

	Dokumentslag Rapport	Sida 1 (58)
Företag Svensk Energi	Datum 2008-12-11	Dokumentid Utgåva
Organisation Nätrådet/AG Nätreglering/Projektgrupp OPEX	Ersätter tidigare dokument	Giltighetstid
Skapat av Projektgrupp OPEX	Sekretessklass Internt	Godkänt av
För åtgärd till	Kopia till	

Ärende Rapport – Förslag till inriktning angående OPEX	Ref/Arkivnr
--	-------------

1 Sammanfattning

Energinätsutredningen har i ett delbetänkande lämnat ett förslag avseende förhandsprövning av nättariffer. Detaljutformningen av regleringsmodellen överläts åt Energimarknadsinspektionen, som har uttryckt att de önskar dialog med branschen i frågan. För att Svensk Energi inför denna dialog ska kunna bilda sig en uppfattning i frågan, har arbetsgrupper tillsatts för att ta fram underlag. I denna rapport har den del i regleringsmodellen som avser de löpande kostnaderna (OPEX) studerats.

Vilka kostnader som är påverkbara OPEX behöver definieras. Vad som ska inrapporteras bör dessutom vara så enkelt och tydligt som möjlig, så att rapporterade data blir jämförbara. En fördel med att utgå från Årsrapportens resultaträkning, både för definition och för rapportering, är att denna är granskad av revisorer. Ytterligare en fördel är om ekonomiska uppgifter kan hämtas endast från denna uppställning. Med parallella redovisningar (som i dagens särskilda rapport) finns alltid en risk för motstridiga uppgifter.

För att avgöra vilken nivå på OPEX som är rimlig behöver myndigheten göra jämförande studier. Antingen beräknas effektiviseringsmål utgående från de faktiska kostnaderna eller så bestäms standardkostnader. Inledningsvis bör de faktiska kostnaderna användas, främst därför att de i sig själva speglar de objektiva förutsättningarna som annars är svåra att ta hänsyn till fullt ut. En övergång till standardkostnader, med större möjligheter att skapa incitament för effektivisering, bedöms kunna vara intressant på sikt.

För att beräkna effektiviseringsmålen kan olika matematiska modeller användas. Det är viktigt att utforma jämförelserna så att de blir rimliga och effektiviseringsmålen därmed accepterade av både myndighet, kunder och elnätsföretag. Modellen får heller inte ge oönskade styreffekter. Nätets ålder och geografiska läge samt kundstrukturer, administrativa funktioner och overheadkostnader måste beaktas på ett rimligt sätt. Då en modell aldrig kan vara fullkomlig bör det finnas en begränsad möjlighet till

särskild förhandling, om ett företag uppenbart missgynnas beroende på modellens begränsningar.

Då liknande regleringsmetodik finns i ett flertal andra länder, bör erfarenheter kunna hämtas därifrån. De länder som studeras i rapporten är Norge, Finland, Tyskland och England.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1	SAMMANFATTNING	1
2	BAKGRUND	4
3	UPPDRAG OCH AVGRÄNSNING	6
3.1	UPPDRAG	6
3.2	AVGRÄNSNING	6
4	DEFINITIONER	8
4.1	DEFINITION UTGÅENDE FRÅN ÅRSRAPPORTEN – OPEX TOTALT	8
4.2	OPÅVERKBARA OPEX	9
4.3	UPPDELNING AV PÅVERKBARA OPEX	10
5	HUR EFFEKTIVITETEN SKA MÄTAS	11
5.1	FRONT, GENOMSnitt ELLER EN KOMBINATION?	12
5.2	GENERELLT OCH INDIVIDUELLT EFFEKTIVISERINGSKRAV	13
5.3	RESURS Variabler	14
5.4	PRESTATIONS Variabler	15
5.5	FAKTISKA KOSTNADER ELLER STANDARDKOSTNADER	16
6	STYREFFEKTER	18
6.1	EGEN PERSONAL/OUTSOURCING	18
6.2	HYRA/ÄGA	18
6.3	KORSSUBVENTIONERING	19
6.4	OLIKA FÖRUTSÄTTNINGAR MELLAN LOKAL- OCH REGIONNÄT	19
6.5	KOLLEKTIVMÄTNING/INDIVIDUELL MÄTNING	19
7	INRAPPORTERING	20
8	HUR NÄTETS ÅLDER SKA PÅVERKA TILLÅTNA KOSTNADER	21
9	HUR NÄTETS GEOGRAFISKA LÄGE SKA PÅVERKA TILLÅTNA KOSTNADER	23
10	HUR KUNDSTRUKTURER OCH ADMINISTRATIVA FUNKTIONER INKLUSIVE OVERHEADKOSTNADER SKA PÅVERKA KOSTNADERNA	24
11	UTREDNINGENS TRE ALTERNATIV	25
11.1	ALTERNATIV 1	25
11.2	ALTERNATIV 2	25
11.3	ALTERNATIV 3	26
12	EX ANTE REGLERING I ANDRA LÄNDER	28
12.1	NORGE	28
12.2	FINLAND	33
12.3	TYSKLAND	37
12.4	ENGLAND	38
13	REGIONNÄT	40
14	SLUTSATSER	41
14.1	DEFINITION OPEX	41
14.2	FAKTISKA KOSTNADER INLEDNINGSVIS, STANDARDKOSTNADER ÖVERVÄGS PÅ SIKT	41
14.3	EFFEKTIVITETSJÄMFÖRELSER GENOM DEÅ OCH SFA	42
14.4	TILLÄMPNING	42
14.5	UTREDNINGENS ALTERNATIV 2 ÄR MEST INTRESSANT	43

2 Bakgrund

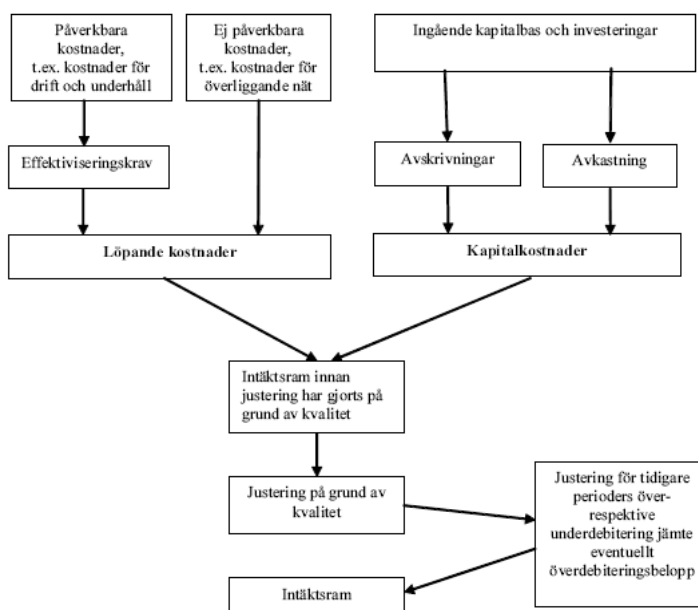
I Sverige sker prisreglering av elnätverksamhet genom efterhandskontroll (ex post). Så har tidigare skett avseende det totala priset inkluderande både nättjänst och el, och även efter avregleringen 1996 fick denna tradition leva vidare inom nätverksamheten.

År 2003 antogs ett nytt direktiv (2003/54/EG) inom EU om gemensamma regler för den inre marknaden av el. Det innehåller ett detaljerat regelverk för att uppnå det övergripande målet med att konkurrens ska råda på lika villkor. Särskilt om nättariffer framgår att tillsynsmyndigheten på förhand (ex ante) ska fastställa antingen metoden för att fastställa villkor eller själva villkoren för anslutning och tillträde till nationella elnät. I en proposition (2004/05:62) föreslogs ändringar och kompletteringar i Ellagen för att i Sverige möta dessa krav. När det gäller nättariffer sades i propositionen att metoden skulle utformas för att komplettera det som redan står i Ellagen om tariffers utformning. Det var svårt att ta ställning i frågan och det föreslogs att under en övergångsperiod ange metoden för tariffästning direkt i lagstiftningen samt att en utredning skulle tillsättas i frågan.

Denna utredning, den s.k. Energinätsutredningen, har i november 2007 lämnat ett delbetänkande avseende två delar. Det ena avser utlandsförbindelser och det andra, som är av intresse här, är förslag till ett regelverk för förhandsprövning av nättariffer. Förslaget beskriver huvuddragen i en ny regleringsmodell, se nedan, medan detaljutformningen överläts till Energimarknadsinspektionen (EI).

SOU 2007:99

Regelverket kring förhandsprövning av nätföretagens intäkter



Från EI:s sida finns önskemål om dialog med branschen i arbetet med att ta fram föreskrifter. Svensk Energi har tillsatt ett antal arbetsgrupper för att ta fram underlag och lämna förslag till branschgemensamma ståndpunkter inför denna dialog med EI. En av dessa grupper behandlar det som i utredningen benämns *löpande kostnader* och ska studera hur dessa kan regleras i den nya modellen. Vi använder här benämningen OPEX för dessa kostnader.

3 Uppdrag och avgränsning

3.1 Uppdrag

Ett utdrag ur uppdragsbeskrivningen ser ut som följer:

”Projektet ska utifrån objektivitet och effektivitet lämna förslag på:

- *Hur effektiviteten ska mätas*
- *Hur nätets ålder ska påverka tillåtna kostnader*
- *Hur nätets geografiska läge ska påverka tillåtna kostnader*
- *Hur kundstrukturer och administrativa funktioner inkl. overheadkostnader ska påverka kostnaderna*

...särskilt studera och bedöma utredningens tre alternativ för tillåten OPEX inklusive effektivitetskrav...

...behandla OPEX för både lokalnät och regionnät...

...även kostnader som kan vara antingen OPEX eller CAPEX ska behandlas..”

Efter förtydligande från uppdragsgivaren är tolkningen att ovanstående delar ska studeras, problemställningar belysas samt att fördelar och nackdelar ska sammanställas för olika alternativ. Uttalat är även att studier av regleringsmodeller i andra länder är ett bra angreppssätt. Projektgruppen behöver inte ta ställning och föreslå den slutgiltiga inriktningen om oenighet råder i valet mellan olika alternativ.

I efterhand har gruppen även fått uppmaningen att fundera över valet av metod för att fastställa kapitalbasen. Vad innebär ett kapacitetsbevarande respektive ett förmögenhetsbevarande perspektiv för regleringen av OPEX?

3.2 Avgränsning

På den svenska marknaden finns ett stort antal elnätsföretag med väsentligt olika förutsättningar. Detta medför stora krav på en reglermodell om varje företag ska få en korrekt bedömning.

Projektet anser att en förutsättning för att en ny reglermodell ska kunna medföra en korrekt bedömning av varje företag, är att varje enskild del av modellen får en korrekt utformning.

Det är inte möjligt att uppfylla ovanstående krav med en modell där för låga kostnader i en del kompenseras av för höga kostnader i en annan del. En sådan modell skulle endast slumpmässigt fungera för ett begränsat antal företag.

Projektet koncentrerar sig därför på den del av den föreslagna regleringsmodellen som avser operativa kostnader (OPEX) och förutsätter att även övriga kostnader såsom kapitalkostnader (CAPEX), elnätsförluster,

överliggande nät m.m. får rimliga nivåer. Frågan om valet av metod för fastställande av kapitalbasen berörs därför endast marginellt i avsnitt 8 om elnätets ålder.

Den totala intäktsramens storlek och relevans är givetvis av största betydelse. Om det senare skulle visa sig att någon eller några av övriga kostnader skulle få för höga eller för låga nivåer utifrån andra kriterier såsom enkelhet eller reviderbarhet får det då övervägas om metoden för att fastställa OPEX lämpligen kan användas för att kompensera dessa brister.

4 Definitioner

Det skulle vara en fördel med en enkel definition av OPEX utifrån den redovisning som elnätsföretagen är vana vid, och som i någon form förmodligen kvarstår. Om kostnaderna sedan behöver särredovisas för t.ex. drifts- och underhållskostnader och kundspecifika kostnader återstår att utreda. Det beror på hur effektivitetsjämförelserna och regleringsmodellen i övrigt ska se ut.

4.1 Definition utgående från årsrapporten – OPEX totalt

Kostnader i årsrapportens resultaträkning		Kapital-kostnader	Löpande kostnader	Påverkbara	Opåverkbara
Transiteringskostnader (totalt enligt specifikation nedan)	RR7320				
Transitering och inköp av kraft	RR7321		x		x
Återbetalningar från överliggande nät avseende tidigare års nätavgifter	RR7322		x		x
Ersättning från överliggande nät avseende leveransbrott	RR7323		x		x
Myndighetsavgifter	RR7324		x		x
Summa övrigt	RR7340		x		x
Övriga kostnader (totalt enligt specifikation nedan)					
Handelsvaror	RR73120		x	x	
Övriga externa kostnader	RR73130		x	x	
Personalkostnader	RR73140		x	x	
Avskrivningar och nedskrivningar (återföringar därav) av materiella och immateriella anläggningstillgångar	RR73150	x			
Nedskrivningar av omsättningstillgångar utöver normala nedskrivningar	RR73160	x			
Jämförelsestörande poster	RR73170		x	x	
Övriga rörelsekostnader	RR73180		x	x	
Summa kostnader	RR73190				
Räntekostnader och liknande resultatposter (med särskild uppgift om kostnader avseende koncernföretag)	RR75150	x			
Extraordinära kostnader	RR77120				

Ovanstående tabell är ett försök att utifrån dagens redovisning, Årsrapportens resultaträkning, åskådliggöra vilka kostnader som avses. I tabellen framgår även vilka kostnader som enligt förslaget betraktas som påverkbara respektive opåverkbara.

Vi har i tabellen koncentrerat oss på kostnader. Ytterligare en post som skall tas hänsyn till är *Aktiverat arbete för egen räkning (RR71140)*, som redovisas under intäkter. I posterna *Övriga externa kostnader (RR73130)* och *Personalkostnader (RR73140)* ingår arbete som lagts ned på uppförande av egna anläggningstillgångar. För att dessa kostnader inte skall

kostnadsföras dubbelt, redovisas motsvarande belopp som en intäkt under RR71140.

Särskilt bör även nämnas att vi i tabellen tagit med posten *Extraordinära kostnader (RR77120)*. Vår uppfattning är att denna post, de sällsynta gånger den används, främst innehåller löpande kostnader. Det kan dock inte uteslutas att den även skulle kunna innehålla kapitalkostnader. I vilket fall som helst bör inte eventuella kostnader av detta slag ingå i underlaget för effektivitetsmätningar och reglering eftersom de av sin natur är väldigt speciella och inte representativa för den normala verksamheten.

Slutsatsen är att OPEX kan beräknas som:

OPEX

=RR73190 - RR73150 - RR73160 + RR71140

Påverkbara OPEX

= RR73190 - RR73150 - RR73160 - RR7320 + RR71140

Anmärkning

I årsrapporten är kostnader redovisade med minustecken och intäkter med plustecken, vilket förutsätts i definitionen ovan. Detta innebär att OPEX här faller ut som ett negativt tal.

4.2 Opåverkbara OPEX

Vilka kostnader som ska betraktas som opåverkbara framgår av utredningen, s. 199. Man anser där att det inte bör ”utgöra några större problem” att avgöra detta. Skulle tveksamheter uppstå får det avgöras av rättspraxis. Kostnader som utredningen anser är opåverkbara är:

- ”...åtminstone inledningsvis – de faktiska kostnaderna för nätförluster...”
- ”...kostnader för överliggande nät...”
- ”...avgifter till Energimarknadsinspektionen m.m...”

De två första punkterna fångar vi upp i vår tabell ovan genom att minska de totala kostnaderna med transiteringskostnaderna. Vad som avses med den tredje punkten är mer oklart, men det bör vara myndighetsavgifterna (elsäkerhetsavgift, elberedskapsavgift och nätövervakningsavgift) som avses. Om så är fallet ingår även dessa i summa transiteringskostnader (RR7320).

