.56	0.68	0.56	0.68
2122	Malmö Energi Elnät AB	1.00	1.00	1.00	1.00
2123	Malungs Elnät AB	0.44	0.63	0.44	0.63
2124	Mariestads Energi AB	0.85	0.86	0.85	0.86
2125	Sydkraft Elnät Syd AB, Markaryd Nät	0.82	1.00	0.82	1.00
2126	Mellersta Skånes Kraft EF	0.38	0.64	0.38	0.64
2127	Mjölby Kraftnät AB	0.59	0.77	0.59	0.77
2128	Mölndal Energi Nät AB	0.82	0.85	0.82	0.85
2129	Mörarps Elektricitets-förening EF	0.71	0.81	0.71	0.81
2130	Nacka Energi AB	0.78	0.78	0.78	0.78
2131	Nora Bergslags Energi AB	0.61	0.75	0.61	0.75
2132	Norrköping Energinät AB	0.66	0.69	0.66	0.69
2133	Norrtälje Energi AB	0.72	0.79	0.72	0.79
2134	Nors o Segerstads El. Andelsförening	0.46	0.55	0.46	0.55

LR Results

		Medeleffektivitet			
		0.62	0.73	0.64	0.73
		Antal effektiva			
		10	14	11	14
Löpnr	**Koncessionär**	**LR0**	**LR1**	**LR2**	**LR3**
2135	Nossebroortens Energi EF	0.33	0.65	0.33	0.65
2136	NVSH Energi AB	1.00	1.00	1.00	1.00
2137	Nybro Elnät AB	0.80	0.85	0.80	0.85
2138	Nynäshamn Energi AB	0.74	0.83	0.74	0.83
2139	Näckåns Elnät AB	0.53	0.85	0.53	0.85
2140	Närkes Kils Elektriska EF	0.30	0.54	0.30	0.54
2141	Nässjö Affärsverk AB	1.00	1.00	1.00	1.00
2143	Olofströms Kraft AB	0.65	0.71	0.65	0.71
2145	Osby Energi AB	0.56	0.61	0.56	0.61
2146	Oskarshamn Energi Nät AB	0.90	0.92	0.90	0.92
2147	Oxelö Energi AB	0.73	0.78	0.73	0.78
2148	Energiverket i Partille Kommun	0.61	0.61	0.61	0.61
2150	Ringsjö Energi AB	0.62	0.80	0.62	0.80
2151	Roden Energi AB	0.68	0.89	0.68	0.89
2152	Ronneby Energi AB	0.43	0.43	0.43	0.43
2154	Ryssa Elverk AB, Mora/Orsa	0.25	0.33	0.25	0.33
2156	Rödeby Elverk EF	0.34	0.50	0.34	0.50
2157	Sala-Heby Energi AB	0.53	0.68	0.53	0.68
2158	Sandhult-Sandareds Elektriska EF	0.75	0.94	0.75	0.94
2160	SEVAB Nät AB	0.53	0.62	0.53	0.62
2162	Simrishamns Eldistribution AB	0.82	0.82	0.82	0.82
2163	Sjogerstads Elektriska Distributionsfören	0.49	0.78	0.49	0.78
2164	Sjöbo Elnät AB	0.54	0.69	0.54	0.69
2165	Skara Energi AB	0.95	0.95	0.95	0.95
2168	Skyllbergs Bruks AB	0.32	0.76	0.32	0.76
2169	Skånska Energi Nät AB	0.54	0.61	0.54	0.61
2170	Skövde Elnät (kommun)	0.96	0.96	0.96	0.96
2171	Smedjebacken Energi Nät AB	0.99	0.99	0.99	0.99
2173	Sollentuna Energi AB	0.57	0.58	0.57	0.58
2174	Sperlingsholms Kraftlednings AB	0.52	0.71	0.52	0.71
2175	Staffanstorps Energi AB	0.77	0.83	0.77	0.83
2176	Birka Nät Stockholm AB	0.88	0.88	0.88	0.88
2180	Säffle Elverk AB	0.69	0.72	0.69	0.72
2181	Dala Elnät AB	0.47	0.63	0.47	0.63
2182	Sävsjö Energi AB	0.54	0.59	0.54	0.59
2184	Södra Hallands Kraftförening u.p.a.	0.38	0.54	0.38	0.54
2185	Sölvesborg Energi och Vatten AB	0.72	0.75	0.72	0.75
2186	Telge Energi AB	0.50	0.54	0.50	0.54
2187	Tibro Elnät(kommun)	1.00	1.00	1.00	1.00
2188	Tidaholms Elnät	0.57	0.77	0.57	0.77
2189	Tranås Energi AB	0.70	0.71	0.70	0.71
2190	Kommunal Teknik Trelleborg	0.89	0.89	0.89	0.89
2191	Trollhättan Energi AB	0.69	0.72	0.69	0.72
2192	Birka Nät AB,Täby	0.88	0.89	0.88	0.89
2194	Töreboda Energi AB	0.47	0.53	0.47	0.53
2195	Uddevalla Energi AB	0.71	0.76	0.71	0.76
2196	Ulricehamns Energi AB	0.51	0.59	0.51	0.59
2198	Uppsala Elnät AB	1.00	1.00	1.00	1.00
2199	Uppvidinge Eldistribution AB	0.90	1.00	0.90	1.00
2200	Vaggeryds Kommuns Elverk	0.75	0.85	0.75	0.85
2202	Vallentuna Elverk EF	0.52	0.66	0.52	0.66

