

EI R2011:12

Bedömning av elnätsföretagens nätavgifter 2010

Redovisning av Energimarknads-
inspektionens årliga granskning
av lokalnätsföretagens avgifter

Energimarknadsinspektionen
Box 155, 631 03 Eskilstuna
Energimarknadsinspektionen R2011:12
Författare: Sanela Cehic, Dennis Jonsson och Pia Nurmi
Copyright: Energimarknadsinspektionen
Rapporten är tillgänglig på www.ei.se
Tryckt av CM Gruppen, Bromma, Sverige 2011

Förord

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

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

I mars 2011 lämnade elnätsföretagen tillsammans med uppgifter om kapitalbas med mera in sina förslag till intäktsram för tillsynsperioden 2012-2015. Energimarknadsinspektionens beslut om intäktsramar för den kommande fyraårsperioden meddelades den 31 oktober 2011. De nya förutsättningar som uppgifterna och besluten innebär, har lett till vissa justeringar av metoden för regleringen som gäller för åren 2010 och 2011.

Inriktningen på EI:s granskning är att så långt som möjligt efterlikna den förhandsreglering som kommer att tillämpas från och med år 2012. Det är inspektionens mål att granskningen som sker de närmaste åren ska utgöra en "brygga" till det nya med en smidig övergång och stabil utveckling av nät-tarifferna genom att skapa förutsättningar för en successiv anpassning till det nya regelverket.

Eskilstuna, december 2011



Yvonne Fredriksson

Generaldirektör



Sanela Cehic

Projektledare

Innehåll

Sammanfattning	6
1 Inledning	11
1.1 Bakgrund.....	11
1.2 Syfte	12
1.3 Avgränsning	12
1.4 Projektets organisation.....	12
2 Reglering av de svenska elnäten	13
2.1 Avreglering.....	13
2.2 Reglering 1996-2002.....	13
2.3 Nätnyttomodellen.....	14
2.3.1 Resultat av granskningen 2003-2008	15
2.4 Reglering 2008-2011	16
2.4.1 Resultat av granskningen 2008.....	16
2.4.2 Resultat av granskningen 2009.....	16
2.5 Den nya förhandsregleringen 2012.....	18
3 Redovisning av metod för granskning av elnäts-företagens nätavgifter	19
3.1 Tillvägagångssätt för bedömning av 2010 års elnätsavgifter.....	19
3.2 Olika delar inom ramen för EI:s metod	20
3.2.1 Löpande kostnader	21
3.2.2 Kapitalkostnad	23
3.2.3 Intäkter	25
3.3 Beräknad nivå på intäkter för 2010.....	26
3.4 Bedömning av leveranskvalitet.....	27
4 Elnätsföretagens intäkts- och kostnadsutveckling	29
4.1 Elnätsföretagens avgifter	29
4.2 Svenska kraftnäts tariffer.....	31
4.3 Total intäkts- och kostnadsutveckling för elnätsbranschen i Sverige 2009...32	
4.4 Stora skillnader mellan nätföretagens intäktsökningar	35
4.5 Investeringsnivån i elnätsbranschen	35
4.6 Utveckling för E.ON, Fortum och Vattenfall	38
4.6.1 Intäkts- och kostnadsutveckling per redovisningsenhet för lokalnätets verksamheten inom E.ON Elnät Sverige AB.....	38
4.6.2 Total intäkts- och kostnadsutveckling för lokalnätets verksamheten inom E.ON Elnät Sverige AB.....	39
4.6.3 Intäkts- och kostnadsutveckling per redovisningsenhet för lokalnätets verksamheten inom Fortum Distribution AB	40
4.6.4 Total intäkts- och kostnadsutveckling för lokalnätets verksamheten inom Fortum Distribution AB	41
4.6.5 Intäkts- och kostnadsutveckling per redovisningsenhet för lokalnätets verksamheten inom Vattenfall Eldistribution AB	42
4.6.6 Total intäkts- och kostnadsutveckling för lokalnätets verksamheten inom Vattenfall Eldistribution AB	43

5	Utfall av granskning av 2010 års nätavgifter	45
5.1	Företag som underrättats om fortsatt tillsyn av 2009 års nätavgifter	45
5.2	Utfall av granskningen av 2010 års nätavgifter	45
5.3	48 elnätsföretag har meddelats om fortsatt tillsyn av 2010 års nätavgifter....	47
5.4	Energimarknadsinspektionens fortsatta granskning	48
	Referenslista.....	49
	Ordlista	51
	Bilaga 1 Beräkning av olika kostnadsposter.....	54
	Bilaga 2 Kalkylränta i elnätsverksamhet för tillsynsåren 2010-2011.....	60
	Bilaga 3 Konsultrapport Estimering av kalkylränta för elnätsverksamhet för tillsynsåren 2010 och 2011.....	62
	Bilaga 4 Sammanställning över nätföretag som ligger inom ramen för godkänd intäktsnivå 2010	77
	Bilaga 5 Sammanställning över nätföretag som meddelats om fortsatt tillsyn	80

Sammanfattning

Energimarknadsinspektionen granskar samtliga nätföretags avgifter varje år men för de kommande åren är förutsättningarna förändrade

Energimarknadsinspektionen har tidigare utarbetat en metod för bedömning av nätavgifterna för åren 2008-2011. Den övergripande inriktningen har varit att skapa en balanserad övergång till den nya regleringen som träder i kraft 2012 och att så långt som möjligt använda samma metoder.

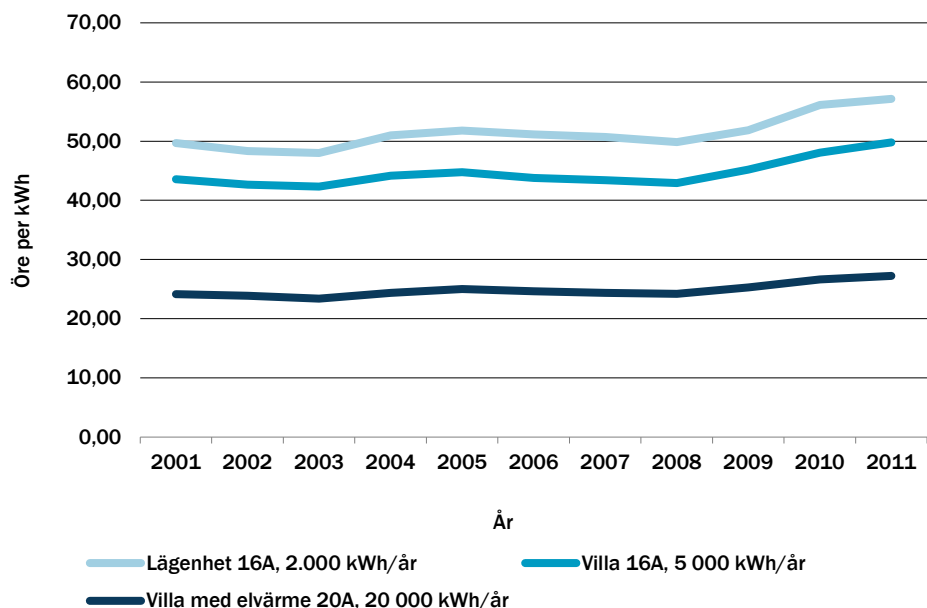
I samband med ansökan om intäktsram för tillsynsperioden 2012-2015 har nätföretagen lämnat in ett flertal uppgifter, vilket har föranlett ändringar i den tidigare framtagna metoden. Revideringen av metoden ger även en möjlighet att utgå från nätföretagens verkliga nät och förhållanden, istället för en uppskattning av dessa, exempelvis gällande kapitalbas.

Elnätsföretagens avgifter har varierat mellan åren och olika kundgrupper

Energimarknadsinspektionen kan konstatera att avgiftsökningarna på senare år varierat kraftigt mellan åren och olika kundgrupper. Avgifterna var i stort sett oförändrade fram till 2008. Sedan 2009 har däremot avgifterna för landets samtliga nätföretag ökat. Ökningstakten i avgifterna mellan 2010 och 2011 är dock lägre än året dessförinnan. De genomsnittliga höjningarna för 2011 uppgår till mellan 4,7 och 7,7 procent för hushållskunder. Det kan konstateras att nätföretagen har höjt avgifterna mer än inflationen de senaste tre åren.

En tydlig tendens kan urskiljas för 2011 års prisökningar. I jämförelse med föregående års prishöjningar har lägenhetskunderna i år fått lägre höjningar än majoriteten av villakunderna. Det är stora variationer i prisökningarna både mellan olika elnätsföretag och mellan olika kundkategorier. Skillnaderna varierar kraftigt mellan sänkningar på cirka 2 procent till höjningar på cirka 55 procent för hushållskunder. Den billigaste nätavgiften i Sverige för en lägenhetskund (med en förbrukning om ca 2000 KWh per år) är 720 kronor per år exklusive moms medan den dyraste är 2 509 kronor. Motsvarande siffror för en villa med elvärme är 3 328 kronor för den billigaste avgiften och 8 616 kronor för den dyraste avgiften.

Figuren nedan visar den reala utvecklingen av nätavgifter för tre kategorier av hushållskunder under perioden 1 januari 1997 till 1 januari 2011, uppräknat till 2011 års prisnivå.



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Kostnadsökningar för elnätsföretagen

Elnätsföretagen har de senaste åren fått ökade kostnader som de inte kan påverka på kort sikt. Det gäller framförallt kostnader för överliggande nät. Svenska kraftnät fortsätter att höja stamnätstariffen, det vill säga de avgifter som tas ut av regionnät- och lokalnätsföretagen för att bekosta driften av stamnätet i Sverige.

Affärsverket svenska kraftnäts investeringar beräknas uppgå till 3,2 miljarder kronor under 2011. När investeringsplanen för treårsperioden 2012–2014 upprättats beräknas motsvarande siffra uppgå till 11,4 miljarder kronor. De främsta anledningarna till den ökade investeringstakten är investeringar som krävs för att omhänderta utbyggnaden av förnybar elproduktion, höja effekten i kärnkraftverken, behoven av att bygga bort begränsningar i överföringsförmågan inom landet samt en ökad integration med andra marknader. Därtill krävs även re-investeringar för att rusta upp befintliga anläggningar.