Av ovanstående kostnader är det egentligen bara myndighetsavgifterna som är fullständigt opåverkbara. Eftersom de dessutom kompenseras på intäktssidan med motsvarande belopp känns det självklart att de ska undantas.

Kostnad för nätförluster och överliggande nät kan i viss mån påverkas. Nätförlusterna kan påverkas både genom minskning av den fysiska volymen samt genom upphandlingen och överliggande nät genom både nätstrukturen och driften av nätet. Denna påverkan kan dock främst ske på lite längre sikt och vi ser därför ingen anledning att ifrågasätta utredningens förslag i frågan.

4.3 Uppdelning av påverkbara OPEX

Beroende på vilken regleringsmodell som väljs, kan OPEX behöva delas upp och specificeras på annat sätt än i resultaträkningen. Det gäller, som vi ser det, främst om standardkostnader blir aktuellt. Det känns då rimligt att kostnaderna för drift och underhåll respektive kundadministration särredovisas för att kunna jämföras och mätas mot de nivåer som standardkostnaderna anger. Resterande kostnader skulle i det fallet utgöras av OH-kostnader. Vad gäller kundadministration har en enkätundersökning genomförts inom branschen för att nå enhetlig tolkning kring vilka kostnader som ingår och vilken undergruppering som ska användas. På samma sätt pågår för närvarande ett arbete kring drifts- och underhållskostnader. Vår uppfattning är att det går att uppnå en mer enhetlig rapportering genom denna typ av branschsamarbete. Samtidigt visar sammanställningen på svårigheter kring tolkningar och att rapporterade värden ofta visar stor spridning mellan företagen. I branschen krävs fortsatt ”standardiseringsarbete” kring begrepp och redovisning samtidigt som tillsynsmyndigheten måste utarbeta kontrollrutiner för en noggrann genomgång av inrapporterade värden. Om det är möjligt att på det sättet nå en kvalitetsnivå som är tillräckligt hög för att utgöra regleringsunderlag måste utredas vidare.

I en reglering som utgår från faktiska kostnader ser vi inte samma självklara behov av särredovisning av OPEX-kostnadernas olika beståndsdelar. Summan bör kunna utgöra en resursvariabel till effektivitetsmätningen. Om resultatet blir det samma i en effektivitetsmätning baserat på summan av OPEX som i en mätning där OPEX delas upp i t.ex. *Drift och Underhåll*, *Kundadministration* och *OH* är vi dock inte helt säkra på. Samma frågeställning gäller även om nuvarande uppdelning består i Personalkostnader, Övriga externa kostnader o.s.v. Detta behöver utredas ytterligare.

5 Hur effektiviteten ska mätas

De kostnader som nätföretagen kan påverka bör efter eventuella effektivitetsjusteringar ingå vid fastställandet av intäktsramen. Energimarknadsinspektionen bör för dessa kostnader utarbeta och tillämpa en eller flera effektivitetsmodeller eller kostnadschabloner i syfte att främja en effektiv drift av nätverksamheten. Sådana kostnader som nätföretagen inte kan påverka bör accepteras i sin helhet. De intäkter som ska kontrolleras mot intäktsramen är de intäkter som nätföretagen erhållit från nätverksamheten under tillsynsperioden. (Energinätsutredningen 5.3.8)

De påverkbara kostnaderna kan bestämmas antingen av faktiska kostnader eller av standardkostnader. För att fastställa intäktsramen kan effektivitetskrav ställas på de faktiska kostnaderna. Om standardkostnader används kan de räknas om inför varje ny regleringsperiod.

Effektiviseringskrav kommer alltså att ställas på den påverkbara delen av OPEX. Effektiviseringskrav kan vara både generella (lika för alla företag) och specifika för det enskilda företaget. En eller flera effektivitetsmodeller eller standardkostnader ska utarbetas.

Om faktiska kostnader med någon form av effektiviseringskrav används behöver bland annat avgöras vilken typ av jämförande effektivitetsmodell som ska användas samt om det ska ställas generella eller individuella effektiviseringskrav eller både och.

Reglering innebär alltid en jämförelse av verkliga kostnader med effektiva kostnader, oavsett hur de effektiva kostnaderna är definierade (faktiska kostnader med effektiviseringskrav eller standardkostnader). En av de viktigaste frågorna är, hur skillnaden mellan den verkliga och effektiva kostnaden behandlas i regleringsmodellen. Regleringsmodellen måste ta hänsyn till de realistiska möjligheter som nätföretag har att effektivisera sin verksamhet. Tillräcklig tid för effektiviseringen måste dessutom ges oavsett modell.

Det finns olika metoder för att mäta effektivitet, varav en sådan är DEA-analys. En annan metod, som används bl.a. för elnätsreglering i USA, är total faktorproduktivitet (TFP). Dessa båda ställer höga krav på datakvalitet. Exempel på en metod där kraven på datakvalitet är lägre är minsta kvadratmetoden (OLS), som är en regressionsanalys som mäter mot *best practice*. Det finns även en korrigerad eller modifierad minsta kvadratmetod (COLS/MOLS). Ytterligare en metod av den senare typen är stokastisk frontanalys (SFA). Den används för elnätsregleringen i Finland.

Det är viktigt att slå fast att effektivitetsmodellerna som här nämns mäter kostnadseffektivitet. Kvalitetsskillnader kan dessutom finnas mellan företagen. Det är viktigt att kvalitet beaktas på ett rimligt sätt. Utredningens förslag är att:

”Nätföretagens kvalitet vad gäller sättet att bedriva nätverksamhet ska påverka intäktsramens storlek. En sådan bedömning ska medföra att den beräknade avkastningen höjs eller sänks.”

Justeringen av intäktsramen med hänsyn till kvaliteten kan göras efter att en intäktsram räknats fram från kapitalkostnader och löpande kostnader, vilket är det förslag som utredningen lägger fram. Ett annat sätt att ta hänsyn till kvaliteten är direkt i effektivitetsjämförelserna. I så fall får kvaliteten översättas till en kostnad och ingå som en resursvariabel i modellen. I detta fall görs alltså ingen ytterligare justering av intäktsramen utgående från kvaliteten.

5.1 Front, genomsnitt eller en kombination?

Om en frontmodell används jämförs varje företag med det bästa företaget eller de bästa företagen, d v s företagen i fronten. Det finns då risk att det finns något som gör att det bästa företaget inte är helt jämförbart med övriga företag, t ex kan det företaget ha eftersatt underhåll. Det kan även vara stor skillnad i storlek på värdet i en viss variabel, t ex antal kunder, mellan olika företag. En liten förändring hos det lilla företaget kan få en stor påverkan på jämförelsen med det stora företaget. Därför behöver viss känslighetsanalys göras när en frontmodell används.

Företagen kan delas in i grupper så att de bara jämförs med andra företag som har liknande förutsättningar. Energimarknadsinspektionen har i sina DEA-analyser av 2006 års data i Sverige valt att ta bort de supereffektiva företagen från fronten. Därmed utgörs fronten av företag som inte är riktigt så effektiva. Man har också valt att inte jämföra företag med fler än 2 000 kunder med företagen som har färre än 2 000 kunder. Det finns också möjlighet att ta med ramfaktorer som tar hänsyn till t ex klimat eller geografiska förutsättningar.

För att bestämma om ramfaktorer ska användas kan körningar med DEA-modellen göras för att se om det är företag med någon gemensam objektiv förutsättning som får låga värden. I så fall bör en ramfaktor som tar hänsyn till deras förutsättningar användas.

I Norge har t.ex. en ny ramfaktor introducerats inför regleringen 2008. Det är en kustklimatfaktor, som beräknas som genomsnittlig vindbelastning delad med genomsnittligt avstånd till kusten multiplicerat med längden högspänningsledningarna. Denna ramfaktor kritiseras emellertid av de kustnära företagen för att inte ge dem tillräcklig kompensation. Exemplet visar dels hur det är möjligt att anpassa en modell på detta sätt, dels att det kan vara svårt att utföra anpassningen till alla parter belåtenhet.

För att minska risken för felaktiga effektiviseringskrav kan beräkningar med olika parametrar eller olika modeller göras. I Finland används ett genomsnitt från beräkningar med två olika modeller. I Tyskland används högsta värdet från fyra olika beräkningar med två olika modeller.

För att inte speciella förhållanden ett enstaka år ska få för stort genomslag bör ett medelvärde över flera år användas för samtliga parametrar. På så sätt blir modellen dessutom mer okänslig för kvalitetsbrister i indata.

Eftersom frontmodellerna innehåller viss osäkerhet bör kompensation ske med en osäkerhetsfaktor. Företagen behöver då inte nå ända fram till fronten för att betraktas som effektiva. Annorlunda uttryckt behöver inte effektivitetstalet 1,00 uppnås, utan ett lägre tal kan anses vara tillräckligt. I Finland reduceras det årliga effektiviseringskravet (som tar sikte på 1,00) genom multiplikation med faktorn 0,84, av den här anledningen.

En annan möjlighet är att inte jämföra med det bästa företaget utan med ett genomsnittligt företag. Ett krav kan då ställas på en effektivitet som är en viss nivå bättre än genomsnittet. Företag som på ett eller annat sätt har avvikande förutsättningar får då inte så stor påverkan på de effektivitetskrav som ställs. En fördel med att använda ett genomsnitt är att det ger ökad stabilitet och förutsägbarhet.

Ytterligare en möjlighet är att kombinera en front och ett genomsnitt. Det ger både något att sträva mot och något mer stabilt att jämföra med. Utgående från båda dessa nivåer går det kanske dessutom att hitta en väl avvägd nivå däremellan, som både representerar hög effektivitet och samtidigt ger en koppling till vad som är realistiskt att uppnå. Denna utgångspunkt, med en avvägning mellan ”best practice” och genomsnittlig nivå, är även relevant avseende standardkostnader. En framtida övergång till standardkostnader kan därför underlättas om effektivitetsjämförelser utgående från faktiska kostnader har utförts med detta synsätt.

5.2 Generellt och individuellt effektiviseringskrav

Effektiviseringskrav kan bestå av generella krav som är lika för alla och/eller individuella krav för respektive företag.

Ett individuellt effektiviseringskrav på ett enskilt företag tas fram genom jämförelse av effektiviteten med andra företag.

Ett generellt effektiviseringskrav kan t ex anges som en procentsats på de påverkbara operativa kostnaderna. Om elnätsbranschen generellt sett bedöms vara ineffektiv kan ett generellt effektiviseringskrav vara motiverat. Generella effektiviseringskrav används både i Finland och i Tyskland. Dessa krav har i Tyskland kritiserats för att inte vara tillräckligt väl underbyggda. Det är svårt att hitta en mätmetod för att avgöra om det finns generella effektiviseringsmöjligheter och i så fall hur stora de är för branschen som helhet. Teoretiskt höjs produktiviteten allmänt för en bransch med tiden. Nya krav, t ex miljökrav eller rapporteringskrav, på företagen inom en bransch kan göra att kostnaderna generellt ökar. Om generella krav används måste de vara väl underbyggda, motiverade och realistiska. Om detta är uppfyllt kan de i kombination med individuella krav

bidra till en mer precis modell som på ett bättre sätt tar hänsyn till företagets möjlighet till effektivisering och kopplingen till den potential som finns.

Om endast generella effektiviseringskrav, inte individuella, skulle ställas, så skulle ett ineffektivt företag få samma krav som ett effektivt. Det är inte rimligt på sikt. Däremot går det att endast ställa individuella effektiviseringskrav. Även om generella krav inte ställs måste helt effektiva företag ändå försöka effektivisera för att fortsätta att vara effektiva. Om de inte effektiviserar riskerar de att få effektiviseringskrav i nästa regleringsperiod.

Om standardkostnader används för OPEX och standardkostnaderna minskas inför en ny regleringsperiod, så kan det betraktas som ett generellt effektiviseringskrav, men eftersom olika företag befinner sig olika långt från standardkostnaden, så blir kravet ändå olika för olika företag.

5.3 Resursvariabler

För att beräkna effektiviseringskrav utgående från faktiska kostnader sker en jämförelse (benchmarking) företagen emellan. Den modell eller de modeller som används för jämförelsen jämför utförda prestationer i förhållande till använda resurser. De använda resurserna uttrycks som kostnader. De kostnader som kan effektiviseras är de påverkbara OPEX.

En fråga är vilka kostnader som ska användas som resursvariabler i de modeller som ska beräkna effektiviteten. En möjlighet är att använda de faktiska kostnaderna som kan effektiviseras. En annan möjlighet är att använda totala kostnader förutom opåverkbara kostnader, vilket effektivitetsmodellerna i Finland och Tyskland gör. De DEA-analyser som Energimarknadsinspektionen i Sverige har gjort har använt påverkbara OPEX som resursvariabler i beräkningar på kort sikt och totala kostnader i beräkningar på lång sikt. För företag som har en fördelning mellan påverkbara OPEX och totala kostnader som avviker mycket från den genomsnittliga har det betydelse vilka kostnader som används som resursvariabler i effektivitetsmodellen.

Med argumentet att det är samtliga kostnader som bidrar till den mätta prestationen skulle man även kunna tänka sig att inkludera de opåverkbara OPEX-kostnaderna som resursvariabler. Effektiviseringskravet kan fortfarande begränsas till de påverkbara OPEX genom att ta hänsyn till hur stor andel de utgör av de totala kostnaderna.

En svårighet med att använda de totala kostnaderna är att bestämma vilka kapitalkostnader som ska användas. Antingen används bokförda kapitalkostnader eller kapitalkostnader beräknade från standardkostnader. De bokförda kostnaderna påverkas av företagets avskrivningstider och av om företagsförvärv har gjorts och blir därför inte riktigt jämförbara mellan olika företag. Kostnader beräknade från standardkostnader kan avvika

kraftigt från de faktiska kostnaderna. I en modell som i övrigt använder faktiska kostnader kan det göra jämförelsen med andra företag skev. Om kapitalkostnader ska ingå i effektivitetsanalysen bör de ändå hämtas från den kapitalbas som beräknats med standardkostnader. Då det inte är helt klart hur kapitalbasen kommer att byggas upp finns viss osäkerhet kring hur stort CAPEX kommer att bli. Utredningen föreslår att ett kapitalbasgolv ska finnas så att nät äldre än halva livslängden eller med okänd ålder får tas upp till 50 %. Om istället verklig ålder kommer att användas blir kapitalbasen annorlunda. Det kan alltså vara problem att avgöra hur kapitalkostnaden ska beräknas. En fråga är om bara avskrivning ska användas eller även avkastning. Bland de övriga studerade länderna förekommer båda alternativen, se vidare i avsnitt 12.

Som tidigare nämnts i avsnitt 4.3, behöver utredas ytterligare om jämförelserna i effektivitetsmodellerna påverkas av att de påverkbara OPEX delas upp i delkostnader. Om t ex personalkostnader används som en egen variabel, kanske jämförelsen blir skev eftersom en del företag köper tjänster som andra utför med egen personal. Om olika företag inte har bokfört påverkbara kostnader helt lika kan jämförelsen dessutom halta om kostnaderna delas upp på delkostnader.

Från de OPEX-kostnader som används i en effektivitetsjämförelse ska kostnader som kommer med i standardkostnaderna vid kapitalbasberäkningen vara bortdragna, se vidare i avsnitt 6.2

Sammanfattningsvis föreslås att summan av de påverkbara OPEX och CAPEX används som resursvariabel till effektivitetsmodellerna. Om CAPEX ska beräknas som i Finland eller om även avkastningen ska ingå återstår att utreda.

5.4 Prestationsvariabler

Prestationsvariabler bör väljas så att de mäter med avseende på såväl kunder, elanläggningar som överföring.

