

EI R2010:11

Förhandsregleringens krav på effektivise- ringar

intäktsramen för löpande kostnader

Energimarknadsinspektionen
Box 155, 631 03 Eskilstuna
Energimarknadsinspektionen EI R2010:11
Författare: Göran Ek
Copyright: Energimarknadsinspektionen
Rapporten är tillgänglig på www.ei.se
Tryckt i Eskilstuna 2010

Förord

Energimarknadsinspektionen (EI) är tillsynsmyndighet över marknaderna för el, naturgas och fjärrvärme. Detta innebär bland annat att EI granskar skäligheten i elnätsföretagens avgifter för överföring och anslutning av el. Denna granskning har hittills skett i efterhand.

Den 16 juni 2009 beslutade riksdagen om ändringar i ellagen (1997:857) som innebär att elnätтарiffernas skälighet ska övergå till att granskas på förhand. Detta innebär i huvuddrag att EI från och med år 2012 kommer att besluta hur stora elnätsföretagens intäkter får vara genom en så kallad intäktsram för en fyraårsperiod.

Mot bakgrund av detta lämnar EI denna rapport som redovisar förhandsregleringens krav på effektiviseringar och beräkningen av en intäktsram för de löpande kostnaderna.

Eskilstuna, juni 2010



Yvonne Fredriksson
Generaldirektör



Göran Ek
Analytiker

Innehåll

1	Sammanfattning	7
2	Inledning	9
2.1	Syfte med rapporten	9
2.2	Arbetsätt	9
2.3	Löpande kostnader delrapporten (EI R2010:06)	9
3	Energimarknadsinspektionens effektiviseringskrav för löpande kostnader	11
3.1	Allmänt.....	11
3.2	Effektivitet och produktivitet.....	12
3.3	Asymmetrisk information.....	13
3.4	Incitamentsreglering.....	14
3.5	Ett generellt krav på effektiviseringar i intäktsramen	15
3.6	Den genomsnittliga produktivitetsutvecklingen.....	15
3.7	Studier av produktivitetsutvecklingen i elnätsverksamheter.....	16
3.7.1	Allmänt.....	16
3.7.2	Studier som genomförts de senaste 15 åren	17
3.8	Studier av produktivitetsutvecklingen i andra branscher.....	20
3.8.1	Produktiviteten i det svenska näringslivet.....	20
3.8.2	Historisk produktivitetsutveckling	21
3.8.3	Prognoser på utvecklingen – framtida produktivitetsutveckling	22
3.9	De X-faktorer som reglerare har fastställt i olika regleringar av elnät	22
3.10	Produktivitetsutvecklingen i Sverige 2000 – 2008	24
3.10.1	Påverkbara och opåverkbara kostnader.....	25
3.10.2	Deskriptiv statistik – strukturen på elnätsföretagen	25
3.11	Fastprisberäkningen	28
3.11.1	Utvecklingen över åren	29
3.11.2	Val av modell.....	31
3.11.3	Analys av utvecklingen över åren för branschen	32
3.12	Translogaritmisk modell med obalanserad panel	33
3.12.1	Ökad produktivitet	33
3.12.2	Skalekonomi	33
3.12.3	Känslighetsanalyser	34
3.13	Balanserad panel	35
3.14	DEA och Malmquistindex	36
3.15	Regressionsanalys på den balanserade panelen	37
3.16	Stokastisk kostnadsfront (SFA)	37
3.17	Vad säger beräkningarna?	37
3.18	Produktivitetsutvecklingen och X-faktorn	39
3.18.1	Den historiska utvecklingen av produktiviteten enligt olika studier.....	39
3.18.2	Utvecklingen i andra branscher	40
3.18.3	Förväntningar om framtida produktivitetsökningar	40
3.18.4	X-faktorer i andra regleringar av elnätsverksamhet	42
3.18.5	Kundernas del av produktivitetsökningen	43
3.19	Effektiviseringskrav för perioden 2012 – 2015	43

4	Beräkning av norm för löpande kostnader	45
4.1	Varför ett företagsspecifikt krav för en del av de löpande påverkbara kostnaderna?.....	45
4.2	Uppgifter som skulle möjliggöra beräkning av normer	46
4.2.1	Allmänt om utformningen av en norm.....	46
4.2.2	Uppgifter som EI har tillgång till idag.....	47
4.2.3	Funktionsindelning av löpande påverkbara historiska kostnader	48
4.2.4	Normkostnad för en del av löpande kostnad	48
4.2.5	Andel av de löpande påverkbara kostnaderna som ska beräknas med en normkostnad.....	48
4.3	Beräkning av en normkostnad	50
4.4	Beräkning av en normkostnad i praktiken	51
5	Metoden för bestämningen av intäktsramen för de löpande kostnaderna	53
5.1	Beräkning av löpande opåverkbar kostnad i intäktsramen	53
5.2	Löpande påverkbar historisk kostnad	53
5.3	Effektiveringskravet.....	54
5.4	Faktorprisindex (FPI) för uppräknig av löpande påverkbar kostnad i intäktsramen	56
5.5	Verksamhetsvolymindex	57
5.6	Summering av löpande kostnad i intäktsramen.....	58
5.7	Företagets ansökan om en intäktsram.....	59
5.8	Fastställande av den slutliga ramen för de löpande kostnader	59
	Referenser.....	61
	Bilaga 1 Metod	63
1	Tvärnitt och paneldata.....	63
2	Cobb-Douglas och translog	63
3	Marginaleffekter – kostnadselasticitet och marginalkostnad	65
4	DEA och Malmquistindex	65
5	Stokastiska produktionsfronter (SFA).....	68
	Bilaga 2 Modellval	70
1	Valet av modell.....	70
2	Modeller som använts vid effektivitets- och produktivitetmätningar.....	70
	Bilaga 3 Resultat 2000 – 2008	78
	Bilaga 4 Ekm-vikter	81
	Bilaga 5 Analys av uppgifter i särskilda rapporten.....	84
	Bilaga 6 Expert- och referensgrupper	90

Figur 1 Arbetsproduktivitet 1981-2007.....	20
Figur 2 Ledningstäthet och storlek på elnätsföretagen år 2008.....	26
Figur 3 Operativ kostnad per abonnent och företagsstorlek år 2008.....	27
Figur 4 Operativ kostnad per abonnent och ledningslängd per abonnent år 2008..	28
Figur 5 Indexutvecklingen 2000 - 2008.....	29
Figur 6 Real kostnad per abonnent år 2000 - 2008.....	31
Figur 7 Löpande kostnader procentuell fördelning (årsrapporter).....	46
Figur 8 Kostnader i RR och SR för alla företag.....	49
Figur 9 X-faktorn från olika år.....	55
Figur 10 Produktivitetmätning med Malmquistindex.....	66
Figur 11 Den stokastiska produktionsfunktionen.....	69
Figur 12 Kostnad för mätning och rapportering per kund enligt SR 2008, lokalnät	84
Figur 13 Fördelningen kr/kund, SR 2008.....	85
Figur 14 Kostnad för mätning och rapportering per kund, SR 2008 regionnät.....	86
Figur 15 Kostnad per km ledning, SR 2008 lokalnät.....	86
Figur 16 Fördelningen av kostnad, kr/km ledning, SR 2008.....	87
Figur 17 Kostnad i kr/km ledning, SR 2008 regionnät.....	87
Figur 18 Kostnad per station, SR 2008 lokalnät.....	88
Figur 19 Fördelningen av värdena, tkr/station.....	88

Tabell 1 Totalfaktorproduktivitetsförändring i olika studier av elnätsverksamhet.	19
Tabell 2 Utvecklingen av totalfaktorproduktiviteten 1970-95, procent per år.....	21
Tabell 3 Produktivitetsutveckling i olika branschen enligt WIDE-modellen åren 1964 - 1989.....	22
Tabell 4 X-faktorer i olika regleringar för distribution.....	23
Tabell 5 X-faktorer för transmission i olika regleringar.....	24
Tabell 6 Deskriptiv statistik över panelstudiens variabler 2000 - 2008.....	25
Tabell 7 Procentuell förändring totalt i branschen under åren 2000 - 2008.....	29
Tabell 8 Operativ kostnad per abonnent.....	30
Tabell 9 Produktivitetsförändringar via marginalkostnader och branschnivådata.	32
Tabell 10 Produktivitetsförändringar 2000-2008 DEA/Malmquistindex, medianvärden.....	37
Tabell 11 Översikt över de olika beräkningarna.....	38
Tabell 12 Strukturen på lokalnätsföretagen 2008.....	47
Tabell 13 Medel och variation för några kostnadsposter 2008.....	47
Tabell 14 Underhåll av luftledning 0,4 kV.....	51
Tabell 15 Några exempel på årskostnader för olika anläggningar.....	51
Tabell 16 Exempel på beräkning av norm.....	52
Tabell 17 Löpande påverkbar kostnad i intäktsramen.....	52
Tabell 18 Översikt av modeller som använts i uppföljningar av effektivitet och produktivitet.....	71
Tabell 19 Modeller för elnätsverksamhet.....	74
Tabell 20 Översikt över resultaten från produktivitetsberäkningarna över åren 2000 - 2009.....	78
Tabell 21 Ekm-vikter.....	81
Tabell 22 Justerad EKm-lista.....	82

1 Sammanfattning

Energimarknadsinspektionen har för avsikt att tillämpa ett generellt effektiviseringskrav på de löpande påverkbara kostnaderna. För att bestämma storleken på det effektiviseringskravet har flera analyser gjorts. Produktivitetens utvecklingen har studerats genom beräkningar för de svenska elnätsföretagen, genom jämförelser med andra branscher och genom internationella jämförelser.

Utvecklingen av produktiviteten under åren 2000 till 2008 visar på en trend av ökning. På grund av de två extrema åren 2005 respektive 2007 med stormarna Gudrun och Per är perioden inte rättvisande för den långsiktiga utvecklingen, vilket andra studier visar både i Sverige och i andra länder. Kostnaderna för den produktion som företagen utför i termer av att ställa kapacitet till förfogande för elnätskunderna har trendmässigt minskat med ca 2 % per år. Den skattade produktivitetens utvecklingen avviker inte från vad flera andra studier visar. De olika studier över utvecklingen som gjorts ger olika resultat beroende på dels val av modell, dels val av land och tidsperiod som studien omfattar.

Utvecklingen av produktiviteten påverkas t ex av den form av reglering som gäller för elnätsföretagen. Vid de omregleringar som genomförts de senaste 20 åren har det ofta skett ett byte från en avkastningsreglering (självkostnader) till olika varianter av sk incitamentsreglering. Motivet till detta byte var att ge incitament till att rationalisera verksamheten för att få en mer kostnadseffektiv produktion. Om ett sådant byte av reglering får effekt leder det till ökad produktivitet. Det innebär att studier som avser en period med avkastningsreglering bör visa en relativt sämre utveckling jämfört med en period av incitamentsreglering. I samband med omstruktureringen av elmarknaden och införandet av incitamentsreglering har ofta stora strukturella förändringar skett. Dessa strukturförändringar har drivit på produktivitetens utvecklingen. Det innebär att studier som innefattar en period före och efter en omreglering bör visa på hög produktivitetens utveckling.

Sammantaget visar de olika studierna att det successivt sker förbättringar i produktiviteten över tiden, fast i olika takt beroende på efterfrågeutveckling och kapacitetsutbyggnad. Enligt utifrån föreliggande studier konstateras att produktivitetens utvecklingen åren 2000-2008 har varit i intervallet 1,5 % till 3,5 % per år beroende på val av metod, modell och data. Andra studier visar på genomsnittliga årsvisa ökningarna på omkring 2,7 % som medelvärde.

Om man antar en fortsatt successivt ökad produktivitet kommer kostnaderna per producerad enhet att minska över åren. Under de senare åren har delvis ett tekniskifte ägt rum med övergång från luftledning till jordkablar. Detta förväntas ge både minskade underhållskostnader och färre avbrott.

En sammanvägning av olika empiriska underlag över produktivitetens utveckling och effektiviseringskrav i olika regleringar av elnät tillsammans med

överväganden om den framtida utvecklingen leder fram till att ett generellt effektiviseringskrav på de löpande påverkbara kostnaderna bör vara 1 % per år.

En andel av nätföretagens löpande påverkbara kostnader ska beräknas som en normkostnad. Den normbaserade delen av löpande påverkbar kostnad beräknas per företag efter ett nyckeltal som bygger på uppgifter om antalet anläggningar av olika slag i nätet och antal kunder kombinerat med en relativ kostnadslista (ekvivalent ledningslängd, ekm) och en beräkning av medelkostnaden per ekm. Den andel av de löpande påverkbara kostnaderna som ska läggas till grund för att beräkna en norm i intäktsramen ska uppgå till 25 %. Effektiviseringskravet gäller för både den historiska genomsnittskostnaden för åren 2006 - 2009 och för normkostnadsdelen.

2 Inledning

2.1 Syfte med rapporten

I den nya regleringen av elnätsverksamheten som kommer att gälla från och med år 2012 ska företagen lämna in förslag på intäktsramar till nätmyndigheten (Energimarknadsinspektionen) för en period om fyra år (som huvudregel). Dessa ramar fastställs av Energimarknadsinspektionen i förväg till skillnad från den nu gällande regleringen där tillsynen sker i efterhand. Med det förslag till intäktsram som varje elnätsföretag lämnar för prövning av EI ska företaget också lämna ett antal uppgifter för bedömningen av förslaget. Företaget behöver vidare motivera sitt förslag till intäktsram genom att beskriva verksamheten. I detta ingår bl.a. att lämna uppgifter till grund för EIs beräkning av en skälig löpande kostnad för tillsynsperioden. Den legala grunden för beräkning av löpande kostnad har återgetts i rapporten Löpande kostnader i förhandsregleringen – grundprinciper vid beräkning, EI R2010:06.

Denna rapport avseende löpande kostnader har som syfte att redovisa hur EI avser beräkna en högsta skälig löpande kostnad vid prövning av nätföretagets förslag till intäktsram. I detta ingår att dels redovisa EIs effektiviseringskrav för löpande kostnader för första tillsynsperioden, dels utforma metoden för hur en norm för bedömning av skäliga löpande påverkbara kostnader ska kunna beräknas för första tillsynsperioden.

2.2 Arbetsätt

Arbetet har utförts i projektform. Projektgruppen har bestått av Göran Ek, Semira Pandur och Herlita Bobadilla Robles. Projektgruppen har diskuterat och inhämtat synpunkter från en expertgrupp. Svensk Energi har sammansatt denna grupp som har bestått av experter från olika elnätsföretag. Dessutom har projektgruppen presenterat arbetet och erhållit synpunkter från representanter från elnätsföretagen, kundorganisationer, akademiker och andra myndigheter. De slutsatser som rapporten redovisar är inspektionens och behöver inte delas av expert- och referensgrupperna i alla delar.

2.3 Löpande kostnader delrapporten (EI R2010:06)

I rapporten beskrivs vilka löpande kostnader i elnätsverksamhet som ska anses påverkbara respektive opåverkbara för elnätsföretagen i första tillsynsperioden. För att beräkna en skälig löpande påverkbar kostnad bedömer EI att det är rimligt att utgå från varje enskilt företags historiska kostnader. De år som EI anser ska utgöra "basår" vid beräkningen är åren 2006 - 2009. Uppgifterna har elnätsföretagen i huvudsak redan lämnat in till EI i s.k. årsrapporter för nämnda år. De poster i årsrapportens resultaträkning som kommer att ligga till grund för beräkningen utgörs av handelsvaror, råvaror och förnödenheter, övriga externa kostnader, personalkostnader, jämförelsestörande poster och övriga rörelsekostnader. Vidare beskrivs vilka justeringar av dessa poster som måste göras vid beräkningen.

Exempel på sådana justeringar är:

- justeringarna som görs med anledning av att vissa företag hyr anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen och därmed regelmässigt utgör kapitalkostnader
- justeringarna som görs med anledning av att vissa redovisningsmässiga kapitalkostnader, dvs. kostnader för tillgångar som företag äger men som inte ingår i kapitalbasen utgör regelmässiga löpande kostnader.

3 Energimarknadsinspektionens effektiviseringskrav för löpande kostnader

3.1 Allmänt

Effektivitetskravet är den så kallade X-faktorn i teorin för incitamentsreglering. För drygt 20 år sedan inleddes en omstrukturering av flera infrastrukturbranscher i flera länder och där England i många avseenden gick före denna ideologiska utveckling.¹ Med incitamentsreglering avsågs att regleringen skulle ge de reglerade företagen incitament till att höja produktiviteten. Den då gällande regleringen var utformad som en avkastningsreglering eller självkostnadsreglering och dessa gav incitament till överkapitalisering och ineffektiv produktion. Den reglering som då för drygt 20 år sedan började tillämpas vid privatisering av den brittiska el- och telemarknaderna fick benämningen RPI - X, vilket innebär att från en godkänd utgångsnivå på priserna (eller de totala intäkterna), skulle företagen få kompensation från inflation (RPI)² men också få ett "beting" i form av en X-faktor.

Kravet på intäktsminskningar bör idealt bygga på en bedömning av den förväntade produktivitetsutvecklingen. Ökad produktivitet innebär minskad kostnad per producerad enhet. Svårigheterna att göra prognoser över den framtida utvecklingen gör att man normalt är hänvisad till att undersöka den historiska utvecklingen. Den trend som då kan beräknas extrapoleras sedan framåt i tiden. Till denna trend kan man sedan lägga på särskilda överväganden om hur den framtida utvecklingen kommer att avvika uppåt eller neråt från denna trend och med hur mycket. Om företagen har stora marginaler mellan intäkt och kostnader kan det motivera ett krav utöver den förväntade produktivitetsutvecklingen.

Distribution av el är ett så kallat naturligt monopol. Detta innebär att de totala kostnaderna för *ett* företag att producera de efterfrågade tjänsterna på en marknad (t ex ett geografiskt avgränsat distributionsområde) är lägre än den totala kombinerade kostnaden om två eller flera företag producerar samma kvantitet.³ Således är det samhällsekonomiskt mest effektivt om endast ett företag distribuerar el inom ett visst geografiskt område.

Genom att ge ett företag tillstånd att distribuera el - en koncession - ges därmed detta företag en monopolställning, som innebär en möjlighet att missbruka sin ställning som ensam leverantör på marknaden. Ett sätt att begränsa denna maktställning är att införa en reglering av villkoren för produktionen. T ex att reglera pris eller intäkt men även ställa krav på olika slag av kvalitet och sätta priser (sanktioner) på bristande kvalitet. Idealt borde priset för distribution sättas lika med kostnaden för tillhandahållandet av tjänsten. I praktiken är detta svårt

¹ Se t ex Armstrong m fl, "Regulatory reform", 1994.

² RPI = retail price index, dvs konsumentprisindex.

³ Kostnaderna stiger normalt per producerad enhet ju fler företag som finns på marknaden.

eftersom det förutsätter att tillsynsmyndigheten har fullständig information om de reglerade företagens kostnader. Företagen har här ett informationsövertag gentemot den reglerande myndigheten.

Regleringen ska dels se till att företagen inte tar ut för höga priser (nätavgifter), dels även sätta krav på effektiviseringar eftersom konkurrensen mellan företag saknas på grund av monopolställningen. För att regleringen ska vara långsiktigt uthållig bör den även ge nätföretagen möjlighet att få skälig avkastning på det kapital som krävs för att driva verksamheten. Regleringen ska således både ha ett kortsiktigt och långsiktigt perspektiv.

Därför har olika typer av reglering utvecklats som sätter restriktioner på vilka priser som monopolisten kan ta ut för att förhindra att marknadsdominansen utnyttjas.⁴ Men även att ställa krav på effektiviseringar och att ge sådana spelregler så att företagen får incitament till effektiviseringar av verksamheten och till att vara dynamiskt effektiva över tiden så att kapaciteten anpassas optimalt till efterfrågan på tjänsterna.

3.2 Effektivitet och produktivitet

Med produktivitet avses generellt kvoten mellan producerad volym av en eller flera produkter och de resurser som förbrukats vid denna produktion. Om enbart en (1) produkt produceras med hjälp av en (1) resurs är det enkelt att mäta produktivitet. Detta förutsatt att det inte förekommer skillnader i kvalitet på använda resurser och presterade produkter.⁵ Om flera olika produkter produceras med hjälp av flera olika slags resurser blir uppgiften betydligt svårare. En sammanvägning måste då ske. Ett flertal metoder för detta finns. Den mest förekommande är den vägning som sker på marknaden. Vägning sker genom att priserna på producerade produkter respektive använda resurser får fungera som vikter. För att en sådan sammanvägning ska bli rättvisande måste dessa priser vara samhällsekonomiskt rättvisande, d v s att de bildats på marknader med tillräckligt hög konkurrens. Endast då uttrycker priserna den samhällsekonomiska alternativkostnaden. För många produkter som produceras (särskilt inom offentlig sektor) finns det inga priser. På många marknader är konkurrensen ofullständig. Eller så är priserna satta av ett företag (monopolet) vilket är fallet för många offentliga monopol. Elnätföretagen är reglerade monopol och sätter idag sina priser självständigt, vilka i efterhand kan prövas av Energimarknadsinspektionen.

Med effektivitet menas jämförelser av företags produktivitet relativt en norm som sätts av de mest produktiva företagen inom en viss bransch, det vill säga att företagen producerar samma saker under liknande villkor. Företagens förmåga "att göra saker på rätt sätt" genom att jämföra varje enskilt företag mot en måttstock där de mest produktiva företagen i den grupp av företag som jämförs bildar måttstocken. De mest produktiva företagen sätter normen för övriga företag och avståndet mellan det enskilda företaget och den beräknade fronten ger ett mått på hur mycket verksamheten potentiellt kan effektiviseras. Resultatet visar företagens *produktionseffektivitet*. För att detta ska ge tillförlitliga resultat är det

⁴ Ett utnyttjande av marknadsdominansen innebär att företaget kan sätta sina monopolpriser och därmed få ut en extra avkastning (s k monopolräntor).

⁵ Man brukar säga att resurserna respektive produkterna är homogena, t ex att kostnaden för ett lågspänningsuttag är lika stor i genomsnitt mellan företagen.

viktigt att produktion, kostnader, kvalitet och yttre opåverkbara faktorer kan mätas på samma sätt med tillräcklig precision.

Produktiviteten ökar om mer produceras och/eller genom att mindre resurser används. En produktivitetsokning kan förklaras av flera olika faktorer. Vanligt förekommande är att dela upp en förändrad produktivitet i sådant som beror på:

1. Effektivitetsförbättringar (mindre resurser går åt för samma produktion genom successiva rationaliseringar, "vardagsrationaliseringar")
2. Teknisk förändring som expanderar möjligheterna för högre produktivitet (ny teknik och nya organisationsformer som flyttar kostnadsfronten)
3. Realiserandet av skalfördelar genom att expandera verksamheten t ex via företagsfusioner.

3.3 Asymmetrisk information

Information om kostnadsförhållanden i produktionen är nästan alltid asymmetriskt fördelad mellan producenten (uppdragstagaren) och uppdragsgivaren, t ex regleraren. Producenten har betydligt mer kunskap om villkoren och de faktiska kostnaderna för produktionen än vad uppdragsgivaren kan få. Det har vuxit fram en omfattande litteratur kring utformningen av kontrakt mellan uppdragsgivare och uppdragstagare.⁶

Med perfekt information om kostnads- och efterfrågeförhållanden skulle den reglerande myndigheten kunna bestämma de samhällsekonomiskt optimala priserna och kvaliteten på produkten eller tjänsten ifråga och ge direkta order för dessa. Men då regleraren inte har den nödvändiga informationen för att bestämma den bästa lösningen måste regleraren istället försöka härma en marknad genom att utnyttja den information som är tillgänglig. Tillgången på information är därmed en nyckelfråga vid reglering.

Regleringen av monopol har normalt flera mål. För det första bör regleringen som nämnts se till att företaget inte kan utöva marknadsmakt och via denna ta ut alltför höga priser. För det andra ska regleringen ge incitament till effektiv nätverksamhet. I detta ligger att företagen successivt rationaliserar verksamheten och att även kvaliteten i produktionen upprätthålls på en väl avvägd nivå. Förutom dessa två mål finns även ett mål att företagen på lång sikt anpassar verksamheten och genomför investeringar i rätt tid, med rätt kapacitet och rätt teknik.

I välfärdsekonomisk teori är det reglerarens uppgift att maximera samhällets välfärd. Regleraren ska fylla samma uppgift som marknaden klarar av vid en fullt fungerande konkurrens. Det innebär att summan av konsument- respektive producentöverskotten ska blir så hög som möjligt.⁷ Fokus i välfärdsekonomisk

⁶ Se Laffont och Tirole 1993, "A Theory of Incentive in Procurement and Regulation".

⁷ Konsumentöverskottet är skillnaden mellan kundernas maximala betalningsvilja och det pris de får betala. Producentöverskottet är skillnaden mellan vad producenten får i betalning och vad det kostar att framställa tjänsten.

teori är att marknaden ska vara priseffektiv, vilket innebär att den marginella enheten som produceras säljs till sin marginalkostnad.

Traditionell självkostnadsreglering var fokuserad på att kunderna skulle få behålla en så stor del av konsumentöverskottet som motsvarande en konkurrensmarknad, dvs hindra eller åtminstone motverka att monopolföretaget tar ut monopolpriser. Syftet med regleringen är då primärt att motverka monopolvinster, dvs en fördelningspolitisk funktion. Pristaks- och intäktstaksreglering har flyttat fokus från fördelningsaspekten till produktionen genom att skapa incitament för att öka produktiviteten. Det innebär en avvägning mellan att motverka monopolpriser och att stimulera produktivitetsökningar. På kort sikt kan det bli en motsättning genom att kunderna får en mindre del av produktivitetsökningen. Men på lång sikt kan den successiva höjningen av produktiviteten komma kunderna till del.

Det reglerade företaget vet mer om både sina egna kostnadsförutsättningar samt sin arbetsinsats (ansträngning) än vad tillsynsmyndigheten gör, vilket ger företaget en informationsfördel. Den välfärdsmaximerande tillsynsmyndigheten står således inför både ett problem med *dold information* och *dold handling*. Dold information (eller dolda egenskaper) innebär i detta fall en osäkerhet (eller okunskap) för tillsynsmyndigheten om de faktiska kostnaderna som det reglerade företaget har. Monopolet har således en möjlighet att övertyga tillsynsmyndigheten att detta har högre kostnader än vad det egentligen har, och därmed få en högre vinst. Dold handling innebär en osäkerhet (eller okunskap) för tillsynsmyndigheten kring hur stor arbetsinsatsen (ansträngningen) är från det reglerade företaget. Om det inte finns någon möjlighet till vinst, finns det inte heller något incitament att effektivisera (Se t ex Joskow, 2006)⁸.