Stamnätsavgiften höjdes med cirka 32 procent under 2010. Den 1 januari 2011 höjdes energiavgiften med 9 procent, medan effektavgiften höjdes med 19 procent. Affärsverket svenska kraftnät har aviserat att stamnätsavgiften kommer att höjas den 1 januari 2012 motsvarande den planerade höjningen enligt investerings- och finansieringsplanen. Effektavgiften höjs i genomsnitt med 9,9 procent. Höjningen av effektavgiften kommer att slå olika för olika kunder. Den geografiska differentieringen i avgiften kommer att minska och producenterna kommer att få bära en större andel av effektavgiften än tidigare.

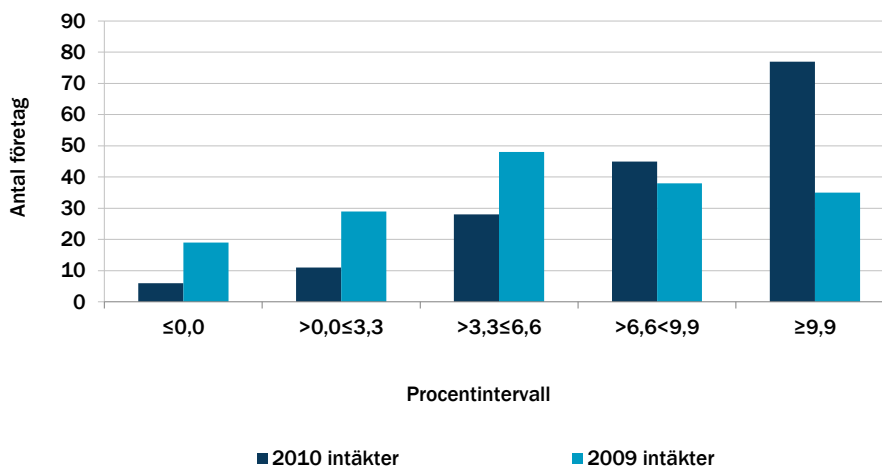
Den svenska elmarknaden delades in i fyra elområden den 1 november 2011. Energiavgiften för elområde 1 och 2 höjs med 5,2 procent medan område 3 och 4 höjs med 7,4 procent.

Av den totala nätavgiften utgör stamnätstariffen endast en liten del. Enligt uppgifter från Svenska kraftnät framgår det att den beslutade höjningen för 2012 motsvarar i genomsnitt 0,2 öre per kWh för en vanlig elkund.

Stora skillnader mellan nätföretagens intäktsökningar

Av figuren nedan framgår att betydligt fler nätföretag ökar sina intäkter i större grad än föregående år. I jämförelse med föregående år ligger flera lokalnätstföretag inom de högre intervallen. Majoriteten av företagen ligger på det högsta intervallet som omfattar intäkthöjningar från 9,9 procent. Medelvärdet för intäktsökning hos företagen år 2010 ligger på 11,1 procent jämfört med 2009 då medelvärdet låg på 5,7 procent.

Antal företag inom intäkthöjning/intäktsänkningsintervall



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Det är 6 stycken lokalnätstföretag som har minskat intäkterna under 2010. Detta är en minskning i jämförelse med föregående år då 21 stycken lokalnätstföretag minskade intäkterna.

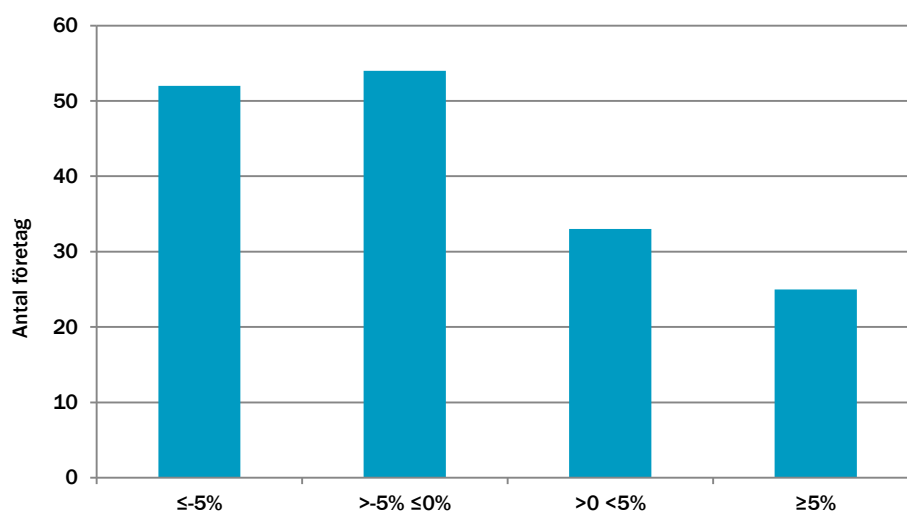
I 2010 års granskning av nätavgifter har 105 nätföretag haft intäkter som ligger inom ramen för godkänd intäktsnivå

Under 2011 har EI granskat nätavgifterna för 164 nätföretag. För ytterligare sju nätföretag har granskningen inte kunnat genomföras på grund av att information inte har lämnats in. Av de sju företag som EI inte har kunnat granska har tre av företagen brutet räkenskapsår, vilket innebär att uppgifter för 2010 inte inkommit till EI under aktuell tidsperiod. För de resterande företagen som EI inte har kunnat granska är orsaken att företagen i sin nuvarande form inte ska ingå i förhandsregleringen 2012-2015. Detta innebär att EI inte har tillgång till samtliga uppgifter som krävs för att kunna fastställa en godkänd intäktsnivå för 2010. Skälighetsbedömningen av dessa företag kommer att ske i samband med granskningen av 2011 års nätavgifter.

I figuren nedan redovisas utfallet av de granskade företagen samt hur dessa fördelar sig över procentuell intäktsförändring efter att godkända kostnader har dragits av.

Som det visas i figuren så har totalt 105 nätföretag haft en verklig intäkt som var inom ramen för den godkända intäktsnivån, beräknad enligt EI:s metod. De resterande 59 nätföretagen har haft en verklig intäkt för 2010 som har överstigit den godkända intäktsnivån, beräknad enligt EI:s metod.

Verklig intäkt i jämförelse med godkänd intäktsnivå utifrån EI:s metod för tariff tillsyn



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Av de 59 nätföretagen som har haft en verklig intäkt som överstigit den av EI godkända intäktsnivån så är det ett antal företag som ligger förhållandevis nära gränsen för den godkända nivån. Eftersom en exakt bedömning av nätföretagens intäktsnivåer är svår att göra för en så kort tillsynsperiod som ett år, har EI valt att tillämpa ett osäkerhetsintervall om 0 – 2 procent.

Eftersom det är 17 företag som ligger inom detta intervall återstår 41 företag som EI bedömer har en verklig intäkt som överskrider den godkända intäktsnivån och på grund av detta har meddelats om fortsatt tillsyn av 2010 års nätavgifter.

48 elnätsföretag har meddelats om fortsatt tillsyn av 2010 års nätavgifter

Energimarknadsinspektionen har meddelat sammanlagt 48 nätföretag om fortsatt tillsyn av 2010 års nätavgifter. Dessa företag har meddelats om fortsatt tillsyn på grund av något av följande:

- De verkliga intäkterna för 2010 överskrider den godkända intäktsnivån
- Nya samredovisningsbeslut avseende år 2010
- Brutet räkenskapsår

EI har funnit att sammanlagt 41 nätföretag hade verkliga intäkter för 2010 som överskridit den godkända nivån enligt den nuvarande regleringsmodellen. Samtliga företag har därmed meddelats om fortsatt tillsyn enligt 12 kap. 3 § ellagen.

Vid beräkning av godkänd intäktsnivå för 2010 har EI använt bland annat uppgifter som har lämnats in i samband med nätföretagens ansökan till intäktsram för tillsynsperioden 2012-2015.

De företag som har fått nya samredovisningsbeslut avseende år 2010 har lämnat uppgifter som avser den nya sammanslagna redovisningsenheten. Detta innebär att Energimarknadsinspektionen inte har tillgång till samtliga uppgifter som krävs för att fastställa den godkända intäktsnivån för 2010. På grund av detta har dessa nätföretag också meddelats om fortsatt tillsyn enligt 12 kap. 3 § ellagen och kommer att slutligen bedömas i samband med granskningen av 2011 års nätavgifter.

Företag med brutet räkenskapsår har enligt 12 kap. 8 § ellagen sju månader efter räkenskapsårets slut att inkomma med särredovisningen (årsrapporten) till EI. En skälighetsbedömning av 2010 års nätavgifter kommer därför att kunna genomföras tidigast i samband med bedömning av 2011 års nätavgifter. På grund av det angivna har även dessa företag meddelats om fortsatt tillsyn.

En sammanställning av företag som har underrättats om fortsatt tillsyn finns i bilaga 5.

Energimarknadsinspektionens fortsatta granskning

Under 2012 kommer inspektionen att granska nätföretagens avgifter för 2011. Då ska även granskningen av 2010 års nätavgifter färdigställas för de företag som blivit meddelade om fortsatt tillsyn.

Efter att skälighetsbedömningen av 2011 års nätavgifter är klar avser inspektionen att göra en samlad bedömning av resultaten för åren 2008-2011 för de företag som har meddelats om fortsatt tillsyn. Därefter sker en bedömning om eventuella justeringar av nättariffer blir aktuella.

1 Inledning

1.1 Bakgrund

I Sverige har prisregleringen av elnätverksamhet och tidigare även elpriset skett genom kontroll i efterhand. I samband med omregleringen av elmarknaden den 1 januari 1996 behölls den svenska traditionen med fri prissättning, där elnätsföretagen sätter sina nättariffer efter vissa generella riktlinjer. Med nättariffer avses i ellagen avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät.

Energimarknadsinspektionen ska enligt ellagen (1997:857) utöva tillsyn över nätkoncessionsinnehavarnas nättariffer. Grunden för denna tillsyn utgörs av att inspektionen enligt 4 kap.1 § ellagen har att bedöma vad som kan anses utgöra en skäligen intäkt från nätverksamheten för varje enskilt nätföretag.

Från år 2003 har inspektion använt sig av flera verktyg i granskningen, Nätnyttomodellen, Data Envelopment Analysis (DEA-modell), jämförelserapport och nyckeltalsanalys samt manuell granskning.