Ett förtydligande när det gäller *kunder* är att vi då egentligen menar *kundanläggningar (uttagspunkt eller inmatningspunkt enligt Ellagen)*. Vi använder dock begreppet *kunder* då det är väl inarbetat och vanligtvis uppfattas rätt när det gäller nätföretag. Det naturliga valet av en variabel är då *Antal kunder*. Uppdelning i högspänning och lågspänning samt timavlästa och månadsavlästa kan vara befogat. Se avsnitt 6.5 angående kollektivmätning, vilket har en viss betydelse. För övrigt bör inte variabeln vara omstridd.

Ett ofta använt och naturligt mätetal för elanläggningarnas storlek är *Meterledning*, eventuellt uppdelad i olika kategorier beroende på spänningsnivå eller typ. Om detta är tillräckligt som variabel eller om det behöver kompletteras med t.ex. antal nästationer kan behöva utredas vidare. En i andra sammanhang (EBR, Bäst i klassen) använd metod, för att på ett

jämförbart sätt ta hänsyn till alla typer av anläggningsdelar, är att räkna om till *Ekvivalent ledningslängd*. Om detta skulle vara en lämplig prestationsvariabel i det här sammanhanget behöver utredas vidare.

Överföringen kan mätas i *energi* eller *effekt*. På samma sätt som ovan för anläggningar kan en studie behöva göras utifrån företagens olika förutsättningar. Det som är intressant att undersöka är om det bör vara en kombination av dessa båda begrepp för att på ett heltäckande sätt beskriva företagets prestation vad gäller överföringen, eller om det ena är tillräckligt för att ge samma information.

Precision får vägas mot ambitionen att rapporteringen inte ska vara onödigt omfattande i valet av dessa variabler.

5.5 Faktiska kostnader eller standardkostnader

Om standardkostnader ska användas för att bestämma OPEX, så måste rimliga schabloner tas fram. Detaljeringsgraden på det som ska schabloniseras måste bestämmas. Om samma indelning (detaljeringsgrad) som för kapitalbasberäkningen används för standardkostnader för OPEX, så krävs ingen extra inrapportering.

För att kunna bestämma nivån på standardkostnaderna krävs en ekonomisk redovisning med samma detaljeringsgrad som standardkostnadernas indelning. De undersökningar som gjorts i branschen visar på mycket stora skillnader i kostnader mellan olika elnätsföretag. Skillnaderna kan bero på olika förutsättningar, som t ex geografi, kundstruktur eller företagets storlek. Det blir en grannliga uppgift att ta hänsyn till dessa skillnader på ett rimligt sätt när standardkostnaderna ska fastställas. För att de enskilda företagen ska kunna bedöma nivån på standardkostnaderna krävs en ekonomisk uppföljning på detaljerad nivå.

Risken är stor att standardkostnaderna kommer att ifrågasättas av elnätsföretagen. Hur detaljerad schabloniseringen än görs, är risken dessutom stor att de enskilda företagen kommer att anföra speciella förutsättningar som gör att standardkostnaderna inte är rimliga för det egna företaget.

Vid följande regleringsperioder bör standardkostnaderna ses över och justeras med avseende på ändrade kostnadsnivåer etc. Det gör att standardkostnadernas storlek kommer att vara en källa till konflikt inför varje ny regleringsperiod.

Om faktiska kostnader används, så tas från början hänsyn till de olika elnätsföretagens olika förutsättningar. Ett företag med speciellt svåra förutsättningar som ger speciellt höga kostnader får med sina kostnader i analysen. Problemet blir att sätta rimliga krav på effektivisering. Vid jämförelse med andra företag bör i största möjliga mån hänsyn tas till

företagens olika förutsättningar, så att jämförbara företag jämförs med varandra.

En invändning mot att använda faktiska kostnader kan vara att de minst effektiva företagen ändå får ta med alla sina kostnader i analysen. Å andra sidan bör de företagen också få de största effektiviseringskraven om effektivitetsmodellerna ger rätt utfall.

Delar av OPEX kan regleras med faktiska kostnader och andra delar med standardkostnader. T ex skulle de administrativa kostnaderna kunna tas upp som en standardkostnad, medan de faktiska drifts- och underhållskostnaderna används. En nackdel med att göra så är att det blir mycket viktigt att alla företag bokför sina kostnader på samma sätt. Ju finare indelning av kostnaderna som görs, desto större blir risken för skillnader i bokföring mellan olika företag. Detta innebär i så fall att kostnaderna inte är jämförbara.

På grund av svårigheterna att ta hänsyn till de olika företagens objektiva förutsättningar i det fallet att standardkostnader används, är det mycket som talar för att faktiska kostnader ska användas. Ytterligare en omständighet som talar för faktiska kostnader är att det är en helt ny regleringsmodell och -metod som ska börja tillämpas. Om utgångspunkten är verklighetens faktiska kostnader, om än med effektiviseringskrav, förefaller chanserna vara större att åstadkomma en naturlig väg in det nya synsättet. Alternativet med att redan inledningsvis tillämpa en fiktiv schablon, kanske inte möter samma acceptans hos alla berörda parter.

Sammanfattningsvis anser vi att fördelarna med att utgå från faktiska kostnader överväger. För att minska risken att en effektivitetsmodell enbart av sin konstruktion missgynnar vissa typer av företag, bör dessutom flera olika modeller användas. Beräkningar med olika parametrar bör också utföras av samma orsak. Ett företag som behöver effektivisera, genom att beräkningarna med effektivitetsmodellerna utvisar det eller som har kostnader som överstiger standardkostnaderna, måste få rimlig tid på sig att effektivisera för att nå önskade kostnader. En rimlig tid kan vara tre regleringsperioder. Möjligen skulle standardkostnader som beaktar objektiva förutsättningar kunna utarbetas efterhand. Standardkostnader har även den fördelen att företagen får ett starkare ekonomiskt intresse att effektivisera. En övergång till standardkostnader på sikt kan visa sig vara det som skapar starkast incitament för effektivisering och bör därför utredas vidare, i takt med att förutsättningarna ändras.

6 Styreffekter

6.1 Egen personal/outsourcing

Regleringsmodellen bör vara neutral med avseende på om arbetsuppgifter utförs med egen personal eller om tjänster köps. T.ex. bör utredas närmare vilken effekt personalkostnader separerat från övriga OPEX som resursvariabel får i en effektivitetsanalys.

6.2 Hyra/Äga

De påverkbara löpande kostnaderna kan innehålla kostnader som även kan vara kapitalkostnader. Det gäller främst om företaget hyr resurser istället för att äga dem. Regleringsmodellen bör vara neutral med avseende på om företaget hyr eller äger resurser. Kostnader som kan vara både OPEX och CAPEX är till exempel:

- lokaler
- elnätet
- bilar, datorer och andra inventarier
- datorsystem
- system för mätvärden
- mark

För samtliga dessa kostnader finns i de fall man hyr/leasar/köper tjänster en del av kostnaden som avser avkastning på en investering samt dessutom en trolig ytterligare avkastning till leverantören.

Om en resurs tas med som standardkostnad i uppbyggnaden av kapitalbasen, men företaget hyr resursen, bör den del av hyreskostnaden som svarar mot CAPEX dras bort från OPEX. I annat fall skulle ett företag som hyr en resurs få kompensation för dess kapitalkostnad två gånger, både i OPEX och i CAPEX.

Ett sätt att likställa alternativen med att hyra respektive äga själv, är att avkastningen dras bort från hyreskostnaderna och inte ingår i beräkningen. Det skulle emellertid vara svårt att få fram andelen kapitalkostnad av hyreskostnaden. Därför måste kapitaldelen av hyreskostnaden uppskattas på annat sätt.

Den rimligaste metoden är att andelen kapitalkostnad som ska dras av från hyreskostnaden, i fallet att resursen hyrs, ska motsvara det belopp som beräknats ur kapitalbasen. Alltså summan av den avskrivning och avkastning avseende just denna resurs och som man på CAPEX-sidan i regleringen blir kompenserad för.

Företagen måste rapportera om resurser som tas med i kapitalbasen hyrs, så att de kostnaderna dras bort från OPEX.

I alternativet där OPEX bestäms med standardkostnader kommer inte denna frågeställning att vara aktuell ur regleringsmyndighetens perspektiv. Elnätsföretaget däremot kommer att behöva göra en uppdelning av sina

bokförda OPEX på regleringsmässiga OPEX respektive CAPEX för att kunna jämföra sina kostnader med de kostnader regleringsmodellen ger.

6.3 Korssubventionering

Att korssubventionering från andra verksamheter i ett energiföretag inte förekommer blir viktigare i den nya regleringen, eftersom regleringen bygger på kostnader. Det gör att de kostnader som används för att mäta effektiviteten bör vara hämtade från årsrapporten och därmed granskade av revisorer. Fördelning av kostnader för gemensamma resurser bör särskilt revideras.

6.4 Olika förutsättningar mellan lokal- och regionnät

Kostnaden mellan lokal- och regionnät kan variera bland annat beroende på vilka prissättningsmodeller som används. Annat som kan påverka är t ex vilken spänningsnivå som lokalnätet köper på, d v s på vilken sida av transformatorn som gränsen mellan region- och lokalnätet går, samt antalet anslutningar som finns mellan region- och lokalnäten. I största möjliga mån bör effektivitetsmätningen utformas så att den är neutral till skillnader i förutsättningar mellan lokalnäten och regionnäten.

6.5 Kollektivmätning/Individuell mätning

Då kollektivmätning tillämpas kan vi konstatera att jämfört med individuellt mätta kunder minskar antalet kunder medan prestationen avseende nätet är den samma. Frågan är om detta kan påverka en jämförelse där antal kunder ingår som en prestationsvariabel?

Vi kan samtidigt konstatera att prestationen avseende kundadministration är mindre då kollektivmätning tillämpas, varför variabeln antal kunder åtminstone har viss relevans.

Om antal kunder används tillsammans med ledningslängd för att bestämma täthet, och detta täthetsmått i sin tur används i något avseende som har med drift och underhåll av nätet att göra måste hänsyn tas till andelen kollektivmätta kunder.

Frånsett diskussionen om ett eventuellt täthetsmått ser vi inte detta som ett stort problem, om uppsättningen variabler är omsorgsfullt sammansatt som helhet. Förutom antal kunder måste alltså andra variabler ingå som visar att "nät prestationen" är lika i de bägge fallen.

7 Inrapportering

I samband med övergången från befintlig regleringsmodell till en ny, är det ett lämpligt tillfälle att samordna rapporteringen. Dagens situation med både Nätnyttomodellen och Årsrapporten som ska rapporteras in, delvis med identiska uppgifter, är inte tillfredsställande. Vi bör från branschen framföra den åsikten som en självklar utgångspunkt. En samordnad rapportering utesluter risken för inkonsekvent rapportering och överensstämmelsen skulle inte behöva kontrolleras av EI som idag.

Tydliga definitioner är viktiga för att säkra en enhetlig rapportering. Detta måste genomsyra hela den modell som arbetas fram. Detta eftersom inrapporterade uppgifter kommer att användas för jämförelser på något sätt (mot andra företag, mot genomsnittsvärden, mot standardkostnader o.s.v.), samt att dessa jämförelser skarpt kommer att ligga till grund för tillåten intäkt. Erfarenheten från egna enkätundersökningar inom branschen samt från nuvarande myndighetsrapportering är att tolkningarna är många och väldigt olika. Det bör i ett tidigt stadium diskuteras inte bara definitioner och begrepp utan även hur uppgifterna ska rapporteras, olika kontrollmetoder för att säkerställa korrekt rapportering, o.s.v.

I vilken mån inrapporteringen kommer att likna dagens rapportering vet vi inte. Ett antagande är ändå att en resultaträkning för nätverksamheten kommer att ingå. Då denna innehåller verksamhetens alla kostnader och intäkter blir den i så fall central i regleringssammanhang. En fördel med att använda uppgifter ur resultaträkningen som indata är att den är granskad av revisorer (om vi utgår från att det förblir så). Att vissa nödvändiga uppgifter ska hämtas från en parallell redovisning, som t.ex. dagens särskilda rapport, är mindre bra eftersom det inte alltid är överensstämmelse mellan dem. En annan fördel är dessutom att behålla det som både företagen, myndigheten och revisorerna är vana vid, varför eventuella förändringar av indelningen i resultaträkningen måste vägas mot detta. Om det ändå skulle visa sig att regleringsmodellen kräver en förändring bör den hålla sig till vedertagna ekonomiska redovisningsregler samt utarbetas i samråd med revisorer. Det man kan tänka sig vara aktuellt i så fall är t.ex. att kostnader redovisas mer verksamhetsanpassat med drift och underhåll separat o.s.v. En helt funktionsindelad resultaträkning är en ytterlighet i den riktningen som dock innebär att vi tappar i kontinuitet jämfört med dagens rapportering.

8 Hur nätets ålder ska påverka tillåtna kostnader

Det bör vara en välbalanserad modell med avseende på OPEX och CAPEX.

Om ett kapacitetsbevarande eller ett förmögenhetsbevarande perspektiv används för CAPEX, är en fråga som primärt avser hur man bestämmer nivån på kapitalbasen och därmed indirekt en rimlig kapitalkostnad. Det valet av metod bör inte vara avgörande för hur regleringen av OPEX ska ske. Förutsatt att kapitalbasen är rimlig bör tillåten OPEX avgöras i första hand av en mängd andra omständigheter, mer relevanta för vad dessa kostnader avser.

Om kapitalkostnaden beräknas utifrån en annuitet (och är en utjämnad kostnad under hela avskrivningstiden) eller om den beräknas utifrån linjära avskrivningar (och minskar successivt under avskrivningstiden) påverkar dock beräkningen av OPEX.

Om kapitalkostnaden beräknas utifrån linjär avskrivning bör elnätets ålder påverka tillåtna OPEX. För om ett äldre nät medför att tillåten kapitalkostnad är lägre än för ett nyare nät måste OPEX i motsvarande grad tillåtas vara högre. Argument som talar för detta förhållningssätt är att man kan se OPEX och kapitalkostnad som kommunicerande kärl. Ett äldre nät med låg kapitalkostnad har sannolikt en högre driftskostnad. Sett ur ett kundperspektiv är det ändå möjligt att samma prestation levereras som i ett nyare nät med högre kapitalkostnad men lägre driftskostnad. Utgående från faktiska kostnader kan detta åstadkommas genom att låta de totala kostnaderna utgöra en resursvariabel i effektivitetsjämförelsen.

Det enklaste sättet att initialt hantera elnätets ålder är att de första åren utgå från varje nätföretags verkliga OPEX. Företag med äldre elnät och högre kostnad får då initialt en högre tillåten kostnad i den nya regleringen. Det svåra blir att i effektivitetsjämförelser beakta ålder, så att rimliga effektiviseringskrav ställs. En väg att gå är att låta elnätets ålder utgöra en ramfaktor i effektivitetsmätningen.

Om man initialt väljer standardkostnader är vår bedömning att det skulle bli svårare att beakta elnätets ålder på ett rättvisande sätt. Problemet är att avgöra i vilken grad varje enskild standardkostnad ska relatera till ålder. Givet att detta problem går att hantera skulle en modell kunna vara uppbyggd enligt följande.

Nedan visas ett räkneexempel:

Ett helt nytt elnät bedöms att ha en drifts- och underhållskostnad på t.ex. 2 % av NUAK. Kapitalbasgolvet är 50 % av NUAK. Avskrivningstiden är 30 år. Ett 15 år gammalt elnät bedöms att ha en drifts- och underhållskostnad på t.ex. 3,5 % av NUAK, dvs. en ökning med 0,1 % per år. För ännu äldre elnät gäller då en drifts- och underhållskostnad på 3,5 % av NUAK.