3.4 Incitamentsreglering

Med incitamentsreglering förstås en reglering som syftar till att ge företagen sådant incitament att de anstränger sig för att göra verksamheten mer rationell (kostnadseffektiv). Effekten av en sådan reglering blir då, allt annat lika, en ökad produktivitet. Det har under årens lopp utvecklats flera varianter av incitamentsreglering. Den första generationen av incitamentsreglering utgick från att det finns *ett* monopol i branschen. Reglerarens uppgift var att bestämma tre villkor. Först bestämma en ingångsnivå för de kostnader som är skäligen. Sedan bestämma ett index som ska reflektera den förväntade inflationen under tillsynsperioden och till sist besluta ett effektiviseringskrav för perioden (den s k X-faktorn).

I en tidig formulering av måttstockskonkurrens (Schleifer1985) bestämdes normen av vad andra företag presterade (t ex kostnad per producerad enhet). Den norm som där valdes för att reglera ersättningen var en genomsnittskostnad för en grupp av jämförbara företag. Begreppet normkostnad kan således även avse en genomsnittskostnad.

Om det i branschen finns flera lokala monopol som kan jämföras, kan man göra beräkningar av kostnadseffektivitet och produktivitetsutveckling på historiska

⁸ Joskow P, "Incentive Regulation in Theory and Practice: electricity distribution and transmission networks", 2007 working paper.

data. Resultaten kan sedan användas för att bestämma X-faktorn. Om det finns flera lokala monopol är det också möjligt att "skräddarsy" ett effektiviseringskrav för varje enskilt företag. Denna X-faktor kan bestå av dels en generell faktor (lika för alla företag) utifrån kunskapen om hur produktivitetens utvecklingen för de bästa företagen i branschen varit, dels en företagsspecifik faktor från resultat från effektivitetsberäkningar. Den generella faktorn ska vara kopplad till den förväntade förändringen i de mest produktiva företagens produktivitet (fronten förändring), medan det företagsspecifika kravet kopplas till den potential till ökad produktivitet som mäts upp för respektive företag (effektivitetsförändring).

3.5 Ett generellt krav på effektiviseringar i intäktsramen

I den kommande ekonomiska regleringen med en förhandsbestämning av intäktsramar ska det finnas krav på effektiviseringar av elnätsverksamheten. I ellagen eller dess förarbeten finns det inga närmare anvisningar om hur dessa krav på effektiviseringar ska utformas. I förarbeten argumenteras för att regleringen ska utformas så att företagen får incitament till att effektivisera verksamheten.

I rapporten "Förhandsreglering av elnätsavgifter – principiella val i viktiga frågor" EI R2009:09" föreslås enbart ett generellt krav på de påverkbara driftkostnaderna (löpande kostnader eller operativa kostnader). Kravet föreslås gälla lika för alla företag oberoende av deras kostnadseffektivitet. Syftet med föreliggande beräkningar är att få ett underlag för att bestämma ett sådant generellt krav. Kravet kommer att få formen av en viss procentsats på ett ingångsvärde för de operativa kostnaderna.

Det empiriska underlaget för en bestämning av effektivitetskravet bör enligt EI grundas på en sammanvägning av flera källor:

1. Studier av produktivitetens utveckling av elnätsverksamhet som andra gjort.
2. Studier av produktivitetens utvecklingen i konkurrensutsatta branscher som har en liknande kostnadsstruktur som elnätsverksamhet.
3. De X-faktorer som reglerare har fastställt i olika regleringar av elnät.
4. Föreliggande undersökning av produktivitetens utvecklingen av elnätsverksamheten i Sverige för perioden 2000 - 2008.

3.6 Den genomsnittliga produktivitetens utvecklingen

Ett alternativ till att använda ansatsen med att räkna på produktions- eller kostnadsfronter är att undersöka det genomsnittliga sambandet mellan kostnader och de kostnadsdrivare som är mest relevanta. Fördelen med detta är att det "brus" som finns i form av felaktiga uppgifter inte riskerar att få den stora inverkan det kan ha vid en beräkning där de mest produktiva företagen sätter normen för övriga företag. Även vid en skattning av det genomsnittliga kostnadssambandet har extremvärden inverkan på skattningen av parametrarna. Men om antalet observationer är stort blir risken för en sådan inverkan mindre. Vid en beräkning av en kostnadsfront kan företag med felaktigt låga kostnader (eller hög produktion) få stor inverkan på en del av fronten och därmed ge en norm som blir felaktigt för hög för vissa företag. I de beräkningar som görs har

fokus lagts på att skatta en genomsnittlig produktivitet utveckling – den tekniska förändringen som branschen trendmässigt har haft.

En modell med de variabler som visar sig vara mest signifikanta vid en analys av varje enskilt år används vid panelskattningen.⁹ Förutom dessa kostnadsdrivare (prestationer) läggs även in en tidstrend som variabel. Med t ex tre oberoende variabler blir det fyra parameter värden som ska skattas. Modellen beräknas som både en Cobb-Douglas loglinjär funktion och en translogaritmsk funktion. Vid en Cobb-Douglas loglinjär funktion förutsätts exponenterna (de skattade parametrarna) vara konstanta över hela produktionsintervallet (verksamhetsnivåerna på företagen). Vidare förutsätter denna modell att substitutionselasticiteterna mellan prestationerna är konstanta.

Den translogaritmska modellen är flexibel i den mening att de antaganden som ligger i Cobb-Douglasmodellen inte gäller. Skalavkastningen kan därmed variera över storleken på verksamheten. Vid skattningar av Cobb-Douglas modellen på elnätsverksamhet är det vanligt förekommande att summan av exponenterna är mindre än ett, vilket indikerar att det finns stordriftsfördelar. Men denna skalfördel förutsätts implicit i Cobb-Douglas gälla för alla nivåer på verksamheten. Vidare tar den translogaritmska modellen hänsyn till interaktioner mellan förklaringsvariablerna i modellen.

Förutom att använda regressionsanalys för att få fram en tidstrend på produktivitet utvecklingen görs en analys på branschnivå med hjälp av vikter som skattats via tvärsnittsestimeringar av Cobb-Douglasmodellen med tre oberoende variabler. Vidare görs beräkningar med Data Envelopment Analysis (DEA) och Malmquistindex och stokastiska produktionsfronter för att kontrollera resultaten.

Vissa känslighetsanalyser görs också genom att använda KPI som fastprisberäknare, genom att ta bort extrema observationer, extrema år (2005) och genom att även föra in posten jämförelsestörande poster i kostnaderna.

I bilaga 1 redovisas metodiken utförligare.

3.7 Studier av produktivitet utvecklingen i elnätsverksamheter

3.7.1 Allmänt

Det har under årens lopp gjorts flera studier av hur produktivitet utvecklets inom elnätsverksamhet. Vissa av dessa studier avser svenska förhållanden. Här redovisas de studier som EI tagit del av. Fokus ligger på svenska studier. Här redovisas ett antal studier över produktivitet utvecklingen i olika elnätsverksamheter.

Sammantaget visar de olika studierna att det successivt sker förbättringar i produktivitet över tiden, fast i olika takt beroende på efterfrågeutveckling och kapacitetsutbyggnad. Kostnaderna varierar också över åren även till följd av yttre orsaker som beror på väder, t ex stormar.

⁹ Dvs varje enskilt år har undersökts separat vad gäller vilka variabler som är mest signifikanta.

3.7.2 Studier som genomförts de senaste 15 åren

Det har gjorts relativt många studier av produktionseffektiviteten inom eldistribution under de senaste 15 åren. Däremot är antalet studier som undersöker utvecklingen av produktiviteten över tiden relativt få. En litteratursökning på Internet visar ett fåtal studier. En tidig studie är Hjalmarsson och Veiderpass (1992) samt Veiderpass (1993). I dessa studier beräknades utvecklingen för åren 1970-1986 i en modell med åtta variabler (fyra resurser och fyra prestationer).¹⁰

Resultaten i dessa studier visar på en stadig produktivitet utveckling med i genomsnitt en årlig ökning med ca 5 %. Förklaringen är främst en successivt ökad distribution av el. I den andra studien från 1993, redovisas utförligare resultat och analyser. I huvudsak konstateras en successivt ökad produktivitet genom ökad eldistribution och att företag med övervägande landsbygdsdistribution ökar produktiviteten mer än företag som är verksamma i tätorter. Detta tolkas som en effekt av strukturrationaliseringar, som varit mer frekventa i företag med distribution på landsbygden.

I en studie av norska elnätsföretag för perioden 1983-89 ökade produktiviteten med i genomsnitt nästan 2 % per år (Försund och Kittelsen 1998). I denna modell ingår fyra resurser och tre prestationer. Resurserna utgjordes av arbetsinsats (timmar), nätförluster (MWh), material respektive kapitalkostnader (kr). Ökningen i produktivitet kunde nästan helt förklaras av skift i produktionsfronten, d v s att de mest produktiva företagen förbättrat möjligheterna i branschen att producera till lägre kostnader.

I en studie från 2004 har Veiderpass utökat uppföljningen från de tidigare studierna (Veiderpass 2004). Undersökningen förs i studien fram till år 2001. Avsaknaden av uppgifter om personalanvändningen gör att modellens resurser endast består av de tre realkapitalvariablerna ledningslängd, uppdelat i låg och högspänning samt total transformatorkapacitet. Produktiviteten för perioden 1970-2001 var mer eller mindre konstant enligt denna modell. I de större företagen ses en klart mer positiv utveckling.¹¹ De stora företagen hade en genomsnittlig årlig ökning mellan åren 1996 – 2001 på 11,4 % medan de mindre företagen hade en minskning med 5,5 %.

Hjalmarsson och Kumbhakar (1998) undersöker utvecklingen av arbetsproduktiviteten i den svenska eldistributionen under perioden 1979 - 1990. De finner att ökningarna i arbetsproduktiviteten avtar över tiden. Från 3,5 % år 1970 till 1,7 % år 1990. En förklaring till den nedåtgående trenden är utvecklingen av volymerna av distribuerad el.

Produktivitet utvecklingen i den norska eldistributionen har undersökts för åren 1996 – 2003. Det innebär att utvecklingen följs med olika regleringsregimer eftersom den ändrades år 1997 från en avkastnings- till en intäktstaksreglering.¹²

¹⁰ Resurserna är arbetade timmar (timmar), lågspänningsledning (km), högspänningsledning (km) och total transformatorkapacitet (kVA). Prestationerna är låg- respektive högspänning (MWh) och antal hög- respektive lågspänningsabonnemang.

¹¹ Modellen hade som resurser: ledningslängd i km uppdelat på hög- respektive lågspänning samt total transformatorkapacitet. Prestationerna utgjordes av volymen överförd el uppdelat på hög- respektive lågspänning och antalet abonnemang också uppdelat i hög- respektive lågspänning.

¹² Från början en självkostnadsreglering som utvecklades till en avkastningsreglering.

År 1998 infördes även företagsspecifika beting på effektiviseringar på mellan 0 % och 3 % av intäkterna, förutom ett generellt krav på alla företag på 1,5 % av intäkterna.

Den modell som används i denna uppföljning av eldistributionen i Norge består av fem prestationer (överförd el, antal abonnemang, ledningslängd högspänning, ledningslängd lågspänning och förväntade leveransavbrott).¹³ De resurser som ingår i modellen består av personalinsats, material och tjänster, nätförluster, kapital och faktiska leveransavbrott.¹⁴ Det gör att modellen totalt har tio variabler eller dimensioner. Ledningslängderna och förväntade leveransavbrott ingår som ramfaktorer, d v s faktorer som nätföretagen inte kan påverka (miljövariabler). Mellan år 1996 och 2003 ökade produktiviteten med i genomsnitt 8,0 %, vilket innebär en årlig ökning med 1,1 %.¹⁵

Statens energimyndighet har följt upp produktivitetens utvecklingen i två rapporter: "Elnätsföretagens kostnadseffektivitet och produktivitetens utveckling – jämförelser av nätföretagens distribution av el år 2002 samt utveckling 2000 – 2002" respektive "Elnätsföretagens kostnadseffektivitet och produktivitetens utveckling – en uppföljning av verksamheten 2003".

Resultaten för år 2000 – 2001 visar en genomsnittlig ökning av produktiviteten med drygt 6 %, både som en följd av minskade driftkostnader och ett ökat utnyttjande av näten. Produktiviteten ökade i genomsnitt med 3,3 % mellan år 2001 och 2002. Jämfört med utvecklingen tidigare år är det en halvering av ökningstakten. Förklaringen till detta är de högre elpriserna som minskade elanvändningen under år 2002.¹⁶

Resultaten för år 2002 – 2003 visar en genomsnittlig ökning av produktiviteten med 3 %. Denna genomsnittliga förändring kan helt hänföras till att kostnadsfronten skiftat, d v s den ökade produktiviteten har skett genom att de bästa företagen, som bestämmer kostnadsfronten har blivit mer produktiva.

Energimarknadsinspektionen publicerade den senaste uppföljningen av produktivitetens utvecklingen i en rapport år 2008 då perioden mellan 2001 – 2006 undersöktes.¹⁷ Mellan år 2001 och 2006 ökade produktiviteten i branschen med 3,6 % per år. Beräkningarna bygger på utvecklingen av de kortsiktigt påverkbara kostnaderna (drift- och underhåll) i förhållande till vad elnätsföretagen presterar i form av antal kunder, överförd el med mera. Denna ökning kan i huvudsak hänföras till att effektivitetsfronten, som bildas av de mest produktiva företagen, har expanderat, vilket innebär att branschen generellt förbättrat möjligheterna att producera tjänsterna till lägre kostnaderna. En tydlig tendens är att de företag som är relativt sett mest ineffektiva i utgångsläget (år 2001), ökar sin produktivitet relativt sett mera. Deras effektivitetsförändring är högre än de företag som i

¹³ Överförd el i GWh, ledningslängder i km och förväntade avbrott i kronor.

¹⁴ Personal i årsarbetskrafter, material och tjänster i kronor, kapital i kronor (bokförda värden) och faktiska leveransavbrott i kronor.

¹⁵ För det genomsnittliga företaget ökade produktiviteten med 15,4 % under de sju åren vilket innebär en årlig ökning med 2,1 %.

¹⁶ Den totala elkonsumtionen minskade i Sverige med 1,2 % mellan 2001 och 2002 (Källa: The Electricity Market 2003, Energimyndigheten).

¹⁷ Elnätsföretagens produktivitetens utveckling 2001 – 2006, Energimarknadsinspektionen 2008.

utgångsläget är förhållandevis kostnadseffektiva. Denna s k upphinnareffekt är vanligt förekommande i olika branscher.

Uppföljningen av produktivitetens utvecklingen i rapporten baseras på de uppgifter som elnätsföretagen rapporterat till inspektionen. Beräkningarna har gjorts med hjälp av DEA-metoden och med användning av ett Malmquistindex.¹⁸ Modellen för beräkningen har kortsiktigt påverkbara kostnader som resursvariabel och 6 produkter (överförd el uppdelat på hög och lågspänning, antal kunder också uppdelat på hög- respektive lågspänning, maximalt effektuttag mot överliggande nät samt total ledningslängd).

Ytterligare ett antal studier har gjorts över andra länders elnätsverksamhet. I tabell 1 redovisas resultaten i olika länder vid olika perioder.

Totalfaktorproduktivetsförändringen (TFP) per år redovisas och den visar en spridning från -3,7 till 10,8. Medelvärdet uppgår till 2,7 % per år. Med de två extrema resultaten exkluderade blir medelvärdet: 2,6 % per år.

Tabell 1 Totalfaktorproduktivetsförändring i olika studier av elnätsverksamhet

Nr	Land	Period	Studie	TFP procent per år
1	England/Wales	1971-1993	Weyman-Jones/Burnes, 1994	2,8
2	"	1990-1998	Tilley/Weyman-Jones, 1999	6,3
3	"	1990-1997	London Economics, 1999	3,5
4	"	1985-1997	Hattroi/Jamasb/Pollit	2,5
5	"	1985-1989	"	-3,7
6	"	1990-1994	"	0,9
7	"	1995-1997	"	10,8
8	Australien	1981-1994	London Economics, 1994	3,6
9	Norge	1983-1989	Försund/Kittelsen, 1998	1,9
10	"	1994-1998	ECON/Bowits et al	2,8
11	"	1995-1998	NVE, 2001	2,5
12	Kanada, Ontario	1993-1997	OEB, 1999	2,1
13	Nya Zeeland	1994-1997	London Economics, 1999	1,4
14	Spanien	1987-97	Arocena/Contin/Huerta, 2002	2,9
15	USA	1994-1996	London Economics, 1999	0,7
16	"	1972-1994	Makholm, 2003	1,9
17	"	1984-1994	Makholm, 2003	2,1
18	Nord-Irland	1971-1994	Competition Commission, 2002	3,1
19	Holland	2001-2003	Haffner	3,2
20	"	2004-2006	"	2,8
	Medel			2,7

Källa: Hanse et al. 2005, Energy-Control Kommission 2005, Hafner 2005.

¹⁸ Data Envelopment Analysis.

Sammantaget visar dessa undersökningar av produktivetsutvecklingen att det successivt sker förbättringar i produktiviteten, fast i olika takt beroende på efterfrågeutveckling och kapacitetsutbyggnad. Resultaten visar på förbättringar oavsett val av modell och data. Ökningarna varierar dock över tiden.

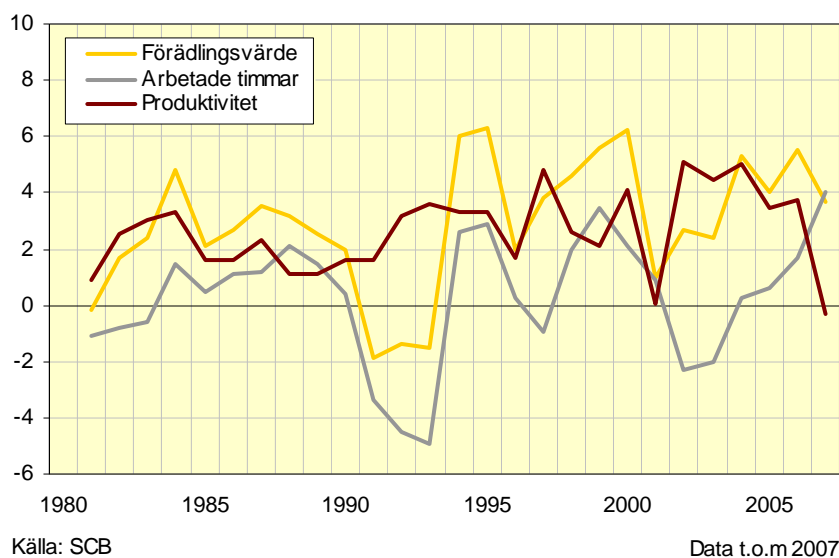
3.8 Studier av produktivetsutvecklingen i andra branscher

3.8.1 Produktiviteten i det svenska näringslivet

Statistiska centralbyrån (SCB) publicerar data över näringslivets produktivetsförändring över tiden. Det produktivetsmått som används är arbetsproduktivitet vilket anger relationen mellan produktionsvolym och insatsen av arbetskraft. Produktionen mäts i termer av förädlingsvärde och arbetskraftsinsatsen i timmar eller årsverken. Anledningen till att SCB använder det måttet är sannolikt att det för det första är relativt enkelt att ta fram och för det andra inkluderas den viktigaste förklarande variabeln för ett lands produktivitet, nämligen insatsen av arbetskraft. Svagheten med att använda arbetsproduktivitet som mått är att det endast tar hänsyn till insatsen av arbetskraft. Måttet tar således inte hänsyn till ett ökat eller minskat utnyttjande av andra produktionsfaktorer såsom realkapital. Enligt SCB har arbetsproduktiviteten varit i genomsnitt 2,6 procent under perioden 1981-2007.

Eftersom den analys av produktivetsutvecklingen som EI gör i föreliggande rapport omfattar de kortsiktigt påverkbara kostnaderna och dessa utgör 40-50 % av de totala kostnaderna, kan man ändå göra en koppling jämförelsemässigt mellan arbetsproduktivitet och de resultat som EI kommer fram till. Detta därför att huvuddelen av de operativa kostnaderna är kostnader för arbetsinsatser (personalkostnader och köpta tjänster).

Figur 1 Arbetsproduktivitet 1981-2007



Riksbanken använder SCB:s mått men kompletterar dessa med egna beräkningar. I skriften *Den "nya ekonomin" och svensk produktivitet på 2000-talet* framhåller Riksbanken svårigheten med att veta om produktivetsförändringar är en effekt av

det vanliga konjunkturmönstret eller om den beror på mer långvariga, strukturella faktorer.¹⁹

3.8.2 Historisk produktivetsutveckling

Vissa branscher, som producerar t ex kapitalintensiva varor har haft en produktivetsutveckling med i genomsnitt 3,1 % per år mellan 1970 - 94. Dessa branscher har högre värden än elnätsverksamheten, medan andra, som t ex branscher som producerar arbetsintensiva varor, har haft en produktivetsutveckling med i genomsnitt 1,3 % per år.

Elnätsverksamhet räknas som en typisk kapitalintensiv verksamhet, vilket innebär att jämförelsen bör ske relativt kapitalintensiva branscher. Å andra sidan ska bestämningen av effektivitetskravet endast baseras på löpande påverkbara kostnad. Denna kostnad består till stor utsträckning av lönekostnader, dvs arbetsinsatser. Det gäller både kostnaderna för personal och köpta tjänster (övriga externa tjänster). Det leder till att jämförelsen med andra branscher snarast bör ligga på arbetsintensiva branscher. De produktivetsanalyser som EI gjort är begränsade till de löpande påverkbara kostnaderna.

Näringslivet som helhet har ökat sin totalfaktorproduktivitet med i genomsnitt 1,2 % per år under perioden 1970-95. Tillverkningsindustrins utveckling varierar med konjunkturcyklerna. Med ett genomsnitt på 2,8 % per år under perioden 1965-95 visar detta att konkurrensutsättning ger en högre takt i förbättringarna. El, gas, värme och vatten (SNI 400) har under perioden 1970-94 i genomsnitt ökat produktiviteten med 1,5 % per år.

Tabell 2 Utvecklingen av totalfaktorproduktiviteten 1970-95, procent per år

Näringslivet (1970-95)	1,2 %
Tillverkningsindustri, SNI 300 (1965-95)	2,8 %
El, gas, värme och vatten (SNI 400) (1970-94)	1,5 %
Kapitalintensiva varor (1970-94)	3,1 %
Arbetsintensiva varor (1970-94)	1,3 %
Skyddade varor (1970-94)	1,3 %
Samfärdsel etc (SNI 700) (1970-94)	2,9 %
Byggnadsindustri (SNI 500) (1970-94)	1,8 %
Kemisk industri (SNI 350) (1970-94)	1,9 %

I tabell 3 redovisas utvecklingen för vissa branscher enligt den sk WIDE-modellen.

¹⁹ Eftersom anställning och avsked är förknippat med kostnader som avgångsersättning, inlärningsperioder m.m. tenderar företag att i lågkonjunktur behålla till synes omotiverat mycket personal. Personalen används då mindre intensivt och produktiviteten sjunker följaktligen. När sedan konjunkturen vänder kan samma personal användas mer intensivt varpå produktiviteten ökar.

Tabell 3 Produktivitet utveckling i olika branschen enligt WIDE-modellen åren 1964 - 1989

Bransch	Totalfaktorproduktivitet	Teknisk förändring
Massa- och papper (SNI 341)	2,46	2,04
Jord- och stenindustri (SNI 360)	2,11	2,18
Järn- och stålindustri (SNI 370)	3,26	2,60
Verkstadsindustri (SNI 380)	3,50	3,05

Källa: "Kapitalbildning, kapitalutnyttjande och produktivitet", expertrapport nr3 till produktivetsdelegationen 1991.

3.8.3 Prognoser på utvecklingen – framtida produktivitet utveckling

Konjunkturinstitutet har i långtidsutredningen LU 2008 för perioden 2005 – 2015 gjort bedömningar över den framtida utvecklingen. Den genomsnittliga årliga förändringen i arbetsproduktivitet för näringslivet som helhet bedöms uppgå till 2,66 % för perioden 2006-2020.²⁰ Det är lägre än utvecklingen under perioden 1997-2005 då arbetsproduktivitet ökade med 3,32 %. Totalfaktorproduktivitet (TFP) bedöms öka med 1,6 % för perioden 2006-2020. under perioden 1997-2005 ökade TFP med 2,0 % per år.

3.9 De X-faktorer som reglerare har fastställt i olika regleringar av elnät

Reglering av elnätstariffer med hjälp av effektiviseringskrav har funnits i drygt 20 år. Nivån på den X-faktor som de olika reglerarna beslutat om under olika perioder varierar en del. En orsak till skillnaderna är naturligtvis bedömningen av hur stora rationaliseringspotentialer som finns i företagen. En annan var bedömningar över hur stora marginaler (monopolräntor) som företagen har. I flera länder var elnätsverksamheten en offentligt ägd verksamhet kombinerat med en avkastningsreglering. Det bedömdes därför i flera länders omregleringar att det fanns stora potentialer för framtida kostnadsminskningar. I tabell 4 och 5 visas de krav som ställts i ett antal regleringar. För distributionsverksamhet ligger medelvärdet för det generella kravet på omkring 2,5 %.²¹ Därutöver finns det företagsspecifika krav i vissa regleringar. För Finland gäller för innevarande period (2008-2001) ett generellt krav på 2,06 % och ett företagsspecifikt på mellan 0,05 och 2,57 %. Medelvärdet för det företagsspecifika kravet är 0,62 %. Det innebär således ett totalt krav på branschen på 2,7 %.

²⁰ Bilaga 6 till LU 2008, tabell 3.5 sid 106.

²¹ Exklusive England är medelvärdet 2,0 och med ett vägt medel för de fyra perioderna i England med 4 % genomsnittligt krav blir det 2,5 %.

Vissa regleringar sätter kravet på de löpande kostnaderna (OPEX), medan de flesta har satt kravet på totalkostnaderna (TOTEX) eller intäkterna. Eftersom de löpande kostnaderna uppgår till ca hälften av de totala kostnaderna ger en enkel sammanvägning att det generella kravet är i nivån 3,5 % om kravet för regleringar med TOTEX eller intäkter dubblas.

Tabell 4 X-faktorer i olika regleringar för distribution

Land	Regleringsperiod	Generellt krav	Företagsspecifikt krav			Basen för X-faktorn
			Min	Maxi	Medel	
Danmark	2008		0	4	1,6	OPEX
	2000-2003	3,0				OPEX
Finland	2008-2011	2,06	0,05	2,57	0,62	OPEX
Tyskland	2009-	1,25	0	3,90	0,79	TOTEX
Holland ²²	2000-2003	3,3				
Norge	1997	1,5				TOTEX
	1998-2002	1,5	0	3,0		TOTEX
	2002-2006	1,5	0	5,2		TOTEX
	2007-2012					TOTEX
Tjeckien	2005-2009	2,085				OPEX
UK	1990-1994	0				TOTEX
Momentant	1995/1996		25			TOTEX
	1995-1999	3				TOTEX
Momentant	1999/2000		15			TOTEX
	2000-2004	3				TOTEX
	2005-2009	0				TOTEX
	2010-	5,6				TOTEX

Källa: dokument från de olika reglerarnas hemsidor samt liten e-postenkät.