Nätnyttomodellen har dock varit föremål för omfattande kritik. I de ärenden som varit föremål för prövning i länsrätten har företagen och inspektionen stått långt ifrån varandra i fråga om tillämpningen av Nätnyttomodellen.

I januari 2009 stod det klart att regeringen avsåg att lämna en proposition om förhandsreglering av nättariffer (prop. 2008/09:141) med ikraftträdande 2012. Riksdagen tog ställning till förslaget med den nya lagstiftningen i juni 2009. Med tanke på att det då inte längre förelåg ett behov av rättspraxis avseende Nätnyttomodellen, samt att denna innebar en omfattande arbetsbörda för både företagen och inspektionen, beslutade inspektionen att Nätnyttomodellen inte längre ska användas vid bedömning av nättarifferna.

Med anledning av att Nätnyttomodellen inte längre skulle tillämpas som granskningsverktyg av elnätsföretagens nättariffer tog inspektionen fram en ny metod för att kunna fullfölja sitt uppdrag från regeringen avseende granskning av nättariffer för åren 2008-2011.

I mars 2011 lämnade elnätsföretagen tillsammans med uppgifter om kapitalbas med mera in sina förslag till intäktsram för tillsynsperioden 2012-2015. Energimarknadsinspektionens beslut om intäktsramar för den kommande fyraårsperioden meddelades den 31 oktober 2011. De nya förutsättningar som uppgifterna och besluten innebär, har lett till vissa justeringar av metoden för regleringen som gäller för åren 2010 och 2011.

1.2 Syfte

Projektets syfte är att bedöma elnätsföretagens nätavgifter för år 2010.¹

1.3 Avgränsning

Projektet avgränsas till att omfatta endast lokalnät. Granskningen av stam- och regionnät, sker separat och publiceras årligen.

1.4 Projektets organisation

Projektgruppen har bestått av Sanela Cehic, Johan Carlsson, Dennis Jonsson samt Pia Nurmi. I arbetet har även Ann-Britt Eriksson, IT-ansvarig, deltagit.

¹ Företag med brutet räkenskapsår har ingått i granskningen

2 Reglering av de svenska elnäten

2.1 Avreglering

Den svenska elmarknaden avreglerades den 1 januari 1996. Syftet med elmarknadsreformen var att skapa förutsättningar för ett mer rationellt utnyttjande av produktions- och distributionsresurserna och tillförsäkra kunderna flexibla leveransvillkor till lägsta möjliga priser². Handel och produktion av el separerades från nätverksamheten. Produktionen och försäljningen av el ska ske i konkurrens medan nätverksamheten, som är ett naturligt monopol, även i fortsättningen ska regleras enligt ellagen. Regleringen ska säkerställa att näten är öppna på icke diskriminerande villkor och medverka till effektiva elnät samtidigt som monopolvinster ska motverkas.

Ett viktigt inslag i regleringen blev bestämmelsen om att nättarifferna ska vara skäliga. Det är elnätsföretagen som ska sätta nättarifferna på ett sådant sätt att de är skäliga enligt ellagens bestämmelser. I Sverige sker kontrollen av nättariffernas överensstämmelse med ellagen för närvarande i efterhand.

2.2 Reglering 1996-2002

Den svenska traditionen med fri prissättning där elnätsföretagen sätter sina nättariffer efter vissa generella riktlinjer behölls vid avregleringen av elmarknaden. Under 1999 fick den dåvarande nätmyndigheten indikationer på att nättarifferna höjts inom ett stort antal nätkoncessioner för område³. För att utreda om elnätsföretagen hade höjt nättarifferna, öppnade nätmyndigheten tillsyn i cirka 90 ärenden. När utredningen var klar konstaterade nätmyndigheten att nättarifferna hade höjts i cirka 45 områden, i de övriga områdena hade det skett en omfördelning av nättarifferna mellan olika kundkategorier.

I september 1999 förelade nätmyndigheten nästan alla elnätsföretag som hade höjt sina nättariffer att sänka dem till 1998 års nivå. Nätmyndighetens motivering i besluten var att trots att kostnaderna för att driva lokalnät hade minskat för branschen som helhet hade elnätsföretagen efter justeringar för volymändringar, höjt nättarifferna gentemot kundkollektivet sedan 1998⁴. Nästan alla elnätsföretag överklagade besluten om att sänka nättarifferna till länsrätten. Ett par företag följde myndighetens beslut och överklagade inte.

Kammarrätten avslog nätföretagens överklaganden i fyra mål då höjningen var av den storleken – både totalt sett och ställt i relation till koncessionsområdets nettoomsättning – att den inte kunde anses skälig. I åtta andra mål vägrades företagen prövningstillstånd och nätmyndighetens och länsrättens bedömning gällde.

² Prop. 1993/94:162 sid. 57, Handel med el i konkurrens.

³ Tillstånd för nätkoncession inom ett avgränsat område. Koncessionsinnehavaren får bedriva nätverksamhet inom det område som koncessionen avser.

⁴ SOU 2000:90 sid. 58, Elnätsföretag, Regler och tillsyn.

Domstolen ansåg att skälighetsbedömningen omfattade ett mått av osäkerhet, och att man därför måste acceptera vissa toleransramar. Inom ramarna kan man inte alltid avgöra om en nivå är skälig eller inte. Av de skälet bifölls nätföretagens talan i 14 domar. I alla dessa fall var tariffhöjningen på mindre än 1 procent av den budgeterade nettoomsättningen 1999. För fyra nätkoncessionsområden fann kammarrätten att man utifrån företagens effektivisering, resultat och låga avkastning kunde bedöma att tariffhöjningen inte varit skälig.

Det förekommer inte någon konkurrens inom nätverksamheten som naturligt driver fram ett rationaliseringskrav. För att åtgärda detta fastställde nätmyndigheten ett rationaliseringskrav i allmänna råd om nätavgifter (NUTFS 1997:1). Rationaliseringskravet gällde för lokalnät med två procent för vart och ett av åren 1998, 1999 och 2000⁵.

2.3 Nätnyttomodellen

Inspektionen, som då var en del av Statens energimyndighet, började under 1998 att arbeta fram Nätnyttomodellen för att kunna bedöma elnätsföretagens nättariffer. I samband med att Nätnyttomodellen togs fram ändrades också 4 kap. 1 § ellagen. Ändringen, som trädde ikraft den 1 juli 2002, innebar att det var elnätsföretagens prestation som var avgörande för skäligheten i nättarifferna. Första gången ellagens nya 4 kap. 1 § prövades var vid granskningen av 2003 års nättariffer⁶.

Nätnyttomodellen har använts som ett granskningsverktyg i tariffillsynen under åren 2003-2007. Elnätsföretagen har under nämnda år skickat in tekniska och ekonomiska uppgifter om sin verksamhet till Statens energimyndighet i enlighet med Statens energimyndighets föreskrifter och allmänna råd om lämnande av vissa uppgifter för bedömning av nättariffers skälighet (STEMFS 2003:3). Uppgifterna har använts i Nätnyttomodellen för att skapa ett referensnät för respektive elnätsföretag. Härvid togs hänsyn till de objektiva förutsättningarna vid bedrivandet av nätverksamhet inom ett redovisningsområde, exempelvis var kunderna fanns, hur mycket el de förbrukade och till vilken effekt. Genom modellen kunde sedan ett ekonomiskt värde på vad företagen hade presterat, den så kallade nätnyttan, tas fram. I prestationen ingick drift och administration av elleveransen samt kvaliteten på leveransen. Kvaliteten mättes bland annat i form av antal elavbrott under året och avbrottens längd. Nätnyttan jämfördes sedan med vad företaget hade fakturerat sina kunder och en debiteringsgrad åsattes.

Om debiteringsgraden översteg 1,0 hade elnätsföretaget fakturerat mer än vad prestationen var värd, vilket var en indikation på att nättariffen varit för hög. Utifrån dessa resultat genomförde sedan inspektionen fördjupad granskning där elnätsföretagen gavs möjlighet att åberopa företagsspecifika omständigheter som inte beaktades av Nätnyttomodellen.

I januari 2009 stod det klart att regeringen avsåg att lämna en proposition om förhandsreglering av nättariffer (prop. 2008/09:141) med ikraftträdande 2012.

⁵ SOU 2000:90, Elnätsföretag, Regler och tillsyn.

⁶ Ellagen 4 kap. 1 § ändrades igen den 1 januari 2006, men avseende bedömningsgrunden för tariffnivån innebar detta ingen ändring.

Med tanke på att det då inte längre förelåg ett behov av rättspraxis avseende Nätnyttomodellen samt att denna innebar en omfattande arbetsbörda för både företagen och inspektionen, beslutade inspektionen att Nätnyttomodellen inte längre ska användas vid bedömning av nättarifferna.

2.3.1 Resultat av granskningen 2003-2008

Inspektionens bedömning av 2003 års nättariffer visade att 9 redovisningsenheter hade tagit ut för höga nättariffer. Inspektionen förelade dessa elnätsföretag att sänka sina nättariffer och återbetala det överskjutande beloppet till kunderna. Samtliga dessa ärenden överklagades till länsrätten. Ett fyrtiotal redovisningsenheter granskades avseende 2004 års nättariffer och ett tjugotal avseende 2005 års nättariffer. För 2006 granskades nättarifferna för 19 redovisningsenheter och 2007 granskades nättarifferna för 5 redovisningsenheter.

Inspektionens beslut avseende nättariffernas skälighet kan överklagas i flera instanser⁷, varför det kan ta lång tid innan en vägledande praxis utvecklas och innan de slutliga återbetalningsbeloppen har fastställts av domstol. I avvaktan på vägledande domar från länsrätten gällande 2003 års ärenden fattade inte inspektionen några beslut om återbetalning av nättariffer för åren 2004-2007.

Under 2006 beslutade inspektionen att revidera metoden för kapitalkostnadsberäkningen, det ledde till en ändrad WACC, Weighted Average Cost of Capital. Detta medförde att debiteringsgraden för 2004 års nättariffer påverkades i positiv riktning för ett antal elnätsföretag och att dessa ej längre var föremål för granskning.

Under hösten 2008 tog inspektionen initiativ till en dialog med åtta elnätsföretag som hade överklagat besluten om för höga nättariffer för 2003. Parterna kom överens om att avsluta de pågående rättsprocesserna. Företagen åtog sig frivilligt att justera nättarifferna för åren 2003-2008. Detta innebar att sammanlagt cirka 140 miljoner kronor återfördes till kunderna.