Om det i regleringen införs ett golv för kapitalbasen skulle även denna ålder vara utgångspunkt för en bedömning av verksamhetskostnader. För ett ännu äldre elnät skulle samma verksamhetskostnad gälla som för golvet. Om det visar sig att flertalet företag hamnar på kapitalbasgolvet är behovet av att beakta elnätets ålder vid beräkning av OPEX mindre väsentligt.

9 Hur nätets geografiska läge ska påverka tillåtna kostnader

Det är viktigt att regleringen av de löpande kostnaderna tar hänsyn till nätbolagens objektiva förutsättningar som t.ex. nätets geografiska läge. Förslagsvis kan detta göras med ramfaktorer i effektiviseringsmodellen eller genom att ta fram schabloner till de vanligaste och mest utmärkande skillnaderna ex. city-, tätort- eller landsbygdsnät. Nätbolag med objektiva förutsättningar som inte beaktas i effektiviseringsmodellen eller standardkostnaderna måste ges utrymme att i en särskild förhandling kunna hänvisa till detta och därefter kunna få sin intäktsram anpassad.

Effektiviseringsmodellen eller standardkostnaderna bör efterhand kunna utvecklas till att ta hänsyn till fler objektiva förutsättningar direkt, men behovet av en möjlighet till särskild förhandling kommer förmodligen att kvarstå.

10 Hur kundstrukturer och administrativa funktioner inklusive overheadkostnader ska påverka kostnaderna

Om företag med olika storlek jämförs med varandra är det troligen så att vissa kostnader för kundadministration och overhead är lägre per kund för det större av dem, då kostnaderna kan spridas över en större kundmassa. Även om det är svårt att dra generella slutsatser kan vi konstatera att storleken mätt i antal kunder har viss betydelse.

Vidare drivs nätverksamhet i olika former m a p ägande, företagsform m.m. T.ex. finns det företag som ingår i koncerner, där andra nyttigheter ingår, med liknande behov. Vissa kostnader kan därmed reduceras genom delade system, samfakturerings o.s.v. Andra företag har inte samma möjlighet till kostnadseffektiviseringar. Även detta är exempel på olikheter mellan företag som har inverkan på företagets kostnadsnivå.

Skillnader i förutsättningar, varav ovanstående är några exempel, kommer sannolikt att påverka utfallet i effektivitetsmätningar. Modellen kan förstås anpassas för att ta hänsyn till vissa förutsättningar, men aldrig fullt ut. En målsättning i utarbetandet av modellen bör därför vara att en minsta rimlig grundkostnad tillåts oavsett förutsättningar. Kostnadsutrymmet måste vara tillräckligt men bör inte vara större än att kunden fortfarande kan erbjudas skäliga nätavgifter, eftersom kundperspektivet är viktigt och inte får glömmas bort. Om det är svårt att anpassa modellen i det här avseendet, bör möjligheten till särskild förhandling finnas som en sista utväg.

Vidare måste effektiviseringsmodellen eller standardkostnaderna ta hänsyn till skillnaden i administrationskostnad för de kunder som ska tim- respektive månadsavläsas.

Har nätbolaget kundstrukturer eller andra objektiva förutsättningar som för nätbolaget anses extra kostnadsdrivande ska nätbolaget ges möjlighet att visa detta och kunna få sin intäktsram anpassad.

Effektiviseringsmodellen eller standardkostnaderna bör efterhand kunna utvecklas till att ta hänsyn till fler objektiva förutsättningar direkt.

Effektiviseringsmodellen eller standardkostnaderna måste ge kostnadsutrymme att hantera kundservice, forskning & utveckling m.m. upp till den nivå som motsvarar omvärldens krav. Ändras kvalitetskraven måste även effektiviseringsmodellen eller standardkostnaderna ändras på motsvarande sätt.

11 Utredningens tre alternativ

11.1 Alternativ 1

- *Faktiska kostnader för ett enskilt år*
- *Effektivitetsjustering baserat på måttstocksjämförelse (DEA, SFA)*
- *Normen utgörs av maximal effektivitet i branschen och räknas om varje år*
- *Individuellt effektiviseringskrav*

Fördelar

- Hänsyn tas till företagens faktiska kostnader vid ingången till den nya regleringen.
- Företagen och EI kan använda sig av indata som de i stor utsträckning redan är vana vid och som framgår av den ekonomiska redovisningen.
- Att utgå från faktiska kostnader är väl motiverat då det handlar om en helt ny regleringsmodell.
- Modellen ger möjlighet till kostnadsjämförelser mellan företag med likartade förutsättningar.
- När modellen för effektivitetsjämförelser väl är framtagen, krävs relativt små resurser både hos företagen och hos EI.

Nackdelar

- Företagen kan få svårt att använda regleringen som verktyg i sin egen verksamhet då modellen ger ett mått på företagets totala kostnadseffektivitet och inte effektivitet i verksamhetens olika delar.
- Svårigheter kan uppstå vid utformning av modellen, med att gruppera jämförbara företag, då stora skillnader ändå kan finnas mellan företag med till synes lika förutsättningar avseende exempelvis antal kunder och längd på ledningsnät.
- Företag som inte sköter sitt åtagande avseende föreskrifter om elsäkerhet, miljö och arbetsmiljö kan framstå som förebilder och företag som sköter sig bra framstå som ineffektiva.
- Modellen kan betraktas som alltför teoretisk.

11.2 Alternativ 2

- *Faktiska kostnader för en period av år*
- *Beräkning av produktivitetsutveckling => Generell X-faktor*
- *Beräkning av kostnadseffektivitet (DEA, SFA) => Individuell X-faktor*
- *X-faktorer beslutas före tillsynsperioden och gäller under hela densamma*

Fördelar

- Hänsyn tas till företagens faktiska kostnader vid ingången till den nya regleringen.

- Företagen och EI kan använda sig av indata som de i stor utsträckning redan är vana vid och som framgår av den ekonomiska redovisningen
- Att utgå från faktiska kostnader är väl motiverat då det handlar om en helt ny regleringsmodell
- Att använda indata från flera år gör att speciella förhållanden enskilda år inte får så stor betydelse.
- När modellen för effektivitetsjämförelser väl är framtagen, krävs relativt små resurser både hos företagen och hos EI.
- Möjlighet finns att kombinera individuella effektiviseringskrav med generella.

Nackdelar

- Företagen kan få svårt att använda regleringen som verktyg i sin egen verksamhet då modellen ger ett mått på företagets totala kostnadseffektivitet och inte effektivitet i verksamhetens olika delar.
- Svårigheter kan uppstå vid utformning av modellen, med att gruppera jämförbara företag, då stora skillnader ändå kan finnas mellan företag med till synes lika förutsättningar avseende exempelvis antal kunder och längd på ledningsnät.
- Företag som inte sköter sitt åtagande avseende föreskrifter om elsäkerhet, miljö och arbetsmiljö kan framstå som förebilder och företag som sköter sig bra framstå som ineffektiva.
- Modellen kan betraktas som alltför teoretisk.

11.3 Alternativ 3

- *Standardkostnader för enskilda kostnader eller funktioner i företaget*
- *Kan relateras till antal kunder, överförd energi, kapitalbas etc.*

Fördelar

- Förutsatt att standardkostnaderna på ett bra sätt beaktar företagens objektiva förutsättningar, kan det vara en modell som på ett mer nedbrutet sätt mäter verksamhetens olika delar.
- Företagen kan ha stor nytta av att använda regleringens resultat vid effektivisering av enskilda processer och funktioner i företaget.
- Möjlighet ges till jämförelser av processer och funktioner företagen emellan.
- Modellen ger företagen ett ekonomiskt intresse att effektivisera och utgör därmed ett alternativ som ger starka incitament till fortsatt effektivisering.

Nackdelar

- Det kan vara svårt att ta fram rimliga standardkostnader, även om relativt stora resurser läggs ned, för att nå en godtagbar och av alla accepterad nivå som tar hänsyn till företagens objektiva förutsättningar.

- Risk finns att enskilda företag får orimligt höga krav på effektivisering i startskedet.
- Löpande kostnader måste specificeras på ett mer detaljerat sätt, motsvarande standardkostnadernas nivå.
- Standardkostnader ger sannolikt täckning enbart för lagstadgade tjänster. Svårt att beakta tjänster utöver detta som kan vara till nytta för kunderna och som åtminstone inledningsvis godkänns om man utgår från faktiska kostnader.

12 Ex ante reglering i andra länder

12.1 Norge

Allmänt

Elmarknaden i Norge avreglerades den 1 januari 1991. Energisektorn lyder under Energilagen från 1990 – en allmänt hållen lag som utgör den juridiska grunden för reglering av nätverksamheten i Norge, den s k monopolkontrollen.

Energilagen kompletteras med föreskrifter från Olje- och Energidepartementet (OED), som dock i stor utsträckning delegerat beslutsbefogenheterna enligt den norska Energilagen till Norges Vattendrags- och Energidirektorat (NVE)

Nätföretagen kan klaga på NVE:s beslut angående intäktsramen (*ungefär hälften av nätföretagen brukar överklaga NVE:s beslut om intäktsramar*) till Olje- och energidepartementet (OED), men ställs till NVE som därvid har möjlighet att ompröva sitt beslut.

Under överklagandeprocessen gäller NVE:s beslut om inte annat anges, dvs. ex ante reglering. Om NVE inte finner skäl att ompröva sitt beslut skickas överklagandet tillsammans med ett yttrande till OED, vars beslut inte kan överklagas. En prövning i OED kan ta flera år. NVE:s beslut kan inte överklagas till domstol

Intäktsramsreglering 1997-2001

Den grundade sig på företagens kostnader från 1994 och 1995, avskrivningar från 1995 och avkastning på bokfört kapital per den 31/12 1995. Referensräntan var fast under hela perioden och var 8,3 %, baserad på en riskfri ränta på 6,8 % + riskpremie på 1,5 %. Intäktsramen justerades årligen för inflation, ändringar i elpris (nätförluster) samt effektivitetsfaktor på 1,5 % samt schablontillägg för nyinvesteringar på 0,5 * ökningen av företagets levererade energi. Individuella effektivitetskrav (0-3%) infördes 1998 och 1999 infördes de på region- och stamnätet. Dessa baserade sig på effektivitetsanalyser. År 2001 infördes KILE (kvalitetsjustering av intäktsramen för icke levererad energi).

Intäktsramsreglering 2002-2006

Underlaget för intäktsramen fastställdes utifrån uppgifter från 1996-1999. Intäktsramen justerades årligen för inflation och ändringar i elpris i likhet med föregående period. Mindre justeringar gjordes i modellen. Referensräntan gjordes flytande och baserades på ett 3-års medelvärde av den 5-åriga obligationsräntan. Vidare höjdes riskpremien till 2 %. Det generella effektivitetskravet var fortfarande 1,5 % medan de individuella effektivitetskraven ökade i spridning (0-5,2 %). De grundade sig på samma typ av effektiviseringsanalyser, dock med mindre modelljusteringar.

KILE-regleringen utvecklades och fick större genomslag på grund av väsentligt högre KILE satser. Dessutom infördes sex kundgrupper i stället för två.

Frikopplingen mellan företagets intäkter och kostnader som följde av den långa reglerperioden och tidseftersläpningen av regleringen gav starka incitament för effektivisering samtidigt som eftersläpningen ställde till problem för såväl företag som kunder.

Intäktsramsreglering 2007-2012

Ökade inslag av normerade (*ett genomsnitt av branschens*) kostnader.

Underlaget ska baseras på uppgifter 2 år tillbaka i tiden.

Underlaget för intäktsramen uppdateras årligen i stället för som tidigare vart femte år.

Regleringsperioden är 5 år. Medför bättre villkor för investeringar.

Förstärkta incitament för effektivitet. Stor förändring av DEA.

Skälig avkastning beräknas utifrån WACC-modell. Avkastningen baseras på statsobligationsräntan (5 %) samt risktillägg (3 %), totalt 8 %. Uppdateras årligen.

Inget avkastningstak men väl ett golv (2%)

Nya regleringen från 2007

Intäktsramen räknas fram enligt nedanstående formel:

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

I formeln står

- IR_t för intäktsramen år t
- K_t för det enskilda företagets inflationsjusterade kostnadsunderlag från år t-2 och inkluderar kostnader vid utbetalning för långa avbrott
- f är en vektor av inflationsjusterad KILE och
- q_{t-2} är en vektor av volymen ILE för varje kundgrupp år t-2
- K_t^* är kostnadsnorm för företaget som framkommit som resultat av sammantagna effektivitetsanalyser av företagen och som baseras på data från år t-2, och inkluderar KILE-kostnader
- JP är en justeringsparameter för investeringar

Fastställande av intäktsram

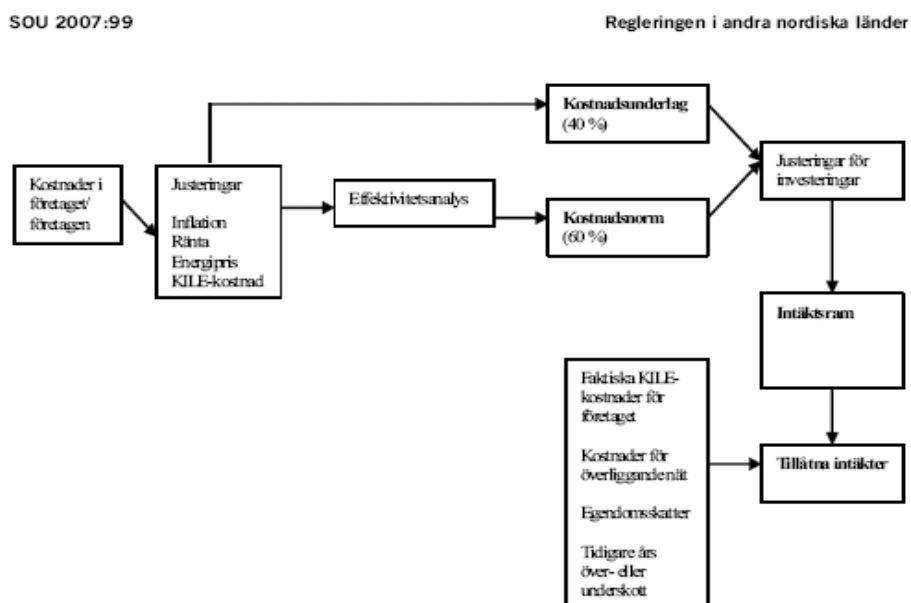
- Intäkterna ska täcka verksamhetens kostnader samt avskrivningar och ge rimlig avkastning på investerat kapital.
- Avkastningen får inte vara orimligt hög.

- För att säkra att leveranskvaliteten upprätthålls ska NVE även fastställa en nedre gräns för avkastningen.
- Huvudprinciperna för beräkning av intäktsramen ska revideras åtminstone vart femte år.
- Nätföretagen bestämmer själva hur tarifferna ska utformas utifrån NVE:s föreskrifter om att de ska vara objektiva och icke-diskriminerande samt i största möjliga mån ge incitament till ett effektivt utnyttjande av nätet. Detta har lett till att tariffens rörliga del är relativt hög.

NVE fastställer årligen en intäktsram för varje elnätsföretag

- NVE informerar företagen i början av december varje år om hur de avser att beräkna intäktsramarna för respektive företag.
- Företagen har därefter drygt en månad på sig att yttra sig över NVE:s förslag.
- I slutet av januari fastställer NVE genom beslut företagens intäktsramar.
- Förfarandet vid fastställandet av intäktsramar för lokal- och regionnät-företag sker i princip på samma sätt även om parametrarna i NVE:s effektivitetsanalys är olika. I huvudsak gäller även samma regler för stamnätet (dock ingen KILE reglering).
- Intäktsramen baseras på företagets historiska kostnader (40% från 2009) och på av NVE beräknad kostnadsnorm (60% från 2009). 2007 och 2008 var fördelningen 50/50

Principskiss av hur intäktsramen beräknas



Kostnadsunderlag

Kostnadsunderlaget bestäms mot bakgrund av företagets kostnader från senaste räkenskapsrapporter, d.v.s. två år tillbaka i tiden. Utgångspunkten är företagets kostnader för

- Drift och underhåll
- Kapital
- Nätförluster

Kostnadsunderlaget (inkl kapitalkostnaden) är baserat på bokföringen och har en vikt på 40 % medan kostnadsnormen (resterande 60 %) baseras på DEA (med konstant skalavkastning).