LR Results

		Medeleffektivitet			
		0.62	0.73	0.64	0.73
		Antal effektiva			
		10	14	11	14
Löpnr	**Koncessionär**	**LR0**	**LR1**	**LR2**	**LR3**
2203	Varabygdens Energi ek.för.	0.55	0.66	0.55	0.66
2204	Varberg Energi AB	0.73	0.80	0.73	0.80
2205	Varbergsortens Elkraft EF	0.47	0.64	0.47	0.64
2207	Vattenfall Västnät AB, Bohus-Dal	0.39	0.58	0.39	0.58
2208	Vattenfall Västnät AB, Åmål	0.93	0.93	0.93	0.93
2209	Vattenfall Östnät AB, Forskraft Distributi	0.34	0.59	0.34	0.59
2210	Vattenfall Sveanät AB, Huvudsta	0.86	0.86	0.86	0.86
2211	Vattenfall Sveanät AB, Norberg	0.61	0.71	0.61	0.71
2217	Vattenfall Sveanät AB, Drefviken	0.47	0.52	0.47	0.52
2218	Vattenfall Sveanät AB, Huddinge	0.55	0.56	0.55	0.56
2219	Vattenfall Sveanät AB, Värmdö	0.45	0.59	0.45	0.59
2220	Vattenfall Sveanät AB, Tyresö	0.55	0.59	0.55	0.59
2223	Vattenfall Östnät AB, Motala	0.47	0.64	0.47	0.64
2224	Vattenfall Östnät AB, Boxholm	0.42	0.75	0.42	0.75
2225	Vattenfall Östnät AB, Vingåker	0.38	0.51	0.38	0.51
2226	Vattenfall Östnät AB, Finspång/Hällestad	0.61	0.77	0.61	0.77
2227	Vattenfall Östnät AB, Trosa/Gnesta	0.46	0.62	0.46	0.62
2229	Vattenfall Östnät AB, Nyköping landsbyg	0.39	0.68	0.39	0.68
2230	Vetlanda Energi AB	0.66	0.66	0.66	0.66
2231	Viggafors Elektriska andelsförening	0.68	1.00	0.68	1.00
2232	Vimmerby Energi AB	0.52	0.55	0.52	0.55
2234	Vinninga Elektriska Förening EF	0.85	0.94	0.85	0.94
2235	Värnamo Elnät AB	0.86	0.86	0.86	0.86
2236	Upplands Väsby Kommun/ Teknik Väsby	0.84	0.84	0.84	0.84
2237	Västbo Kraft AB	0.65	0.76	0.65	0.76
2238	Västerbergslagens Elnät AB	0.67	0.73	0.67	0.73
2239	Västerviks Kraft Elnät AB	0.75	0.77	0.75	0.77
2240	Västerås Elnät AB	0.90	0.93	0.90	0.93
2241	Mälarenergi Elnät/Västra Mälardalens K	0.66	0.66	0.66	0.66
2242	Västra Orusts Energitjänst EF	0.52	0.64	0.52	0.64
2243	Växjö Energi Elnät AB	0.83	0.84	0.83	0.84
2244	Ystad Energi AB	0.83	0.83	0.83	0.83
2246	Ålem Energi AB	0.53	0.61	0.53	0.61
2248	Årjängs Elektriska Nät AB	0.46	0.76	0.46	0.76
2250	Ängelholms Energi AB	0.80	0.97	0.80	0.97
2251	Sydkraft Elnät Mälardalen AB, fd Örebro	0.57	0.65	0.57	0.65
2253	Österlens Kraft EF	0.28	0.35	0.28	0.35
2254	Österlärkes Kraft AB	0.32	0.54	0.32	0.54
2255	Östra Kinds Elkraft EF	0.49	0.72	0.49	0.72
2256	Östra Roslags Elverk AB	0.55	0.69	0.55	0.69
2265	Vattenfall Östnät AB, Nyköping tätort	0.51	0.51	0.51	0.51
2271	Vattenfall Västnät AB, Kinna, sjuhärad	0.38	0.60	0.38	0.60
2272	Vattenfall Västnät AB, Kind	0.67	0.75	0.67	0.75
2273	Vattenfall Västnät AB, Skillingaryd	0.54	0.54	0.54	0.54
3008	Bergs Tingslags Elektriska AB	0.44	0.80	0.59	0.80
3014	Birka Energi Blåsjön Nät AB	0.31	0.62	0.34	0.62
3015	Bodens Energi Nät AB	0.68	0.84	0.86	0.84
3022	Sydkraft Elnät nord AB, fd Båkab	0.46	0.69	0.53	0.69
3026	Edsbyn Elnät AB	0.49	0.56	0.79	0.56
3050	Birka Nät AB, Gullspång Hälsingland	0.48	0.70	0.52	0.70
3053	Birka Nät, Gullspång Nät (Hudiksvall)	1.00	1.00	1.00	1.00