Efter att rättsprocesserna avseende 2003 års tariffer avslutats kunde inspektionen gå vidare med de ärenden som återstod för tariffåren 2004-2007. Majoriteten av de elnätsföretag som blev utvalda för fortsatt granskning avseende nättarifferna för åren 2003-2007 hade endast blivit utvalda ett eller två år under den aktuella femårsperioden.

Inspektionen bedömde att elnätsföretagen som endast hade blivit uttagna ett eller två av de fem åren skulle skrivas av mot bakgrund att det inneburit att företaget hade självreglerat sina nättariffer, när hela tidsperioden beaktades. Vidare hade den förändrade kapitalkostnadsberäkningen som beskrivits ovan inneburit att ett antal företag inte längre var föremål för granskning. Mot denna bakgrund fattades beslut om avskrivningar av närmare 40 tillsynsärenden.

För de sex återstående elnätsföretagen som var föremål för granskning under ett flertal av åren mellan 2004 och 2007 inledde inspektionen en dialog kring justering av nättarifferna.

⁷ Överklagande sker till allmän förvaltningsdomstol, d v s förvaltningsrätt (tidigare länsrätt). Prövningstillstånd krävs för överklagande till kammarrätt eller regeringsrätt.

Detta resulterade i att inspektionen i slutet av maj 2009 fattade beslut om sänkning av nätföretagens tariffer vilket företagen accepterade och åtog sig att justera tarifferna.

2.4 Reglering 2008-2011

Under hösten 2009 tog Energimarknadsinspektionen fram en ny metod för bedömning av elnätsavgifterna.

Vid framtagandet av metoden fastställde inspektionen ett antal mål. Den övergripande inriktningen var att skapa en balanserad övergång till den nya förhandsprövning som träder i kraft 2012. Orsaken till detta är att utformningen av förhandsprövningen skiljer sig från den reglering som tillämpats av inspektionen under åren 2003-2007. Den inriktning som inspektionen valt till följd av detta resonemang är att trender över en längre tidsperiod ska beaktas, istället för bedömning av enstaka år, utgångspunkten ska vara nätföretagens verkliga nät och förhållanden samt att så långt som möjligt, inom ramen för nuvarande regelverk, tillämpa det synsätt som den nya förhandsprövningen innebär.

Med hänsyn till det ovan nämnda har inspektionen genomfört ett antal justeringar i metoden inför granskningen av 2010 års avgifter. Detta är föranlett av de uppgifter som nätföretagen under mars 2011 lämnade in till inspektionen samt de beslut som Energimarknadsinspektionen fattade i oktober 2011. Mer om detta följer av kapitel 3 *Redovisning av metod för granskning av nätföretagens nätavgifter*.

2.4.1 Resultat av granskningen 2008

Inspektionens bedömning av 2008 års nättariffer visade att 158 elnätsföretag av 172 hade en verklig intäkt som var lägre än den tillåtna intäkten, vilket gjorde att dessa företag klarade det första steget i granskningen.

I det andra steget genomförde Energimarknadsinspektionen en företagsspecifik bedömning av de kvarvarande 14 elnätsföretagen för att skapa en helhetsbild av deras verksamhet. Vid denna bedömning togs hänsyn till olika faktorer, bland annat tittade man på hur företagen bedömts i inspektionens tidigare granskningar av nättariffer och tariffernas utveckling under tidigare år. Hänsyn togs även till de faktiska omständigheterna för respektive företag. För sju av bolagen visade det sig att tariffnivån i de tidigare granskningarna befann sig inom den godkända nivån. För de resterande sju elnätsföretagen avspeglade intäktshöjningen den underliggande kostnadsutvecklingen samt att för vissa av företagen låg tariffnivåerna i tidigare granskningar inom den godkända intäktsnivån. En mer detaljerad beskrivning finns i rapporten, *EI R2009:14, Bedömning av elnätsföretagens nätavgifter 2008*.

2.4.2 Resultat av granskningen 2009

Granskningen av 2009 års nätavgifter visade att 143 elnätsföretag av 173 hade en verklig intäkt som låg inom ramen för den tillåtna intäkten. Inspektionen bedömde att dessa företag hade skäliga nätavgifter för 2009.

Vidare granskade inspektionen 30 elnätsföretag med företagsspecifik bedömning. För 14 företag har det funnits förklarande och godtagbara orsaker till de genomförda tariffhöjningarna för 2009.

För ett flertal av de 14 nätföretagen som har granskats företagsspecifikt har den totala intäktsutvecklingen följt kostnadsutvecklingen väl, det vill säga att tidigare tariffhöjningar har avspeglat verksamhetens underliggande kostnader. Något som har kunnat uppmärksammas vid den företagsspecifika bedömningen är att ett antal företag har haft oförändrade tariffer under flera år. Höjningen av 2009 års nättariffer gjorde i sin tur att dessa företag togs ut för en fortsatt företagsspecifik granskning, i övrigt hade intäktsutvecklingen följt kostnadsutvecklingen.

Flertalet företag har haft en engångsintäkt som var betydligt högre under 2009 i jämförelse med 2008. För de nätföretag som har haft höga engångsintäkter, kunde Energimarknadsinspektionen finna i respektive företags särredovisning att det oftast rörde sig om intäkter från en eller ett flertal större anslutningar av exempelvis vindkraftverk. I de flesta fall har anslutnings- eller engångsintäkter ökat med minst 50 procent sedan 2008. Gemensamt för de nätföretagen är att de höjningar av avgifter som skett för 2009 har avspeglat den underliggande kostnadsutvecklingen samt eventuell anpassning av tariffnivån.

EI har därutöver kontaktat 16 företag för att inhämta kommentarer och närmare upplysningar. Merparten av företagen hade inkommit med kompletterande information om bland annat preliminära värderingar av kapitalbasen inför förhandsregleringen. I de fall detta redovisats till inspektionen har värderingen av kapitalbasen väsentligt överstigit nivån för den uppskattade kapitalbasen som använts i granskningen. Med stöd av de uppgifter som företagen lämnade kunde inspektionen konstatera att företagens intäkter låg inom den nivå för intäkter som kunde betraktas som skäliga. Dock hade Energimarknadsinspektionen av formella skäl fattat beslut om vidare granskning och de 14 nätföretagen underrättades enligt 12 kap. 3 a ellagen om tillsyn av nättariffer. Inspektionen kunde med stöd av de uppgifter som de två resterande nätföretagen redovisat i granskningsprocessen konstatera att företagens intäkter låg inom den nivå som kunde betraktas som skälig. Det fanns därmed inget skäl att fortsätta tillsynen för dessa två företag.

Under mars 2011 lämnade företagen förslag till inspektionen beträffande intäktsram med tillhörande uppgifter för perioden 2012-2015 enligt EIFS 2010:6⁸. Energimarknadsinspektionen fick då möjlighet att säkerställa att företagens tidigare inlämnade uppgifter avseende kapitalbasen var korrekta. Därmed fanns det inget skäl att fortsätta tillsynen.

På grund av bristfällig redovisning till inspektionen har inte granskning kunnat genomföras för Ekfors Kraft AB och Sturefors Eldistribution AB de senaste åren. Detta har föranlett att dessa två företag har underrättats om fortsatt tillsyn av nättarifferna enligt 12 kap. 3 a ellagen. En mer detaljerad beskrivning finns i rapporten, *EI R2010:25, Bedömning av elnätsföretagens nätavgifter 2009*.

⁸ Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om nätkoncessionshavares förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek

2.5 Den nya förhandsregleringen 2012

I Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG av den 26 juni 2003 (elmarknadsdirektivet) fastställs gemensamma regler för den inre marknaden för el. Ett antal ändringar har gjorts i ellagen i syfte att genomföra elmarknadsdirektivet. Ändringarna trädde i kraft den 1 juli 2005 (prop. 2004/05:62, bet. 2004/05:NU14, rskr. 2004/05:246, SFS 2005:404)⁹.

Enligt art. 23.2 i elmarknadsdirektivet ska tillsynsmyndigheterna ansvara för att, innan dessa träder i kraft, fastställa eller godkänna åtminstone de metoder som används för att beräkna eller fastställa villkoren för anslutning och tillträde till nationella nät, inklusive överförings- och distributionstariffer.

För att säkerställa att den svenska lagstiftningen överensstämmer med direktivet har bestämmelserna avseende prövning av nättariffer i ellagen ändrats. En del av ändringarna trädde i kraft den 1 januari 2010 och andra kommer att träda i kraft den 1 januari 2012 och innebär att en förhandsprövning av nättarifferna för överföring och anslutning av el införs¹⁰.

Förhandsprövningen sker genom att de samlade intäkter som en nätkoncessionshavare högst får uppbära genom nättariffer under en tillsynsperiod, en intäktsram, fastställs i förväg. Tillsynsperioden avser fyra kalenderår, om det inte finns särskilda skäl för en annan tidsperiod. Intäktsramen avser att täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamhet under tillsynsperioden och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten.

Avkastningskravet har inspektionen beräknat med hjälp av WACC (Weighted Average Cost of Capital, WACC). Hänsyn har tagits till kvaliteten i nätföretagets sätt att bedriva verksamheten. Beroende på hur nätföretagets kvalitet utvecklas under tillsynsperioden kommer tillägg eller avdrag att göras på intäktsramen. Ett elnätföretag som har onödigt höga kostnader på grund av att de inte bedriver verksamheten effektivt ska inte kunna ta ut denna kostnad på kunden genom nättarifferna.

Nätföretagen lämnade ett förslag till en intäktsram för tillsynsperioden 2012-2015 under mars 2011. Inspektionen har under hösten 2011 fastställt intäktsram i fråga om lokalnät och regionnät. När det gäller stamnätet har EI lämnat ett förslag på en intäktsram som regeringen har fattat beslut om. Den 31 oktober 2011 fick samtliga nätföretag beslut om intäktsramen.

⁹ Prop. 2008/09:141

¹⁰ Prop. 2008/09:141

3 Redovisning av metod för granskning av elnätsföretagens nätavgifter

Energimarknadsinspektionen har tidigare utarbetat en metod för bedömning av nätavgifterna för åren 2008-2011. Den övergripande inriktningen har varit att skapa en balanserad övergång till den nya regleringen som träder i kraft 2012 och att så långt som möjligt använda samma metoder.