- Därtill läggs en kostnad p.g.a. av den s.k. KILE-regleringen.
- Drift och underhåll
 - Här ingår kostnader för personal, mätning samt övriga kostnader för att bedriva nätverksamheten. I posten ingår även den ersättning nätföretaget erlagt till sina kunder p.g.a. längre (>12 tim) elavbrott.
 - Beloppet justeras med KPI för att motsvara kostnaden för aktuellt år.

Kostnadsnorm

Vid beräkning av kostnadsnormen utgår man i princip från samma kostnadsposter som vid beräkningen av kostnadsunderlaget men uppgifterna är sammanställda från samtliga nätföretag.

NVE gör effektivitetsanalyser där de olika företagens yttre objektiva omständigheter inverkar på den slutliga normen för det enskilda företaget.

- Inledningsvis justerades intäktsramen ned med ett generell effektivitetskrav på 1,5 % per år för samtliga företag.
- Senare infördes individuella effektivitetskrav 0-3 % beroende på hur företagen kom ut ur de sammanlagda effektivitetsanalyserna med hjälp av DEA. De som var 100 % effektiva fick 0 % och de som hade en effektivitet på 70 % eller lägre erhöll 3 %.
- De individuella effektivitetskraven har därefter ökat ytterligare till som max 5,2 %.

Det är fråga om t.ex. geografiska skillnader och skillnader i klimat samt antalet kunder och levererad energi.

Kostnadsnormen K^* , vilken f_n motsvarar 60 %, är satt så att genomsnittsavkastningen över tid ska ligga runt referensräntan (knappt 8 %)

- Normen är baserad på sammantagna effektivitetsanalyser inom branschen.
- NVE beräknar årligen en ny norm.
- Ju effektivare ett företag är i förhållande till övriga nätföretag ju högre intäktsram i förhållande till övriga. Notera att den totala ramen är given.

- I tidigare reglering var det endast de mest effektiva företagen som över tid kom upp till referensräntan
- Denna förändring höjer genomsnittsavkastningen i branschen men är nödvändig för att säkra framtida investeringar. Samtidigt ökar spridningen i avkastning mellan företagen
- Minimiavkastning på 2 %

Separata modeller används för lokal- respektive regionnät.

DEA-modell

En DEA analys som är gemensam för alla utom Statnett har använts sedan 1998 med mindre justeringar. 2007 vidtogs en större justering . Före 2007 användes variabel skalavkastning (VRS) och därefter konstant skalavkastning (CRS)

Parametrar i DEA-modellen från 2007

- Input
 - Totalkostnader (NOK)
- Totalkostnaderna består av:
 - Förlustkostnader
 - Avskrivningar
 - Driftskostnader
 - Kostnader för nättjänster
 - Normalavkastning
 - Värdet av icke levererad energi, förväntat (KILE)
- Output
 - Prestationer och ramvillkor
- Prestationer lokalnät
 - Levererad energi (MWh)
 - Antal kunder (mätpunkter) (uppdelat på fritidsboende och övriga)
 - Antal nätstationer (istället för lågspänningsledningar (km))
 - Högspänningsledningar (km)
- Ramvillkor lokalnät
 - Gränsskillnadsparameter (mellan region- och lokalnät)
 - Kustklimat
 - Skog
 - Snöfall
- Prestationer regionnät
 - Luftledningar (km)
 - Jordkabel (km)
 - Sjøkabel (km)
 - Antal nätstationer
- Ramvillkor regionnät
 - Skog

Geografiparametrarna (kustklimat, skog och snöfall) multipliceras med längden högspänningsluftledningar.

NVE utvecklingsplan för lokalnät

- Följa utvecklingen av inmatning från småskalig vattenkraft
- Utveckling av DEA
- Pilotstudie under 2008 baserade på den svenska nätnyttomodellen!

Kritik av den norska reglermodellen

I Norge har DEA modellen kritiserats för bl.a.

- Bristfälliga indata gällande bl.a. olika principer för framtagande av FTE (antal heltidsanställda) och kapitalkostnaden
- Dålig underbyggd modell vad gäller kostnadsdrivare
- Svaga incitament för investeringar
- Leverantörsbyten påverkar effektiviteten negativt

Befintlig modell anses inte svara upp till kravet på en objektiv och stabil modell som befrämjar effektivitet, (tillräckligt) hög kvalitet, rimlig avkastning etc.

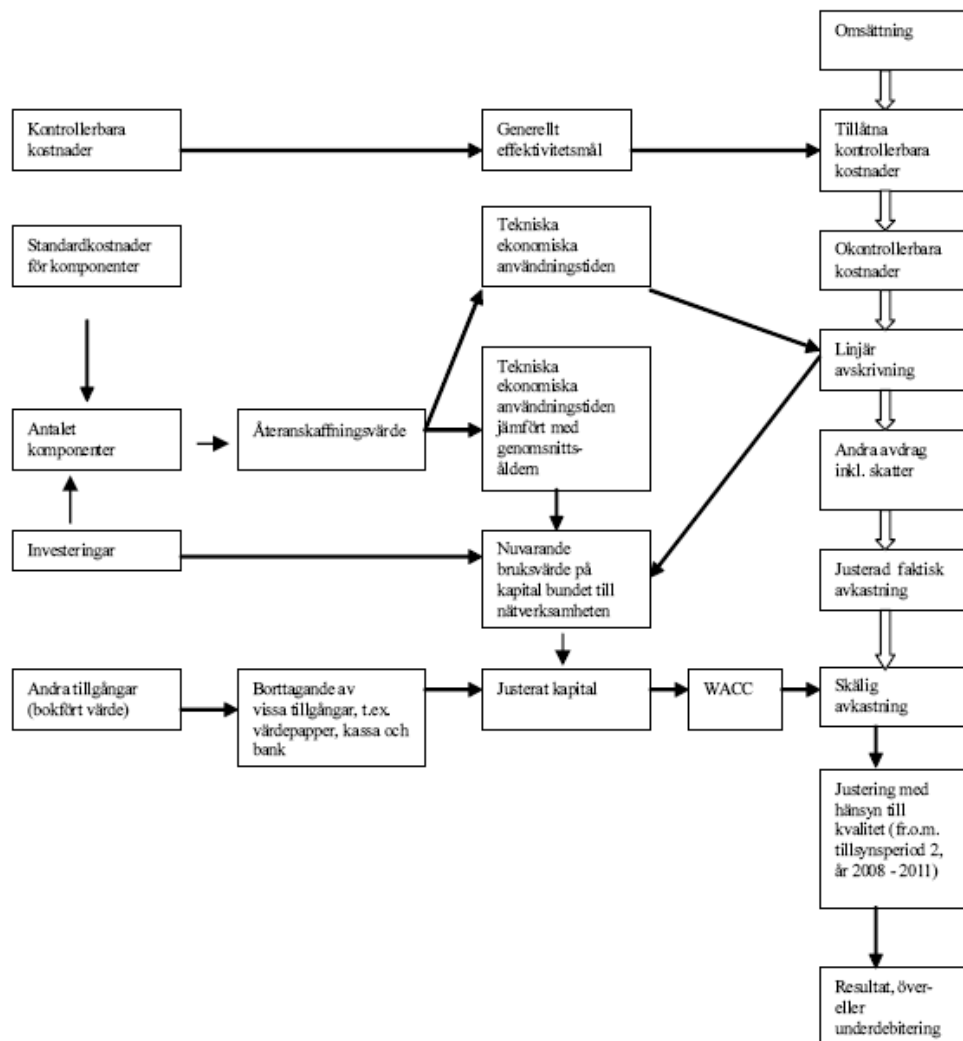
NVE:s val av DEA-parametrar anses väl tillgodose nätföretag som relativt sett är utsatta för snö, vind samt har glesa nät i skogsbygd.

Då nätföretagen totalt har en given intäkt, innebär detta att större tätortsdistributörer (tillväxtregioner) får en lägre intäkt över tid än vad som anses skäligt.

Vald kapitalbas (bokförda värden) anses inte avspegla verkligheten.

12.2 Finland

Nedanstående bild ger en översikt av hur den totala skälighetsbedömningen går till. Vi beskriver sedan närmare den delen som här är av intresse, d.v.s. effektivitetsjämförelserna och regleringen av OPEX.



Grundläggande principer i den finska effektiviseringsmodellen enligt finska regeringens proposition till elmarknadslagen (RP 138/1994 rd, PR 127/2004 rd) är följande:

- Nuvarande kostnadsnivå bör jämföras med de kostnader som nättinnehavare de facto skulle ha möjlighet att uppnå.
- När effektiviseringskrav fastställs, skall vid sidan om den uppmätta effektiviseringspotentialen hänsyn även tas till nättinnehavarens faktiska möjlighet att effektivisera verksamheten under tillsynsperioden
- Effektiviseringskravet bör fastställas så att det inte styr nättinnehavarens verksamhet på ett sätt som äventyrar elleveranssäkerheten eller säkerställandet av leverans av el av tillräckligt hög kvalitet.

Enligt effektivitetsjämförelsen sätts ett företagsspecifikt effektiviseringskrav som beaktar den effektiviseringspotential som nätinnehavaren själv har. Den effektivisering och avkastningsökning som sker i hela branschen beaktas med ett generellt effektiviseringskrav. Det generella effektiviseringskravet i Finland för perioden 2008-2011 är 2,06 %. Det generella effektiviseringskravet baseras på flera års DEA-mätningar.

Effektiviseringskrav riktas mot påverkbara operativa kostnader d.v.s. de kostnader som nätinnehavare kan påverka själv. Påverkbara operativa kostnader beräknas som en summa från en reviderad särredovisad resultaträkning. De kostnadsposter som ingår i effektivitetsmätningen och som innehåller effektiviseringskrav är följande

- = *Material, förnödenheter och energiinköp*
- + *Ökning eller minskning av lager*
- + *Personalkostnader*
- + *Hyror*
- + *Övriga köpta tjänster*
- + *Interna kostnader*
- + *Övriga kostnader*
- + *Erlagda standardsättningar (om de inte ingår i övriga kostnader)*
- *Tillverkning för eget bruk*

Posterna är baserade på finska bokföringslagen och förordningen om särredovisning av elnätverksamhetens bokslutsuppgifter. Förlustel och avgifter till andra nät ingår inte i påverkbara operativa kostnader och inget effektiviseringskrav riktas mot dem. Operativa kostnader tas från resultaträkningen och summan används, så alla kostnaderna behandlas på samma sätt. Varje nätinnehavare kan då själv bestämma vilka kostnader som är lönsammast för dem att effektivisera.

I effektivitetsmätningen ingår vid sidan av påverkbara operativa kostnader också kapitalkostnader och avbrottskostnader. Nätinnehavarens effektivitet är då granskad på grund av de totala kostnader som kunder upplever. Till exempel kan ett företag tillåtas ha högre operativa kostnader tack vare god elkvalitet (lägre kvalitetskostnader), medan ett annat kan tillåtas ha lägre operativa kostnader på grund av dyrare nät (högre kapitalkostnader). När effektivitetsmätningen är baserad på totala kostnader, tas bättre hänsyn till olika verksamhetsområden och olika sätt att driva verksamheten. Effektivitetsmätning görs med hjälp av DEA- och SFA-modell. Variablerna i modellerna är följande:

- Resursvariabler är totala kostnader som består av summan av påverkbara operativa kostnader, avskrivningar och avbrottskostnader

- Prestationsvariabler är elnätets totallängd, antalet konsumentkunder hos nätinnehavaren och värdet på energin som överförs till konsumtion (SFA innehåller en extra variabel som beskriver cityområden).

I effektivitetsmätningen används medelvärden från åren 2003 - 2006 som resurs- och prestationsvariabler när så är möjligt. I annat fall används en så lång tidsserie som ges möjlighet till. Genom att använda medelvärdet för fyra år strävar man efter att minska den slumpmässiga variation som användandet av uppgiftsmaterial från ett enskilt år innebär.

DEA-modellen är icke avtagande skalavkastning (NDRS) som förutsätter att små nätinnehavare har en skalnackdel som beror på verksamhetens storlek. Däremot förutsätter modellen inte att stora nätinnehavare skulle ha skalnackdelar av omfattningen på sin verksamhet. DEA tar relationer mellan olika resurs - och prestationsvariabler och bildar från alla de här relationerna en front, som beskriver de effektiva kostnaderna. DEA-fronten kan vara känslig för fel i data eller för unika företag. I SFA bildas istället fronten så att inget av företagen har samma kostnader som fullt effektiva företag. Därför får inget företag ett effektivitetstal lika med 1, men fronten är heller inte så känslig för fel i data eller unika företag. SFA behandlar olika variabler var för sig, så den innehåller inte till exempel den kund/nätlängd-relation som beskriver skillnaden mellan cityområde och landsbygdsområde. Båda modellerna har sina för- och nackdelar och därför bör båda modellerna användas tillsammans.

Eftersom båda modellerna innehåller osäkerheter, använder finska myndigheten medelvärdet av DEA- och SFA-talen och korrigerar talen med en osäkerhetsmarginal. Ytterligare korrigeras effektivitetstalen med hur stor andel OPEX utgör av de totala kostnaderna. Trots att effektivitetsmätningen baseras på totala kostnader kan företagen bara påverka operativa kostnader på kort sikt, och därför ska effektivitetskraven riktas endast mot operativa kostnader. Det korrigerade effektivitetstalet används sedan som företagsspecifik effektiviseringspotential. Med hänsyn till modellernas osäkerheter och myndighetens plikt att följa försiktighetsprincipen, borde det högsta värdet användas som effektiviseringspotential liksom myndigheten i Tyskland gör. Frågan ligger för närvarande i marknadsdomstol i Finland.

Effektiviseringspotentialen är till sist uppdelad till ett årligt effektiviseringskrav. Myndigheten anser att rimlig tid att effektivisera operativa kostnader är 8 år (2 regleringsperioder). Den företagsspecifika effektiviseringspotentialen är också korrigerad varje år med inflation och nättillväxt.

Tillåtna kontrollerbara operativa kostnader består av generellt effektiviseringskrav, företagsspecifikt effektiviseringskrav och

nätinnehavarens historiska kontrollerbara operativa kostnader vartill effektiviseringskraven är riktade. Det referensvärde till de 2008-2011 tillåtna kontrollerbara operativa kostnaderna kommer från nätinnehavarens medelvärde av kontrollerbara operativa kostnader 2003-2006.

Den finska kostnadseffektiviseringsmodellen som utgår från nätinnehavarens egna historiska kostnader har sina för- och nackdelar. En modell som använder verkliga kostnader, tar hänsyn till olika verksamhetsområden och effektiviseringsmöjligheter. Den ger också möjlighet till långsiktig verksamhetsplanering, som är viktigt i nätverksamheten. Den är också relativt lätt att utveckla och företagen behöver inte rapportera särskilda data till myndigheten. En svaghet är att modellen, med sin bakåtblickande utformning, inte med automatik tar hänsyn till förändringar i omvärlden som kan påverka kostnaderna. Detta kan t.ex. vara nya krav som har att göra med energieffektivisering, utveckling av elmarknaden eller dylikt, och som orsakar kostnadshöjningar.