²² För Holland krävde den holländske regleraren (DTe) år 2000 för perioden 2001-2003 25 % minskning i intäkterna. Kraven reviderades fyra gånger och slutligen fastställdes kravet till 10 % för de tre åren. Se Nillesen och Pollit, *Journal of Regulatory Economics*, 2007.

För transmission redovisas X-faktorer i tabell 5. Medelvärdet ligger på 1,3 medan medianvärdet ligger 1,8 då flera länder inte har något krav.

Tabell 5 X-faktorer för transmission i olika regleringar

Land	X - faktor	Basen för X	Omräknat per år
Austria	2,5	TOTEX	2,5
Czech Republic	10 % for period (5years)	TOTEX	2
Denmark	0 %		0
Estonia	7,5 - 4,5% for period (3years)		2
Finland	0 %	OPEX	0
France	3 % for period		3
Germany	0 %		0
Hungary	1,8 - 2,2	TOTEX	2
Iceland	1-2 % for period		1,5
Ireland	0		0
Italy	2,30 %		2,3
Lithuania	half of CPI		
Luxembourg	0 %		0
Netherlands	7,2 % for period (4years)	TOTEX	1,8
Norway	1,5-2,8 %	TOTEX	2
Poland	0 %		0
Portugal	3,50 %	OPEX	3,5
Slovakia	0%		0
Slovenia	9,05% for period (5years)	OPEX	1,8
Spain	0,6%		0,6
Sweden	0%		0
UK	2%	Total revenue	2

Source Report on TSO
regulatory Models in
Europe (CEER)

Nivån på X visar sammantaget att den vanligen ligger omkring 2,5 % (och att kravet är högre om man tar hänsyn till att de flesta av kraven ligger på intäkterna (totalkostnaderna), vilket innebär större belopp räknat i absoluta termer (kronor). För transmissionsnivån ligger kraven lägre.

3.10 Produktivitetens utvecklingen i Sverige 2000 – 2008

I detta avsnitt presenteras projektets egna beräkningar över utvecklingen av produktiviteten i den lokala elnätetsdistributionen i Sverige för åren 2000 - 2008. De uppgifter som beräkningarna bygger på kommer från de årsrapporter som elnätsföretagen årligen lämnar in till inspektionen. Denna redovisning är

obligatorisk och regleras närmare av föreskrifter och råd.²³ Företagen har lämnat in uppgifter från och med verksamhetsåret 1996, som var det första året med den omregleringen av elmarknaden då produktion och handel med el konkurrensutsattes. I de fall elnätsföretagen bedriver annan verksamhet än nätverksamhet inom den juridiska personen, ska sådan verksamhet inte omfattas av årsrapporterna.

3.10.1 Påverkbara och opåverkbara kostnader

I vilken utsträckning som det är möjligt att ändra på resursanvändningen för att få en mer rationell och därmed mer kostnadseffektiv verksamhet, beror på vilken typ av resurs det är fråga om. I delrapporten Löpande kostnader har EI redovisat i vilken omfattning EI anser att de löpande kostnaderna ska anses vara påverkbara respektive opåverkbara i första tillsynsperioden.

I denna analys har följande poster hanterats som påverkbara respektive opåverkbara. De operativa kostnaderna (OPEX) utgörs då av:

$$\text{OPEX} = \text{RR73190} - \text{RR73150} - \text{RR73160} + \text{RR71140}$$

$$\text{OPEX påverkbar} = \text{RR73190} - \text{RR73150} - \text{RR73160} - \text{RR7320} + \text{RR71140}$$

Skillnaden mellan OPEX och påverkbar OPEX är posten RR7320.

3.10.2 Deskriptiv statistik – strukturen på elnätsföretagen

Med deskriptiv statistik avses en beskrivning av det empiriska underlaget med hjälp av statistikor som medel- och medianvärden samt olika spridningsmått. Syftet är att visa på branschens struktur. Det som kännetecknar branschen är dels spridningen i storlek, dels även i olika täthetsmått. Branschen är således mycket heterogen. Det gäller även andra variabler som inte redovisas här, t ex ägandeformen. I tabell 6 visas deskriptiv statistik över de paneldata som används i studien.

Tabell 6 Deskriptiv statistik över panelstudiens variabler 2000 - 2008

	Operativ kostnad i fast pris	ledning (km)	Installerad trafoeffekt (MVA)	Abonnenter
Medel	41 091	2 388	301	25 951
Standardavvikelse	118 549	7 662	3 717	73 012
Median	17 491	857	97	10 289
Kvartil 1	8 474	420	38	4 025
Kvartil 3	32 209	1 664	176	20 098

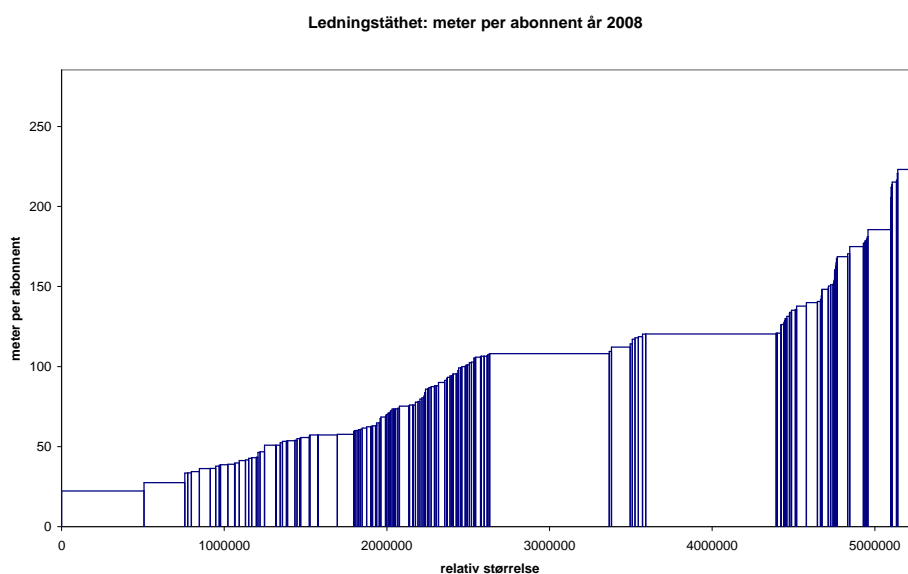
²³ Förordning om redovisning av nätverksamhet samt Närings- och teknikutvecklingsverkets författningssamling 1998:1.

	Operativ kostnad i fast pris	ledning (km)	Installerad trafoeffekt (MVA)	Abonnenter
Minsta	3	1	1	1
Högsta	1 780 665	96 602	157 970	802 337
Antal	1 843			

Källa: Årsrapporterna, Resultaträkning och Särskild rapport.

Redovisningen i tabell 6 visar en bransch med mycket stor heterogenitet, särskilt vad avser storleken på elnätsföretagen. Men det finns även stor skillnad i kundtäteten, vilket beror på om distributionen sker i tätort (städer) eller på landsbygden. Genom de sammanläggningar av områden som skett de senaste tio åren har de största redovisningsområdena (elnätsföretagen) inslag av både tätort och landsbygdistribution. I figur 2 visas dels storleksstrukturen (genom bredden på staplarna), dels ledningstätheten. Vertikalt visas antal meter ledning per kund och horisontellt anger bredden på respektive stapel antalet kunder som företaget har.

Figur 2 Ledningstäthet och storlek på elnätsföretagen år 2008



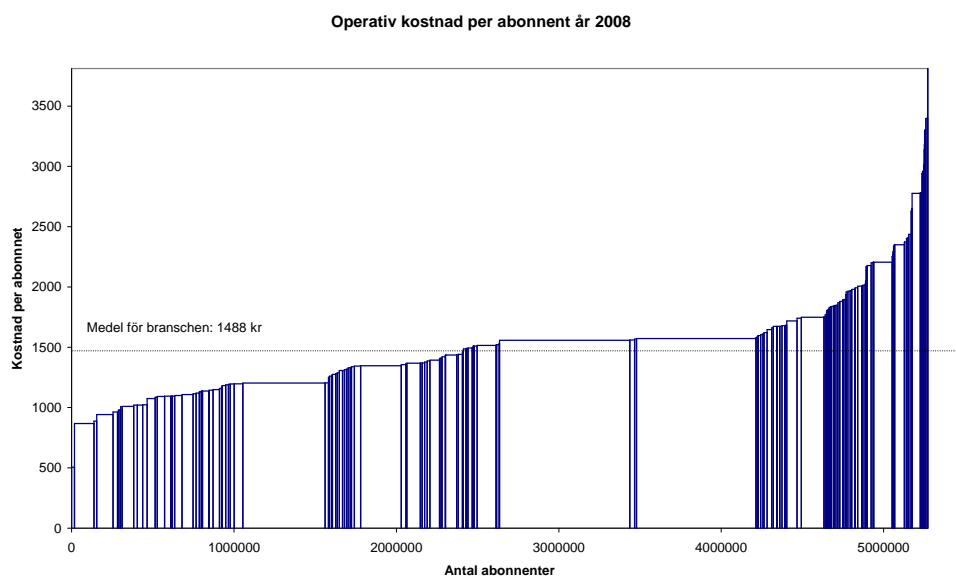
Skillnaden i storlek är mycket stor. Från 19 abonnenter till 802 000 år 2008. Storleksfördelningen är skev vilket framgår av att medianvärdet var 10 500 abonnenter, medan medelvärdet låg på 30 500 och att detta ligger över den tredje kvartilen med 20 500 abonnenter.

Skillnaden i ledningstäthet (eller kundtätet) är också mycket stor. Från 22 m/abonnent i Stockholm (Fortum) till 285 m/abonnent.²⁴ Medelvärdet i branschen låg

²⁴ För att inte få en alltför hoptryckt graf så har tre värden över 300 m/abonnent exkluderats från grafen. Det högsta värdet låg på 360 m/abonnent.

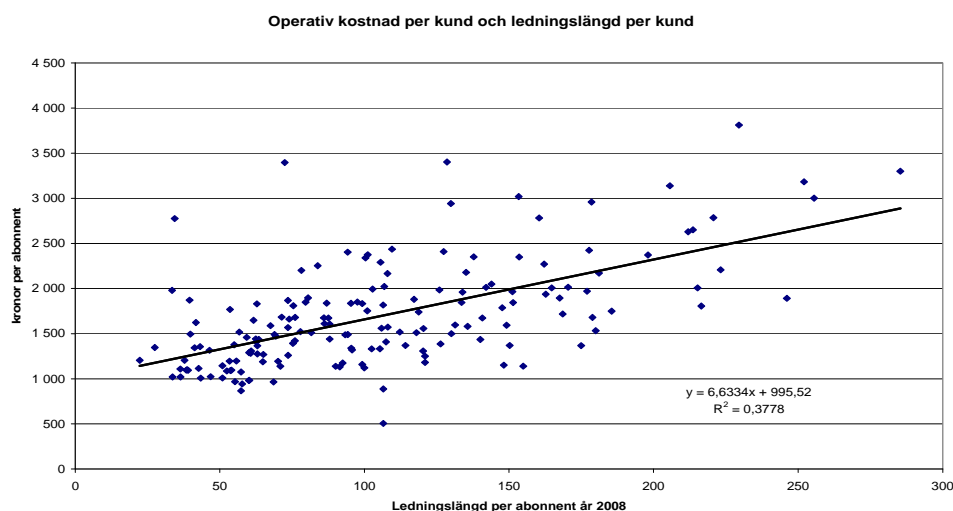
på 93 m/abbonnent. En vanlig förklaring till kostnadsskillnader mellan elnätsföretagen är att de verkar under olika betingelser vad avser kundtäteten. Skillnaderna i kostnad per abonnent är inte alls lika stor som för kundtäteten. I figur 3 visas strukturen på kostnaden per abonnent mot antalet abonnenter i respektive företag.

Figur 3 Operativ kostnad per abonnent och företagsstorlek år 2008



Två extremt höga värden har exkluderats från grafen. Om dessa två också exkluderas från en enkel regresson där variationen i kostnad per abonnent förklaras av meter ledning per kund får man en klar statistisk signifikans med en förhållandevis hög förklaringsfaktor (38 %). En ökning av medelvärdet för ledningstätheten med en meter ger en kostnadsökning per kund på 6,60 kronor. Det visar att ledningslängd är en variabel som måste vara med i en förklaringsmodell vid skattningen av produktivitetsutvecklingen. I figur 4 visas det linjära sambandet mellan operativ kostnad per abonnent mot ledningslängd per abonnent.

Figur 4 Operativ kostnad per abonnent och ledningslängd per abonnent år 2008



3.11 Fastprisberäkningen

Vid en beräkning av produktivitetens utveckling måste de nominella värdena på kostnaderna fastprisberäknas. Det kan göras med olika index, t ex konsumentprisindex (KPI). Det är vanligt förekommande även vid studier av eldistribution. Till dess fördel hör att det är väl etablerat och känt. Det kan också relateras till utvecklingen av konsumentpriser generellt. Till nackdelen hör att det inte har någon specifik koppling till hur priserna utvecklas på de resurser som elnätsföretagen använder. Det bästa är att använda ett index som så nära som möjligt fångar upp priserna på de resurser som ingår i den lokala elnätverksamheten. Det faktorprisindex (FPI) som Energimarknadsinspektionen årligen låter statistiska centralbyrån (SCB) ta fram sedan år 1996 med år 1995 som bas, utgör ett sådant branschspecifikt index.

Eftersom den produktivitetens utveckling som föreliggande studie försöker mäta är avgränsad till de resurser som är påverkbara på kort sikt, kan endast en del av faktorprisindexet användas. För studien har därför de kostnadsposter som klassificerats som påverkbara på kort sikt vägts samman i ett särskilt kortsiktigt index (FPI_KS). Det kortsiktiga indexet innefattar inte kostnaderna för överliggande nät, räntan och elpriset. I figur 5 visas utvecklingen av detta index sedan år 2000 som utgör det första året i undersökningen. För jämförelsens skull har även utvecklingen av FPI och KPI lagts in.

Figur 5 Indexutvecklingen 2000 - 2008



Prisutvecklingen på de resurser som elnätsföretagen använder visar en successiv ökning. Det kortsiktiga indexet har dock ökat mindre vilket förklaras med att elpriset inte ingår. KPI har ökat mindre än faktorprisindex. Medan FPI ökat med 38 % ökade KPI med endast 15 %. Det är mer än dubbelt så stor ökning. Det innebär att om man använder KPI som index för fastprisberäkningen kommer denna att visa på en sämre utveckling eftersom kostnadsnivån för de första åren i undersökningen då får en mindre uppräknig.

3.11.1 Utvecklingen över åren

Utvecklingen under den studerade perioden visar på både ökning av de producerade volymerna och minskning av de reala kostnaderna. Ledningslängden ökade med 3,3 %. Den installerade transformatorcapaciteten ökade med 5,6 % och antalet abonnenter ökade med 1,1 %.

De reala kostnaderna minskade med 9,6 %. Värdet på denna post beror på hur fastprisberäkningen görs. En fastprisberäkning med konsumentprisindex (KPI) skulle ge en mindre kostnadsminskning eftersom KPI ökade mindre än FPI.

Sammantaget pekar detta på att det varit en produktivitetutveckling över den studerade perioden. I tabell 7 visas den procentuella förändringen mellan åren i de kortsiktiga påverkbara kostnaderna. Förändringen i kostnaderna varierar betydligt mellan åren. De omfattande ökningarna i kostnaderna under år 2005 respektive 2007 framgår tydligt som en konsekvens av stormarna Gudrun och Per.

Tabell 7 Procentuell förändring totalt i branschen under åren 2000 - 2008

År	00-01	01-02	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08
Förändring	-1,7 %	-2,1 %	-0,9 %	1,5 %	4,0 %	-8,2 %	6,6 %	-8,2 %

Källa: Årsrapporterna, resultaträkningarna.

Utvecklingen enligt tabell 7 kan förutom extraordinära händelser som stormar förklaras av nya krav på elnätsföretagen, t ex vad gäller mätning och rapportering. I tabell 7 finns ingen koppling till den produktion företagen utför. I tabell 8 görs en enkel koppling till produktionen genom att kostnaderna divideras med antalet abonnenter. Det ger då ett partiellt mått över hur produktiviteten utvecklats över åren.

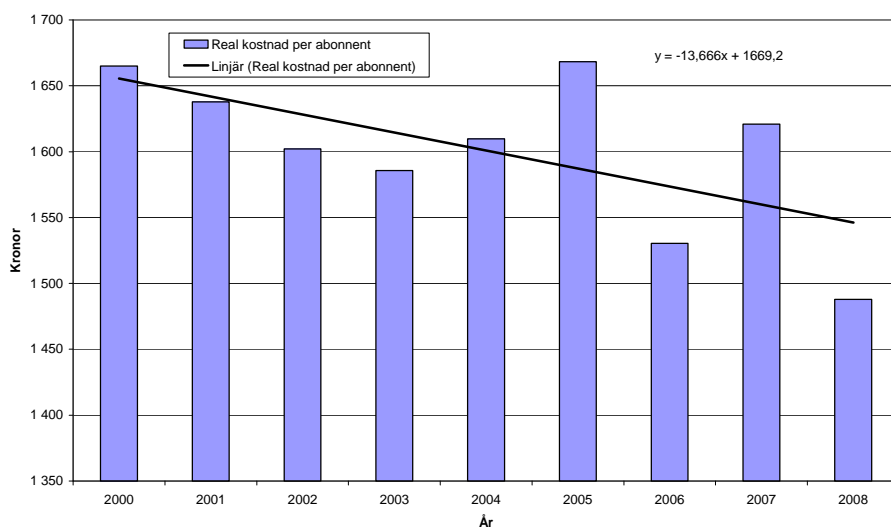
Tabell 8 Operativ kostnad per abonnent

År	Kronor per abonnent	Procentuell förändring
2000	1 665	
2001	1 638	-1,6
2002	1 602	-2,2
2003	1 586	-1,0
2004	1 610	1,5
2005	1 668	3,6
2006	1 530	-8,3
2007	1 621	5,9
2008	1 488	-8,2
2000-2008	Mellan 2000-2008 per år	-1,4
	Medelvärde för utvecklingen under perioden 2000-2008	-1,3

Källa: årsrapporterna, resultaträkning och särskild rapport.

Utvecklingen visar dels att kostnaden per abonnent varierar över åren, dels att den trendmässigt sjunker. Sett över hela perioden minskar kostnaden med nästan 11 %, vilket per år ger en minskning med 1,4 %. Ser man på den trendmässiga utvecklingen är minskningen i kostnader per abonnent svagare. Utvecklingen illustreras i figur 6.

Figur 6 Real kostnad per abonnent år 2000 - 2008



Den empiri som presenteras ovan indikerar en positiv produktivitetutveckling under den studerade perioden. För perioden 2000-2008 utgör två av de nio åren extrema avvikelser. Detta gäller särskilt år 2005 där stormen Gudrun orsakade mycket stora "jämförelsestörande kostnader".²⁵ Även år 2007 med stormen Per drar upp kostnaderna. Sådana stormar är mycket ovanliga och stör därmed produktivetsanalysen. Även om sådana stormar skulle återkomma kommer de inte att få samma kostnadskonsekvenser genom att företagen nu har grävt ner en stor del av sina luftledningar. Det innebär högre kapitalkostnader men lägre underhållskostnader.

För att undersöka vilka variabler som ska ingå i den slutliga modellen prövas alla de variabler som det finns data över från den särskilda rapporten som kan sägas utgöra "produkter" eller kostnadsdrivare. De variabler som ger bäst förklaring till kostnadsvariationerna mellan företagen väljs sedan ut för den slutliga modellen. För varje år görs därför tvärsnittsskattningar för att undersöka hur väl variablerna fungerar för respektive år. I bilaga 2 redovisas dessa resultat.

3.11.2 Val av modell

En modell är alltid en förenkling av verkligheten. Syftet med en modell är att få en bild av verkligheten som är möjlig att få en förståelse för. Modellen ska göra verkligheten begripbar. Om en modell tar med alltför många förklaringsfaktorer blir den svår att tolka. Man brukar säga att en modell ska vara så enkel som möjligt men inte enklare. Här finns en känd regel för att söka den minsta möjliga modell som kan förklara verkligheten tillräckligt väl.²⁶

²⁵ För E.ON som drabbades mycket hårt av stormen har de extra kostnaderna för stormen redovisats som jämförelsestörande och ingår därför inte i ovanstående diagram. Detta förstärker ytterligare att 2005 måste betraktas som ett jämförelsestörande år vid en trendmässig bestämning av produktivitetutvecklingen.

²⁶ Ockhams rakkniv är en metodologisk princip med innebörden att man inte bör ha med flera faktorer än vad som är nödvändigt för att förklara de undersökta fenomenen.

För att göra en beräkning av produktivitetens utveckling behöver man en modell av verkligheten – en produktionsmodell som visar på sambandet mellan använda resurser och producerade produkter. När det gäller elnätsverksamhet är produkten den kapacitet som kunden hyr årligen av elnätsföretaget. Den abonnerade effekten är den produkt som elnätsföretaget säljer. Men det finns ingen statistik över de effekter som kunderna abonnerar.

Produktivitetens utveckling kan även undersökas genom att undersöka sambandet mellan kostnader och producerade produkter. Med produkter avses de potentiella kostnadsdrivare som det finns data över. Det handlar om anläggningsdata som ledningslängd av olika slag, installerad kapacitet och uppgifter över antal kunder och överförd el.

I bilaga 2 redovisas arbete med att ta fram en modell för den slutliga skattningen av produktivitetens utveckling. Användningen av regressionsanalys innebär att man undersöker vilka variabler som kan förklara variationerna i kostnaderna mellan företagen och över tiden.

Den modell som valts innebär att tre dimensioner förklarar variationerna i kostnaderna. Ledningslängden fångar upp var distributionen sker. Om den sker i glesbebyggda områden (landsbygd) eller i tätorter. Installerad transformatorkapacitet fångar upp kundernas behov av kapacitet och graden av förädlingsvärde genom de transformeringar som sker mellan regionnät och den slutlige kunden. Antal kunder är till sist den variabel som förklarar den största delen av kostnadsvariationerna. Om man måste välja en enda variabel för att beskriva elnätsverksamhet, räcker det med antal kunder. Att ha med de tre kostnadsdrivarna fyller syftet att fånga både var distributionen sker, kraven på kapacitet och nedtransformeringar och antalet kunder. Distributionens kundtätthet (eller ledningstäthet) och stora kunders krav på kapacitet fångas upp.

3.11.3 Analys av utvecklingen över åren för branschen

En analys av produktivitetens utveckling under perioden kan göras genom att använda de marginalkostnader som erhålls vid estimeringen av tvärsnitten. Vid estimeringen av det sista året i databasen för den valda modellen med tre förklaringsfaktorer skattades marginalkostnaderna till 3539 kr per km för ledning, 42730 kr per MVA och 707 kr per kund. Med dessa marginalkostnader som vikter kan en "intäkt" beräknas och denna divideras sedan med kostnaden. Förändringen i denna produktivitet mellan åren ger då produktivitetens utveckling. För utvecklingen mellan 2000 och 2008 direkt visar en ökad produktivitet på nästan 14 % eller 1,7 % per år.²⁷ Se tabell 9.

Tabell 9 Produktivetsförändringar via marginalkostnader och branschnivådata

2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008
2,0	2,8	1,5	-3,2	-2,4	9,1	-5,2	9,3

²⁷ En alternativ beräkning för att pröva känsligheten i resultaten gjordes genom att använda skattningsresultat för en modell där alla observationer ingår (N=1843). Denna ger i stort sett samma resultat (1,6 % per år).

Utvecklingen över åren är dock inte jämn. Stora variationer finns mellan åren. Särskilt då för år 2005 och 2007. Dessa år gör att den trendmässiga utvecklingen avviker från den långsiktigt förväntade. Båda åren bör ses som så avvikande att de för den studerade perioden ger ett resultat som inte kan förväntas i framtiden.

3.12 Translogaritmisk modell med obalanserad panel

Beräkningarna har här skett med regressionsanalys på en panel med olika antal företag över åren och en translogaritmisk modell med tre produkter (kostnadsdrivare) och tid som förklaringsfaktorer. Antalet företag (redovisningsområden) minskar med nästan 300 under de nio åren.

Resultaten visar att produktiviteten har ökat över den studerade perioden, att det finns vissa stordriftsfördelar som gynnar expansion och fusioner av företag och att resultaten är relativt stabila när extrema värden utesluts eller när modellen ändras. I bilaga 3 redovisas en del resultat närmare.

3.12.1 Ökad produktivitet

Den translogaritmiska modellen med de tre kostnadsdrivarna (produkterna) ledningslängd, installerad transformatoreffekt och antal abonnenter som förklaringsfaktorer i kombination med en tidstrend visar på en positiv utveckling. Beräknat på varje företag ökar produktiviteten med 3,6 % genomsnittligt per år under perioden 2000 - 2008. Det innebär en kostnadsminskning för given produktion i termer av ledningar, installerad transformatorkapacitet och antal kunder med 3,6 %.

Denna utveckling består dels av den tekniska förändringen med ett medelvärde på 3,4 % per år och en skalekonomisk effekt på 0,17 % per år. Den positiva utvecklingen när det gäller skalekonomi kan främst förklaras i de fusioner av företag som genomförts.

Bakom denna utveckling finns både volymökningar av de tre prestationerna och kostnadsminskningar reallt sett. Ledningslängden ökade för lokalnätstföretagen med 3,3 %. Den installerade transformatorkapaciteten ökade med 5,6 %. Antalet kunder ökade med 1,1 %. De operativa påverkbara kostnaderna minskade med 9,6 % reallt sett (fastprisberäknade med faktorprisindex för de löpande kostnaderna).

Utvecklingen över åren visar variationer. Särskilt åren 2005 och 2007 gör att den trendmässiga utvecklingen avviker från ändpunkterna i den undersökta perioden.

3.12.2 Skalekonomi

I de flesta verksamheter förekommer skalekonomi. Det beror på att de anläggningar som används är odelbara i olika utsträckning. Även en resurs som personal är i viss utsträckning odelbar om verksamheten är liten. Ett lite företag kan dock till viss del lösa detta problem genom att hyra tjänster där det inte finns tillräckligt underlag för en hel tjänst.

I elnätstverksamhet finns det flera funktioner med stordriftsfördelar. De skattningar som görs med regressionsanalys visar på existensen av vissa stordriftsfördelar. De är dock inte så stora att de skulle leda till utvecklingen av ett enda företag i landet.