I samband med ansökan om intäktsram för tillsynsperioden 2012-2015 har nätföretagen lämnat in ett flertal uppgifter, vilket har föranlett ändringar i den tidigare framtagna metoden. Revideringen av metoden ger även en möjlighet att utgå från nätföretagens verkliga nät och förhållanden, istället för en uppskattning av dessa, exempelvis gällande kapitalbas.

3.1 Tillvägagångssätt för bedömning av 2010 års elnätsavgifter

Vid bedömningen av vilken intäktsnivå som är skälig har inspektionen dels att beakta kundernas intresse av låga och stabila tariffer och dels att intäktsramen ska vara tillräcklig för att täcka företagets skäliga kostnader och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten. Intäktsramen ska även säkerställa att företagen kan hålla en hög leveranssäkerhet och att nödvändiga investeringar kan genomföras för att bibehålla nätets kapacitet och vid behov bygga ut det befintliga nätet.

Av förarbetena, prop. 2008/09:141 s. 58, framgår det att den nuvarande regleringen syftar till att nätföretagens verksamhet ska bedrivas effektivt till låga kostnader. Regleringen ska syfta till att säkerställa att kunden får betala ett skäligt pris för nättjänsten. Vidare ska regleringen bidra till att ge kunderna en långsiktig leveranssäkerhet och trygga den svenska elförsörjningen. Nätföretagen ska också ges stabila och långsiktiga villkor för sin nätverksamhet. Ytterligare ett viktigt mål med regleringen är att den ska understödja utvecklingen av en väl fungerande elmarknad.

Vid skälighetsbedömningen av godkänd intäktsnivå för 2010 kommer EI att genomföra ett antal steg som följer nedan.

Steg 1

Elnätsföretagen rapporterar varje år in en ekonomisk och teknisk särredovisning av elnätverksamheten sju månader efter räkenskapsårets utgång. I mars 2011 lämnade elnätsföretagen förslag till intäktsram för tillsynsperioden 2012-2015 samt de uppgifter som behövs för fastställandet av intäktsramen. De inrapporterade uppgifterna har kvalitetsgranskats och vid behov kompletterats.

Steg 2

Utifrån uppgifterna från särredovisningen, inkomna uppgifter i samband med företagets förslag till intäktsram samt av EI fastställda värden (FPI samt kalkylräntan) görs en individuell beräkning där företagets intäkter jämförs med utveckling av verkliga kostnader för överliggande nät, nätförluster och myndighetsavgifter samt beräknade löpnade påverkbara kostnader, samt kapitalkostnader.

Steg 3

I de fall där inspektionen funnit att det aktuella företagets verkliga intäkter för 2010 är högre än vad EI bedömer är rimligt, kommer EI enligt 12 kap. 3 § ellagen att meddela det aktuella företaget om fortsatt tillsyn avseende avgiftsåret 2011.

Steg 4

Inspektionen avser även att efter bedömningen av nätföretagens avgifter 2011 göra en samlad bedömning av nätavgifterna för åren 2008-2011. Det kan då i vissa fall bli aktuellt att meddela beslut om justering av nätavgifter.

Figur 1 Metodöversikt



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

3.2 Olika delar inom ramen för EI:s metod

EI:s metod för att beräkna en godkänd intäktsnivå grundar sig, som nämnts tidigare, på i huvudsak följande uppgifter:

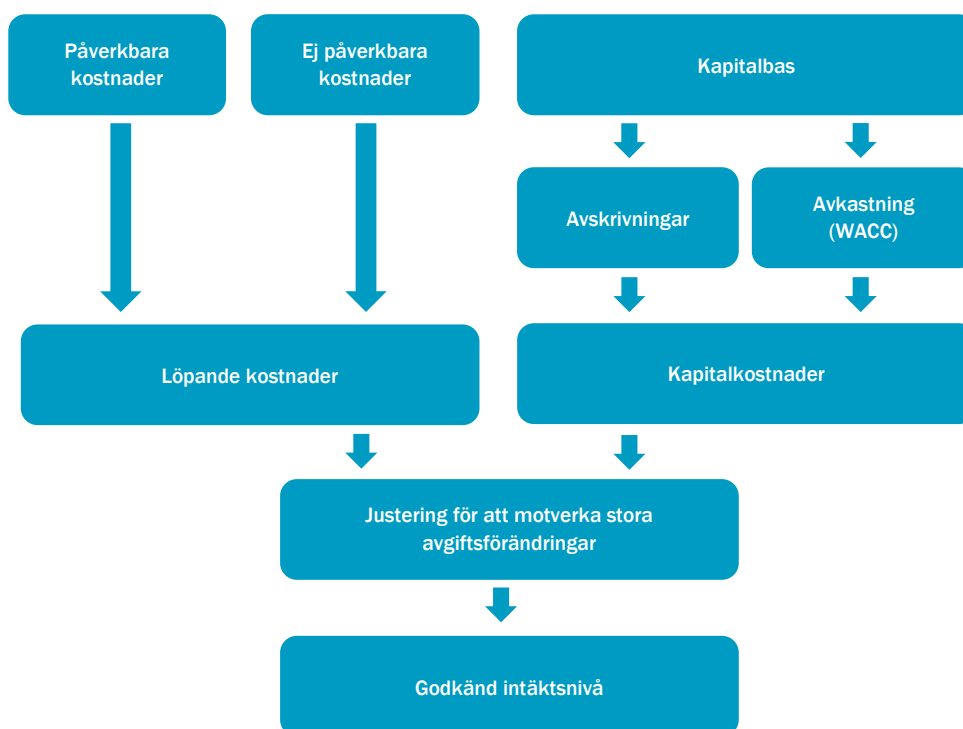
- Inrapporterade uppgifter från årsrapporter för perioden 2006-2010
- Inrapporterade uppgifter i samband med förslag till intäktsram för tillsynsperioden 2012-2015

Utifrån inrapporterade uppgifter beräknas följande poster:

- Löpande opåverkbara kostnader
- Löpande påverkbara kostnader
- Kapitalkostnad

Vid beräkningen är utgångspunkten att den godkända intäkten ska täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamhet samt ge rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva nätverksamheten. I figur 2 illustreras vilka delar som intäktsramen består av.

Figur 2 Olika delar inom ramen för EI:s metod



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

I de följande avsnitten beskrivs hur EI behandlar de olika delar som påverkar fastställandet av en godkänd intäktsnivå för 2010. För närmare beräkningar, se bilaga 1.

3.2.1 Löpande kostnader

Av 5 kap. 8 § ellagen framgår att som skäliga kostnader för att bedriva nätverksamhet ska anses kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en nätverksamhet med likartade objektiva förutsättningar. Skäliga kostnader (löpande kostnader) är som huvudregel sådana kostnader som inte utgör reglermässiga kapitalkostnader, det vill säga inte är att hänföra till anläggningstillgångar som är en del av kapitalbasen.

De löpande kostnaderna delas in i påverkbara och opåverkbara kostnader.

Uppgifterna som beskrivs i detta avsnitt är sådana som ska redovisas enligt 5 kap. 10-15 §§ EIFS 2010:6. Nedan följer en kort beskrivning av de skäligen löpande kostnaderna fördelat på opåverkbara kostnader och påverkbara kostnader samt korrigeringar. För mer detaljerad information, se bilaga 1.

Påverkbara kostnader

De påverkbara kostnaderna beräknas på samma sätt som i förhandsregleringen med undantag för effektiviseringskravet som inte beaktas för åren 2010-2011. Hänsyn till detta tas i förhandsregleringen under den första tillsynsperioden. Följande poster ingår i beräkningen av påverkbara kostnader:

- Transitering och inköp av kraft
- Handelsvaror
- Råvaror och förnödenheter
- Övriga externa kostnader
- Personalkostnader
- Jämförelsestörande poster
- Övriga rörelsekostnader
- Förändring av lager av produkter i arbete och färdiga varor
- Förändring av pågående arbete för annans räkning
- Aktiverat arbete för egen räkning

Korrigeringar som minskar de löpande kostnaderna:

- Avbrottsersättning
- Hyres-/leasingkostnader för anläggningstillgångar som ska ingå i kapitalbasen

Korrigeringar som ökar de löpande kostnaderna:

- Kapitalkostnader som avser anläggningstillgångar som inte ska ingå i kapitalbasen

Posten transitering och inköp av kraft korrigeras automatiskt i inrapporterings-systemet KENT. Kostnadsposten korrigeras för opåverkbara kostnader samt avbrottsersättning från överliggande nät. Avbrottsersättningen minskar kostnaden för transitering och inköp av kraft som därmed behöver ökas. Efter samtliga korrigeringar återstår därmed endast återbetalning från överliggande nät avseende tidigare års nätavgifter i posten transitering och inköp av kraft.

För 2010 beräknas de påverkbara kostnaderna med utgångspunkt i nätföretagens verkliga kostnader ur årsrapporter för åren 2006-2009. De redovisade kostnaderna för respektive år 2006-2009 indexerar till 2010 års värde med ett faktorprisindex som SCB tagit fram. Därefter beräknas ett medelvärde för de fyra åren. De löpande påverkbara kostnaderna kommer inte att åsättas något effektiviseringskrav för åren 2010-2011.

Det finns två korrigeringar som minskar de löpande kostnaderna, avbrottsersättning och hyres-/leasingkostnader för anläggningstillgångar som ska ingå i kapitalbasen. Enligt 5 kap 8 § ellagen ska avbrottsersättning inte anses vara en skäligen kostnad vid beräkning av intäktsramen. Nätföretaget får därför inte tillgodoräkna sig avbrottsersättning vid beräkning av godkänd intäktsnivå.

Med avbrottsersättning avses den ersättning som betalas till kunden då avbrottet (aviserat eller oaviserat) överstigit 12 timmar. Om avbrottsersättning till kund har redovisats som en kostnad i resultaträkningen i årsrapporten ska de löpande kostnaderna minskas med motsvarande belopp.

Hyres-/leasingkostnader för anläggningstillgångar som ska ingå i kapitalbasen minskar de löpande kostnaderna. Det vore inte skäligt om elnätsföretaget får tillgodoräkna sig både kapital- och löpande kostnad avseende samma tillgång. Med anledning av detta ska hyres-/leasingkostnader för sådana tillgångar som ska ingå i kapitalbasen exkluderas ur löpande kostnader.