LR Results

		Medeleffektivitet			
		0.62	0.73	0.64	0.73
		Antal effektiva			
		10	14	11	14
Löpnr	**Koncessionär**	**LR0**	**LR1**	**LR2**	**LR3**
3061	Gävle Energi AB	0.60	0.62	0.62	0.62
3065	Hackås-Näs Elektriska AB	0.66	0.89	0.76	0.89
3068	Hamra Kapellags Besparingsskog	0.44	0.77	0.49	0.77
3070	Hedesunda Elektriska AB	0.46	0.71	0.57	0.71
3075	Hofors Elverk AB	0.54	0.65	0.58	0.65
3076	Härjeåns Nät AB	0.37	0.65	0.46	0.65
3077	Härnösand Elnät AB	0.52	0.69	0.63	0.69
3085	Jämtkraft Elnät AB	0.58	0.68	0.71	0.68
3094	Kramfors Energiverk AB	0.51	0.58	0.68	0.58
3113	Ljusdal Elnät AB	0.52	0.69	0.58	0.69
3116	LKAB Nät AB	0.48	0.49	0.65	0.49
3118	Luleå Energi Elnät AB	0.80	0.93	0.97	0.93
3120	Lycksele Elnät AB	0.54	0.55	0.62	0.55
3149	PiteEnergi, AB	0.64	0.80	0.85	0.80
3159	Sandviken Energi Elnät AB	0.66	0.76	0.71	0.76
3166	Skellefteå Kraft Elnät AB	0.64	0.71	1.00	0.71
3172	Graninge Sollefteå Elnät AB	0.57	0.68	0.71	0.68
3178	Sundsvall Energi Elnät AB	0.65	0.65	0.72	0.65
3183	Söderhamn Elnät AB	0.71	0.71	0.91	0.71
3193	Töre Energi EF	0.50	0.73	0.66	0.73
3197	Umeå Energi AB	0.77	0.78	0.88	0.78
3213	Vattenfall Norrnät AB, Kiruna	0.59	0.75	0.70	0.75
3214	Vattenfall Norrnät AB, Västerbotten	0.29	0.56	0.34	0.56
3215	Vattenfall Norrnät AB, Kalix	0.54	0.81	0.70	0.81
3216	Vattenfall Norrnät AB, Norrbotten	0.39	0.64	0.43	0.64
3245	Äkab Nät och Skog AB	0.58	0.83	0.77	0.83
3247	Ånge Elnät AB	0.52	0.79	0.55	0.79
3249	Årsunda Kraft & Belysningsförening EF	0.36	0.49	0.40	0.49
3257	Övik Energi Nät AB	0.74	0.74	0.83	0.74
3261	Graninge Energinät AB	0.27	0.48	0.33	0.48