De skattningar som har gjorts visar på viss skalekonomi i nivån 0,95 – 0,98. Det innebär att en volymökning på 1 % ger en kostnadsökning på 0,95 – 0,98 %.

I den skattning som gjorts i föreliggande rapport beräknades skalelasticiteten till 0,96. För de tre prestationerna ledningslängd, transformatorkapacitet och kunder beräknades de genomsnittliga elasticiteterna till 0,21 för ledning, 0,08 för transformatorkapacitet och till 0,67 för kunder. Kunder är den variabel som har störst signifikans (t-värde) och bidrar till att förklara variationen i kostnaderna bäst. I alla varianter av modeller där kunder ingår, är det kunder som har det högsta förklaringsvärdet. Måste man endast ha en enda förklaringsfaktor så är det antalet kunder som är den variabel som kan komma ifråga. Det framgår också av den relativt höga känsligheten. Det verkar också intuitivt riktigt. Mycket av det löpande arbetet i elnätsföretagen är kopplade till aktiviteter som har med kunderna att göra.

Eftersom modellen är icke-linjär blir resultaten olika för respektive företag beroende på främst nivån på verksamheten, men även på strukturen. De elasticiteter som här redovisas bygger på resultat från varje företag och där sedan medelvärdet av förändringarna beräknats. Elasticiteten för t ex ledning kan tolkas som en marginalkostnad givet nivån på övriga variabler. En ökning av ledningslängden med 1 % ger då en marginalkostnad på 0,21 % enligt skattningen. Det innebär för ett företag med samma nivå som medelvärdena för variablerna en marginalkostnad på nästan 95 000 kronor vid en ökning av ledningslängden med 1 %. Utslaget per km ledning innebär det en styckkostnad på 3 356 kronor.

En ökning av installerad transformatorkapacitet med 1 % ger för medelföretag en kostnadsökning enligt skattningen på drygt 36 000 kronor, vilket ger ett styckpris om nästan 14 000 kronor för en MVA. För en ökning med 1 % i kundstocken blir det för medelföretaget en kostnadsökning om 303 000 kronor. Styckpriset för denna ökning blir nästan 1000 kronor. Dessa styckpriser varierar beroende på storleken på företagen. För medianföretaget blir kostnaden per kund 1051 jämfört med medelföretagets 994 kronor. Det innebär en skillnad på 57 kronor för ett företag med 10 537 kunder (median) till 30 482 kunder (medel). Det innebär en relativt liten ändring när kundstocken nästan tredubblas.

3.12.3 Känslighetsanalyser

Stabiliteten i resultaten undersöks dels genom att exkludera en variabel från modellen, dels exkludera de extremvärden som finns i underlaget. Resultaten visar att produktiviteten går ner när installerad transformatorkapacitet utgår från modellen, vilket är naturligt då denna variabel har en ökning under perioden (5,6 % ökning).

Principen för exkluderande var att värden på de tre förklaringsvariablerna som över- eller understeg medianvärdet mer än fem gånger exkluderas från datafilen. Av totalt 1843 observationer var det totalt 68 observationer som uppfyllde detta kriterium. Eftersom det var samma företag under flera år som visade extrema värden, blev det totalt 48 observationer som exkluderades, vilket motsvarar 2,6 % av antalet observationer. Den nya skattningen ger en marginell förändring i resultaten. Den tekniska förändringen ändrades från 3,41 % till 3,52 % per år. Det

innebär en ökning med 0,11 procentenheter när de mest extrema observationerna exkluderas från beräkningen.

En annan känslighetsanalys som kan göras är att använda ett annat index för att fastprisberäkna kostnaderna. Ofta brukar man använda konsumentprisindex (KPI) för fastprisberäkningar. Motivet är att det är väl etablerat och känt. Ofta finns det heller inget särskilt branschspecifikt index som kan användas. Utvecklingen av konsumentpriserna för perioden 2000 – 2008 visar en lägre prisökningstakt jämfört med faktorprisindex för elnätsverksamheten. Det innebär att en beräkning av produktivitetens utvecklingen bör visa på lägre utveckling eftersom de första åren kommer att räknas upp med ett lägre tal vid KPI jämfört med FPI. Resultatet för den modell där extremvärdena har exkluderats är att den tekniska förändringen som trend ökar med 3,2 % per år jämfört med 3,5 när FPI används. Den trend som estimeras för de årliga förändringarna visar samma utveckling. Skillnaden ligger i 0,3 procentenheter lägre ökning när KPI används.

För att skatta ett kostnadssamband och en produktivitetens utveckling som ligger nära verklig utveckling bör extrema situationer som t ex stormen Gudruns effekter inte ingå. Den bokförda posten "jämförelsestörande kostnader" bör således inte ingå vid en sådan skattning.²⁸ Under stormen Gudrun som drabbade södra Sverige mycket hårt fick E.ON extra kostnader som uppgick till en miljard kronor. Dessa kostnader bokfördes av E.ON som jämförelsestörande. De flesta andra företag gjorde dock inte detta, vilket då kan ge en skevhet i estimering. Särskilt för en del elnätsföretag i södra Sverige. Den statistiska metoden med regression innebär att extremvärden relativt sett väger tyngre (genom kvadreringen). Men om det endast var ett företag som redovisade ett mycket stort belopp utanför de normala kostnaderna kommer detta inte att få någon inverkan på skattningen eftersom antalet observationer är så stort. Resultatet ändrades inte när posten jämförelsestörande poster inkluderades i kostnaderna.

3.13 Balanserad panel

Då resultaten för den obalanserade (och omatchade) panelen visar stora skillnader mellan vad det enkla nyckeltalet (kostnad/abonnent) respektive totalanalysen på branschnivå visar, finns det skäl att även använda andra metoder. Det innebär dels att man utgår från de elnätsföretag som finns år 2008 (REL-områden) och matchar dessa med tidigare års områden. Eftersom det över perioden blir färre områden innebär det att fusioner har skett över åren. År 2000 ingår 249 företag i dataunderlaget. År 2008 ingår 172 företag. Det innebär att 77 företag (REL-områden) har fusionerats med något annat företag.

Två typer av strukturförändringar förekommer som leder till att antalet redovisade elnätsområden minskar. Den som avser en sammanslagning av två företag med olika ägare, t ex att Gräninge köper Kalmar Energi som tidigare var kommunalägt, medan Gräninge var privatägt. I sin tur har sedan E.ON (f d Sydkraft) köpt Gräninges eldistributionsverksamhet. Den andra typen av strukturförändringar är att redovisningsområden slås ihop inom samma koncern, dvs

²⁸ Däremot bör den ingå i intäktsramen för att undvika att företagen lägger normala kostnader som jämförelsestörande kostnad.

redovisningsområdena som har samma ägare (exempelvis har sådana fusioner skett inom Vattenfall).

Om ett fullt kostnadseffektivt företag år 2001 går samman med ett annat företag som har en effektiviseringspotential på t ex 30 % och detta företags verksamhet läggs in under det första företaget, kommer det nya fusionerade företaget (allt annat lika) att bli ineffektivt med en potential på 15 % om de är lika stora. Om det nya företaget inte lyckas realisera något av den fusionspotential som uppkommer och inte heller lyckas realisera något av den potential som fanns i det "nedlagda" företaget, kommer man vid uppföljningen av produktiviteten att finna att det nya sammanslagna företaget har blivit mindre produktivt (givet allt annat lika för övriga företag i jämförelsen). Skulle andra företag ha ökat sin produktivitet så att den nya produktionsfronten (kostnadsfronten) medger en högre produktivitet i branschen, så kommer det nya sammanslagna företaget att ha minskat sin produktivitet ytterligare vid jämförelsen. Om det företag som formellt upphör att "tyst" gå in i det nya företags redovisning av produktion och kostnad, kommer man att få en felaktig beräkning av produktivitetens utvecklingen. Lösningen på detta är att virtuellt fusionera de företag som har gått samman även för de år då de var separata företag.

Genom att vid produktivitetssuppföljningen jämföra det nya sammanslagna företags produktion och kostnad mot det sammanslagna företaget i utgångsläget (när de ännu var separata företag) kommer vi inte att notera någon förändring i produktiviteten i exemplet ovan. Även om ett tidigare självständigt företag gått samman med annat företag, så finns verksamheten kvar. En sk balanserad panel med lika många företag varje år har konstruerats så att varje företag är matchade över åren. Det gör att vi för varje enskilt företag kan jämföra produktivitetens utvecklingen.

3.14 DEA och Malmquistindex

Med tillgång till den balanserade panelen för åren 2000 till 2008 har produktivitetens utvecklingen beräknats med hjälp av DEA och Malmquistindex (se bilaga 1). För att undvika att extrema värden påverkar resultaten för andra företag har företag med sk supereffektivitetstal på mer än 2,0 exkluderats. Dessa företag tillhörde kategorin de minsta (med färre än 2000 abonnenter) förutom ett annat större företag. Därför ingår inte de minsta företagen vid bestämningen av kostnadsfronten.

Eftersom beräkningarna syftar till att få ett genomsnittligt värde på produktivitetens utvecklingen sker ingen redovisning av de enskilda företagens resultat.

En första beräkning avser utvecklingen direkt mellan år 2000 och 2008. Den visar på en ökad produktivitet på 12,2 % vilket innebär drygt 1,5 % per år. Detta värde är medianutvecklingen mellan dessa år. Vi har valt det som referens relativt de andra skattningarna för att få en försiktig bedömning av utvecklingen. Medelvärde för perioden ger 3,1 % per år och ett vägt värde där den relativa kundstocken utgör vikter ger 2,4 % per år. I tabell 10 visas utvecklingen för respektive år. Räknat ackumulativt för perioden 2000-2008 för medianvärdena

ökar produktiviteten med 1,56 % per år. En försiktig bedömning av utvecklingen indikerar att produktiviteten ökat med drygt 1,5 % per år under perioden.

Tabell 10 Produktivetsförändringar 2000-2008 DEA/Malmquistindex, medianvärden

År	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008
Förändring	0,40	-2,10	1,15	-0,55	1,30	5,50	0,60	4,60

3.15 Regressionsanalys på den balanserade panelen

För att jämföra med de tidigare resultaten för den obalanserade panelen gjordes en estimering av den balanserade panelen med en loglinjär modell, dels en Cobb-Douglas, dels en translogaritmisk modell. Resultaten skiljer sig åt betydligt från den tidigare estimeringen. Vid beräkningen mellan åren 2000 och 2008 direkt ökade produktiviteten med 9,8 % vilket blir 1,2 % per år i Cobb-Douglas modellen. I den translogaritmiska modellen var ökningen något lägre, men kan ändå avrundas till 1,2 % per år.

För beräkningen över alla åren skattades tidstrenden till 1,23 % dvs lika mycket som vid estimeringen direkt mellan 2000 och 2008. Om år 2005 exkluderas som ett icke-typiskt år ökar tidstrenden till 1,44 i den translogaritmiska skattningen och med Cobb-Douglas med ytterligare 1/10 procent till 1,45 % per år.

3.16 Stokastisk kostnadsfront (SFA)

Tidstrenden skattades slutligen även med hjälp av metodiken med stokastisk kostnadsfront. I stället för att skatta det genomsnittliga sambandet mellan kostnader och kostnadsdrivare, skattas en kostnadsfront som till skillnad från DEA tillåter en slumpmässig spridning av observationerna. Den felterm som finns vid ordinär regressionsanalys delas upp i två termer. En som mäter ineffektiviteten (avståndet till fronten) och en ren slumpfaktor. Det innebär att vissa observationer kommer att befinna sig under kostnadsfronten. Beräkningarna har utförts i programmet FRONTIER version 4.1.²⁹ En beräkning med en direkt jämförelse mellan 2000 och 2008 ger en skattning på 9,4 % vilket innebär 1,2 % per år. Räknat över alla åren för att få den trendmässiga utvecklingen estimeras tidstrenden till 1,22 % per år. Exkluderas de minsta företagen (färre än 2000 abonnenter) estimeras produktivetsökningen till 1,7 % per år. Om dessutom år 2005 exkluderas estimeras produktivetsökningen till 2,0 % per år.

3.17 Vad säger beräkningarna?

Intervall för de beräkningar som EI gjort för perioden 2000-2008 ligger från 1,2 % per år upp till 3,6 % per år. De flesta av beräkningarna ligger runt intervallet 1,5 % till 2,0 % per år. De höga värdena för produktivetsutvecklingen i den translogaritmiska modellen med den obalanserade panelen indikerar att det blir en överskattning av utvecklingen. Förklaringen måste rimligen ligga i att de företag (områden) som finns med i panelens början men sedan uppgår i annat företag (område) var lågproduktiva. I tabell 11 redovisas en översikt av de olika resultaten över beräkningarna. Medelvärde för dessa uppgår till 2,1 per år.

²⁹ <http://www.une.edu.au/econometrics/cepawp.htm>.

Tabell 11 Översikt över de olika beräkningarna

Antal observationer	Metod	Produktivitetsförändring i % per år	Program
9	direkt Nyckeltal	1,4	excel
9	trend Nyckeltal	1,3	excel
172	direkt loglinjär regression tvärsnitt 2008	1,7	excel
1843	trend translogaritmisk modell obalanserad panel	3,4	excel
1775	trend translogaritmisk modell obalanserad panel	3,5	excel
1775	trend translogaritmisk modell obalanserad panel	3,2	excel
1775	trend translogaritmisk modell obalanserad panel	3,6	excel
1548	direkt DEA/Malmquistindex	1,5	OnFront
1548	direkt DEA/Malmquistindex	3,1	OnFront
1548	direkt DEA/Malmquistindex	2,4	OnFront
1548	trend DEA/Malmquistindex	1,6	OnFront
1548	direkt loglinjär Cobb-Douglas	1,2	excel
1548	direkt translogaritmisk modell balanserad panel	1,2	excel
1548	trend translogaritmisk modell balanserad panel	1,2	SFA
1548	trend translogaritmisk modell balanserad panel	1,7	SFA
1376	trend translogaritmisk modell balanserad panel	2,0	SFA
	Medel	2,1	

3.18 Produktivitetens utvecklingen och X-faktorn

Den produktivitetens utvecklingen som beräknats för en viss period med en viss modell och metod, kan inte automatiskt transformeras till ett effektivitetskrav för en kommande reglering. Skattningen av den tekniska förändringen ger ett grundvärde vid fastställandet av X-faktorn. Det finns fyra aspekter som behöver övervägas (bedömas) innan beslut om en konkret nivå på X-faktorn kan göras.

1. Skattningens värde i relation till andra studier av elnätets verksamhet och utvecklingen i andra branscher
2. Förväntningar om produktivitetens utvecklingen i branschen
3. Effektivitetskrav i andra regleringar av elnät
4. Hur mycket av produktivitetens utvecklingen som bör komma kunderna till del i form av lägre tariffer?
5. Marginalen mellan intäkter och kostnader vid ingången av perioden

3.18.1 Den historiska utvecklingen av produktiviteten enligt olika studier

Medelvärde för de 20 studier som redovisas i tabell 1 uppgår till 2,7 % per år och avser då totalfaktorproduktivitet. Utslaget på de kortsiktiga kostnaderna innebär det då betydligt mera. Kapitalkostnaderna (de långsiktigt påverkbara kostnaderna) uppgår till ungefär hälften av kostnaderna. Det innebär att produktivitetens utvecklingen räknat i termer av kortsiktigt kostnad är högre än de värden som redovisas i tabell 1.

En värdering av resultaten i de redovisade studierna som kan göras är att de avser perioder för den omreglering som skett från och med ingången av 90-talet. Resultaten kan tolkas som att de ger en bild av en bransch med stora effektiviseringspotentialer i början av perioden som studeras och där omregleringarna satt igång rationaliseringsprocesser av olika slag, t ex fusioner.

En annan förklaring till höga värden är att de flesta modeller har med överförd el som en prestation. Tider med tillväxt i efterfrågan på el i samhället, resulterar i förbättrad produktivitet. Detta eftersom många av kostnaderna i elnätets verksamhet är fasta och därmed oberoende av volymen överförd el. Utbyggnaden av elvärme på 70- och 80-talen i Sverige är exempel på detta vilket framgår av de tidiga svenska studierna (Veiderpass).

I den norska studien över åren 1983-89 beräknades den årliga ökningen till 2 % (TFP). För perioden 1996-2003 hade den årliga ökningen minskat till 1,1 %. Det kan tyckas vara lite förvånande eftersom den senare perioden innefattar ett byte av reglering till en uttalad incitamentsreglering med företagsspecifika krav baserade på effektivitetsjämförelser. En förklaring kan vara ändringar i volymen överförd el.

I förhållande till de undersökningar som EI gjort i föreliggande rapport visar de tidigare studier, både i Sverige och utomlands, högre värden. Detta kan delvis förklaras med prestationen överförd el, dels med att de innefattar en tidsperiod före och efter en omreglering. Det kan vara ett skifte från en avkastningsreglering

(och offentligt ägande) till incitamentsreglering (och privatisering) som i England. Eftersom studierna i de flesta fall även innefattar kapital som resurs, bör dessa värden överfört till enbart löpande påverkbara kostnader räknas upp. Det innebär att av de resultat som EIs beräkningar får fram, bör man välja de i det övre intervallet. Det innebär att 2 % årlig produktivitetsökning på de löpande påverkbara kostnaderna bör vara en rimlig förväntan på framtida ökning i produktiviteten.

3.18.2 Utvecklingen i andra branscher

I den bransch där elnätsverksamhet ingår (SNI 400) har den historiska utvecklingen sett över många år legat på 1,5 % per år. Det innebär en sektor med avkastningsreglering och offentligt ägande som t ex de kommunala VA-verken. Konkurrensutsatta branscher som t ex Massa- och papper, jord- och sten har haft ökning i den tekniska förändringen på lite drygt 2 % (TFP, 1964-89). Dessa branscher är kapitaltunga där produktivitetsökningar är starkt kopplade till investeringar i ny teknik. Totalt sett är elnätsverksamhet en mycket kapitalintensiv verksamhet med ett kapital med mycket lång livslängd normalt, men de undersökningar som EI gjort i föreliggande rapport och tidigare avser enbart de kortsiktiga kostnaderna. Man kan säga att de ligger närmare en arbetsproduktivitetstudie än en totalfaktorproduktivitetstudie härvidlag.

Utvecklingen i andra branscher med olika teknik och konkurrensintensitet visar sammantaget att den produktivitetutveckling på 2 % som verkar rimlig enligt egna och andras studier av elnätsverksamhet bör reduceras något.

3.18.3 Förväntningar om framtida produktivitetsökningar

Förväntningar om framtida ökning i produktiviteten bygger dels på potentialerna till rationaliseringar av verksamheten för en given produktion, dels på hur mycket som produktionen förväntas ändras. Om det finns tillgänglig kapacitet kan en ökad efterfrågan tillgodoses utan några investeringar. Även med en given kapacitet på de operativa kostnaderna kan en ökad produktion i termer av kunder eller anläggningskapacitet ge produktivitetsökningar om marginalkostnaderna för kunder eller anläggningar är låg.

Teknisk utveckling brukar ofta vara knutet till det reala kapitalet. Med nya anläggningar kommer också en teknisk förändring.³⁰ Om branschen kännetecknas av överkapacitet kan det då innebära att investeringsverksamheten blir låg några år framåt i tiden. Därmed avtar ökningen i den tekniska förändringen. För elnätsverksamhet finns det för närvarande stora investeringsbehov, vilket då talar för att den tekniska utvecklingen snarast bör öka. Branschen framhåller behov av nätförnyelse för att undvika avbrott och höja leveranskvaliteten, att klara av ny decentraliserad kraftproduktion från vind och annan småskalig produktion, att införa timmätning, att införa en mer avancerad styrning för att kunna hantera den nya decentraliserade produktionen (smarta nät). Vi kan således förvänta oss att takten i den tekniska förändringen snarast ökar än minskar. Däremot kommer detta att öka kapitalkostnaderna, d v s vi får ett teknikskifte mot en mer kapitalintensiv teknik.

³⁰ Den tekniska utvecklingen är inbyggd i anläggningen vid investeringstillfället (embodied technical change).

Underhållskostnaderna bör minska som en följd av att elnätsföretagen i stor utsträckning har grävt ner ledningarna. Denna utveckling är ännu inte avslutad. Övergången från luftledning till jordkabel är ett stort teknikkifte med högre kapitalkostnader, men å andra sidan lägre operativa kostnader i form av underhåll.

I kapitel 4 beskrivs hur företagens kostnader kan relateras till varandra med hjälp av s k. ekm-vikter (ekvivalent ledningslängd) som är framtagna inom elnätsbranschens EBR funktion. Ett försök att kvantifiera en förväntad kostnadsminskning kan göras utifrån dessa ekm-vikter som ger styckpriser på vad olika anläggningar årligen förväntas kosta i underhåll. Det relativa vikttalet för underhåll enligt ekm för lågspänning oisolerad luftledning (0,4 kV) är 1,0 medan jordkabelvikterna ligger på 0,6 respektive 0,7. Det innebär om dessa värden är någorlunda rättvisande att kostnaderna minskar med 40 respektive 30 procent.

Ett försök att kvantifiera den här effekten kan göras genom att se hur andelen kabel ökar över tiden. För perioden 2004 – 2008 ökade andelen kabel av den totala ledningslängden från 56 % till drygt 63 %. Kabellängden ökade under perioden med 18 %, dvs med 4,5 % per år.

Den här utvecklingen går att ekonomiskt kvantifiera genom att använda ekm-vikterna tillsammans med den skattade marginalkostnaden från regressionen i produktivitetsmodellen. En aggregering av ekm-vikterna måste göras för att få genomsnittliga ekm-vikter för kabel respektive oisolerad luftledning.³¹ Den aggregeringen har gjorts genom att använda en beräkning av kapitalstrukturen för det totala lokala nätet i Sverige år 2007.³² Ekm-vikterna har aggregerats med hjälp av de relativa kapitalandelarna för olika anläggningstyper. Den framräknade vikten för det genomsnittliga Sverigenätet beräknades för kabel till 0,678 och för oisolerad luftledning till 1,131.³³ Marginalkostnaden för en km ledning estimerades till 3600 kronor.³⁴ Denna kostnadsnivå ligger mycket nära medelvärdet för kostnaden för förebyggande underhåll.³⁵ Kostnadsminskningen blir nästan 20 miljoner kronor per år i successiva kostnadsminskningar, dvs 80 miljoner kronor lägre kostnad år 2008 relativt år 2004. Övergången från luft- till jordledning innebär en faktorsubstitution från arbetsintensiv teknik till en mer kapitalintensiv teknik. Investeringarna i kabel för att minska elavbrotten innebär också i viss utsträckning minskade kostnader för nätförluster eftersom kapaciteten i ledningar kan ökas i samband med investeringen. Det ger då minskade kostnader i en post som nu ses som opåverkbar.

Generellt i näringslivet varierar produktivitetsutvecklingen betydligt mellan branscherna. Det gäller då särskilt det vanligt förekommande måttet arbetsproduktivitet. Eftersom det är kortsiktiga påverkbara kostnader som är den kostnad som används vid beräkningarna av produktivitetsutvecklingen och den övervägande delen av dessa kostnader utgörs av lönebaserade kostnader (personal

³¹ Vi antar att man i första hand går över från oisolerad luftledning till kabel.

³² Det är uppgifterna från det s k Sverigenätet som här används (OPEX-gruppens arbetsmaterial).

³³ Se excelfil "EKM-viktens aggregering".

³⁴ För medelvärdesföretaget 3400 kr och för medianföretaget 3 800 kronor.

³⁵ Särskilda rapportens medelvärden för förebyggande underhåll för åren 2004-2007 ligger på värden runt 3800 kr när de mest extrema värdena exkluderas. Värden 5 gånger över medianvärdet respektive 1/5 under medianvärdet har då exkluderats. Antal observationer är då mellan 122-133 vilket innebär att ca 30 % av observationerna är exkluderade.

och köpta tjänster), kan det produktivetsmått som vi bör använda vid jämförelsen med andra branscher vara arbetsproduktivitet. Andelen av personal (RR73140) och övriga externa kostnader (RR73130) är helt dominerande. De utgör drygt 90 % av de operativa påverkbara kostnaderna år 2008. Även för övriga år ligger andelen runt 90 %. Det innebär att man kan se beräkningen som en arbetsproduktivetsberäkning.

Generellt i näringslivet varierar produktivetsutvecklingen betydligt mellan branscherna. Det gäller då särskilt det vanligt förekommande måttet arbetsproduktivitet. Konjunkturinstitutet har gjort en bedömning av utvecklingen för åren 2005 till 2015.³⁶ Den genomsnittliga årliga förändringen i arbetsproduktiviteten för näringslivet som helhet bedöms uppgå till 2,7 % för perioden 2006-2020.³⁷

Sammantaget indikerar olika prognoser och förväntningar om kostnadsminskningar till följd av ny teknik att produktiviteten kan bli högre än den historiska trenden, dvs högre än 2 % per år.

3.18.4 X-faktorer i andra regleringar av elnätsverksamhet

De X-faktorer som beslutats om i regleringar av elnätsverksamhet i andra länder visar på både en stor spridning och en förändring över tiden. När det visat sig i vissa fall att X-faktorn var för låg (England) och företagen genomfört mycket stora rationaliseringar, gjordes dels engångsjusteringar av prisnivån, dels en höjning av kravet i den kommande regleringsperioden. Kraven ligger i intervallet 0 % till 8 %. Ett vanligt förekommande krav ligger runt 3 % per år. Dessa krav ligger ofta på de totala intäkterna (eller prisnivån), vilket innebär att kravet omfattar de totala kostnaderna. Företagsspecifika krav finns därutöver i flera regleringar. I den norska regleringen bestod effektiviseringskravet under den första perioden med måttstockkonkurrens, dels av ett generellt krav på alla företag på 1,5 %, dels ett företagsspecifikt krav på mellan 0 % till 3 %.

De beslutade kraven grundas dels på de potentialer till effektiviseringar som regleraren bedömde att det fanns, dels även på hur stora marginaler som företagen hade i utgångsläget (monopolvinster). De krav som lagts på elnätsföretagen i andra länder är klart högre än 2 % per år. Särskilt om man då enbart räknar med det generella kravet. De krav som lagts i andra länders regleringar var motiverade av de uppskattningskrav som fanns om stora effektiviseringspotentialer. Det är möjligt att det inte finns så stora potentialer i Sverige då företagen under de senaste 10 åren rationaliserat som en följd av den reglering som gällt de senaste 10 åren med inslag av incitament för effektiviseringar. De effektivitetsjämförelser som EI gjort visar ändå att det genomsnittligt finns potentialer för fortsatta rationaliseringar.