I de fall nätföretaget hyr eller leasar en anläggningstillgång som ska redovisas som en del av nätföretagets kapitalbas ska nätföretaget redovisa hyreskostnaderna, exklusive kostnader för drift och underhåll för dessa anläggningar, vilket framgår av föreskriften 5 kap. 12 § 4 EIFS 2010:6.

Av nämnda paragraf framgår att med leasingkostnader jämställs hyreskostnader eller liknande kostnader för tillgången föranlett av nyttjanderätten. Ett exempel på en sådan hyrd tillgång kan vara ett system för driftövervakning. Om nätföretaget hyr endast en del av en anläggningstillgång ska endast kostnaden för den hyrda delen redovisas.

Det finns en korrigeringspost som ökar de löpande kostnaderna, det är posten kapitalkostnader som avser anläggningstillgångar som inte ska ingå i kapitalbasen. Exempel på sådana anläggningstillgångar är mark, kontorsfastigheter och kontorsmöbler samt vissa datorsystem, datorer och bilar. Kapitalkostnaderna ska räknas om till löpande kostnader. Den ränta som används för att räkna om en kapitalkostnad till en löpande kostnad utgår från kostnaden för lånat kapital före skatt.

Opåverkbara kostnader

Med opåverkbara kostnader avses följande poster i årsrapporten; kostnader för nätförluster (fördelat på inköp och egen produktion), abonnemang till överliggande och angränsande nät och kostnader för abonnemang i inmatningspunkt (nätnyttöersättning) samt myndighetsavgifter.

Vid skälighetsbedömningen av godkänd intäktsnivå används nätföretagets verkliga värden för 2010 års opåverkbara kostnader till skillnad från förhandsregleringen där företagen har prognostiserat dessa kostnader.

Med anledning av att företagen för den aktuella perioden 2008-2011, sannolikt har små möjligheter att påverka de verkliga kostnaderna för nätförluster har inspektionen bedömt att det är rimligt att verkliga kostnader för nätförluster ska användas. Det kan dock bli aktuellt att inspektionen genomför särskild tillsyn för att säkerställa att nätkoncessionshavarens inköp av el för täckning av nätförluster skett på ett marknadsorienterat sätt.

3.2.2 Kapitalkostnad

Med företagets kapitalkostnad avses en rimlig ersättning för att använda fysiskt kapital, exempelvis ledningar och transformatorstationer.

Kostnaden utgörs av två delar, dels kostnaden för förbrukning av tillgången (avskrivning), dels själva ersättningen på nedlagd kapital. I ersättningen ska både främmande och eget kapital hanteras. Indirekt ingår därmed också en rimlig vinst för nätverksamheten i den del som avser avkastning på ägarnas nedlagda kapital.

För att beräkna kapitalkostnaden används real annuitetsmetod. Vilket innebär att kapitalkostnaden fördelas lika över tillgångens ekonomiska livslängd, det vill säga summan av kostnaden för kapitalbindningen och avskrivningen är reellt lika stor över hela avskrivningstiden. Detta uppnås genom att kapitalbasen multipliceras med annuitetsfaktor, beräknad utifrån antagna värden på realränta och avskrivningstid. Så länge en anläggning används får den ingå i kapitalbasen och därmed ge underlag för kapitalersättningen i intäktsramen. Detta oberoende av om anläggningen uppnått den av regleringen bestämda avskrivningstiden.

Vid beräkning av kapitalkostnaden enligt real annuitetsmetod är det två faktorer som måste bestämmas:

- Kalkylräntan bestäms så att avkastningen motsvarar den ersättning som krävs under året för att attrahera kapital för en investering, i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk och investeringshorisont. Kalkylräntan är beräknad som en vägd genomsnittlig kostnad för att skaffa nödvändigt kapital. Se närmare beskrivning i bilaga 2-3
- Avskrivningstid för de tre kategorier anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen

För att kunna beräkna en skälig kapitalkostnad behöver en rimlig avskrivningstid fastställas för de anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen. Den avskrivning som ska ingå i bedömningen av den totala intäktsramen är inte densamma som den bokföringsmässiga avskrivningstiden eller anläggningens tekniska livslängd, utan motsvarar ekonomisk livslängd. Inspektionen ser ingen anledning att frånga de, enligt förhandsregleringen angivna avskrivningstider, se bilaga 1.

Kapitalbasen

För perioden 2008-2009 har inspektionen använt en approximerad kapitalbas vid beräkning av kapitalkostnaden då detaljerade uppgifter om anläggningarna saknats. I samband med att nätföretagen i mars 2011 lämnade in förslag till intäktsram för tillsynsperioden 2012-2015, har nätföretagen även lämnat in uppgifter om kapitalbasen per 31 december 2010. Detta innebär även att investeringar och utrangeringar för 2010 är inkluderade.

Kapitalbasen består av anläggningar som används för att bedriva elnätverksamhet. Det är anläggningar för överföring av el, för mätning av överförd el, system som används för drift av anläggningarna och system som används för beräkning eller rapportering av överförd el. Det har ingen betydelse om företaget äger, hyr eller hyr ut anläggningen.

Vid värdering av kapitalbasen har nätföretagen möjlighet att använda fyra olika värderingsmetoder. Val av metod grundar sig på följande:

- Normvärden
- Anskaffningsvärden
- Bokförda värden
- Annat skäligt värde

Huvudregeln är att normvärden ska användas. I 9 § förordningen (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen anges att en anläggningstillgång som ingår i kapitalbasen ska anges med ett nuanskaffningsvärde som motsvarar ett normvärde för en anläggningstillgång som är i huvudsak likadan som den tillgång som ingår i kapitalbasen. Under 2010 tog EI fram normvärden för anläggningar inom olika spänningsnivåer.

Vid förekomsten av särskilda skäl är det möjligt att använda anskaffningsvärden, exempelvis om det saknas normvärde för en viss typ av anläggning. Om både normvärde och anskaffningsvärde saknas kan bokfört värde användas. I sista hand ska ett skäligt värde bestämmas om det inte är möjligt att använda någon av de tre övriga metoderna. För mer information om värderingsmetoderna och vilka tillgångar som ingår i kapitalbasen, se 3 och 9-11 §§ förordningen (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857).

Oavsett värderingsmetod beräknas anläggningarnas nuanskaffningsvärde enligt den kostnadsnivå som gällde för år 2010.

Av 5 kap. 3 § EIFS 2010:6 framgår det att samtliga anläggningstillgångar i kapitalbasen redovisas uppdelat på nedan angivna kategorier. Denna fördelning görs oavsett vilken värderingsmetod anläggningstillgångarna i kapitalbasen värderas med.

1. Ledning
2. Station, transformator och kringutrustning
3. System för drift eller övervakning av en anläggning för överföring av el, eller system för beräkning eller rapportering vid mätning av överförd el

Bakgrunden till den valda kategoriseringen finns i föreskriften NUTFS 1998:1¹¹. Enligt författningen ska eldistributionsanläggningar och mätare specificeras enligt 11 kategorier¹². Förenkling från elva till att endast tre kategorier gjordes för att minska den administrativa bördan för företagen och EI. Vidare representerar var och en av de tre kategorierna en grupp av anläggningstyper med ungefär samma avskrivningstid.

3.2.3 Intäkter

Bestämmelser om nätkoncessionsinnehavarnas intäkter från nätverksamheten och om skälighetsbedömningen av dessa intäkter finns angivna i 5 kap. ellagen.

Med intäktsram avses enligt 1 kap. 5 a § ellagen de samlade intäkter som en nätkoncessionshavare högst får uppbära från nätverksamheten under en tillsynsperiod.

¹¹ Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd om ändring i Närings- och Teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd (1995:1) om redovisning av nätverksamhet

¹² 4 § pkt 3 NUTFS 1998:1

I ellagen avser nättariffen avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till en ledning eller ledningsnät.

Av EIFS 2010:6 7 kap. 5 § framgår att intäkterna består av:

- Transiteringsintäkter
- Anslutningsintäkter¹³
- Engångsintäkter
- Återbetalningar till kund av tidigare års nätavgifter
- Ersättning till kund för leveransavbrott
- Myndighetsavgifter enligt förordningen (1995:1296) om vissa avgifter på elområdet
- Övriga rörelseintäkter
- Tidigare förutbetalda intäkter som ska hänföras till tillsynsperioden

Av det allmänna rådet framgår att med övriga rörelseintäkter avses exempelvis intäkter från kravavgifter, faktureringsavgifter, påminnelseavgifter, avgifter för ökad mätning, ersättning för skador på anläggning orsakad av annan, intäkter från flyttning av ledning, intäkter från skrotförsäljning vid rivning av koncessionshavares anläggningar, intäkter från uthyrning av anläggningar, investeringsbidrag, beredskapsmedel eller motsvarande.

3.3 Beräknad nivå på intäkter för 2010

Den av EI framtagna metoden beräknar den intäkt som ett företag långsiktigt behöver för att säkerställa att driften sker med en hög leveranssäkerhet och som ger utrymme för att nödvändiga investeringar kan genomföras.

För att säkerställa att samtliga företag behandlas lika är metodens beräkning frikopplad från företagets bokförda kostnader. Den beräknade intäkten bygger istället på antaganden om vad ett rimligt effektivt företag bör ha för kostnads-täckning och avkastning under tillsynsperioden. När det sedan gäller kapital-kostnaderna som beräknas med metoden skiljer sig dessa i de allra flesta fall från företagets bokföringsmässiga avskrivningar och finansiella kostnader samt avkastningskrav i verksamheten. Det beror på att EI anser att kapitalkostnaderna ska ge en långsiktig och stabil utveckling av nätavgifterna. Detta genom att de fördelas jämnt över anläggningarnas livslängd för att på så sätt säkerställa att intäkterna fördelas jämt över tiden.

Metoden tar inte heller hänsyn till hur företagen historiskt har fått kostnads-täckning för sina kostnader för att driva elnätet.

Det innebär att skillnaden mellan företagets faktiska intäkter i dagsläget och den långsiktigt stabila intäkt som beräknas med metoden behöver utjämnas för att säkerställa att kravet på att kunderna ska ha låga och stabila tariffer beaktas fullt ut.