12.3 Tyskland

På samma sätt som Sverige måste anpassa sig till ex ante reglering enligt Elmarknadsdirektivet, är man i Tyskland just nu i färd med att införa en ny regleringsmodell. Metoden baseras på intäktstak och är av samma slag som nu föreslås i Sverige. Regleringsperioderna ska vara fem år och den första inleds 2009. BNetzA, den tyska reglermyndigheten, har föreslagit att man under två regleringsperioder ska använda sig av en modell utgående från faktiska kostnader. Effektiviseringskrav ska sedan ställas för att på det sättet få företagen att uppnå sin effektiviseringspotential. Därefter ska man kunna övergå till måttstockskonkurrens.

Till en början ska företagen lägga ut vissa uppgifter om sin verksamhet på Internet som krävs för regleringen. På sikt kommer myndigheten bygga upp ett tekniskt-ekonomiskt anläggningsregister för att tillgodose de krav på information som regleringen kräver.

Nedan beskrivs huvuddragen i den modell som fr.o.m. 2009 kommer att användas i Tyskland:

Effektivitetsmodeller

- DEA och SFA (mest gynnsamma utfallet för företaget)

Resursvariabler:

- Totala kostnader minus opåverkbara (skatt, överliggande nät, nätförluster, ...)
- CAPEX (Körning med både bokfört värde och replacement value, d.v.s. bokfört värde delvis uppräknat med inflationen)

Prestationsvariabler:

- Antal kunder (connection points)
- Område (supplied area)

- Ledningslängd
- Max överförd effekt (maximum load)
- Fler variabler tänkbara

Individuellt effektiviseringsmål

- Mest gynnsamma utfall från benchmarking (4 körningar)
- I vissa fall justering för särskilda omständigheter
- Min effektivitet begränsad till 60 %
- Fastställd ineffektivitet ska åtgärdas inom två perioder, d.v.s. tio år. Ev kvarstående ineffektivitet ska därefter åtgärdas inom fem år.

Generellt effektiviseringsmål

- 1,25 % första tillsynsperiod (1,50 % andra tillsynsperiod)

Kvalitetsreglering

- Är tänkt att ingå, men tills vidare uppskjuten p.g.a. bristfällig indata

Undantag

- Förenklad metod för små företag (<30 000 kunder, 1/3 av företagen)

12.4 England

I England finns endast 14 elnätsföretag. Detta innebär att förutsättningarna för myndigheten (Ofgem) att bedriva arbetet med reglering är väsentligt annorlunda än i Sverige med ett mycket större antal företag. Ett inslag i arbetet med att studera företagens kostnader är att myndigheten, med hjälp av konsulter, besöker och träffar representanter för företagen vid ett antal tillfällen. Ett sådant angreppssätt skulle vara svårt att översätta till svenska förhållanden.

Metoden för att fastställa tillåtna OPEX-kostnader innehåller fem delar:

- Översyn av kostnader och uppnådd effektivisering hittills under innevarande regleringsperiod, uppskattad effektivisering under resten av densamma samt uppskattad effektivisering under nästkommande period. Vid denna översyn har konstaterats ett stort behov av att förbättra rutinerna kring företagens inrapportering av kostnader. På sikt kommer dessa att behöva rapporteras in årligen i mer jämförbar form, vilket företagen ställt upp på.
- Framtagande av normaliserade och jämförbara kostnader utgående från faktiska kostnader 2002/03. För att få jämförbara värden på prestationerna används en *composite scale variable* (CSV) när benchmarking av OPEX görs. CSV är en sammanvägning av parametrar. För närvarande byggs CSV i England upp av ledningslängd till 50 procent samt antal kunder och överförd energi

med 25 procent var. Tidigare viktades antal kunder med 50 procent och de övriga två parametrarna med 25 procent var. Vissa andra objektiva förutsättningar (regional factors) har även kompenserats för i "normaliseringen".

- Normaliserade OPEX jämförs företagen emellan. Myndigheten använder regressionsanalys (COLS) för att avgöra hur effektiva företagen är (DEA-analys används inte). Målet är att företagen ska nå en effektivitet som i övre kvartilen (klara tre fjärdedelar av optimalt effektiviseringskrav), medan företagen argumenterar med utgångspunkt i svagheter i modellen för att istället jämföras med ett genomsnitt.
- Beaktande av annat underlag avseende effektiviseringsmöjligheter (t.ex. Ernst & Youngs Operational efficiency work), förväntade förändringar i företagets verksamhet, framtida kostnader samt särskilda justeringar.
- Tillbakaläggande av vissa kostnadsposter som beräknats separat (t.ex. pensionskostnader)

13 Regionnät

Vi har i rapporten som helhet varit generella och inte i någon större omfattning specialstuderat regleringen av löpande kostnader i regionnätet. Omedvetet har det sannolikt varit så att vi ofta har tänkt främst på lokalnätet. Möjligen är detta en brist och i arbetet framöver bör kanske mer vikt läggas vid att studera skillnaden i förutsättningar. Tanken har i alla fall varit att regleringsmodellen så långt det är möjligt ska vara gemensam för lokal- och regionnät. Det tror vi är det bästa sättet för att undvika oönskade styreffekter mellan lokal- och regionnät.

I vissa fall kan det ändå vara nödvändigt att göra anpassningar för att modellen ska vara tillämpbar även i regionnätet. Ett problem med att använda DEA-analys för regionnätsföretagen kan t.ex. vara att det finns så få regionnätsföretag. I en DEA-analys bör antalet företag vara väsentligt större än antalet variabler, vilket gör att den typen av problem särskilt måste studeras vid utformningen av en modell.

14 Slutsatser

Som framgår av rapporten har vi inom flera områden identifierat behov av fortsatt utredning, fördjupade studier utifrån sifferunderlag o.s.v. Detta är nödvändigt för att med säkerhet kunna bedöma konsekvenserna av olika metodval. Utifrån de principiella resonemang vi fört har vi ändå kommit fram till vissa slutsatser kring lämplig inriktning i frågorna. I detta avsnitt sammanfattas de viktigaste slutsatserna. Mer utförliga motiveringar, beskrivningar och förklaringar till våra slutsatser ges i tidigare avsnitt. Tanken är att detta avsnitt kan ge en första bild av hur en modell skulle kunna utformas utifrån vår studie. I den mån det har varit möjligt har gruppens egna åsikter övervägts tillsammans med de erfarenheter vi kunnat hämta från andra länder.

14.1 Definition OPEX

I samband med övergången från befintlig regleringsmodell till en ny, är det ett lämpligt tillfälle att samordna och tydliggöra rapporteringen. De löpande kostnaderna (OPEX) bör definieras utgående från resultaträkningen i Årsrapporten eller dess motsvarighet. Med de beteckningar som där används ser definitionen ut som nedan. Kostnader anges med minustecken och intäkter med plustecken, vilket resulterar i ett negativt OPEX.

OPEX

$$=RR73190 - RR73150 - RR73160 + RR71140$$

Påverkbara OPEX

$$= RR73190 - RR73150 - RR73160 - RR7320 + RR71140$$

I det fall tjänster köps i stället för att utföra saker i egen regi eller resurser i övrigt hyrs i stället för att de ägs, kan OPEX behöva justeras. De resurser som via standardkostnader ingår i kapitalbasen kräver en reduktion av OPEX, motsvarande de kapitalkostnader som genererats. På detta sätt blir modellen neutral avseende sättet att utföra uppgiften på.

14.2 Faktiska kostnader inledningsvis, standardkostnader övervägs på sikt

På grund av svårigheterna att ta hänsyn till de olika företagens objektiva förutsättningar i det fallet att standardkostnader används, är det mycket som talar för att faktiska kostnader ska användas till en början. Ytterligare en omständighet som talar för faktiska kostnader är att det är en helt ny regleringsmodell och -metod som ska börja tillämpas. Om utgångspunkten är verklighetens faktiska kostnader, om än med effektiviseringskrav, förefaller chanserna vara större att åstadkomma en naturlig väg in i det nya synsättet. Alternativet med att redan inledningsvis tillämpa en fiktiv schablon, kanske inte möter samma acceptans hos alla berörda parter. Standardkostnader har emellertid den fördelen att företagen får ett starkare ekonomiskt intresse att effektivisera. En övergång till standardkostnader på sikt kan visa sig vara det som skapar starkast incitament för effektivisering och bör därför utredas vidare, i takt med att förutsättningarna ändras.

14.3 Effektivitetsjämförelser genom DEA och SFA

Erfarenhet från andra länder visar att olika modeller med fördel används parallellt för att kompensera för varandras brister. De modeller som då används är DEA och SFA. Högsta effektivitetsmått för respektive företag bör användas i jämförelsen.

Resursvariabler i effektivitetsjämförelsen bör utgöras av totala kostnader. Logiken i detta är att det är de totala kostnaderna som ligger bakom prestationen som mäts. Ur kundens synvinkel är det ointressant vilken slags kostnader som genererar nytta. Relationen mellan påverkbara OPEX och de totala kostnaderna används sedan för att begränsa effektiviseringskravet till den del som är möjlig att påverka.

Prestationsvariabler bör väljas så att de mäter med avseende på såväl kunder, elanläggningar och överföring.

Särskilt med tanke på elnätets ålder krävs att modellen är välbalanserad. Om ett äldre nät medför att tillåten kapitalkostnad är lägre än för ett nyare nät måste OPEX i motsvarande grad tillåtas vara högre. Valet av resursvariabler ovan bör styra rätt i det avseendet.

Företagen bör delas in i grupper så att de jämförs med andra företag som har liknande förutsättningar. Möjligheten bör även utnyttjas att använda ramfaktorer som tar hänsyn till olika objektiva förutsättningar.

De aktuella modellerna är s.k. "frontmodeller". En möjlighet är att kombinera en front och ett genomsnitt. Det ger både något att sträva mot och något mer stabilt att jämföra med. Utgående från båda dessa nivåer går det kanske dessutom att hitta en väl avvägd nivå däremellan, som både representerar hög effektivitet och samtidigt ger en koppling till vad som är realistiskt att uppnå. Denna utgångspunkt, med en avvägning mellan "best practice" och genomsnittlig nivå, är även relevant avseende standardkostnader. En framtida övergång till standardkostnader kan därför underlättas om effektivitetsjämförelser utgående från faktiska kostnader har utförts med detta synsätt.

14.4 Tillämpning

Utfallet i modellerna innehåller viss osäkerhet och det årliga effektiviseringskravet bör av den anledningen begränsas något. I Finland används t.ex. en osäkerhetsfaktor =0,84, som kan vara rimligt.

Relevant tid måste ges för den effektivisering som modellen anvisar. Utifrån erfarenhet från andra länder är tre regleringsperioder (12 år) en rimlig period som är realistisk och kan få acceptans.

Om det är sakligt motiverat och utfall från genomförda relevanta mätningar (t.ex. produktivitet i förhållande till andra jämförbara branscher) visar att det finns en generell effektiviseringspotential i branschen, kan individuella effektiviseringskrav kompletteras med generella krav.

Modellen ska genom val av variabler och ramfaktorer rimligt väl ta hänsyn till objektiva faktorer. Då en modell aldrig är fullkomlig måste det finnas viss möjlighet till särskild förhandling om ett företag uppenbart missgynnas av objektiva förutsättningar som modellen inte är kapabel att hantera.

14.5 Utredningens alternativ 2 är mest intressant

Av utredningens tre alternativ finner vi att något av alternativ 1 och 2 är att föredra, då de utgår från faktiska kostnader. Alternativen är relativt lika, men vi föredrar alternativ 2. Anledningen är att vi tolkar det som att indata där hämtas från en period av år, vilket ökar stabiliteten. Dessutom finns där möjligheten att kombinera både generella och individuella effektiviseringskrav, vilket under vissa förutsättningar skulle kunna resultera i en mer precis modell. Vi ser det också som en fördel att effektiviseringskravet ligger fast under hela regleringsperioden och gör modellen mer förutsägbar, åtminstone för fyra år i taget.

Alternativ 3, med standardkostnader, uppvisar fördelar som kan komma att väga tyngre på sikt. Inledningsvis bedömer vi emellertid att förutsättningarna inte talar för standardkostnader.

Projektgrupp OPEX består av:

Tomas Malmström	E.ON Elnät
Leif Boström	Fortum Distribution
Heini Laamanen	Fortum Distribution
Gunilla Magnusson	Arvika Elnät
Michael Adgård	Halmstads Energi och Miljö Nät
Mattias Johansson	Dala Elnät
Lars-Erik Aspling	Sundsvall Elnät
Thorstein Watne	Vattenfall Eldistribution
Herlita Bobadilla-Robles	Gävle Energi

Bilaga 1 - Särskilda förutsättningar för regionnät

Inledning

Vår tolkning av Energinätsutredningens delbetänkande (SOU 2007:99) är att både lokalnät och regionnät ska regleras enligt samma grundläggande principer. I vårt uppdrag ingår dessutom att studera frågan både ur ett lokalnäts- och ett regionnätsperspektiv. Då vi i rapporten oundvikligen ofta utgår från lokalnätsperspektivet, kompletteras den här med en specialstudie av regionnätens förutsättningar. Den intressanta frågeställningen är om det är möjligt att skapa en regleringsmodell som kan hantera både lokal- och regionnät med avseende på löpande kostnader (OPEX). Om detta inte visar sig vara möjligt är det viktigt att klargöra varför. Vidare är frågan om det i så fall går att anpassa modellen på något sätt och i så fall hur den anpassningen ser ut. Eller om det ska vara en helt annan typ av regleringsmodell och vad det i så fall får för konsekvenser.

Grundläggande skillnader mellan lokal- och regionnät

Regionnätet används huvudsakligen för överföring från stamnätet till lokalnätet och i vissa fall för direkt överföring till större kunder. Verksamheten bedrivs inom ramen för linjekoncession. Lokalnätet ansluter till regionnätet och används däremot huvudsakligen för distribution till slutkunder. Lokalnäten innehar i första hand områdeskoncession för sin verksamhet inom ett givet geografiskt område. Vissa överföringsledningar med linjekoncession kan ingå i lokalnätet och redovisas inom samma enhet. Hur dessa ”regionledningar” som ändå ingår i redovisningsenheter för lokalnät (benämns ofta ”eget överliggande nät”) ska betraktas är en intressant fråga som bör studeras särskilt. Vi väljer här att utgå från den uppdelning i redovisningsenheter mellan region- och lokalnätsverksamheter som råder idag.

Lokal- och regionnätsverksamhet ingår i samma system och bedriver bägge nätverksamhet, men syfte och utformning skiljer sig åt i enlighet med beskrivningen ovan. Vissa av dessa förutsättningar kan givetvis påverka hur reglering av nätavgifterna kan ske. Vi ger här exempel på några förutsättningar vi bedömer kan vara av intresse i detta sammanhang.

Antal företag/redovisningsenheter

Antal redovisningsenheter för lokalnät uppgår till 177 st. (år 2007).