Sammantaget indikerar de fastlagda kraven i andra länders regleringar att ett krav som är i intervallet 2,0 % - 2,5 % kan vara rimligt. I den finska regleringen för perioden 2008-2011 är det generella kravet 2,06 % av de kortsiktiga kostnaderna. Med hänsyn till att de flesta krav ligger på intäktsnivån innebär det att de verkliga kraven räknat på de kortsiktiga kostnaderna är högre.

³⁶ Långtidsutredningen 2008, SOU 2008:14, bilaga 6,.

³⁷ Bilaga 6 till LU 2008, tabell 3.5 sid 106.

3.18.5 Kundernas del av produktivitetsoökningen

När det gäller hur en produktivitetsoökning ska fördelas mellan företag och kunder tycks den gällande principen vara en regel om lika fördelning, dvs att hälften går till företaget och den andra hälften till kunderna.³⁸ EI anser att detta är en rimlig fördelning. Om kunderna får mer än 50 % minskar incitamenten för framtida rationaliseringar av verksamheten. Om å andra sidan företagen får mer än 50 % kan det betraktas som oskäligt gentemot kunderna.

Om regleraren gör bedömningen att det finns stora rationaliseringspotentialer i branschen motiverar det en högre X-faktor. För att få företagen att realisera dessa potentialer kan regleraren välja att välja en lägre X-faktor. Vid nästa regleringsperiod kommer kraven på en höjd X-faktor att bli höga från kundernas sida om det visar sig att företagen gjort större rationaliseringar än förväntat och därmed har höga marginaler. Det bör leda till att regleraren i den nästföljande regleringsperioden höjer X-faktorn. Det kan till och med vara nödvändigt att besluta om ett engångskrav för att få ner marginalerna till en skälig nivå.

Om regleraren sätter en X-faktor på 2 % per år och det visar sig att branschen uppnår 3 % vid uppföljningen, kan regleraren antingen direkt kräva tariffminskningar motsvarande de 4 % extra som företagen ackumulerat under perioden. I den nästföljande perioden sätter regleraren 3 % krav som motsvarar den uppmätta utvecklingen. Om företagen ser ett sådant scenario framför sig, kan det motverka arbetet med rationaliseringar. De kan i slutet av perioden öka sina kostnader medvetet för att förhindra att hårdare krav ställs i nästa period.³⁹

Alternativt kan man istället för att direkt kräva tariffminskningar, låta X-faktorn under nästa period bli högre för att successivt föra över en del av den första periodens effektiviseringar till kunderna. Det vill säga att förutom den förväntade produktivitetsovecklingen tillkommer ett extra krav på redan uppnådda effektiviseringar. Detta innebär att branschen under en viss tid kan få behålla uppnådda resultat. Den här problematiken brukar benämnas som spärrhjulseffekten, genom att den successivt ger reglaren information om produktivitetsoökningar. Regleraren måste göra en avvägning mellan syftet att ge incitament till företagen att bli mer effektiva och önskemålet att kunderna ska få del av uppnådda förbättringar.

3.19 Effektiviseringskrav för perioden 2012 – 2015

EI:s ställningstagande: Effektiviseringskravet för tillsynsperioden 2012 – 2015 sätts till 1 % per år på de löpande påverkbara kostnaderna.

Underlag för beslut om en X-faktor kan grundas på flera empiriska underlag. Egna och andras studier av produktivitetsovecklingen inom elnätsverksamheten i Sverige och andra länder, utvecklingen i andra branscher. De effektiviseringskrav som ställts i andra regleringar och slutligen även bedömningar om den framtida utvecklingen. I det sistnämnda fallet är det dock mer kvalitativa bedömningar i

³⁸ Armstrong, Cowan and Vickers, "Regulatory reform – Economic analysis and British Experience", 1994.

³⁹ Denna anpassning till regleringen brukar benämnas som "spärrhjulseffekt".

termer av mer eller mindre än de senaste tio årens utveckling. Det finns här ingen enkel sammanvägningsformel som gör det möjligt att lösa ut X ur ekvationen.

De undersökningar som gjorts över produktivitetens utvecklingen inom elnätsverksamhet uppvisar vissa variationer, men kan sägas ligga mellan 1-3 % per år. Variationerna beror dels på valet av modell (resurser och produkter), dels valet av metodik, dels naturligtvis också vilken verksamhet som studeras. Även om teknologin för eldistribution är i grunden densamma i olika länder, finns det troligen stora skillnader i effektivitet. Särskilt när man avgränsar sig till de kortsiktigt påverkbara kostnaderna.

För utvecklingen i Sverige vad gäller den lokala elnätsverksamheten de senaste nio åren störs den långsiktiga trenden av två extrema år. Om dessa exkluderas har produktiviteten beräknat på totalnivån med marginalkostnader som vikter ökat med 1,7 % per år mellan 2000 och 2008. I en rapport över utvecklingen mellan 2001 och 2006 som Energimarknadsinspektionen gjorde med användning av DEA och Malmquistindex, ökade produktiviteten med 3,6 % per år.⁴⁰ För senare år har utvecklingen varit klart sämre även i denna modell. Dessa studier kan sägas mäta arbetsproduktiviteten eftersom kapitalkostnaderna inte ingår. Om medelvärdet för olika internationella studier ligger på mellan 2,7 och 3,5 för totalfaktorproduktivitet, bör detta innebära att produktivitetens utvecklingen räknat i kortsiktiga kostnader bör förväntas ligga över än under 2 % per år.

Utvecklingen i andra branscher och näringslivet visar på värden på 2-3 %. Arbetsproduktiviteten beräknas enligt långtidsutredningen 2008 öka med 2,7 % per år i näringslivet de kommande åren. Inom den sektor där elnätsverksamhet hör ökar produktiviteten mindre vilket beror på att branscher som VA ingår (med offentligt ägande och självkostnadsreglering).

En sammanvägning av ovanstående pekar på en utveckling på minst 2 % per år.

Nivån på X i andra länders regleringar visar sammantaget att den vanligen ligger omkring 2,5 % (3,5 % om man tar hänsyn till att vissa krav ligger på intäkterna). Då tillkommer dessutom i flera regleringar även företagsspecifika krav, som t ex i Finland där det genomsnittliga kravet ligger på 2,6 % per år på OPEX. I England och Wales har det genomsnittliga kravet under de 20 år som de haft incitamentsreglering sett över hela perioden legat på 4 % per år av intäkterna.

En sammanvägd bedömning av de olika underlagen visar på att en produktivitetens utveckling på 2 % är en rimlig förväntan. För att skapa incitament för företagen att rationalisera verksamheten vidare för att inte bara nå de krav som ställs upp utan också få del av rationaliseringsvinsterna och kunna få en avkastning som överstiger den normränta som lagts fast, bör hälften av de förväntade produktivitetens ökningarna komma kunderna till del. Det ger då ett effektiviseringskrav på 1 % för den första tillsynsperioden. Till detta generella krav kommer också ett företagsspecifikt krav genom en fastlagd normkostnad som bygger på den för branschen genomsnittliga drift- och underhållskostnaden för en sk ekvivalent ledningslängd (ekm), se kapitel 4. För vissa företag innebär det ett extra krav och för andra en bonus.

⁴⁰ Modellen inkluderande även kostnaden för nätförluster och volymerna av överförd el.

4 Beräkning av norm för löpande kostnader

I föregående avsnitt har olika empiriska källor för att fastställa ett effektiviseringskrav redovisats. En analys av de olika underlagen har gjorts och ett årligt generellt effektiviseringskrav som EI avser utgå från vid beräkningen av en skälig löpande kostnad har bestämts. I detta avsnitt beskrivs hur EI avser att beräkna en norm för en del av nätföretagens löpande påverkbara kostnader i första tillsynsperioden.

4.1 Varför ett företagsspecifikt krav för en del av de löpande påverkbara kostnaderna?

Energimarknadsinspektionen har föreslagit att kapitalkostnaden beräknas efter real annuitet. En sådan metod ger incitament för nätföretagen att använda en anläggning även efter det att anläggningen är avskriven. För att motverka att företagen använder anläggningarna längre än vad som är samhällsekonomiskt optimalt, vilket skulle vara fallet om företagen får full eller nästan full ersättning för drift- och underhållskostnaden, bör en del av kostnaderna beräknas efter en fastställd norm. Ett företag med höga underhållskostnader som beror på t.ex. gamla ineffektiva anläggningar, får då sannolikt inte kostnadstäckning för de verkliga drift- och underhållskostnaderna, om ersättningen sätts till t ex en genomsnittskostnad. En norm kan, om den är riktigt utformad, ge incitament att byta ut äldre anläggningar som kräver stort underhåll. Även det generella effektiviseringskravet ger vissa incitament att återinvestera i nätet när kostnader för drift och underhåll ökar, men med en norm kan detta incitament öka ytterligare.

En kvalitetsreglering med en tillräckligt noggrann redovisning av avbrotten för respektive kund kan ge en styrning som motverkar att företagen driver en anläggning med bristande kvalitet för länge. Till den första regleringsperioden är det inte möjligt att införa en kvalitetsreglering med så starka styrsignaler att enbart kvalitetsregleringen skapar rätt incitament. En norm avseende drift- och underhåll skulle därmed kunna utgöra ett komplement i den första regleringsperioden.

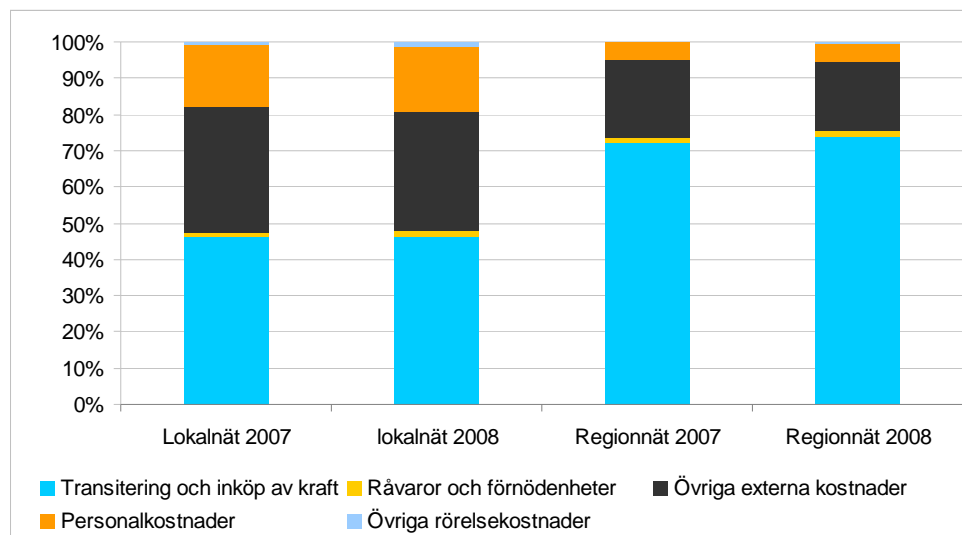
Normer för löpande påverkbara kostnader kan beräknas på olika sätt beroende på tillgängliga uppgifter. Metoderna kan variera från att beräkna löpande kostnad som en eller flera procentsatser på kapitalbasen till mer detaljerade beräkningar som tar hänsyn till företagets olika objektiva faktorer.

För att beräkna löpande kostnader under åren 2003-2006 utgick tillsynsmyndigheten från procentsatser på den beräknade kapitalbasen, som beräknades med verktyget nätnyttomodellen. Drift- och underhållskostnader beräknades som procent av kapitalbasens nuanskaffningsvärde. För ledningar gällde normen en procent av ledningarnas nuanskaffningsvärde. Denna metod var enkel att tillämpa, men har varit ifrågasatt av elnätsföretagen då den bedömdes

som allför enkel för att spegla en skälig kostnad för drift och underhåll. Procentsatsen var dock beräknad på ett fiktivt nät som antogs vara helt uppbyggt med jordkabel. I verkligheten består elnäten normalt av både luftledning och jordkabel. Luftledning har generellt högre drift- och underhållskostnader men lägre nuanskaffningsvärde, medan det för jordkabel förhåller sig tvärt om, dvs. nuanskaffningsvärdet är högre medan drift- och underhållskostnaden är lägre (jfr avsnitt 3.16.3).

I rapporten "Löpande kostnader" EI R2010:06, beskrivs vilka kostnader som ska redovisas för beräkning av en löpande påverkbar kostnad. En procentfördelning visar att de kostnader som företagen kan påverka uppgår till omkring 50 procent för lokalnätsföretag och för regionnätsföretag till 25 procent, se figur 7. Övriga löpande kostnader är opåverkbar löpande kostnad i den första tillsynsperioden.

Figur 7 Löpande kostnader procentuell fördelning (årsrapporter)



4.2 Uppgifter som skulle möjliggöra beräkning av normer

4.2.1 Allmänt om utformningen av en norm

EI anser att det vore rimligt att egentligen beräkna löpande kostnad i sin helhet utifrån flera normer, t ex för drift och underhåll, kundhantering etc. Detta skulle dock kräva mycket god tillgång till representativa och kvalitetssäkrade uppgifter som på ett trovärdigt sätt speglar olika typkostnader i verksamheten.

För att utforma normer (standardkostnader) för löpande kostnader bör företagens löpande kostnader idealt delas in i några kategorier såsom kostnader för drift och underhåll, beredskap, mätkostnader mm. Genom att beräkna ett värde för respektive kategori utslaget på en kostnadsfördelare får man en standardkostnad – en styckkostnad per kund t.ex. för funktionen mätning och rapportering. För drift och underhåll kan ledningslängden användas som kostnadsfördelare. Alternativt kan ledningslängd kombineras med någon annan anläggningskategori som t ex installerad transformatoreffekt.

Om man använder en genomsnittskostnad för branschen som norm kommer företag som har högre kostnader i verkligheten under tillsynsperioden att få en intäktsram som inte helt finansierar kostnaderna. Företag med lägre kostnader kommer att få en intäktsram som ger möjlighet till extra avkastning. Om normen beräknas som ett medianvärde utifrån antalet företag kommer hälften av företagen att ligga över normen och den andra hälften att ligga under normen.

4.2.2 Uppgifter som EI har tillgång till idag

De uppgifter EI har tillgång till idag till underlag för beräkning av normer är de uppgifter dels finns i Årsrapportens resultaträkning, dels i den Särskilda rapporten som båda ges in årligen till EI. För att exemplifiera vad resultatet skulle bli om uppgifter ur särskilda rapporten läggs till grund för en norm har följande analys genomförts med uppgifter från år 2008.

När det gäller antal kunder (abonnemang i utmatningspunkter) för lokalnätetsföretag är medelvärdet 30868 kunder, vilket framgår av tabell 12.

Tabell 12 Strukturen på lokalnätetsföretagen 2008

	min	medel	Max
Kunder, antal	18	30868	802337
Ledning, km	3	2829	96602
Stationer, antal	1	994	33896
Totalt installerad transformator effekt, MVA	1	259	6901

Medelvärdet för mätning och rapportering var 7 808 tkr per företag. Det vägda medelvärdet har tagits fram genom att beräkna kvoten mellan alla företags redovisade kostnad för mätning och rapportering i särskilda rapporten dividerat med totala antalet kunder i branschen. Samma beräkning har utförts för de två andra kostnadsposterna som har rapporterats (tabell 13).

Tabell 13 Medel och variation för några kostnadsposter 2008

	Min, tkr	Medel, tkr	Max, tkr	Vägt medel, kr/kund, kr/km ledning
Mätning och rapportering	5	7808	249435	232
Drift och underhåll*	15	17382	547487	6000

*De rapporterade kostnaderna för drift och beredskap samt underhåll har här adderats.

I rapporten om löpande kostnader (EI 2010:06) kunde EI konstatera att redovisningen av posterna i tabell 12 och 13 inte håller en sådan standard att det är möjligt att utgå från dessa utan en mycket grundlig analys. I bilaga 6 presenteras några ytterligare analyser som bekräftar denna bedömning.

4.2.3 Funktionsindelning av löpande påverkbara historiska kostnader

En anledning till att företagen redovisar så olika värden avseende drift och underhåll, mätning mm. i den särskilda rapporten är sannolikt frånvaron av tydliga definitioner i dagens redovisning. EI bedömer att det är rimligt att anta att normen skulle kunna tas fram om det vore möjligt att säkerställa en enhetlig rapportering av historiska siffror för 2006-2009. För att bl.a. utreda om det vore meningsfullt att låta företagen utifrån historiska data redovisa dessa uppgifter på nytt i några väl definierade kategorier har projektet utfört en studie under 2009. I studien undersöktes bland annat om det var möjligt att omfördela de redovisade kostnaderna i årsrapportens resultaträkning efter några kostnadsgrupperingar som t ex drift och underhåll, mätning mm.

Pilotstudien visade att ett antal företag skulle kunna göra en sådan uppdelning avseende historiska data men i princip var anledning att företagen redan idag har en uppdelning som liknade definitionerna i piloten. Ett antal företag framförde att man saknar den noggrannhetsnivå i bokföringen som skulle behövas för att klassificera om sina kostnader på nytt sätt.⁴¹

EI har mot denna bakgrund bedömt att det inte är troligt att företagen med ny rapportering med noggranna anvisningar för rapporteringen, kan göra en likformig fördelning av sina löpande kostnader för perioden 2006-2009 i efterhand. En sådan fördelning skulle med nödvändighet innehålla alltför många subjektiva moment då företagen inte har redovisat sina kostnader på ett likartat sätt.

4.2.4 Normkostnad för en del av löpande kostnad

EI:s ställningstagande: En andel av nätföretagens löpande påverkbara kostnader ska beräknas som en normkostnad.

Genomgången av den befintliga särredovisningen visar att det enligt EI inte går att använda den befintliga särredovisning av elnätsföretagens olika kostnadsposter för att bestämma en normkostnad. EI har istället utvärderat om det är rimligt att helt enkelt ta en andel av de beräknade påverkbara kostnaderna och utifrån denna andel konstruera en norm. Fördelen med detta är att det inte behövs någon ny redovisning och metoden är förhållandevis enkel att tillämpa. Nackdelen är att det inte är möjligt att exempelvis välja att enbart göra norm av vissa kostnadsposter. Som en förenklad metod i första tillsynsperioden bedömer EI ändå att metoden är rimlig.

4.2.5 Andel av de löpande påverkbara kostnaderna som ska beräknas med en normkostnad

EI:s ställningstagande: Den andel av de löpande påverkbara kostnaderna som ska läggas till grund för att beräkna en norm i intäktsramen ska uppgå till 25 %

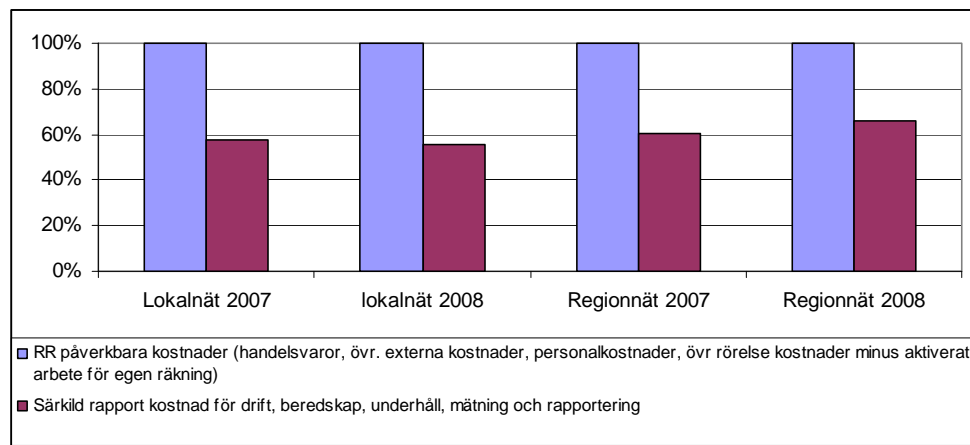
⁴¹ Mer om denna studie kan läsas i den första delen av rapporten "Löpande kostnader", EI R2010:06.

En viktig fråga när det ska bestämmas hur stor del av de påverkbara löpande kostnaderna som bör ersättas med en norm i intäktsramen är att gå tillbaka till motivet för en norm. Eftersom motivet för att använda en norm är att ge incitament för reinvesteringar, kan det vara rimligt att t.ex. utgå från andelen kostnader för drift, beredskap och underhåll i förhållande till den totala påverkbara kostnaden. Även när de enskilda uppgifterna för många företag i särskilda rapporten inte är korrekta, kan man möjligen ändå använda medel- eller medianvärden för att få en indikation på storleksnivån på kostnaderna som är någorlunda rättvisande.

Om det något förenklat antas att de löpande påverkbara kostnaderna motsvaras av posterna RR73120 handelsvaror (råvaror och förnödenheter), RR73130 övriga externa kostnader, RR73140 personalkostnader och RR73180 övriga rörelsekostnader i elnätsföretagens resultaträkningar, kan summan av dessa poster jämföras med summan av de uppgifter som redovisas i särskilda rapporten för drift, beredskap, underhåll, mätning och rapportering.

Figur 8 visar att anläggnings- samt del av kundberoende kostnader som redovisas i den särskilda rapporten är ungefär 60 % av de löpande påverkbara kostnaderna som redovisas i resultaträkningen för hela populationen. I den undersökning som EI lät göra för ett antal elnätsföretag, uppgår underhållskostnaderna till i genomsnitt 26 % och kostnaderna för mätning och rapportering till 20 %.

Figur 8 Kostnader i RR och SR för alla företag



Underhållskostnaden uppgår därmed till ca en fjärdedel av de löpande kostnaderna. Dessa är kopplade till nätstrukturen och åldern på nätet. Detta talar för att andelen som ska ersättas med norm bör uppgå till 25 %. Kostnaderna för förebyggande underhåll i den särskilda rapporten (SR) 2008 uppgick till ca 3 800 kr per km när de mest extrema värdena exkluderats. Omräknat med de löpande påverkbara kostnaderna innebar det en kostnadsandel på 24 %, dvs nästan en fjärdedel.⁴²

⁴² Härtill kan man också lyfta fram att det finns en osäkerhet i de ekm-vikter som EI avser utgå från, jfr avsnitt 4.3.1.

4.3 Beräkning av en normkostnad

EI:s ställningstagande: Den normbaserade delen av löpande påverkbar kostnad beräknas per företag efter ett nyckeltal som bygger på uppgifter om antalet anläggningar av olika slag i nätet och antal kunder per den 31 december 2010, kombinerat med en relativ kostnadslista (ekvivalent ledningslängd).

EI bedömer att det är möjligt att utgå från ett nyckeltal som tar hänsyn till sådana faktorer i nätverksamheten som påverkar kostnaden i verksamheten. Ett relativt etablerat nyckeltal som redan används av elnätsföretagen är ekvivalent ledningslängd (ekm). Detta nyckeltal används för att beskriva resursbehovet och för att göra jämförelser mellan nätområden med olika struktur. Principen är att volymen av de fysiska anläggningarna omräknas till en motsvarande längd 0,4 kV luftledning med hjälp av en uppsättning vikter. Vikterna i ekm bedöms ungefär proportionella mot verksamhetskostnaderna för drift och underhåll. Därtill finns det också ett viktetal per kund.

Ekm tas idag fram av branschen inom arbetet med EBR. Närmare beskrivning av hur Ekm tas fram finns i bilaga 5. De nuvarande ekm-talen redovisas i KLG0:06 (kostnadskatalog 2006, Svensk Energis kostnadskatalog för planering av investering och underhåll av elnätsanläggningar) och är från 2006.⁴³ Vikterna uppdateras normalt var 3:e – 4:e år.

EI har initierat en studie i samarbete med Kungliga Tekniska Högskolan (KTH) för att utvärdera föreliggande vikter i 2006 års version.⁴⁴ EI anser att det på sikt är önskvärt med vikter för olika kundkategorier och leveransspänningar. Här kan även behövas en översyn av att alla kundberoende kostnader är beaktade i faktorerna. Vidare krävs en särskild översyn av de vikter som avser anläggningar vid de högre leveransspänningarna, dvs. i huvudsak regionnätsanläggningar.

För att se till att de flesta anläggningar kan omfattas av ekm-tabellen har EI efter diskussion med bl.a. expertgruppen, gjort vissa modifieringar av de existerande vikterna så att de omfattar ett spänningsintervall. EI anser att denna modifiering är rimlig mot bakgrund av hur viktalen kommer att användas.

EI kommer att återkomma till viktalen under slutet av 2010 när KTH genomfört sitt uppdrag.

Tabell 14 visar olika åtgärder för drift och underhåll som utförs i luftledningen och kostnad i kr per år för en km luftledning 0,4 kV. Vid beräkningen av kostnaden har hänsyn tagits till hur ofta arbete utförs. Exempel: om besiktning av luftledningen utförs vart fjärde år redovisas endast en fjärdedel av kostnaden. Totalt ger det en kostnad på 2 050 kr/km för luftledning 0,4 kV.

⁴³ En översyn/uppdatering är planerad till 2010.

⁴⁴ Uppdraget är registrerat i Dnr 17-2010-101482.

Tabell 14 Underhåll av luftledning 0,4 kV

Drift och underhållsåtgärder	kostnad, kr/år
Bevakningsuppdrag	243
Driftstörning	703
Underhållsbesiktning	190
Rötskadebesiktning	148
Åtgärder e besiktning	514
Röjning	252

På det sättet går det att få drift och underhållskostnad för alla anläggningar i elnätet. Några exempel ges i tabell 15.

Tabell 15 Några exempel på årskostnader för olika anläggningar

Anläggning	Drift- och underhållskostnad per år, kr/år
Luftledning 0,4kV, km	2050
Luftledning 12-24kV, km	2479
Transformator 145/52-72,5 kV, st	10549
Jordkabel 52-72,5 kV, km	575
Nätstation/kiosk Landsbygd, st	276

Beräkningen av vikttalet sker genom att dividera kostnad per år för en viss anläggning i kostnad per år för luftledning 0,4 kV. Exempel: Luftledning 12-24 kV = $2479/2050 = 1,2$ (som är vikttalet för en kilometer luftledning i angivet spänningsintervall). EI kommer följaktligen inte att utgå från beloppen i EBR-katalogen utan bara vikttalet, dvs det är de relativa priserna som är utgångspunkten. På samma sätt beräknas vikterna för övriga anläggningar (se bilaga 5 för listan över vikttalet).

4.4 Beräkning av en normkostnad i praktiken

Normen beräknas enligt följande exempel. I tabell 16 finns sju företag i branschen med olika nivåer på den löpande påverkbara kostnaden och andelen som ersätts med en norm är satt till 25 %. Hur många ekm respektive företag har beror dels på antal anläggningar av olika slag som används, dels på antalet kunder.

I ett första steg beräknas ett nyckeltal i form av kr/ekm. Det görs genom att dividera summa kolumn Löpande påverkbar kostnad med summan av kolumn "antal ekm" dvs $460\ 000\ 000/54\ 500 = 8\ 440$ kr/ekm.