¹³ Detaljerad beskrivning om anslutningsavgifter återfinns i "Handbok för redovisning av intäktsram", sid. 23-24

Vid skälighetsbedömningen ska EI beakta kundernas rätt till låga och stabila tariffer. Detta innebär att kunderna inte ska få omotiverat stora avgiftsförändringar från ett år till ett annat. Hur stora förändringar som kan tillåtas i det enskilda fallet måste bedömas utifrån företagets nuvarande intäktsnivå.

EI har vid skälighetsbedömningen av godkänd intäktsnivå för 2010 följt samma synsätt som vid skälighetsbedömningen av de yrkade intäktsramarna för tillsynsperioden 2012-2015. För att säkerställa att avgifterna inte höjs oskäligt mycket från år till år innebär detta att utjämningen måste ske under fyra tillsynsperioder, dvs. 16 år. Då EI:s beräkningar utgår från företagets intäkter för 2006-2009 (i 2010 års prisnivå), måste utjämningen även omfatta åren 2010 och 2011. Utjämningen kommer därför att ske över 18 år (16+2). Med hänsyn härtill kan intäkterna för 2010 därför endast tillåtas att öka med högst 1/18.

Vid beräkning av intäktsramen för tillsynsperioden 2012-2015 ställs två fyraårsperioder i jämförelse med varandra, vilket i sin tur innebär att differensen blir fyra gånger större, till skillnad från 2010 års intäktsnivå där jämförelse mellan företagets intäkter för 2006-2009 (i 2010 års prisnivå) och den godkända intäktsnivån för 2010 görs. Detta kan få konsekvenser om intäktsförändringen varit stor under perioden 2006-2009. För att kunna jämföra företagets intäkter för åren 2006-2009 och intäktsramen för 2010, samtidigt som hänsyn tas till anpassning av förhandsregleringen, så har den 18 åriga perioden delats på fyra.

Beräkning av historiska intäkter i 2010 års prisnivå utgår från ett medelvärde av 2006-2009 års intäkter uppräknade med FPI för elnätsföretag. Skillnaden mellan verkliga intäkter för 2010 samt medelvärdet av historiska intäkter inkl. $(1/(18/4))$ ger en indikation om nätavgifterna överskrider den godkända nivån.

3.4 Bedömning av leverans kvalitet

Kvaliteten på överföring av el är också en parameter för bedömning av nätavgifternas skälighet. Inriktningen på bedömningen av leverans kvalitet avseende åren 2008-2011 kommer utgöras av att, precis som med intäcks- och kostnadsutvecklingen, bedöma trender och förändringar av leverans kvaliteten.

Eftersom kvalitetsnivån ingått i tidigare års bedömningar av nätavgifterna kommer granskningen 2008-2011 inriktas mot att fånga upp systematiska kvalitetsförsämringar och vidta specifika åtgärder för de fall sådana försämringar kan konstateras. Detta kommer att ske genom att resultatet av analysen kommer att vara en av flera variabler som ligger till grund för den särskilda kvalitetstillsyn som inspektionen årligen utövar. Något direkt kvalitetsavdrag i förhållande till uttagna intäkter kommer inte att tillämpas för perioden 2008-2011.

Vid skälighetsbedömningen av intäktsramen 2012-2015 ska hänsyn tas till kvaliteten i nätföretagets sätt att bedriva nätverksamheten.

I vissa fall har detta lett till en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen. Vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten framgår av EIFS 2011:1.¹⁴

¹⁴ Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten vid fastställande av intäktsram

4 Elnätsföretagens intäkts- och kostnadsutveckling

4.1 Elnätsföretagens avgifter

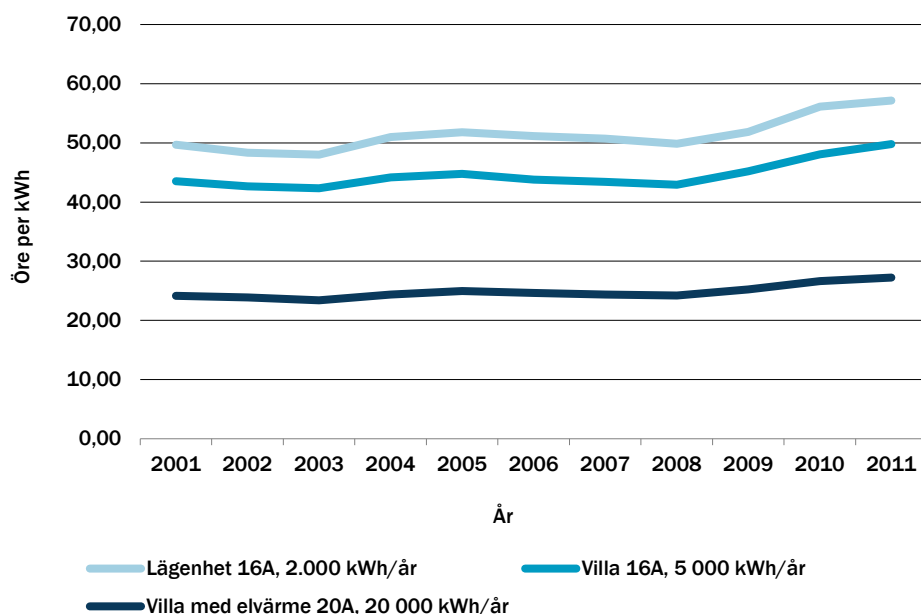
Energimarknadsinspektionen kan konstatera att avgiftsökningarna på senare år varierat kraftigt mellan åren och olika kundgrupper. Avgifterna var i stort sett oförändrade fram till 2008. Sedan 2009 har däremot avgifterna för landets samtliga nätföretag ökat. Ökningstakten i avgifterna mellan 2010 och 2011 är dock lägre än året dessförinnan. De genomsnittliga höjningarna för 2011 uppgår till mellan 4,7 och 7,7 procent för hushållskunder. Det kan konstateras att nätföretagen har höjt avgifterna mer än inflationen de senaste tre åren. Granskningen av nätföretagens intäkter sker i efterhand till och med avgiftsåret 2011. Eftersom EI ännu inte granskat 2011 års avgifter, så har heller inte skäligheten kunnat bedömas.

En tydlig tendens kan urskiljas för 2011 års prisökningar. I jämförelse med föregående års prishöjningar har lägenhetskunderna i år fått lägre höjningar än majoriteten av villakunderna. Det är stora variationer i prisökningarna både mellan olika elnätsföretag och mellan olika kundkategorier. Skillnaderna varierar kraftigt mellan sänkningar på cirka 2 procent till höjningar på cirka 55 procent för hushållskunder. Den billigaste nätavgiften i Sverige för en lägenhetskund (med en förbrukning om ca 2000 kWh per år) är 720 kronor per år exklusive moms medan den dyraste är 2 509 kronor. Motsvarande siffror för en villa med elvärme är 3 328 kronor för den billigaste avgiften och 8 616 kronor för den dyraste avgiften.

Figur 3 visar den reala¹⁵ utvecklingen av nätavgifter för tre kategorier av hushållskunder under perioden 1 januari 1997 till 1 januari 2011, uppräknat till 2011 års prisnivå.

¹⁵ Real prisutveckling visar prisutvecklingen i förhållande till den totala kostnadsutvecklingen i Sverige.

Figur 3 Real utveckling nätavgifter (2011 års prisnivå)



KÄLLA: ENERGI-MARKNADSINSPEKTIONEN

Lägenhetskunderna har fått en faktisk prisökning av avgifterna det senaste året med cirka 4,7 procent¹⁶. Motsvarande höjning för en villakund med 16A är cirka 7,7 procent, medan avgifterna för en villa med elvärme har höjts med cirka 5,2 procent.

De förklaringar som företagen ger till de senaste årens höjningar är bland annat att stamnätsavgiften har höjts, vilket ökar region- och lokalnätföretagens kostnader. En annan förklaring är lokalnätsföretagens investeringar för en ökad leveranssäkerhet samt anpassningar till nya lagkrav om avbrott som trätt i kraft den 1 januari 2011. Lagen innebär att elavbrott längre än 24 timmar inte tillåts. Därutöver har lagkravet om utjämning av nätavgifter i närliggande områden inneburit att nätavgifterna höjts för vissa kunder och sänkts för andra¹⁷. Vissa företag har även angett bland annat ökade materialkostnader för drift och underhåll samt ökade kostnader för energiförluster i ledningarna som skäl till höjningarna.

Ytterligare anledningar till att lokalnätsföretagens kostnader har ökat de senaste åren är omfattande investeringar efter stormarna under 2005 och 2007. Därefter infördes mätreformen 2009 med krav om månadsvis avläsning vilket medförde stora investeringar i nya mätare och avläsningssystem.

En sammanställning av nättarifferna för åren 2005-2011 och en mer detaljerad beskrivning av nättariffernas utveckling finns på EI:s hemsida PM2011:05, *Utveckling av elnätsavgifter 2010-2011*.

¹⁶ Nominell medianhöjning, dvs. faktisk prisökning utan att hänsyn har tagits till Konsumentprisindex (KPI).

¹⁷ Se ordlista, Utjämning av nättariffer.

4.2 Svenska kraftnäts tariffer

Elnätsföretagen har de senaste åren fått ökade kostnader som de inte kan påverka på kort sikt. Det gäller framförallt kostnader för överliggande nät.

Svenska kraftnät fortsätter att höja stamnätstariffen, det vill säga de avgifter som tas ut av regionnäts- och lokalnätsföretagen för att bekosta driften av stamnätet i Sverige.