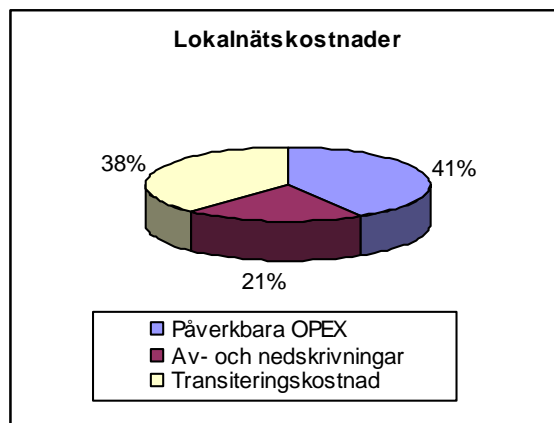
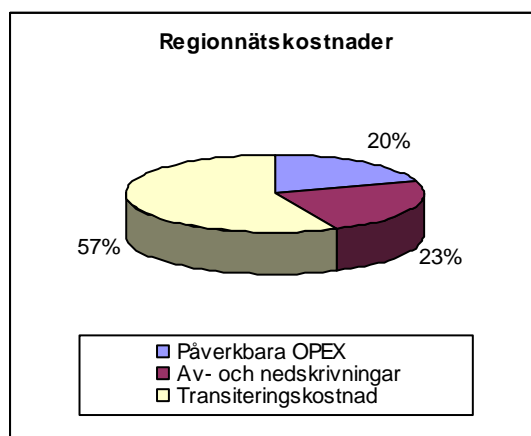
Antal redovisningsenheter för regionnät uppgår till 5 st. (år 2007) och drivs inom 4 st företag, se nedan:

<u>Nätföretag</u>	<u>Redovisningsenhet</u>
E.ON Elnät Sverige AB	Regionnät
Fortum Distribution AB	Stockholm
Fortum Distribution AB	Dalarna/Örebro
Skellefteå Kraft Elnät AB	Regionnät

Vattenfall Eldistribution AB Regionnät

Kostnadsfördelning

Andelen påverkbara OPEX utgör en mindre andel av kostnaderna i regionnäten än i lokalnäten. Genom att betrakta medelvärdet för alla redovisningsenheter finner man att andelen utgör ca. 20 % mot ca. 41 % för lokalnäten (medelvärde för åren 2005-2007).



Definitionen av påverkbara OPEX i rapporten s. 9 har använts i ovanstående diagram. De tre kostnadsslagen tillsammans utgör Summa kostnader (RR73190) med hänsyn taget till Aktiverat arbete för egen räkning (RR71140).

Leveranssäkerhet

Leveranssäkerheten är generellt sett högre i regionnäten. Medelvärdet för SAIDI och SAIFI för alla redovisningsenheter i regionnätet respektive lokalnätet ser som nedan:

(Medelvärde för åren 2004-2007)	SAIDI [min]	SAIFI [antal]
Medelvärde regionnät 130-70 kV	6,35	0,45
Medelvärde regionnät 50-20 kV	8,71	0,36
Medelvärde lokalnät	156,17	1,09

Den föreslagna modellen ur ett regionnätsperspektiv

Mycket kortfattat är principen för reglering med ex ante att en intäktsram ska tas fram i förhand inför en regleringsperiod. Löpande kostnader och kapitalkostnader behandlas var för sig som utgångspunkt för nivån på intäktsramen, för att därefter justeras för kvalitet och tidigare periods över- eller underdebitering. När det gäller de påverkbara löpande kostnaderna anges i utredningens förslag att ett effektiviseringskrav ska appliceras på dessa. Vi har i rapporten visat på argument som talar för att inledningsvis utgå från faktiska kostnader vid regleringen av OPEX. Effektiviseringskrav ska i sådana fall beräknas genom jämförelser företagen emellan. Det kan ske med hjälp av vedertagna matematiska metoder som t.ex. DEA och SFA.

En omständighet som kanske gör det angreppssättet mindre lämpligt för regionnäten är att det är så få redovisningsenheter. Ett modelltekniskt problem är att antalet jämförda enheter bör vara väsentligt större än antalet variabler som används i modellen. En konsekvens blir annars att flera av dessa kommer att framstå som fullt effektiva, vilken minskar modellens användbarhet. Dessutom kan man rent intuitivt känna att en effektivitetsjämförelse är mer relevant när jämförelsen görs mot en större grupp. Antalet redovisningsenheter för lokalnät är 177 st. och möjligheten finns då att endera utföra en jämförelse mot alla de övriga eller, utifrån valda kriterier, jämföra mot en delmängd av enheter med liknande objektiva förutsättningar. Motsvarande möjlighet finns inte för regionnäten med endast fem redovisningsenheter. Om det visar sig att effektivitetsjämförelsen inte blir relevant med endast fem redovisningsenheter återstår att försöka öka antalet. Ett sätt skulle vara att i jämförelsen ta med regionnätsföretag från andra länder, förslagsvis övriga Norden. Emellertid inför man då en osäkerhet kring hur jämförbara förutsättningarna är mellan olika länder. Kostnadsnivåer, valutakurser, annan lagstiftning, andra metoder och kulturer är frågor man då måste hantera.

Att andelen påverkbara OPEX är mindre för regionnätet är ytterligare en omständighet som bör beaktas. Vi kan konstatera att OPEX-delen i regleringsmodellen, med vad den innebär i form av effektiviseringskrav, kommer att få relativt sett mindre betydelse för regionnäten jämfört med lokalnäten. Annorlunda uttryckt kommer det effektiviseringskrav som finns inbyggt i kapitaldelen av modellen att utgöra en större del av det totala effektiviseringskravet. Detta faktum kan möjligen användas som argument för att regleringen skulle kunna tillåtas vara lite mer generell när det gäller regionnäten, detta föranlett av att effektivitetsjämförelser kan vara svårt att göra på samma sätt som för lokalnäten.

Den högre leveranssäkerheten i regionnäten, som har konstaterats ovan, borde innebära att differensen mellan bästa och sämsta utfall är mindre för regionnäten än för lokalnäten. Om detta sedan medför att justering av intäktsramen utifrån kvalitet även blir relativt sett mindre, beror på hur justeringen utförs. Avbrottsstatistiken ska på något sätt översättas till pengar och det är ännu oklart hur detta kommer att se ut. Som vi konstaterat redan i rapporten måste emellertid varje del i regleringsmodellen kunna stå på egna ben och oavsett hur kvalitetsregleringen slår mot regionnät respektive lokalnät ska det egentligen inte ha någon inverkan på OPEX-delen.

Olika alternativ för OPEX-reglering av regionnäten

Efter att ha fastslagit vissa skillnader i förutsättningar mellan regionnäten och lokalnäten har vi ovan kommenterat dessa utifrån den i rapporten föreslagna modellen. Vi redovisar här några olika alternativ för att gå runt problemen. Vissa av alternativen kan framstå som väl förenklade och generella. Vår uppfattning är att de ändå kan vara intressanta alternativ eftersom det avser få företag. Den tid som Energimarknadsinspektionen (EI) kan ägna åt varje redovisningsenhet bör vara större än för lokalnätsföretagen. Fördjupade analyser och utredningar för respektive redovisningsenhet kan då kompensera för en förenklad metod. Möjligheten till särskild förhandling, som vi i rapporten föreslagit som en sista utväg, kanske mer regelmässigt kan användas för regionnäten.

I detta sammanhang kan dessutom nämnas att Finland tillämpar en relativt enkel metod på regionnätet, med endast ett generellt effektiviseringskrav avseende OPEX. Samtidigt som det bevisligen går att upprätta en regleringsmodell på det sättet, finns det vissa företag som beroende på regionnätsfrågan upplever sig missgynnade i effektivitetsjämförelserna. Det är då framförallt samredovisning av regionledning i lokalnätet som det råder delade meningar om. Kan detta innebära att vissa kostnader inte motsvaras av aktuella intäkter på dessa spänningsnivåer, eller blir effektivitetsjämförelserna totalt sett ändå representativa? Ett annat exempel på OPEX-reglering i Finland, är den s.k. Meny-modell som används för stamnätet. Den innebär att företaget själv inför en tillsynsperiod väljer vilken kvalitetsnivå man avser att ligga på avseende t.ex. leveranssäkerhet eller kundservice. Kopplat till val av kvalitetsnivå vet då företaget vilken

tillåten OPEX som gäller för perioden. Då denna metod används endast för ett företag, som dessutom är stamnätsföretaget, är det inte självklart att den är direkt överförbar till de svenska regionnätsföretagen. Vi har dessutom inte tillräcklig kunskap om modellen för att kunna bedöma den som ett tänkbart alternativ. Modellen förefaller ha vissa likheter med den kvalitetsreglering som föreslås i utredningen och kan vara intressant att studera ytterligare.

En grundförutsättning för den modell som väljs är att den är neutral och i regleringshänseende vare sig gynnar eller missgynnar regionnätet jämfört med lokalnätet. På samma sätt som vissa lokalnätsföretag nyttjar delade resurser med försäljningsbolag, kan regionnätsföretagen ha gemensamma kostnader som schablonmässigt ska fördelas mellan redovisningsenheterna. Om grundförutsättningen med en neutral modell är uppfylld minskar betydelsen av denna fördelning för det regleringsmässiga utfallet. Detta minskar risken för oönskade styreffekter samt innebär även att frågan tar mindre resurser i anspråk av myndighetens tillsynsarbete.

1. Generellt effektiviseringskrav

Samma effektiviseringskrav tillämpas för alla redovisningsenheter. Nivån erhålles helst genom någon form av jämförelse för branschen som helhet. Detta kan göras mot andra jämförbara branscher eller med avseende på branschens produktivitetsutveckling i tiden.

Fördelar: Enkelt att tillämpa.
Generella krav måste vara väl underbyggda, motiverade och realistiska. Om detta är uppfyllt tillräckligt väl kan de vinna acceptans genom sin enkelhet.

Nackdelar: Generella krav måste vara väl underbyggda, motiverade och realistiska och kan därmed vara svåra att fastställa. Det kan t.ex. vara svårt att hitta någon annan jämförbar bransch med motsvarande krav på säkerhet och tillgänglighet.

Det kan leda till diskussioner om det generella kravet för regionnäten är rimligt i förhållande till de effektiviseringskrav som riktas mot lokalnäten.

Om endast generella effektiviseringskrav skulle ställas får ineffektiva företag samma krav som effektiva, vilket inte är rimligt.

2. Lokalnätens genomsnittliga effektiviseringskrav används som generellt krav

Om det är svårt att beräkna nivån på ett generellt krav kan genomsnittet för det som genom effektivitetsmätningar är framtaget för lokalnäten användas.

Fördelar: Enkelt att tillämpa.
Det kan anses rimligt om det bedöms finnas någon koppling mellan effektivitet i lokalnätet respektive regionnätet.

Nackdelar: Metoden kan kritiseras om kopplingen mellan lokalnät och regionnät inte är tillräckligt stark och effektiviteten inte är jämförbar.

Arbetsprocesser och därmed kostnader i regionnätet kan visa sig vara alltför olika för att på det sättet jämföras med lokalnätet.

3. Samma effektiviseringskrav som i det egna lokalnätet

Det egna lokalnätets effektiviseringskrav tillämpas även för regionnätet.

Fördelar: Alla regionnätsföretag driver även lokalnätverksamhet och verksamheten antas vara relativt väl integrerad. Då är det egna lokalnätets effektiviseringskrav mer tillämpligt än genomsnittet för branschen .

Nackdelar: Metoden är inte neutral med avseende på kostnadsfördelning mellan lokal- och regionnät. Ett lokalnät som uppvisar hög effektivitet gynnar hela verksamheten. Denna ”hävstångseffekt” skulle kunna uppfattas som särskilt olämplig om lokalnätets verksamhet är liten i förhållandet till regionnätet.

4. Standardkostnader

Standardkostnader används fullt ut även för löpande kostnader i regleringen av regionnäten.

Fördelar: Inga effektivitetsmätningar krävs.

Detta är särskilt bra om standardkostnader väljs även för lokalnät. Om standardkostnader gäller för alla nät blir det samma resultat för företag med både regionnät och lokalnät oberoende av om en anläggningstillgång redovisas som regionnät eller lokalnät.

Nackdelar: Standardkostnader för löpande kostnader kan vara svåra att ta fram. Det är svårare att ta fram standardkostnader för högre spänningar. Det finns fler speciella lösningar.

Om de objektiva förutsättningarna dessutom är olika mellan de få regionnätsföretagen finns risk för att standardkostnaderna blir individuella kostnader.

Så länge faktiska kostnader används för lokalnäten kan det vara olämpligt med en annan metod på regionnätetsnivå.

5. Faktiska kostnader kombineras med standardkostnader

Om effektivitetsjämförelser är svårare att göra med stor träffsäkerhet för regionnäten, kan man ersätta dem genom att kombinera faktiska kostnader med standardkostnader.

Fördelar: Standardkostnader börjar tillämpas successivt.

Det är en fördel om målet på sikt är att välja standardkostnader för såväl regionnät som lokalnät.

Nackdelar: Standardkostnader för löpande kostnader kan vara svåra att ta fram. Det är svårare att ta fram standardkostnader för högre spänningar. Det finns fler speciella lösningar.

Om de objektiva förutsättningarna dessutom är olika mellan de få regionnätetsföretagen finns risk för att standardkostnaderna blir individuella kostnader.

Så länge faktiska kostnader används för lokalnäten kan det vara olämpligt med en annan metod på regionnätetsnivå.

6. Samma modell som för lokalnäten

Genom nödvändiga anpassningar och särskilda analyser tillämpas samma modell som för lokalnäten, med kompensation för de problem som eventuellt uppstår.

Fördelar: Samma modell för lokalnät och regionnät minskar risken för önskade styreffekter.

Om man lyckas fullt ut borde det bli samma resultat oberoende av om en ledning eller en station redovisas som regionnät eller lokalnät.

Nackdelar: Effektivitetsmätningar är svåra att genomföra för regionnäten med endast 5 st redovisningsenheter (möjligen kan andra matematiska effektivitetsmodeller undersökas).

Slutsats

Sammanfattningsvis anser vi att slutmålet måste vara samma regleringsmodell för lokal- och regionnätet. Flera argument finns som talar för att det i förlängningen är det enda rätta dels för att åstadkomma en lika behandling av alla företag, dels för att få trovärdighet i att så verkligen sker. För att nämna några av skälen är det till att börja med inte helt självklart hur regionnät ska definieras. Som nämns ovan förekommer hos vissa företag

egna överliggande nät som på många sätt kan liknas vid regionnät, men som ändå samredovisas med lokalnätet. Så länge regleringsmodellerna skiljer sig åt mellan lokal- och regionnät kan det alltid ifrågasättas om regleringen avseende dessa anläggningsdelar verkligen blir lika i de två olika fallen. Dessutom kan det med olika modeller alltid ifrågasättas om effektiviseringskraven står i proportion till prestationen eller hur utfallet hade blivit om samma modell hade tillämpats för både lokal- och regionnät. Företag med både lokal- och regionnät har dessutom alltid att hantera en fördelning av vissa gemensamma kostnader. Även om grunderna för fördelningen är korrekta och noga redovisas kan förfarandet alltid komma att ifrågasättas.

Vi konstaterar att den gemensamma modell som har bäst förutsättningar att fungera för både lokal- och regionnät, sannolikt är en modell baserad på standardkostnader. Problemet med effektivitetsmätningar i regionnätet behöver då inte lösas. Då vi i rapporten dessutom förespråkar en lösning där vi inledningsvis utgår från faktiska kostnader för att på sikt gå över till standardkostnader, är slutsatsen att detta slutmål kan uppnås först på sikt. Alternativ 5 ovan, där faktiska kostnader kombineras med standardkostnader, tycker vi är intressant i sammanhanget. Vi tror att en successiv övergång till reglering med standardkostnader på detta sätt kan underlätta både för regionnät och lokalnät.

Det återstår alltså att avgöra på vilket sätt regleringsmodellen för regionnät kan se ut inledningsvis. Med utgångspunkten ovan övergår modellen på sikt i standardkostnader, vilket innebär att det handlar om en övergångslösning. Då anser vi att fördelarna med en relativt enkel modell överväger. I enlighet med vad vi i rapporten uttalat angående generella effektiviseringskrav anser vi även i detta fall att ett sådant i första hand bör vara sakligt grundat och bygga på bästa tillgängliga fakta. Detta skulle då kunna utgöras av en modell enligt alternativ 1 ovan. Om detta visar sig vara svårt att åstadkomma och vi saknar relevant underlag som lever upp till dessa krav, kan vi tänka oss att man baserar det generella effektiviseringskravet på den genomsnittliga nivå som tillämpas i lokalnäten, enligt alternativ 2. I något avseende kan detta anses vara motiverat för att ge en, åtminstone genomsnittligt, lika behandling av lokal- och regionnät. Som framgår av de nackdelar med alternativ 2, som vi lyft fram ovan, bör det emellertid noga vägas av mot de skillnader i förutsättningar som går att identifiera. Det genomsnittliga effektiviseringskravet i lokalnätet kan i så fall användas som en utgångspunkt för att hitta en rimlig nivå på det effektiviseringskrav som ansätts regionnätet.