I ett andra steg beräknas normen för respektive företag. Det sker genom att multiplicera varje företags antal ekm med det framtagna medelvärdet 8 440 kr/ekm. Eftersom nyckeltalet är ett medelvärde kommer vissa företag att få en ram som är mindre än 25 % av deras faktiska kostnader, medan andra företag kommer att få en ram som är högre än deras 25 % av kostnaderna.

Tabell 16 Exempel på beräkning av norm

	Löpande påverkbar kostnad	Andel som beräknas med norm	Antal ekm
Företag A	100 000	25 000	10 000
Företag B	30 000	7 500	4 000
Företag C	50 000	12 500	5 000
Företag D	70 000	17 500	9 000
Företag E	10 000	2 500	1 500
Företag F	120 000	30 000	15 000
Företag G	80 000	20 000	10 000
Summa	460 000	115 000	54 500

Exempel: 25 % av de löpande kostnaderna för företag utgör 25 000 tkr. Men ersättningen i intäktsramen uppgår endast till 21 101 tkr. Detta belopp beräknas som antalet ekm för företaget multiplicerat med genomsnittskostnaden för en ekm-enhet ($10\,000 * 8\,440 * 0,25$). Samma beräkning utförs för alla företag.

I tabell 17 redovisas företagens löpande påverkbara kostnad efter beräkning av normen.

Tabell 17 Löpande påverkbar kostnad i intäktsramen

	LPK baserad på historisk kostnad	LPK baserad på normkostnad	LPK
Företag A	75 000	21 101	96 101
Företag B	22 500	8 440	30 940
Företag C	37 500	10 551	48 051
Företag D	52 500	18 991	71 491
Företag E	7 500	3 165	10 665
Företag F	90 000	31 651	121 651
Företag G	60 000	21 101	81 101
Summa	345 000	115 000	460 000

5 Metoden för bestämningen av intäktsramen för de löpande kostnaderna

I den första delen av rapporten Löpande kostnader EI R2010:06 föreslår EI att beräkning av en skälig löpande påverkbar kostnad ska ha grund i företagets redovisade historiska kostnader 2006-2009 samt i de prognoser som lämnats avseende vissa opåverkbara löpande kostnader.

5.1 Beräkning av löpande opåverkbar kostnad i intäktsramen

I EIs rapport EI R2010:06 redovisas hur de opåverkbara kostnaderna kommer att beräknas, hit hör:

- TN630100 Abonnemang till överliggande och angränsande nät
- RR7324 Myndighetsavgifter

Likåsa i den ovan nämnda rapporten redovisas de påverkbara kostnaderna som inte får ett effektiviseringskrav. Dessa är:

- TN630450 Kostnad för inköpt energi för att täcka nätförluster
- TN630451 Kostnad för egenproducerad energi för att täcka nätförluster
- TN630500 Kostnader för abonnemang i inmatningspunkt (nätnyttoersättning).

5.2 Löpande påverkbar historisk kostnad

EIs ställningstagande: Ingångsvärdet för löpande påverkbara kostnader beräknas som medelvärdet av företagets redovisade historiska kostnader för de fyra åren 2006 - 2009

För att motverka att ett enstaka år ska få för stor inverkan på ingångsvärdet väljs inte det senaste året som det finns uppgifter över. Extrema avvikelser uppåt eller nedåt i verksamhetens utfall kan jämnas ut genom att flera år får bilda ett medelvärde. För löpande påverkbara kostnader som beräknas med grund i företagets redovisade historiska kostnader, ska ett genomsnitt av de fyra åren 2006 - 2009 utgöra ingångsvärde för tillsynsperioden. Ingångsvärdet hämtas från årsrapporterna förutom att avdrag och tillägg görs för vissa kapitalkostnader. Redovisade kostnader indexeras till 2010 års värde och sedan beräknas ett

medelvärde för dem. Det index som EI avser använda för att fastprisberäkna kostnaderna är det faktorprisindex som SCB beräknar för elnätsverksamhet.

Om faktorprisindex benämns FPI och löpande påverkbar historisk kostnad ett enskilt år benämns LPK_H_{200x} och att det indexerade medelvärdet för de fyra åren 2006 – 2009 benämns LPK_H blir formeln för ingångsvärdet för de påverkbara kostnaderna:

$$LPK_H = 1/4 * ((LPK_H_{2006} * (FPI_{2010}/FPI_{2006}) + LPK_H_{2007} * (FPI_{2010}/FPI_{2007}) + LPK_H_{2008} * (FPI_{2010}/FPI_{2008}) + LPK_H_{2009} * (FPI_{2010}/FPI_{2009}))$$

Det erhållna medelvärdet för de fyra åren utgör ingångsvärde för löpande påverkbara kostnader i 2010 års penningvärde. Eftersom man allmänt sett kan förvänta sig en successivt ökad produktivitet kommer kostnaderna per producerad enhet att minska över åren. Kunderna bör även få del av de produktivitetsökningar som realiserar före den första regleringsperioden som en kompensation för att man väljer ett genomsnitt av fyra år istället för det senaste året som förväntas ha lägre kostnad per producerad enhet än de tre föregående åren.⁴⁵

5.3 Effektiviseringskravet

EI:s ställningstagande: Effektiviseringskravet för tillsynsperioden 2012 – 2015 sätts till 1 % per år på de löpande påverkbara kostnaderna. Kravet gäller både på den historiska genomsnittkostnaden för åren 2006-2009 och för normkostnadsdelen.

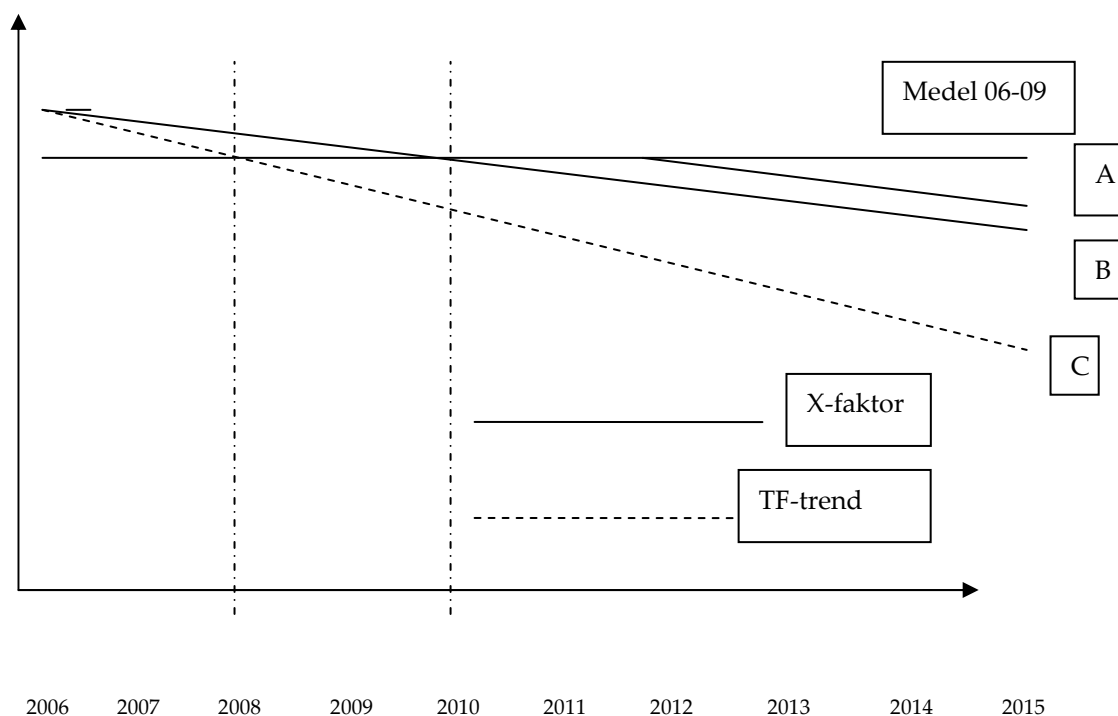
Energimarknadsinspektionen har för avsikt att tillämpa ett generellt effektiviseringskrav på de löpande påverkbara kostnaderna. För att bestämma storleken på det effektiviseringskravet har flera analyser gjorts. Det har resulterat i ett effektiviseringskrav om 1 % per år under första tillsynsperioden (jmf avsnitt 3.18).

Syftet med att låta ingångsvärdet vara bestämt av medelvärdet för fyra års kostnader är att undvika att det sista året som normalt bör användas på principiella grunder är ett extremt år med en kostnadsnivå som är högre eller lägre än den trendmässiga förändringen. Med ett medelvärde av fyra års kostnadsnivåer kommer medelvärdet normalt att ligga över det sista årets kostnadsnivå räknat i reala termer.

Med ett medel över de operativa kostnaderna för åren 2006-2009 som ingångsvärde kommer nätföretagen att få tillgodogöra sig hela produktivitetsökningen från januari 2008.

⁴⁵ I den nu gällande regleringen har EI inte ställt några effektiviseringskrav vid uppföljningen.

Figur 9 X-faktorn från olika år



I figur 9 visas principiellt hur kostnaderna successivt minskar med ökad produktivitet. Utgångspunkten är år 2006 det år då medelvärde ska börja beräknas för att få en ingångsnivå. Trenden för den tekniska förändringen (TF-trend) anger kostnadsutvecklingen per producerad enhet i reala termer (nivå C år 2015). Den horisontella linjen är bestämd av medelvärdet för de fyra åren 2006 – 2009. Om X-faktorn sätts till hälften av TF-trenden och börjar gälla först från och med år 2012 hamnar intäktsramen per producerad enhet vid nivå A, vilket innebär att kunderna får mindre än hälften av den förväntade produktivitsutvecklingen. Om man vid beräkningen av ingångsvärdet tar hänsyn till den successiva ökningen i produktivitet och låter X-faktorn börja gälla från och med januari 2010 hamnar intäktsramen vid nivå B.

För att få en historisk kostnad för 2010 ska det indexerade medelvärdet för 2006 – 2009 räknas upp till 2010. Detta innebär att medelvärdet ska räknas upp med det valda faktorprisindexet under tre år. För att kunderna ska få del av produktivitsutvecklingen anser EI att effektiviseringskravet bör ta hänsyn till åren 2010 och 2011.

En annan principiell fråga är om det generella effektiviseringskravet ska avse hela den löpande påverkbara kostnaden, dvs. både den andel som baseras på företagets historiska kostnad och den andel som baseras på normkostnad eller om kravet enbart bör avse den andel som baseras på företagets historiska kostnad? Eftersom normkostnadsdelen bygger på den genomsnittliga kostnaden per ekm ger det för företag med lägre kostnader än genomsnitt en högre intäktsram och vice versa. Sett ur kundernas synvinkel blir det ingen garanti för lägre tariffer reallt sett för branschen som helhet. Det blir en intern omfördelning mellan elnätsföretagen. Om

man önskar att kunderna ska få del av ett bestämt krav på X procent bör denna del öka successivt desto högre del som ligger på normkostnadsdelen.

Normkostnaden beräknas utifrån företagets indexerade historiska genomsnittskostnad för 2006 – 2009. En mer relevant benämning av normkostnaden är därför standardkostnad eller genomsnittskostnad. Detta medför att det generella effektiviseringskravet bör avse hela den påverkbara kostnaden. Om kravet enbart omfattar en del av företagets faktiska historiska kostnad bör kravet räknas om enligt följande så att för varje given nivå på X % för de faktiska kostnaderna ökas kravet ju lägre del som ligger på de faktiska kostnaderna. Ska andelen historisk faktisk kostnad vara 75 % bör kravet ökas till $X/0,75 = 1,33*X$ %.

Men om kravet räknas om till en högre nivå kommer företag med hög kostnadsnivå att få ett högre krav ($1,33*X$ jämfört med X) samtidigt som de också i det företagsspecifika kravet får ett krav. Enkla räkneexempel visar att för branschen som helhet (och kunderna) blir det samma utfall oavsett om man lägger fast X-faktorn på en del eller på båda. För de enskilda företagen får det betydelse. De företag som har lägre kostnader per producerad enhet än genomsnittlig vinner lite och vice versa. I de beräkningar som EI gjort med produktionsdata från särskilda rapporten och aggregerade ekm-vikter blir skillnaderna mellan de två alternativen liten. Alternativet med en förhöjd X-faktor för en del av de faktiska kostnaderna innebär att kraven på de relativt sett mindre kostnadseffektiva företagen blir högre.

5.4 Faktorprisindex (FPI) för uppräknings av löpande påverkbar kostnad i intäktsramen

EI:s ställningstagande: För att ta hänsyn till prisutvecklingen för de löpande påverkbara kostnaderna kommer ett för branschen specifikt faktorprisindex (FPI) användas för att justera för prisändringar på de resurser som används.

Som redovisats i kapitel 5.2 kommer de löpande påverkbara historiska kostnaderna beräknas i 2010 års prisläge. Detsamma gäller normkostnaderna. Ingen omräkning av beslutet kommer att ske under pågående tillsynsperiod. Däremot ska hänsyn tas till prisförändringar när tillsynsperioden är slut. Under tillsynsperioden kommer EI att publicera utvecklingen av faktorprisindex och därmed får företagen information om de årliga prisförändringarna på de resurser som används i verksamheten.

För att indexera upp de löpande påverkbara kostnaderna från 2006 års nivå osv anser EI att ett specifikt index för verksamhet bör användas. Under 2010 kommer EI att publicera index för 2009, under 2011 index för 2010 o. s. v. fram tills att man under 2016 publicerar index för 2015. EI kommer efter den första tillsynsperioden att räkna om de löpande påverkbara kostnaderna utifrån förändringar av detta faktorprisindex.

- Kostnadsindex för 2012 = FPI_{2012} / FPI_{2010}
- Kostnadsindex för 2013 = FPI_{2013} / FPI_{2010}
- Kostnadsindex för 2014 = FPI_{2014} / FPI_{2010}
- Kostnadsindex för 2015 = FPI_{2015} / FPI_{2010}

5.5 Verksamhetsvolymindex

EI:s ställningstagande: För att ta hänsyn till förändringar i verksamhetsvolym för de löpande påverkbara kostnaderna kommer ett verksamhetsvolymindex (V) att tillämpas. Förändringen i antalet ekm kommer att användas för detta index.

Ingångsvärdet för beräkning av löpande påverkbar kostnad under tillsynsperioden kommer att baseras på uppgifter över använda anläggningar. Att använda samma anläggnings- och kundunderlag under en tillsynsperiod kan ge skevheter i intäktsramen om det sker stora förändringar i kundstock eller anläggningar under en tillsynsperiod.

I många fall kommer reinvesteringar leda till att friledningar ersätts med jordkabel. Företaget kommer då att få en ökad kapitalbas eftersom nuanskaffningsvärdet är högre för jordkabel än för friledningar. Intäktsramen ändras inte och kommer då att vara för hög eftersom den faktiska underhållskostnaden är lägre för jordkabel än för friledning. Företaget får därmed incitament att ersätta friledningar med jordkabel.

Ett antal nyinvesteringar i ledningar och stationer kommer att ske under tillsynsperioden, vilket innebär att nätföretaget får en ökad kapitalbas. De drift- och underhållskostnader som de nya anläggningarna innebär får nätföretaget därmed ingen täckning för om ingen justering görs under perioden. Företaget får därmed ett incitament att undvika nyinvesteringar i nätet. Om t ex ett företag ansluter flera stora vindkraftparker i början av år 2011, kommer de i nästan fyra år att få driva elnätet till denna anläggning utan någon ersättning de faktiska löpande påverkbara kostnader som uppstår för dessa anslutningar.

Av ovanstående genomgång framgår att om inte verksamhetsvolym beaktas minskar precisionen i den ekonomiska regleringen. Eftersom det är omkring 175 redovisningsenheter för lokalnät och 6 redovisningsenheter för regionnät kan det säkerligen för några företag röra sig om mer än marginella förändringar. EI anser att det är rimligt att förändringar i verksamhetsvolym beaktas och att ett verksamhetsvolymindex (V) beräknas för respektive år i tillsynsperioden och används för en justering av intäktsramen vid avstämningen. De resurser som behövs för drift och underhåll under år 2015 beror på volymen av de anläggningar och kunder som finns vid ingången till år 2015, dvs antal ekm per 2014-12-31.

$V_{2012} = \text{Antal ekm } 2011-12-31 / \text{Antal ekm } 2010-12-31$

$V_{2013} = \text{Antal ekm } 2012-12-31 / \text{Antal ekm } 2010-12-31$

$V_{2014} = \text{Antal ekm } 2013-12-31 / \text{Antal ekm } 2010-12-31$

$V_{2015} = \text{Antal ekm } 2014-12-31 / \text{Antal ekm } 2010-12-31$

5.6 Summering av löpande kostnad i intäktsramen

Den löpande kostnaden i intäktsramen består sammanfattningsvis av tre delar. Första delen är beloppet för de opåverkbara kostnaderna (LOK) där företagen gör prognoser på dessa poster och där inget effektiviseringskrav ställs. Den andra delen består av en viss procent (1-Y) av de löpande påverkbara kostnaderna som beräknas utifrån historiska värden, $LPK_H \cdot (1-Y)$. Den tredje delen, $p_{ekm} \cdot \sum ekm \cdot Y$, består av ett normbaserat belopp som räknas fram med hjälp av uppgifter över företagens anläggningar och kunder, ekm-vikter och löpande påverkbara kostnader. Andra och tredje delen justeras med index för verksamhetsvolym för respektive företag, det generella effektiviseringskravet (X) och faktorprisindex (FPI).

Beräkningen av intäktsramen för de löpande påverkbara kostnaderna kan beskrivas enligt följande uttryck för respektive år 2012 – 2015, $t=1 - 4$ för respektive år:

$$LPK_{R_t} = LOK_t + [LPK_H(1-Y) + (p_{ekm_{2010}} \cdot \sum ekm_{2010-12-31} \cdot Y)] V_t (1-X) \cdot FPI_t$$

LPK_{R_t} = intäktsramen för total löpande kostnad för respektive år under tillsynsperioden.

LOK_t = löpande opåverkbar kostnad för respektive år under tillsynsperioden. Här ingår även löpande påverkbara kostnader utan effektiviseringskrav, dvs. kostnader för nätförluster och kostnader för abonnemang i inmatningspunkt. LOK avser de verkliga kostnaderna. För dessa poster ska företagen göra prognoser över de fyra åren 2012-2015.

$p_{ekm_{2010}} = \sum LPK_H / \sum \sum ekm_{2010-12-31}$ är priset per ekm

X = det generella effektiviseringskravet under tillsynsperioden

FPI_t = avser utvecklingen av faktorprisindex relativt 2010

V_t = avser förändringar av verksamhetsvolym relativt 2010-12-31 för åren 2012 – 2014. $V_t = \sum ekm_{t-1} / \sum ekm_{2010-12-31}$

LPK_H = löpande påverkbar historisk kostnad i prisnivå 2010. Denna kostnad beräknas som ett medelvärde av indexerade historiska kostnader för 2006 – 2009.

$p_{ekm_{2010}} \cdot \sum ekm_{2010-12-31} \cdot Y$ = löpande påverkbar normkostnad i prisnivå 2010.

Y = fastställd andel av de påverkbara kostnaderna som ska beräknas utifrån norm

$p_{ekm_{2010}}$ = genomsnittskostnaden för en ekm-enhet i prisnivå 2010, dvs. ett indexerat medelvärde avseende åren 2006 - 2009.

Detta är ett beräknat nyckeltal, ΣLPK_H för alla lokalnätsföretag resp. regionnätsföretag dividerat med $\Sigma\Sigma \text{ekm}_{2010-12-31}$ per 2010-12-31 för alla lokalnätsföretag resp. regionnätsföretag.

Σekm = företagets antal ekm vid respektive års slut.

ΣLPK_H = summa löpande påverkbara historiska kostnader i prisnivå 2010 för alla lokalnätsföretag respektive regionnätsföretag. Medelvärde för 2006-2009.

$\Sigma\Sigma \text{ekm}_{2010-12-31}$ = summa av alla lokalnätsföretags respektive regionnätsföretags antal ekm 2010-12-31.

5.7 Företagets ansökan om en intäktsram

Vid ansökan om en intäktsram vet företaget effektiviseringskravets storlek. Företaget känner dock inte till hur stort normbeloppet per ekm kommer att bli. Anledningen till detta är att EI behöver samla in uppgifterna över löpande påverkbar kostnad samt antal anläggningar för att kunna beräkna detta belopp.

Normen i form av kronor per Ekm för den första tillsynsperioden kommer att bli känd under september 2011, när EI har utfört beräkningar av företagets inlämnade uppgifter.

Inför tillsynsperiod två avser EI överväga och utvärdera om dessa uppgifter bör samlas in på förhand från företaget. I första tillsynsperioden bedömer EI dock inte att en sådan inrapportering är möjlig på förhand.

Det innebär att nätföretaget vid ansökan om sin intäktsram får ta med i beräkningen att ramen för den påverkbara löpande kostnaden kan bli högre eller lägre än den kostnad som framgår av företagets historiska löpande kostnader minskat med effektiviseringskravet.

5.8 Fastställande av den slutliga ramen för de löpande kostnader

EI:s ställningstagande: I början av 2016, när EI samlat in uppgifter för avstämning av elnätsföretaget, avser EI att beräkna ramen för företagets löpande kostnader på nytt. Om EI anser att det då finns skäl att justera intäktsramen i sänkande riktning ska EI enligt ellagens bestämmelser ta initiativ till en omprövning av intäktsramen.

Ramen för de löpande kostnader som beslutats inför den första tillsynsperioden kommer att stämmas av med verkligt utfall efter tillsynsperiodens slut. Företagens förväntningar om de fyra åren i tillsynsperioden kommer att stämmas av (prognostiserade kostnader (se EI R2010:06 kap 4.4.5), utfall av FPI förändringar (se kap. 5.4) samt förändring av verksamhetsvolymen (se kap 5.5) under tillsynsperioden).

Eftersom metoderna för hur EI avser genomföra eventuella förändringar av de löpande kostnaderna kommer att finnas tillkännagivna i beslutet, är det centralt att företaget under hela tillsynsperioden noggrant överväger om det finns grund för kommande förändringar av intäktsramen. I så fall bör nätföretaget justera sin intäkt under tillsynsperioden. Detta är dock inte specifikt för de löpande kostnaderna, utan samma princip gäller även för beräkningen av en skälig kapitalkostnad.

Referenser

Armstrong, Cowan and Vickers, *“Regulatory Reform – Economic Analysis and British Experience”*, 1994. The MIT Press.

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, och G. Battese (1998) *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*, Kluwer Academic Publishers.

Coelli, T, Estache, A och Perelman, S, (2003) *“A Primer on Efficiency Measurement for Utilities and Transport Regulators”*, WBI Development Studies.

Coelli, T ((1996), *“A Guide to FRONTIERS Version 4.1”*, CEPA, No 7/96.

Cooper, W.W., L.M.Seiford, och K.Tone (2000) *Data Envelopment Analysis*, Kluwer Academic Publishers.

Edvardsen, Førsund, Hansen, Kittelsen och Neurater *“Productivity and regulatory reform of Norwegian Electricity Distribution Utilities”* 2005 working paper. Forthcoming in Coelli and Lawrence (2006), *“Performance measurement and regulation of network utilities”* Edward Elgar Publishing.

Ek Göran, *“Mätning av produktivitet vid fusioner av elnätsföretag”*, PM 2007-01-25, 2007.

Energimyndigheten (2004) *Elnätföretagens kostnadseffektivitet och produktivitetsutveckling – jämförelser av nätföretagens distribution av el år 2002 samt utvecklingen 2000-2002*, ER 10:2004.

Energimarknadsinspektionen (2005): *Elnätföretagens kostnadseffektivitet och produktivitetsutveckling – en uppföljning av verksamheten 2003*.

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

Genberg M (1992), *“The Horndal effect: productivity growth without capital investment at Horndalsverken between 1927 and 1952”*, Uppsala.

Hjalmarsson, L. och Veiderpass, A. (1992a) *“Productivity in Swedish Electricity Retail Distribution”*, Scandinavian Journal of Economics 94, Supplement

Hjalmarsson, L. och Veiderpass, A. (1992b) *“Efficiency and Ownership in Swedish Electricity Retail Distribution”*. Journal of Productivity Analysis 3

Hjalmarsson, L. och Kumbhakar, S. C. (1998). "Relative Performance of Public and Private Ownership under Yardstick Competition: Swedish electricity retail distribution, 1970-1990". European Economic Review.

Joskow, P (2007), "Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks", working paper MIT and NBER.

Nillesen, P och Pollitt, M (2007), "The 2001-03 electricity distribution price control review in the Netherlands: regulatory process and consumer welfare", Journal of Regulatory Economics 31.

Kennedy, P, (2008), "A Guide to Econometrics", Blackwell Publishing.

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

Långtidsutredningen 2008, SOU 2008:14, Huvudbetänkande

Långtidsutredningen 2008, SOU 2008:14, bilaga 6

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

Veiderpass, A (2004) *Avreglerad elförsörjning. Ökad konkurrens och ökad effektivitet?*, Göteborgs universitet. Rapport 1

Veiderpass, A (2004) *Avreglerad elförsörjning. Ökad konkurrens och ökad effektivitet?*, Göteborgs universitet. Rapport 2

<http://www.esv.se/download/18.349a0e10b3c2567f280003772/esv-nytt+2004-4s17-18.pdf>

Statistiska centralbyrån, http://www.scb.se/Pages/TableAndChart_66079.aspx

Statistiska centralbyrån, http://www.scb.se/Pages/Standard_132364.aspx

Sveriges riksbank, http://www.riksbank.se/upload/Dokument_riksbank/Kat_publicerat/Artiklar_PV/pv05_1_artikel3.pdf

Sveriges riksbank, http://www.riksbank.se/upload/Pettersson_2009_2.pdf

Bilaga 1 Metod

1 Tvärsnitt och paneldata

För varje år rapporterar elnätsföretagen in uppgifter över kostnader och produktion. Dessa uppgifter ger för varje år ett tvärsnitt som kan analyseras. Sambandet mellan kostnader och produktion kan studeras med t ex regressionsanalys. T ex kan skalekonomiska aspekter studeras. Vidare kan undersökningar av kostnadseffektivitet göras.

Om flera tvärsnitt läggs samman får man en panel. Det innebär att varje enskilda företags utveckling kan studeras över tiden i relation till övriga företag. Panelen medger undersökningar som kombinerar tvärsnitts- och tidsserieanalyser.

2 Cobb-Douglas och translog

En modell med de variabler som visar sig vara mest signifikanta vid en analys av varje enskilt år används vid panelskattningen.⁴⁶ Förutom dessa kostnadsdrivare (prestationer) läggs även in en tidstrend som variabel. Med t ex tre oberoende variabler blir det fyra parametervärden som ska skattas. Modellen beräknas som både en Cobb-Douglas loglinjär funktion och en translogaritmsk funktion. Vid en Cobb-Douglas loglinjär funktion förutsätts exponenterna (de skattade parametrarna) vara konstanta över hela produktionsintervallet (verksamhetsnivåerna på företagen). Vidare förutsätter denna modell att substitutionselasticiteterna mellan prestationerna är konstant och ett.

Den translogaritmska modellen är flexibel i den mening av de antaganden som ligger i Cobb-Douglasmodellen inte gäller. Skalavkastningen kan därmed variera över storleken på verksamheten. Vid skattningar av Cobb-Douglas brukar i de allra flesta fall summan av exponenterna vara under 1,0 vilket visar att det finns vissa stordriftsfördelar. Men denna skalafördel förutsätts implicit i Cobb-Douglas gälla för alla nivåer på verksamheten. Vidare tar den translogaritmska modellen hänsyn till interaktioner mellan förklaringsvariablerna i modellen

- Generellt: $C = C(Q, W)$ där Q är produktion och W faktorpriser
- Translogaritmsk funktion (flexibel)

vid 2 oberoende variabler:

1. Q_1, Q_2 (2 parametrar)
2. $Q_1 * Q_1^{0,5}; Q_2 * Q_2^{0,5}$ (andra ordningen)
3. $Q_1 * Q_2$ (interaktionsvariabel)

⁴⁶ Dvs varje enskilt år har undersökts separat vad gäller vilka variabler som är mest signifikanta.

Den translogaritmiska modellen är bättre genom färre antaganden om produktionssambanden, men den innebär också betydligt fler parametrar att estimeras, vilket är problematiskt om antalet observationer är litet. Med tre kostnadsdrivare och en tidsvariabel (för att skatta produktivitet utvecklingen) blir antalet parametrar totalt 14.

Med de skattade parametrarna går det att dels beräkna den tekniska utvecklingen (technical change, TC) och förändringen i skaleffektivitet (scale efficiency change). Men då modellen inte använder sig av en frontansats som t ex stokastisk kostnadsfront (SFA), så kan vi inte beräkna förändringen i teknisk effektivitet (technical efficiency change, TEC).

Teknisk förändring visar hur kostnadsfunktionen förändras över tiden, dvs hur den skiftar upp eller ner. En positiv utvecklingen visar att företagen kan producera samma saker med lägre kostnader för en given volym. Förändringen i skaleffektivitet ger ett mått på kostnadsfördelen av en förändrad volym, t ex som en följd av en sammanslagning av företag. Om det finns skalfördelar ger en utökning av verksamheten volymmässigt lägre kostnader per producerad enhet, dvs att styckkostnaden minskar.

En Cobb-Douglas modell med kostnader som beroende variabel och två produkter som förklaringsfaktorer för volymerna (nivån på verksamheten) och en trend för att förklara produktivitet utvecklingen får följande generella uttryck i sin grundform respektive i loglinjär form:

$$C = A \cdot Q_1^{\alpha_1} \cdot Q_2^{\alpha_2} \cdot t^{\alpha_3}$$

$$\ln C = \ln A + \alpha_1 \cdot \ln Q_1 + \alpha_2 \cdot \ln Q_2 + \alpha_3 \cdot t$$

Parametervärdena α visar hur mycket kostnaderna ökar på marginalen vid en volymökning. Den tredje parametern α_3 visar den tekniska förändringen – den årliga procentuella förändringen i kostnaderna.

Vid en translogaritmisk modell blir den linjära formen följande:

$$\ln C = \ln A + \alpha_1 \cdot \ln Q_1 + \alpha_2 \cdot \ln Q_2 + \alpha_3 \cdot \ln Q_1 \cdot \ln Q_2 + 0,5[\alpha_4 \cdot \ln Q_1 \cdot \ln Q_1 + \alpha_5 \cdot \ln Q_2 \cdot \ln Q_2] + \alpha_6 \cdot t + \alpha_7 \cdot t^2 + \alpha_8 \cdot \ln Q_1 \cdot t + \alpha_9 \cdot \ln Q_2 \cdot t$$

Den tekniska förändringen beräknas som partialderivatan med avseende på t vilket blir:

$$TC = \alpha_6 + 2 \cdot \alpha_7 \cdot t + \alpha_8 \cdot \ln Q_1 + \alpha_9 \cdot \ln Q_2$$

Detta värde ändras med olika värden på t och volymvariablerna Q1 och Q2. Om α_7 är negativa minskar TC över tiden och tvärtom om α_7 är positiv.

3 Marginaleffekter – kostnadselasticitet och marginalkostnad

De skattade parametrarna enligt metodiken i avsnitt 3.6 används sedan för att beräkna kostnadselasticiteten för respektive produkt. För exemplet med två produkter och ingen tidstrend, beräknas derivatan med avseende på respektive produkt:

$$e_{Q1} = dC/dQ1 = \alpha_1 + \alpha_{11} * Q1 + \alpha_{12} * Q2;$$

$$e_{Q2} = dC/dQ2 = \alpha_2 + \alpha_{22} * Q2 + \alpha_{21} * Q1;$$

Det innebär att kostnadselasticiteten varierar för de olika volymerna, dvs för varje enskilt företag. Man kan beräkna elasticiteten för varje företag och sedan ta ett medelvärde för att få ett branschmått på elasticiteten. Alternativt kan man beräkna elasticiteten utifrån medelvärdena eller medianvärdena för branschen.

4 DEA och Malmquistindex

I studien används i huvudsak den icke-parametriska metoden Data Envelopment Analysis (DEA). Med beräkningsmetoden DEA kan kostnadseffektiviteten beräknas för modeller som innehåller flera resurs- och flera produktkategorier. Eftersom produktionen av elnätföretagens prestationer på kort sikt är bestämd av antal uttagspunkter och överförd el till kunderna, är det naturligt att beräkna kostnadseffektiviteten genom minimering av kostnader givet det som producerats. Uppgiften för ett elnätföretag är att producera de efterfrågade tjänsterna till så låg kostnad som möjligt eftersom de inte kan bestämma över efterfrågan på deras tjänster. Vid en minimering söker optimeringsprogrammet vid beräkningen att reducera användningen av resurskategorierna proportionellt tills effektivitetsfronten nås givet den produktion som företaget har presterat.

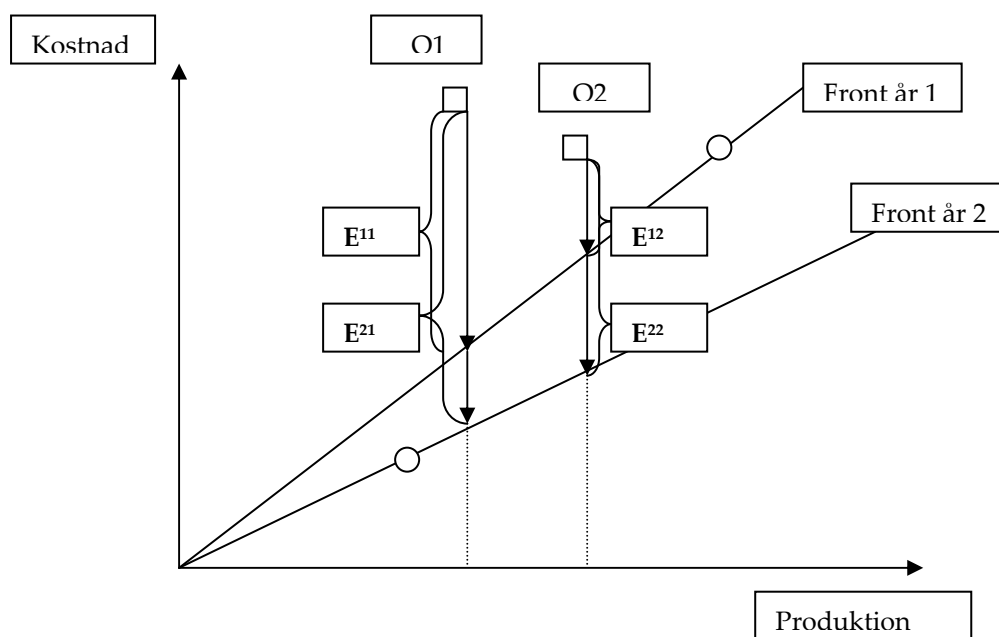
Den ansats som används bygger på att varje företag jämförs mellan åren som deltagare i en panel, dvs det är två tvärsnitt av företag för respektive år som jämförs. I figur 2 visas principen för detta i två dimensioner med kostnaderna på den vertikala axeln och produktionen på den horisontella axeln.

Ett sätt att mäta produktivitet utveckling för ett visst företag är att jämföra resursanvändning och produktion för två perioder (år) mot den produktionsfront som finns för den första perioden (året). Denna front bildas av de mest produktiva företagen under denna period.

Produktivitet utvecklingen för de två perioderna (åren) kan även relateras till den front som bildas av de mest produktiva företagen period 2 (år 2).

Slutligen kan utvecklingen för ett företag jämföras mot båda fronterna. Då detta görs går det att få kunskap om hur fronterna ändrats över tiden.

Figur 10 Produktivetsmätning med Malmquistindex



Först mäts avståndet till den front som de mest produktiva företagen bildar för år 1 för utfallet av kostnad och produktion för observation (företag) O1 för år 1. Det motsvarar en normal tvärsnittsmätning där kostnadseffektiviteten beräknas genom att kostnad och produktion för företag O1 jämförs med alla observationer för detta år. Det ger effektivitetsmåten E^{11} där det första indexet anger den front som mätningen görs mot och det andra indexet anger vilken observation (företag) mätningen görs för.

I den andra mätningen jämförs kostnad och produktion för företag O1 relativt alla observationer (företag) för år 2. De mest produktiva observationerna år 2 bildar den kostnadsfront som utgör normen för att mäta kostnadseffektiviteten mot. Den mätningen ger effektivitetsmättet E^{21} . För observation O2, d v s samma företag som tidigare fast med utfallet för kostnader och produktion år 2 kan på samma sätt två mätningar göras. Dels mot kostnadsfronten för år 2, dels mot kostnadsfronten för år 1. Dessa mätningar ger effektivitetsmåten E^{22} respektive E^{12} .

Det index vi använder för att mäta produktivetsförändringen kallas för *Malmquistindex*.⁴⁷ Det kan ske genom att utgångsårets kostnadsfront utgör bas för jämförelsen.⁴⁸

$$M^1 = E^{12}/E^{11}$$

Det första indexet anger vilken front som mätningen sker mot och det andra indexet anger perioden för den observation (företag) som undersöks.

E^{12} Företagets verksamhet år 2 jämfört mot alla företags verksamhet år 1.

⁴⁷ Detta index har fördelen framför andra att det varken förutsätter kostnadsminimering som beteendeantagande eller att företagen är effektiva i sin produktion.

⁴⁸ Begreppen period och år används växelvis för att både visa att metodiken inte är begränsad till enbart årliga jämförelser samtidigt som det oftast handlar om jämförelser mellan årliga verksamhetsperioder.

E^{11} Företagets verksamhet år 1 jämfört mot alla företags verksamhet år 1.

Produktivitetsförändringar kan även beräknas med slutperioden som bas:

$$M^2 = E^{22}/E^{21}$$

E^{22} Företagets verksamhet år 2 mot alla företags verksamhet år 2.

E^{21} Företagets verksamhet år 1 mot alla företags verksamhet år 2.

Resultaten (M^1 och M^2) kan skilja sig åt beroende på om mätningen görs mot utgångsårets respektive slutårets kostnadsfront. Det beror på i vilken utsträckning som mixen av de ingående volymerna ändras. Om t ex volymen av en produkt ökar starkt, medan volymen av någon annan minskar (allt annat är lika), kan de två produktionsfronterna korsas varandra. Mätt mot den ena fronten kommer vi att registrera en produktivitetsökning, medan en mätning mot den andra visar en produktivitetssänkning.

Ett sätt att slippa välja vilken front som mätningen ska göras mot är att helt enkelt använda båda som norm. Denna mätning blir då en kompromiss mellan de två övriga. Här mäts produktivitetens utveckling som det geometriska medelvärdet av de två Malmquistindex som presenterats ovan:

$$M = M_1 * M_2$$

För att mäta enligt detta sätt krävs fyra beräkningar för varje företag. En mätning mot två fronter ger möjlighet att dela upp förändringen i två komponenter: förändring relativt fronten (effektivitetsförändring) respektive skift i fronten (teknisk förändring). Detta har också kommit att bli den vanliga definitionen på ett Malmquistindex.

Den frontförändringen mäts som skillnaden mellan fronterna vid de volymer av produkter och resurser som företaget har för respektive år. Frontförändringen beräknas som ett geometriskt medelvärde av skillnaden mellan fronterna vid respektive år.

Uppdelningen i två komponenter ser ut enligt följande:

$$M = E^{22}/E^{11} * [E^{11}/E^{21} * E^{12}/E^{22}]^{1/2}$$

Kvoten utanför kvadratroten mäter förändringen relativt fronten, medan kvadratroten av uttrycket inom klammrarna mäter frontförändringen. Avståndet mellan fronterna mäts således dels för utfallet av verksamheten både år 1 och år 2. Medelvärdet av dessa två avstånd ger måttet på hur fronten har skiftat mellan åren. Detta innebär att mer information om vad produktivitetens utveckling beror på kan utvinnas av de produktionsuppgifter som finns.

5 Stokastiska produktionsfronter (SFA)

Medan en regressionsanalys (OLS) estimerar ett genomsnittligt samband mellan beroende och oberoende variabler, estimerar SFA en produktionsfront (eller kostnadsfront). Men till skillnad från en "corrected ordinary least square, COLS), tillåter SFA att vissa observationer hamnar ovanför fronten vid en produktionsfront (och nedanför vid en kostnadsfront). Vid en COLS-estimering flyttar man det genomsnittliga sambandet uppåt tills alla observationer är på eller nedanför fronten.

Den stokastiska fronten innebär att den vanliga feltermen (residualen) vid en OLS delas upp i två delar: en slumpterm (v_i) och en icke-negativ del (u_i) som mäter effektiviteten.

$$\ln(y_i) = \beta x_i + v_i - u_i \quad i=1,2,3,\dots,N$$

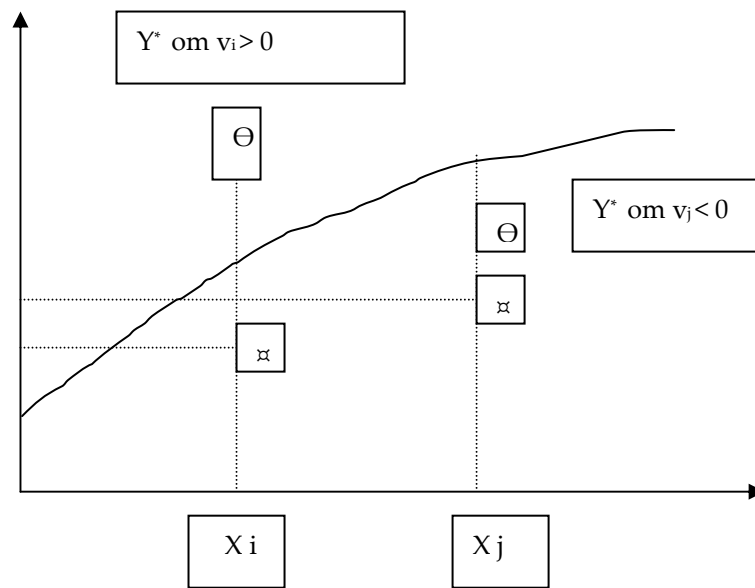
Slump termen v_i mäter mätfel och andra slumpfaktorer som påverkar värdet på beroende variabeln tillsammans med den kombinerade effekten av ospecificerade variabler, dvs förklaringsfaktorer som inte ingår i modellen. Slump termen är oberoende av förklaringsvariablerna och normalfördelad med medelvärde noll och en konstant varians oberoende av värdena på effektivitetsdelen (u_i), som är fördelad enligt en exponential- eller halvnormal slumpfördelning.

Modellen ovan är en stokastisk frontproduktionsfunktion eftersom Y-värdena är begränsade uppåt av den slumpmässiga variabeln $\exp(\beta x_i + v_i)$. Slump termen v_i kan både vara positiv och negativ.

Principen för en SFA visas i figur m i två dimensioner. Resursen (x) på den horisontella axeln och produktionen (y) på den vertikala axeln. De observerade x - y observationerna är markerade med κ . En deterministisk komponent är ($y = \exp(\beta x)$) ritad med antagande om avtagande avkastning. Två observationer i och j är inlagda i figuren. Värdet av SFA ($y_i^* = \exp(\beta x_i + v_i)$) markeras i figuren med Θ ovanför produktionsfunktionen eftersom slump termen v_i är positiv. För den andra observationen (j) används x_j resurser för att producera y_j . Här dock y_j^* nedanför fronten eftersom slump termen v_j är negativ.

De stokastiska värdena på produktionen (y_i^* och y_j^*) är inte observerade eftersom slump termerna (v_i och v_j) inte är observerbara. Den deterministiska delen av den stokastiska fronten ligger någonstans emellan de två stokastiska värdena. De observerade värdena på produktionen kan vara större än den deterministiska delen av fronten om slump termen är större än ineffektivitetsdelen för observationen.

Figur 11 Den stokastiska produktionsfunktionen



Den stokastiska formen är parametrisk till skillnad från DEA och kräver därför att formen (funktionen) specificeras som t ex Cobb-Douglas. Huvudkritiken mot SFA är att antaganden om fördelningen av ineffektivitetsdelen måste göras. Det gör att man dels kan göra en felaktig specificering, dels att fördelningen av ineffektivitetsfördelning kan vara felaktig.

Bilaga 2 Modellval

1 Valet av modell

För att undersöka sambandens styrka mellan resursvariabler och produktionsvariabler kan olika statistiska test användas. Både parametriska test som regressionsanalys och olika icke-parametriska rangordningstest som mediantest är lämpliga för detta. Här använder vi den regressionsanalys som även används för produktivitetsberäkningen. Endast variabler som är statistiskt signifikant tas med. De faktorer som ska ingå i modellen bör ha ett naturlig saklogisk skäl för att ingå.

Ett antal kriterier kan ställas upp som ledning vid valet av modell för att undersöka kostnadssamband och produktivitetsutvecklingen:

- Variabeln (faktorn) ska vara en kostnadsdrivare, det vill säga positivt påverka kostnaderna vid ökad produktion.
- En kostnadsdrivare, som t ex antal uttagsabonnemang, kan genom en regressionskattning testas för sin signifikans. Har variabeln en signifikant samvariation med variationerna i kostnader?
- Successivt kan man pröva olika modeller. Variabeln kunder kan delas upp i olika kategorier. Modellen kan då utökas från att bara ha kunder som förklaringsfaktor till att ha hög- respektive lågspänningsabonnemang som förklaringsfaktorer.
- En uppdelning av en aggregerad variabel som kostnader, överförd el, antalet uttagpunkter eller ledningslängder görs om det kan visas att variationen i denna variabel har en statistisk signifikans.
- En ny variabel förs in om denna dels är motiverad av at det finns ett kostnadssamband, dels har stor inverkan på kostnaderna, det vill säga har en signifikant inverkan på variationen i beroende variabeln.

2 Modeller som använts vid effektivitets- och produktivitetmätningar

I tabell 18 redovisas ett antal olika studier över produktionseffektivitet som gjorts på elnätsverksamhet.

Variabelförkortningar:

OPEX = Kortsiktig kostnad (operating expenditure)

CAPEX = kapitalkostnader (capital expenditure)

Tabell 18 Översikt av modeller som använts i uppföljningar av effektivitet och produktivitet

Modell	Insatsfaktorer	Produktion	Ramfaktorer
Dte 1 ⁴⁹ DTe (2000)	OpEx ⁵⁰	Levererad elkraft Antal kunder	
Dte2 DTe (2000)	OpEx	Levererad elkraft Antal kunder LSP ⁵¹ Antal kunder HSP ⁵²	
Dte3 DTe (2000)	OpEx	Levererad elkraft Antal kunder LSP Antal kunder HSP Nätverkslängd ^{53, 54} Antal nätstationer ⁵⁵	
Dte4 DTe (2000)	OpEx	Levererad elkraft Antal kunder LSP Antal kunder HSP Nätverkslängd Antal nätstationer Ledningslängd per kund	
Dte4 DTe (2000)	Totalkostnad ⁵⁶	Levererad elkraft Antal kunder	
SamNordiska modellen	Driftskostnader Arbetsinsats (kh) Kapital (fysiskt) Nätförluster (GWh)	Levererad elkraft Antal kunder Nätverkslängd	
STEM 1-a testmodell ⁵⁷	Driftskostnader Kapitalkostnader ⁵⁸	Antal kunder Levererad HSP ⁵⁹ Levererad LSP ⁶⁰	Ledningslängd per kund Installerad transformatoreffekt per kund
NUTEK 1993 ⁶¹	Arbetsinsats (kh) Nätverkslängd HSP Nätverkslängd LSP Transformatorkapacitet	Levererad HSP Levererad LSP Antal kunder HSP Antal kunder LSP	

⁴⁹ Netherlands Electricity Regulatory Service

⁵⁰ OpEx (Operating Expenditure) = Rörliga kostnader = Material + tjänster+ personal + övr. kostnader

⁵¹ LSP = lågspänning

⁵² HSP = högspänning

⁵³ Substitutvariabel för kundernas geografiska spridning

⁵⁴ En tolkning är att linjenätet är givet på kort sikt och att resurseffektiviteten mäter hur effektivt operatören driver den existerande kapitalapparaten. Linjelängd är dock inte en produktion som skall maximeras. Den viktigaste produktionen är leverans kvalitet, överförd energimängd till uttagsabonnent samt installation av tillräcklig transformatoreffekt för att möta toppbelastning.

⁵⁵ Substitut for nätverkskomplexitet

⁵⁶ Totalkostnad = OpEx + avskrivning på materiella tillgångar

⁵⁷ Den model som är utgångspunkt för etapp 2

⁵⁸ Realkapitalkostnadsannuitet. Driftkostnaderna hämtas från resultaträkningen och kapitalkostnaderna beräknas som en årlig annuitet utifrån återanskaffningskostnaderna med viss bestämd avskrivningstid (eg 30 år med realränta på 4 %). Återanskaffningskostnaderna (NUAK) beräknas med hjälp av EBR-katalogen och företagens anläggningsregister.

⁵⁹ MWh (exkl. nätförluster)

⁶⁰ MWh (exkl. nätförluster)

Modell	Insatsfaktorer	Produktion	Ramfaktorer
	(MVA)	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 till elverk och elintensiv industri Leverans till annan näringsverksamhet Leverans övrigt	Avståndsindikator ⁶² Korrosionsindex ⁶³ Klimatindex
Nätavdelningens 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) Nätförluster 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 och rapportering	Levererad HSP Levererad LSP Antal kunder HSP Antal kunder LSP	Antal meter ledning LSP per kund LSP
STEM huvudmodell i etapp 1	Driftkostnader Kapital	Antal kunder Levererad HSP Levererad LSP	Ledningslängd per kund Installerad

⁶¹ Variabler som hade en signifikant inverkan på produktionsresultatet

⁶² Restid i minuter till kommuncentret

⁶³ från 1,0 till 4,0

Modell	Insatsfaktorer	Produktion	Ramfaktorer
(bil 2, s. 7)			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 (genomsnitt) Skog (% skog) Viktat antal kunder (HSP/LSP) Kundtäthet (viktad nätverkslängd) Ändring i viktad elkonsumention
Nätnyttomod. (STEM)	Kostnadsmått	Nätlängd LSP ⁶⁴ Nätlängd HSP Effekt	
Weyman-Johnes (1985)	Antal årsanställda	Antal kunder	Nätverkslängd Transformatorkapacitet (MVA) Lev. elkraft Max effekt Kundtäthet Andel industrikunder

Tabell 19 visar resultaten för de tvärsnittskattningar som har gjorts för de data som ligger som grund för beräkningarna i rapporten. Av översikten framgår att de tre variablerna ledningslängd, installerad transformatorkapacitet och antal kunder kan förklara variationen i kostnaderna mycket väl. De tre variablerna speglar också de olika miljöer som företagen är verksamma i. Landsbygd med mycket ledning per kund, städer med hög trafokapacitet och kunder som också reflekterar kundkostnaderna.

⁶⁴ Beräknad utifrån GIS-data för uttagspunkter med särskild algoritm.