Bilaga 2 - Kapitalkostnad utifrån NUAK och real annuitet

Inledning

I regleringsmodellen ska kapitalkostnader beräknas utifrån en kapitalbas. Avgörande faktorer för utfallet är dels hur kapitalbasen byggs upp, dels vilken kapitalkostnadsmetod som används. I utredningen har föreslagits att kapitalbasen ska beräknas utifrån åldersjusterat NUAK. Vilken metod som sedan ska användas för att beräkna kapitalkostnad anses inte vara lämpligt att föra in i lagtext, då modellen skulle kunna komma att förändras i ett senare skede. Det anses då vara bättre att ett bemyndigande utfärdas till regeringen (eller efter regeringens bemyndigande till Energimarknadsinspektionen) att utfärda närmare föreskrifter om detta. Utredningen anser ändå, med bakgrund av hur man föreslår att kapitalbasen ska beräknas, att en nominell linjär metod är den mest naturliga.

Inte heller i lagrådsremissen tar man definitiv ställning i dessa frågor. När det gäller kapitalbasen anser man att frågan måste utredas ytterligare och att regeringen sedan ska få utfärda närmare föreskrifter. När detta väl är beslutat, anser man det kommer att falla sig naturligt vilken kapitalkostnadsmetod som är lämpligast. Energimarknadsinspektionen ska då få välja metod. Det finns emellertid skrivningar i lagrådsremissen som antyder att en kapitalbas uppbyggd utifrån NUAK samt en kapitalkostnad beräknad med real annuitet förespråkas. Med anledning av detta har projektgrupp OPEX fått i uppgift att särskilt studera om en sådan lösning skulle påverka det som tidigare är sagt angående reglering av löpande kostnader.

Kommentarer

Vi får till en början hänvisa till avsnitt 3.2 i rapporten, där vi slår fast att varje del i regleringsmodellen bör kunna stå på egna ben. Brister eller omotiverade utfall avseende kapitalkostnader (CAPEX) eller kvalitet kan inte med självklarhet påverka hur regleringen av löpande kostnader (OPEX) ska ske. Eftersom modellen ska ge varje företag en korrekt bedömning måste regleringen av löpande kostnader så långt det är möjligt ta sin utgångspunkt i dessa. Samtidigt har vi även skrivit att den totala intäktsnivån givetvis är det som i slutänden är det mest intressanta. Det återstår att bedöma om ett sådant val av modell som här beskrivs avseende CAPEX, innebär att någon slags kompensation måste ske avseende OPEX.

När det gäller nätets ålder är denna lösning (med real annuitet) snarare något som minskar behovet av anpassning i OPEX-modellen. Som vi skriver i avsnitt 8 skulle man med en nominellt linjär metod ha en situation där CAPEX minskar med stigande ålder. I det fallet skulle det vara befogat med en anpassning så att tillåten OPEX i motsvarande grad skulle vara högre för äldre nät. Detta behov av anpassning för att få en balanserad modell slipper man med real annuitet.

I konsekvensens namn kan även argumenteras för det omvända, nämligen att en över tiden utjämnad CAPEX (som i fallet med real annuitet) borde leda till att även tillåten OPEX bör vara utjämnad. En invändning skulle då kunna komma mot vår inriktning i rapporten där vi förespråkar att inledningsvis utgå från faktiska kostnader. Ett företag med ett äldre nät och höga kostnader för drift och underhåll skulle då tillåtas ha höga OPEX-kostnader. Vi anser ändå att fördelarna med att inledningsvis utgå från faktiska kostnader överväger och att det finns flera andra faktorer som ändå kommer att motverka för höga OPEX-kostnader. För det första kommer ett sådant företag som beskrivs få ett ogynnsamt utfall i effektivitetsjämförelserna och därmed ett högre effektiviseringskrav. Vidare syftar kvalitetsregleringen till att ge incitament för en ökad leveranssäkerhet, vilket kan innebära ökade investeringar och leda till en förändrad relation mellan OPEX och CAPEX. Slutligen konstaterar vi att övergången till standardkostnader, som föreslås på sikt, gör detta till ett ”icke-problem”. För att underlätta övergången till standardkostnader skulle den kunna ske successivt genom en kombination mellan standard- och faktiska kostnader, där andelen standardkostnader gradvis ökas.

Vidare konstaterar vi att en linjär avskrivningsmodell medför ett incitament för investeringar. Om man istället tillämpar real annuitet är det främsta incitamentet för investeringar att man uppnår en nivå av god leveranssäkerhet och får ett bra utfall i kvalitetsdelen av modellen. Kvalitetsregleringen får alltså en större betydelse, vilket skulle kunna föranleda en modell där leveranskvalitet får stor inverkan på intäktsramen. Det är då viktigt att parametrarna justeras in så att påverkan blir rimligt stor. Om detta skulle visa sig vara svårt att åstadkomma enbart inom kvalitetsmodellen måste det kanske övervägas anpassningar avseende OPEX eller CAPEX för att regleringen som helhet ska bli bra. Vi kan emellertid inte se hur en sådan permanent anpassning på ett naturligt sätt skulle kunna ske avseende OPEX.

En koppling till OPEX finns däremot avseende extraordinära händelser. Omständigheterna ovan skulle kunna leda till en väldigt kraftfull kvalitetsreglering i samband med extrema situationer, som t.ex. stormar och orkaner i nivå med Gudrun och Per. Jämte en statistiskt sett lägre leveranssäkerhet visar erfarenhet att uppröjnings- och felavhjälpningsarbete i dessa fall är ytterst kostsamt. Detta är kostnader som hänför sig till OPEX och följden skulle därför kunna bli ett försämrat utfall även i effektivitetsjämförelser. I sammanhanget bör även nämnas en tredje faktor som kan bli betungande för nätföretagen i sådana extrema situationer – avbrottsersättningen. Den sammanlagda påverkan på intäktsramen skulle då kunna bli oproportionerligt stor och motivera en situationsanpassad korrigering av OPEX-regleringen. Detta bör kunna lösas dels genom företagets redovisning angående extraordinära händelser, dels inspektionens vidare hantering av de inrapporterade uppgifterna. Uppenbart extraordinära kostnader bör exkluderas från OPEX i

effektivitetsjämförelserna. Detta överensstämmer med vår i rapporten föreslagna definition av OPEX, se avsnitt 4.1 sid. 9.

Slutsats

Den studerade metoden med kapitalbas utifrån NUAK och en kapitalkostnad beräknad med real annuitet föranleder inte några omedelbara åtgärder avseende vår föreslagna inriktning avseende OPEX. Om det inte blir aktuellt med någon åldersjustering av NUAK och linjär avskrivningsmodell innebär det snarare mindre behov av anpassning avseende ålder i en effektivitetsjämförelse.

En indirekt konsekvens beskrivs ovan avseende kvalitetsregleringens ökade betydelse och en möjlig utveckling där anpassning krävs för att hålla dess påverkan på intäktsramen på en rimlig nivå. Vi har svårt att hitta motiv för att en permanent anpassning av OPEX-regleringen ska ske med anledning av detta. Däremot kan situationsanpassad korrigering behöva göras vid extraordinära händelser. De ökade kostnaderna för upprövning och felavhjälpning kan annars få ett företag att framstå som omotiverat ineffektivt. Tillsammans med ett försämrat utfall i kvalitetsregleringen samt avbrottsersättningen kan den sammanlagda påverkan på intäktsramen utan korrigering bli oproportionerligt stor.

Bilaga 3 - IT-kostnader

Inledning

Vi har i rapporten (avsnitt 6.2 sid. 18) resonerat om kostnader som kan vara antingen OPEX eller CAPEX. Exempel på sådana är IT-kostnader. Man kan själv äga systemen och i egen regi utföra arbetsuppgifterna, eller så kan man hyra nödvändiga resurser och köpa tjänsterna. En utgångspunkt i rapporten har varit att IT kommer att ingå i kapitalbasen och tillsammans med övriga tillgångar storleksbestämmas med hjälp av standardkostnader. Vårt resonemang går då ut på att hyreskostnaderna, i de fall resurserna hyrs, måste reduceras. Annars skulle konsekvensen bli att företaget blir dubbelt kompenserat, både i kapitalbasen och som en ingående kostnad i OPEX. För att avgöra hur stor reduktionen ska vara drog vi slutsatsen att den bör utgöras av de kapitalkostnader som beräknats ur kapitalbasen avseende aktuell tillgång. Eftersom grundtanken har varit att kapitalbasen ska byggas upp med hjälp av standardkostnader bygger allt på att en sådan kan tas fram även för IT.

Problemställning

Projektgrupp Standardkostnader har som en del i sitt arbete studerat IT-kostnader. Det har emellertid visat sig vara svårt att ta fram standardkostnader inom det området. För studerade företag har kostnaderna varit svåra att bryta ut och därmed nivån svår att fastställa. Dessutom förefaller IT-lösningarna vara väldigt olika för olika företag och det har inte varit självklart att beskriva ett ”standardkoncept” som är tillämpligt för alla företag.

Projektgrupp OPEX har då blivit ombedd att studera en alternativ lösning. Nämligen att alla IT-kostnader istället betraktas som OPEX, oavsett om resurserna hyrs eller ägs. I det fall resurser hyrs faller det sig naturligt att kostnaderna betraktas som OPEX. I fallet där resurserna ägs skulle däremot kapitalkostnaderna först beräknas enligt fastslagen metod och därefter klassificeras om och betraktas som löpande kostnader (OPEX).

För det fall en standardkostnad omöjligt kan fastställas instämmer vi i att detta skulle kunna vara en lösning att överväga. Vi befarar emellertid att vissa problem är ofrånkomliga och vill därför undersöka om en standardkostnad ändå inte skulle kunna vara en framkomlig väg.

Utredningens förslag

Inledningsvis anser vi att det vore önskvärt om investeringar inom IT i modellen ändå kunde behandlas som övriga tillgångar. Det grundar vi på den logik som ändå finns i utredningens ansats (s. 202) att ”... i kapitalbasen ska ingå samtliga de tillgångar som krävs för att bedriva verksamheten...”. Problemet med att tillgångar endera kan ägas eller hyras, vilket bland annat avser IT, är uppmärksammat i utredningen och medvetenhet finns alltså om att det särskilt måste hanteras. Som

projektgrupp Standardkostnader påpekar krävs emellertid att vi från branschen särskilt påtalar att det finns fler typer av IT-system som är nödvändiga för att kunna bedriva nätverksamhet, än vad som nämns i utredningen. Då elnät, mätinsamlingssystem och faktureringsystem är tillgångar som uttryckligen nämns kan vi omedelbart se att övriga tillgångar såsom GIS- och driftsystem även är tillgångar som krävs. Noggrann kartläggning är nödvändig och det är sannolikt ytterligare tillgångar, bland annat i form av övrigt IT-stöd, som då framträder som nödvändiga för verksamheten.

Förutsatt att kapitalbasen verkligen kommer att omfatta alla nödvändiga tillgångar, samt att ägda eller hyrda tillgångar på ett bra sätt kan likställas i modellen, anser vi att detta är en tilltalande modell.

Rapportering

En viktig del i vår rapport är att på ett tydligt och klart sätt föreslå en definition av OPEX. Erfarenhet visar att olika tolkningar bland företagen har förekommit och fortfarande förekommer i rapportering till Energimarknadsinspektionen. I en ex ante reglering bedömer vi att inrapporterat material ännu tydligare kommer att ligga till grund för tillåtna intäkter och övrig tillsyn. Företagen kommer att jämföras mot varandra på många olika sätt och det är av stor vikt för alla inblandade att uppgifter är tolkade och rapporterade på ett enhetligt sätt för att vara jämförbara.

Enligt förslaget att betrakta alla IT-kostnader som OPEX oavsett lösning, kommer det i vissa fall bli så att kapitalkostnader ska betraktas som löpande kostnader. Vi anser att det blir en ”oren” modell som möjligen kan motverka ambitionen med klara och tydliga definitioner. Dessutom kan det vara svårt för företagen att på ett likartat sätt bryta ut uppgifter om dessa investeringar som gjorts under lång tid och kontinuerligt pågår.

Lösningförslag

Vi inser svårigheterna med att ta fram heltäckande standardkostnader som motsvarar förhållandena i alla företag. Många lösningar är kanske unika för varje enskilt företag. Om ambitionsnivån sänks något och vi nöjer oss med att fastställa standardkostnader för de mest centrala IT-systemen för kund, drift och dokumentation kanske det kan vara en framkomlig väg. Om det blir aktuellt att klassificera kostnader som något annat än vad det egentligen är, som i det aktuella förslaget, har man då i alla fall minskat denna andel kostnader till en mindre betydande del.

Som en jämförelse kan nämnas att man i Finland låter IT ingå i kapitalbasen. Tillgångarna värderas enligt en kostnadskatalog som innehåller dels en fast del, dels en rörlig del (antal kunder, antal ställverk o.s.v.). Kostnadskatalogen kan behöva studeras ytterligare för att dra rätt slutsatser, men i stort sett är det de större systemen för kund, drift och dokumentation som omfattas. Vad vi kan förstå har denna del i

regleringsmodellen inte varit särskilt omstridd utan förefaller ha fungerat bra. Det finns exempel på företag som lyckats förhandla fram godkända kostnader utöver schablonen. Den öppenheten för särskild hantering av företag med speciella förutsättningar kan möjligen vara en förklaring till att modellen med standardkostnader fungerar även för IT.

Något som vi vill framhålla som särskilt viktigt är att standardkostnader för IT-system kontinuerligt uppdateras och återspeglar eventuella förändringar i lagkrav eller andra omständigheter. Särskilt inom IT sker en snabb utveckling och flera aktuella exempel finns som exempel på förändringar som ställer ökade krav på IT- och kommunikationslösningar. Det vi främst tänker på i det avseendet just nu, är kravet på månadsvis avläsning och införandet av AMR. Detta gäller givetvis även för övriga standardkostnader.

Slutsats

Vi anser att utredningens förslag, d.v.s. att även investeringar inom IT inkluderas i kapitalbasen, är bra. Förutsatt att kapitalbasen verkligen kommer att omfatta alla nödvändiga tillgångar, samt att ägda eller hyrda tillgångar på ett bra sätt kan likställas i modellen, anser vi att detta är en tilltalande modell.

Att betrakta alla IT-kostnader som OPEX skulle medföra otydlighet kring definitioner. Det finns risk för att ”omvandlingen” från CAPEX till OPEX inte sker på ett enhetligt sätt för alla företag. Effektivitetsjämförelser blir då mindre tillförlitliga och resultaten kan komma att ifrågasättas.

Vad det gäller svårigheten att fastställa standardkostnader tror vi att man kan hämta viss inspiration från den finländska modellen. Ambitionen bör vara att nå tillräckligt långt med standardkostnaderna så att de täcker merparten av nödvändiga tillgångar och är tillämpliga i de allra flesta fall. Företag med väldigt speciella förutsättningar bör, som vi tidigare föreslagit för regleringen generellt, ha en viss möjlighet att framföra sina argument för tillsynsmyndigheten och i dialog förhandla sig fram till i vilken mån det är försvarbart att avvika från standardkostnaderna. Med denna utgångspunkt är vår bedömning att standardkostnader bör kunna fastställas även för investeringar inom IT.