Tabell 19 Modeller för elnätverksamhet

År	Antal observationer	Modell	Ledning (km)	Nätstationer inom område (antal)	Installerad trafoeffekt (MVA)	Antal abonnenter	Överförd el	Abonnerad effekt	Överförd effekt	låg + hög	R-värde
2008	N=173	Modell 1				12,4	3,5		-0,9	4,8	95%
2008	N=173	Modell 2	0,4	1,3	1,1	6,2	2,5				95%
2008	N=173	Modell 3		4,3	2,6	6,7					95%
2008	N=173	Modell 4		2,7	2,6	6,4				-0,28	95%
2008	N=173	Modell 5	2,4	-0,79	11,6						94%
2008	N=173	Modell 6	0,3	1,2	2,6	6,2					95%
2008	N=153	Modell 7	3,8	-2,3	2,4	3,8		exkl de små			94%
2008	N=173	Modell	0,5	1	2,6	6,1		fyra oberoende			95%
2008	N=173	kunder				50					94%
2007	N=178	Modell 8		2,8	7,9	3,2					94%

År	Antal observationer	Modell	Ledning (km)	Nätstationer inom område (antal)	Installerad trafoeffekt (MVA)	Antal abonnenter	Överförd el	Abonnerad effekt	Överförd effekt	låg + hög	R-värde
2007	N=158	Modell 9	2,5	-0,3	1,4	5,4	exkl de små				95%
2007	N=176	Modell 10	-1,3	2,6	7,9	3,1					94%
2006	N=181	Modell 11	0,72	1,4	0,95	9,7					96%
2006	N=158	Modell 12	2,8	-0,5	0,3	7,3	exkl de små				95%
2005	N=182	Modell 13	0,4	1,7	0,3	7,7					94%
2005	N=158	Modell 14	1,3	0,8	0,35	4,9	exkl de små				90%
2005	N=182	Modell 15		6,2	0,33	8,6					94%
2005	N=182	Modell 16		6,2		8,6			0,3		94%
2004	N=186	Modell 17	5,3	-2,4	9,1						94%
2004	N=186	Modell 18	5,3		ogiltig 9,1	-2,4					93%

År	Antal observationer	Modell	Ledning (km)	Nätstationer inom område (antal)	Installerad trafoeffekt (MVA)	Antal abonnenter	Överförd el	Abonnerad effekt	Överförd effekt	låg + hög	R-värde
2004	N=186	Modell 19	5,3		9,1	-2,4					94%
2003	N=198	Modell 20	1,1	3,8	14,5						92%
2003	N=198	Modell 21	3,9	8,7							82%
2003	N=198	Modell 22	3,5		18,5						91%
2003	N=198	Modell 23	2,4		4,3	8,8					94%
2002	N=244	Modell 24	3,3	0,0001	6,8						79%
2002	N=244	Modell 25	4,4		-1,1	21,9					93%
2002	N=244	Modell 26	4,3			24,8					
2002	N=244	Modell 27	4,2			24,2					93%
2002	N=215	Modell 28	3,11			22,8	exkl små				90%
2001	N=254	Modell 29	10,4	0,07	7						

År	Antal observationer	Modell	Ledning (km)	Nätstationer inom område (antal)	Installerad trafoeffekt (MVA)	Antal abonnenter	Överförd el	Abonnerad effekt	Överförd effekt	låg + hög	R-värde
2001	N=254	Modell 30	3,7		1,9	14,8					87%
2001	N=254	Modell 31	2,8		1	13,8					79%
2001	N=254	Modell 32	3,7		1,1	13,9		1,2			87%
2001	N=254	Modell 33	3,9			15,2		2			87%
2000	N=249	Modell 34	4	-1,7	9,3						82%
2000	N=249	Modell 35	1,4	-0,11	2,3	9,3					87%
2000	N=249	Modell 36	3,1		2,1	9,3		0,03			87%
2000	N=249	Modell 37	3,2		2,3	9,5					87%
2000	N=223	Modell 38	2,8		1,5	9,2					82%

Bilaga 3 Resultat 2000 – 2008

Tabell 20 Översikt över resultaten från produktivetsberäkningarna över åren 2000 - 2009

Nr	Beräkning	Nivå	Antal observationer	Metod	Produktivetsförändring i % per år	Program	Övrigt
1	LPK per kund	Bransch	9	direkt Nyckeltal	1,4	excel	
2	LPK per kund	Bransch	9	trend Nyckeltal	1,3	excel	
3	Marginalkostnader	Bransch	172	direkt loglinjär regression tvärsnitt 2008	1,7	excel	
4	Paneldata	Företag	1843	trend translogaritmisk modell obalanserad panel	3,4	excel	
5	Paneldata	Företag	1775	trend translogaritmisk modell obalanserad panel	3,5	excel	extremvärden exkluderade
6	Paneldata	Företag	1775	trend translogaritmisk modell obalanserad panel	3,2	excel	KPI som fastprisindex

Nr	Beräkning	Nivå	Antal observationer	Metod	Produktivitetsförändring i % per år	Program	Övrigt
7	Paneldata	Företag	1775	trend translogaritmisk modell obalanserad panel	3,6	excel	Jämförelsestörande poster ingår
8	Paneldata	Företag	1548	direkt DEA/Malmquistindex	1,5	OnFront	Median De minsta exkluderade
9	Paneldata	Företag	1548	direkt DEA/Malmquistindex	3,1	OnFront	Medelvärde De minsta exkluderade
10	Paneldata	Företag	1548	direkt DEA/Malmquistindex	2,4	OnFront	Vägt medel De minsta exkluderade
11	Paneldata	Företag	1548	trend DEA/Malmquistindex	1,6	OnFront	De minsta exkluderade
12	Paneldata	Företag	1548	direkt loglinjär Cobb-Douglas	1,2	excel	
13	Paneldata	Företag	1548	direkt translogaritmisk modell balanserad panel	1,2	excel	
14	Paneldata	Företag	1548	trend translogaritmisk modell balanserad panel	1,2	SFA	
15	Paneldata	Företag	1548	trend translogaritmisk modell balanserad panel	1,7	SFA	de minsta exkluderade (<2000 kunder)
16	Paneldata	Företag	1376	trend translogaritmisk modell balanserad panel	2,0	SFA	År 2005 ingår ej
				Medel	2,1		

Bilaga 4 Ekm-vikter

Begreppet "Ekvivalent ledningslängd" (Ekm), används för att beskriva distributionssystemets resursbehov och kunna göra jämförelser mellan nätområden med olika struktur. Principen är att vissa huvuddelar i ett distributionssystem med vikttalet omräknas till en motsvarande längd 0,4 kV luftledning. Vikttalet Ekm är ungefär proportionella mot verksamhetskostnaderna för drift och underhåll, exklusive reinvesteringar.

Ekm tas fram med hjälp av relevanta frekvenser av berörda koder för drift och underhåll i de båda kostnadskatalogerna för lokal- samt regionnät (KLG1 och KLG2), som tas fram av EBR gruppen under Svensk Energis verksamhet. Ekm-talen uppdateras normalt var 3:e – 4:e år. De nuvarande Ekm-talen är från 2006 och redovisas i katalogen EBR - ekonomi - handbok till kostnadskatalogerna (KLG0:06). En översyn/uppdatering är planerad under året 2010.

Tabell 21 Ekm-vikter

Arbete i anläggningar	Ekm
Luftledning 0,4kV	1,0
Luftledning 12-24 kV	1,2
BLX 12-24 kV	0,9
Hängkabel 12 kV	0,9
Hängkabel 24 kV	0,9
Jordkabel 24 kV LBG	0,6
Jordkabel 12 kV LBG	0,6
Jordkabel 0,4 kV LBG	0,7
Jordkabel 24 kV Tätort	0,6
Jordkabel 12 kV Tätort	0,6
Jordkabel 0,4 kV Tätort	0,7
Jordkabel 24 kV City	0,6
Jordkabel 12 kV City	0,6
Jordkabel 0,4 kV City	0,7
Nätstation City/Tätort	0,3
Nätstation/kiosk LBG	0,1
Nätstation dubbel	0,5
Stolpstation	0,0

Kund- och marknadservice	0,06
Luftledning 145 kV	1,5
Luftledning 52-72,5 kV	1,5
Jordkabel 145 kV LBG	0,3
Jordkabel 145 kV Tätort	0,4
Jordkabel 145 kV City	0,6
Jordkabel 52-72,5 kV LBG	0,3
Jordkabel 52-72,5 kV Tätort	0,4
Jordkabel 52-72,5 kV City	0,6
Fördelningsstation 145/12-24 kV exkl. apparater	1,9
Fördelningsstation 145/52-72,5 kV exkl. apparater	1,9
Fördelningsstation 52-72,5/12-24 kV exkl. apparater	1,9
Transformator 145/12-24 kV	4,6
Transformator 145/52-72,5 kV	5,1
Transformator 52-72,5/12-24 kV	4,6
Linjefack 145 kV	1,6
Linjefack 52-72,5 kV	1,6
Linjefack 12-24 kV	1,4

Tabell 21 visar en justerad lista.

Tabell 22 Justerad EKm-lista

Anläggningstyp	Spänningsnivå
Luftledning	≤ 1 kV
Luftledning	$> 1 - 24$ kV
belagd friledning	$> 1 - 24$ kV
Luftledning	$> 24 < 145$ kV
Luftledning	≥ 145 kV
Hängkabel	$> 1 < 24$ kV
Hängkabel	≥ 24 kV
Jordkabel, landsbygd	≤ 1 kV
Jordkabel, landsbygd	$> 1 < 24$ kV
Jordkabel, landsbygd	$24 < 52$ kV
jordkabel - landsbygd	$52 < 145$ kV
jordkabel - landsbygd	≥ 145 kV

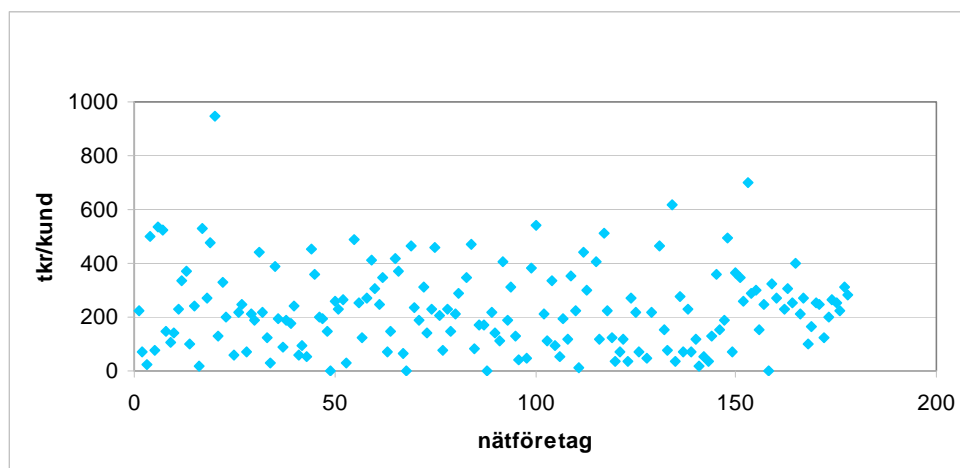
Jordkabel, tätort	≤ 1 kV
Jordkabel, tätort	$> 1 < 24$ kV
Jordkabel, tätort	$24 < 52$ kV
jordkabel – tätort	$52 < 145$ kV
jordkabel – tätort	≥ 145 kV
Jordkabel, city	≤ 1 kV
Jordkabel, city	$> 1 < 24$ kV
Jordkabel, city	$24 < 52$ kV
jordkabel – city	$52 < 145$ kV
jordkabel – city	≥ 145 kV
nätstation med en transformator - landsbygd	
nätstation med en transformator- city/tätort	
nätstation med två transformatorer eller flera	
Stolpstation	
fördelningsstation	$<145 / >1-52$ kV
fördelningsstation	$\geq 145 / >1 < 52$ kV
fördelningsstation	$\geq 145 / \geq 52$ kV
Transformator	$<145 / >1-52$ kV
Transformator	$\geq 145 / >1 < 52$ kV
Transformator	$\geq 145 / \geq 52$ kV
Linjefack	$> 1 - 24$ kV
Linjefack	$> 24 < 145$ kV
Linjefack	≥ 145 kV
Kund- och marknadsservice	

Bilaga 5 Analys av uppgifter i särskilda rapporten

Figur 12 visar att kostnaderna varierar avsevärt för en och samma funktion, i det här fallet för mätning och rapportering. Räknat i kronor per kund varierar kostnaden med en faktor 600 gånger från lägsta till högsta uppgift, se figur 12.

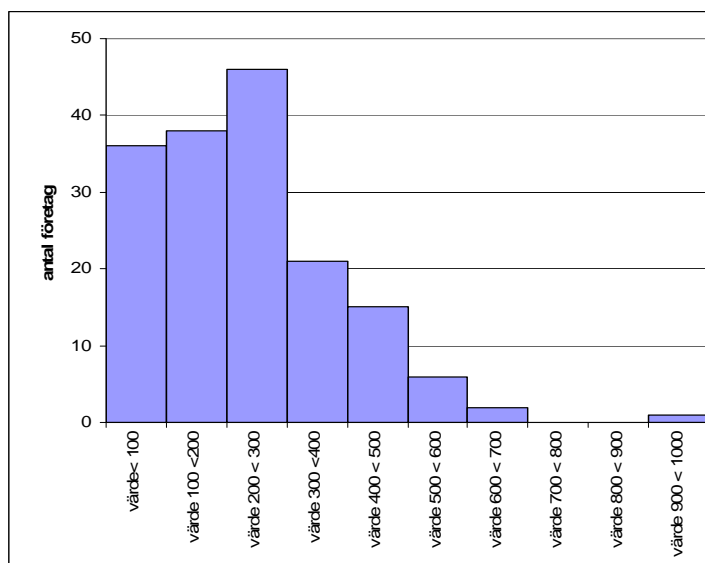
Den stora spridningen finns även för nyckeltalet kostnad per kilometer ledning (tkr/km ledning), där de lägsta redovisade siffror ligger på några få tkr/km ledning upp till 20 tkr/km ledning (och då har de tre högsta värdena ändå inte tagits med). Det betyder att kostnaderna varierar upp till ca 15 gånger från de företagen med lägsta kostnaderna till de högsta (de fyra lägsta värdena är exkluderade).

Figur 12 Kostnad för mätning och rapportering per kund enligt SR 2008, lokalnät



Variationen mellan lägsta och högsta kostnad per kund är alltför stor för att kunna förklaras när det gäller lokalnätsföretagen. Det är därmed inte möjligt att få fram ett nyckeltal för mätning och rapportering med tillräcklig precision.

Figur 13 Fördelningen kr/kund, SR 2008



Figur 13 visar hur många företag som redovisar en kostnad per kund fördelad på tio olika intervall. Endast ett företag har redovisat en kostnad över 900 kr/kund. Företaget har få kunder. Beräkning av standardavvikelsen (STD) för de relativa värdena kr/kund resulterade i:

STD = 151 (från medel = 232)

STD = 152 (från median = 216)

Beräkningen av STD där 22 (extrema) värde rensats bort (kr/kund <math>< 50</math> och kr/kund > 500), resulterar i

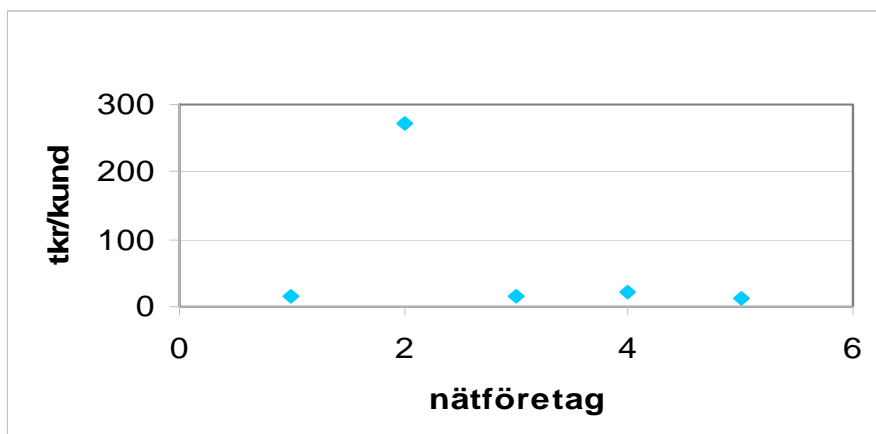
STD = 114 (från medel = 227)

STD = 114 (från median = 219)

I fallet där standardavvikelsen är 151 från medel (232) innebär att de relativa värdena har en standardavvikelse som är 65 % av medel. I fallet där STD beräknas med grund i medianen blir standardavvikelsen 70 %. Även när extrema värden tas bort från beräkningen blir STD fortfarande stor 50 % och 52 % från respektive medel och median, Detta utgör att siffrorna inte kan vara representativa för beräkning av normvärden.

Regionnätföretagens redovisade kostnad för mätning och rapportering är ganska homogen, med undantag för ett företag med få kunder. Standardavvikelsen för regionnätföretagen blir lägre än för lokalnät. Men ändå är spridningen 22 % av medel (när det extrema värdet tas bort). Nedan redovisas resultatet av STD beräkning (figur 14).

Figur 14 Kostnad för mätning och rapportering per kund, SR 2008 regionnät



Beräkning av STD ger:

STD = 102,35 (från medel = 67)

STD = 104,44 (från median = 16)

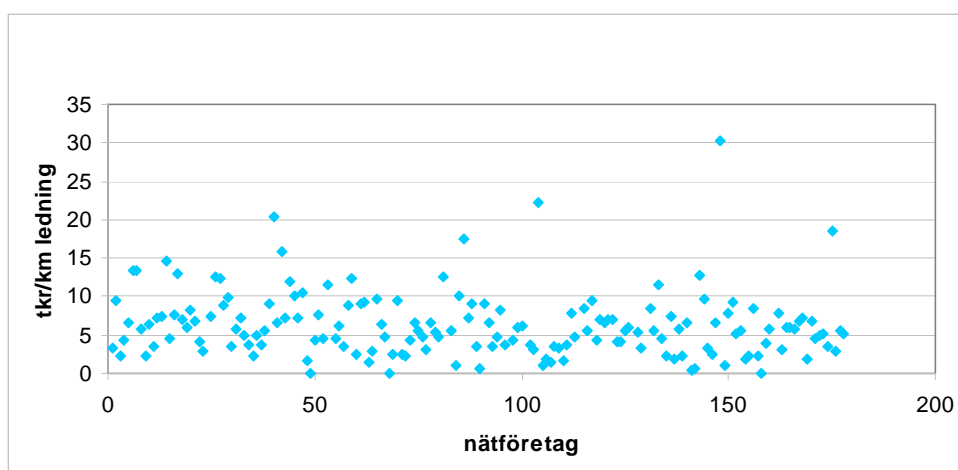
Beräkningen av STD det extrema värdet rensas bort (kr/kund > 250 tkr/kund), resulterar i

STD = 3,35 (från medel = 15)

STD = 3,36 (från median = 15)

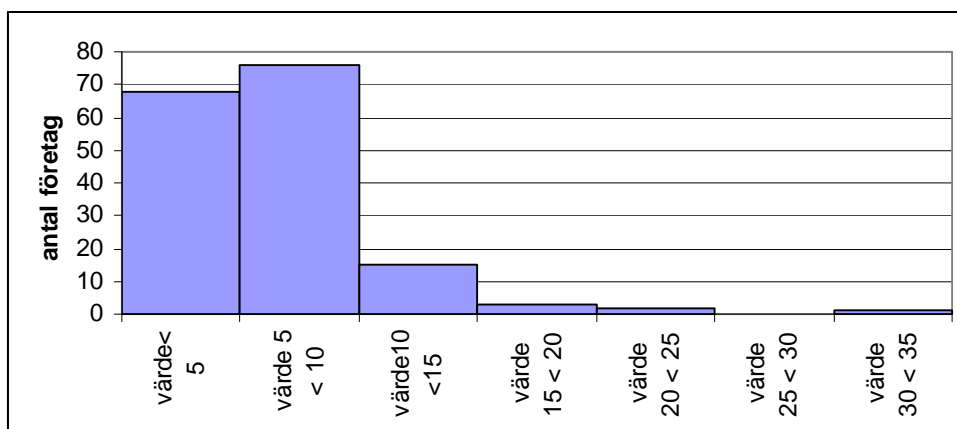
I nästa diagram (figur 15) redovisas det relativa värdet som baseras på kostnader för drift, beredskap och underhåll för alla elnätansläggningar dividerat i antal kilometer ledning.

Figur 15 Kostnad per km ledning, SR 2008 lokalnät



I analysen av hur frekvent det relativa värdet förekommer kan man utläsa att 87 % av företagen har ett värde som är lägre än 10 tkr/km ledning och ca 1 % i intervallet $10 < \leq$ till < 15 tkr. Relativa värden från och med 15 tkr/km ledning utgörs av endast 3,6 %.

Figur 16 Fördelningen av kostnad, kr/km ledning, SR 2008



Beräkning av STD ger:

STD = 4,18 (från medel = 6)

STD = 4,25 (från median = 6)

Beräkningen av STD där extrema värdet rensas bort (tkr/km ledning ≥ 15 tkr/kund), resulterar i

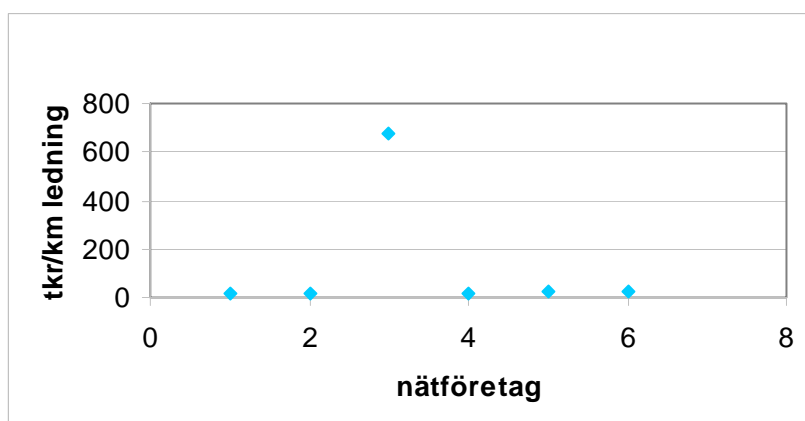
STD = 3,04 (från medel = 6)

STD = 3,06 (från median = 6)

Även här blir STD alltför för stor, ca 70 % när alla värde räknas med och omkring 50 % när de mest extrema värdena rensats bort från beräkningen.

En liknande beräkning för regionnäten har utförts. Nedan redovisas resultatet av den:

Figur 17 Kostnad i kr/km ledning, SR 2008 regionnät



Ett regionnät företag har ett extrem värde på det relativa talet tkr/km ledning. Det här företaget har en lite antal km ledning. Beräkning av STD visar att:

STD = 261 (från medel = 150)

STD = 266 (från median = 24)

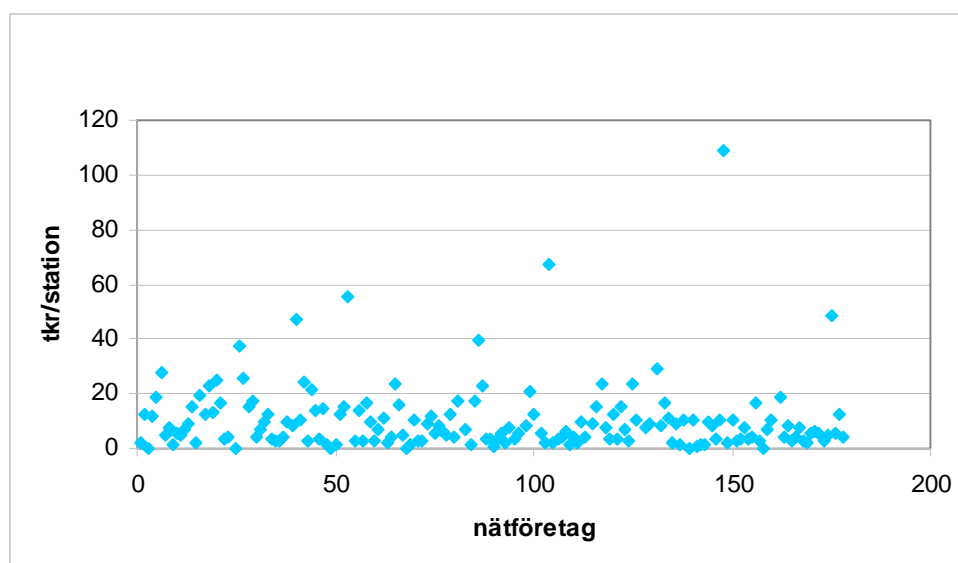
Beräkningen av STD det extrema värdet rensas bort (tkr/km ledning > 600),
resulterar i

STD = 4,5 (från medel = 20)

STD = 4,66 (från median = 21)

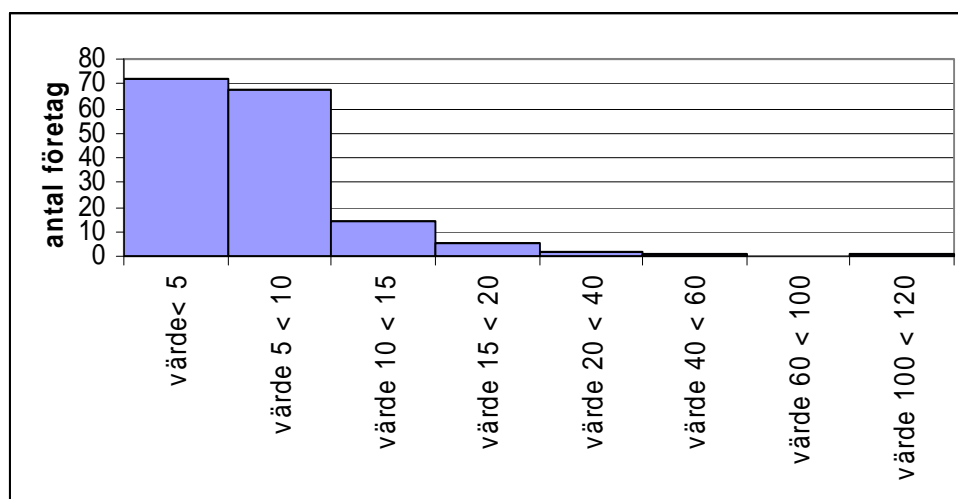
Även här konstateras en stor standardavvikelse. i det bästa fallet omkring 22 %.
Samma analys utfördes, men nu dividerades summan av drift, beredskap och
underhåll kostnader i antal redovisade nätstationer (figur 18).

Figur 18 Kostnad per station, SR 2008 lokalnät



Spridningen av de relativa värdena tkr per station visualiseras i figur 19.

Figur 19 Fördelningen av värdena, tkr/station



Beräkning av STD ger:

STD = 9,6 (från medel = 7)

STD = 9,75 (från median = 5)

Beräkningen av STD där extrema värdet rensas bort ($\text{tkr}/\text{station} \geq 40$), resulterar i
STD = 3,62 (*från medel = 6*)
STD = 3,63 (*från median = 5*)

I det bästa fallet är STD omkring 22 %, vilket också uppskattas som ett högt värde.

I denna bilaga har de tillgängliga uppgifter som skulle möjliggöra beräkningen av normen för löpande påverkbara kostnader analyserats. Det har visat att underlaget inte är tillförlitligt inte som absoluta tal och inte heller som relativt tal.

Bilaga 6 Expert- och referensgrupper

Svensk Energis expertgrupp för operativa kostnader har haft följande sammansättning:

Tomas Malmström	E.ON Elnät Sverige AB
Thorstein Watne	Vattenfall Eldistribution AB
Leif Boström	Fortum Distributiona AB
Michael Adgård	Halmstads Energi & Miljö Nät AB
Noona Paatero	Vattenfall Eldistribution AB
Lars Erik Aspling	Sundsvall Elnät AB
Gunilla Magnusson	Arvika Elnät
Herlita Bobadilla Robles	Gävle Energi AB (tom juli 2009)
Mattias Johansson	Dala Nät (tom augusti 2009)

Referensgruppen med representanter från elnätsföretagen, kundorganisationer och andra myndigheter har haft följande sammansättning:

Jakob Eliasson	Villaägarnas Riksförbund
Björn Galant	Lantbrukarnas Riksförbund
Lars-Åke Gustavsson	E.ON
Jessika Karlsson	Bjärke Energi
Ronald Liljegren	Fortum
Bo Olsson	Vattenfall
Anders Pettersson	Svensk Energi
Joakim Cejie	Konkurrensverket
Thomas Sundqvist	Konkurrensverket
Magnus Olofsson	Elsäkerhetsverket
Mats Mossberg	Svenska Kraftnät
Bo Andersson	Post- och telestyrelsen
Bo Hesselgren	Elrådgivningsbyrå
Stefan Yard	Ekonomihögskola, Lunds Universitet
Jan Bergstrand	Handelshögskolan Stockholm

Mats Bergman

Math Bollen

Thomas Tangerås

Lina Bertling

Jan Samuelsson

Södertörns Högskola

STRI AB

Institutet för näringslivsforskning

Chalmers Tekniska Högskola

Lunds Energi AB

Kungsgatan 43
Box 155
631 03 Eskilstuna
Tel 016-16 27 00
www.ei.se