Affärsverket svenska kraftnäts investeringar beräknas uppgå till 3,2 miljarder kronor under 2011. När investeringsplanen för treårsperioden 2012–2014 upprättats beräknas motsvarande siffra uppgå till 11,4 miljarder kronor. De främsta anledningarna till den ökade investeringstakten är investeringar som krävs för att omhänderta utbyggnaden av förnybar elproduktion, höja effekten i kärnkraftverken, behoven av att bygga bort begränsningar i överföringsförmågan inom landet samt en ökad integration med andra marknader. Därtill krävs även re-investeringar för att rusta upp befintliga anläggningar.¹⁸

Stamnätsavgiften består av två delar, energiavgiften och effektavgiften. Energiavgiften avser täcka kostnaderna för överföringsförlusterna på stamnätet, medan effektavgiften ska täcka kostnaderna för att förvalta och bygga ut stamnätet. Stamnätsavgiften höjdes med cirka 32 procent under 2010. Den 1 januari 2011 höjdes energiavgiften med 9 procent, medan effektavgiften höjdes med 19 procent. Affärsverket svenska kraftnät har aviserat att stamnätsavgiften kommer att höjas den 1 januari 2012 motsvarande den planerade höjningen enligt investerings- och finansieringsplanen. Effektavgiften höjs i genomsnitt med 9,9 procent. Höjningen av effektavgiften kommer att slå olika för olika kunder. Den geografiska differentieringen i avgiften kommer att minska och producenterna kommer att få bära en större andel av effektavgiften än tidigare.¹⁹

Den svenska elmarknaden delades in i fyra elområden den 1 november 2011. Energiavgiften för elområde 1 och 2 höjs med 5,2 procent medan område 3 och 4 höjs med 7,4 procent. Av den totala nätavgiften utgör stamnätstariffen endast en liten del. Enligt uppgifter från Svenska kraftnät framgår det att den beslutade höjningen för 2012 motsvarar i genomsnitt 0,2 öre per kWh för en vanlig elkund.²⁰

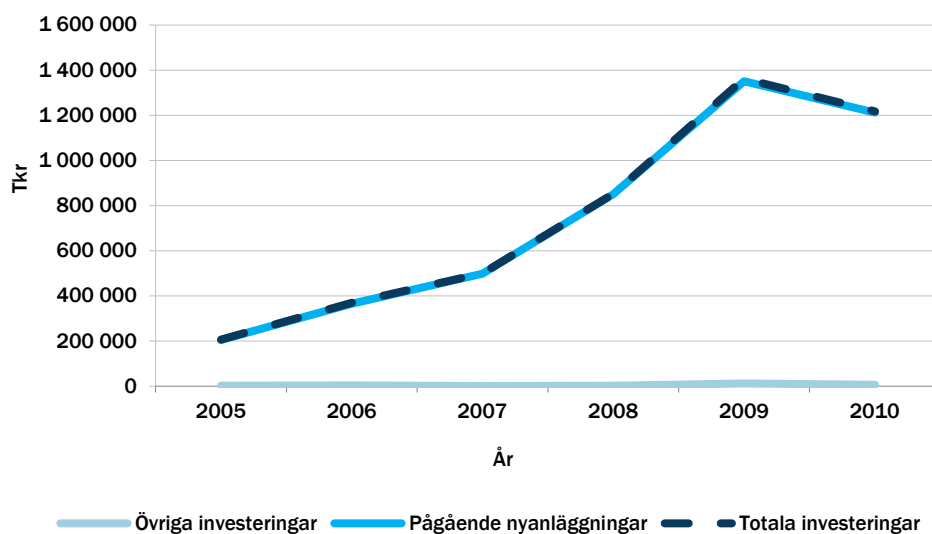
Figur 4 visar Svenska kraftnäts investeringsnivå under perioden 2005-2010.

¹⁸ <http://www.svk.se/>

¹⁹ <http://www.svk.se/>

²⁰ <http://www.svk.se/>

Figur 4 Investeringar i stamnätet



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Tillsyn av Svenska kraftnäts nättariffer sker i en särskild ordning. När det gäller förhandsregleringen innebär detta att Svenska kraftnät erhåller en intäktsram för en period om ett år som de inte får överstiga. Den första tillsynsperioden med den nya metoden är 2012. Regeringen fattade slutligt beslut om hur stora intäkter företaget får ha för 2012. EI:s uppgift är att granska deras förslag till intäktsram och att rekommendera ett beslut till regeringen. Svenska kraftnät har yrkat om en intäktsram på drygt 6,1 miljarder kronor. EI har efter granskning av detta förslag funnit att den totala intäkten bör uppgå till högst 4,5 miljarder kronor. Från och med 2013 är det EI som fattar beslut om intäktsram för Svenska kraftnät.

4.3 Total intäkts- och kostnadsutveckling för elnätsbranschen i Sverige 2009

Under 2010 har de totala intäkterna för samtliga lokalnätsföretag uppgått till cirka 27,7 miljarder kronor. Detta är en ökning med cirka 11 procent jämfört med föregående år.

I de totala intäkterna ingår:

- Transiteringsintäkter
- Anslutningsintäkter
- Engångsintäkter
- Återbetalning till kund av tidigare års nätavgifter
- Myndighetsavgifter
- Övriga rörelseintäkter

Det är viktigt att beakta att anslutningsintäkter och engångsintäkter kan ge betydande utslag för ett visst år om företaget under det aktuella året exempelvis genomfört en enskild anslutning av en stor kund.

Totalt för lokalnätbolagen har anslutningsintäkterna utgjort drygt 2 procent av den totala intäktsökningen, vilket motsvarar cirka 69 miljoner. Engångsintäkterna har under 2010 ökat med cirka 4 miljoner kronor till totalt 124 miljoner kronor.

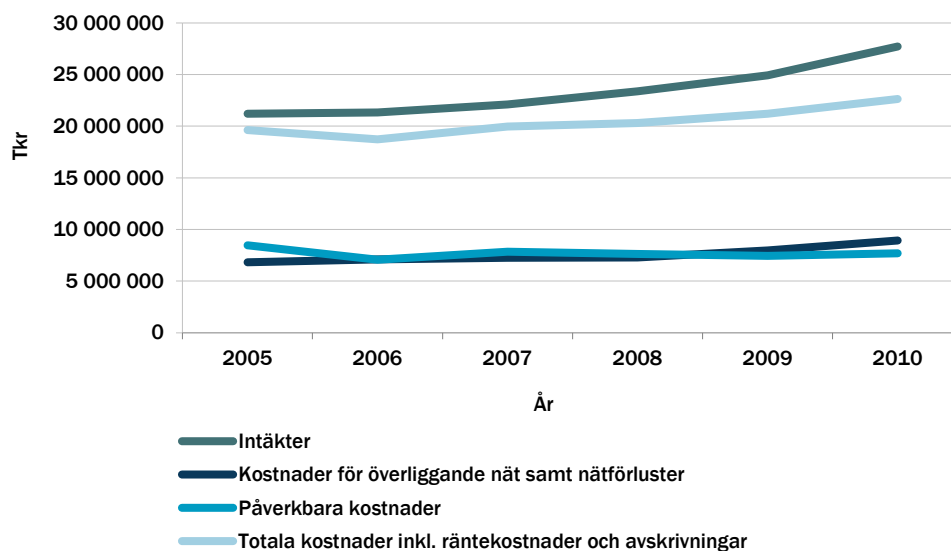
Nätavgifterna avspeglar de underliggande kostnaderna för elöverföring. Kostnaden i respektive nätområde beror på nätets uppbyggnad och konstruktion, det vill säga kostnaden för att bygga och förvalta de ledningar och stationer som överför el från produktionskällorna till slutanvändarna. Nättariffen som el-abonnten betalar till sitt lokala nätföretag består av kostnader som uppstått i stamnätet, regionnätet och lokalnätet.

Totala kostnader (bokförda kostnader) för samtliga lokalnätsföretag har under 2010 uppgått till cirka 22,6 miljarder kronor. Detta är en ökning med cirka 7 procent jämfört med föregående år.

Totala kostnader är uppdelade enligt följande:

- Kostnad för överliggande nät
- Nätförluster
- Myndighetsavgifter
- Påverkbara kostnader (drift och underhåll, kundspecifika kostnader med mera)
- Övriga kostnader (räntor och avskrivningar)

Figur 5 Intäkts- och kostnadsutveckling för elnätsföretag



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Kostnader för överliggande nät (regionnät och stamnät), samt nätförluster inkluderar även myndighetsavgifter. Kostnaden för överliggande nät samt nätförluster har under 2010 uppgått till drygt 8,9 miljarder kronor. I jämförelse med år 2009 har de totala kostnaderna för överliggande nät och nätförluster ökat med cirka 12 procent.

Av de drygt 8,9 miljarderna står cirka 6,7 miljarder kronor för kostnader för överliggande nät. Detta är en ökning med cirka 16,5 procent jämfört med 2009.

Däremot uppgår kostnaderna för nätförluster till ungefär samma värde som 2009 med en minskning med cirka 0,5 procent. Sett över perioden 2005-2010 har Kostnader för överliggande nät samt nätförluster ökat från cirka 6,8 miljarder kronor till 8,9 miljarder kronor, vilket är en ökning på cirka 31 procent.

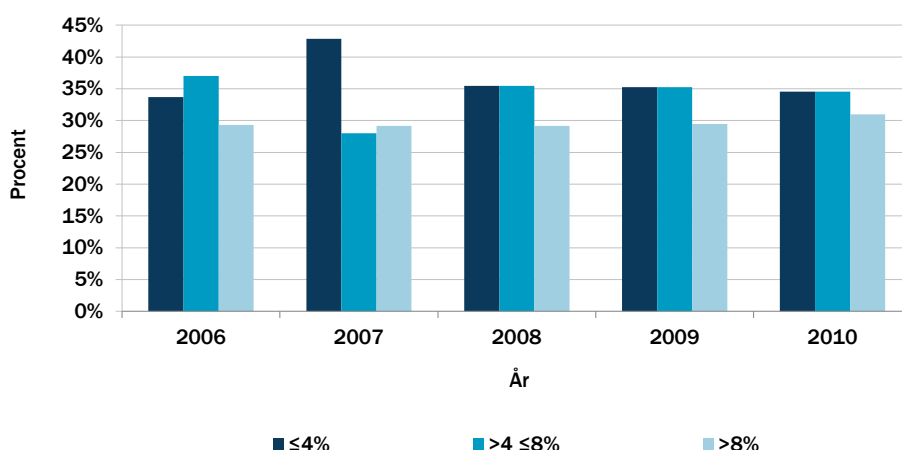
Påverkbara kostnader består av råvaror och förnödenheter, jämförelsestörande kostnader (för tidigare år), personalkostnader, övriga externa kostnader, återbetalning från överliggande nät avseende tidigare års nätavgifter och övriga rörelsekostnader (drift och underhåll, kundspecifika kostnader med mera).

Storleken på de påverkbara kostnaderna har varierat under perioden 2005-2010. Det kan dock konstateras att kostnaderna har varit högre för åren 2005 och 2007. En förklaring till detta kan dock vara ökade kostnader som vissa elnätsföretag hade för stormarna Gudrun (2005) och Per (2007). Under 2010 har de påverkbara kostnaderna ökat med cirka 3,3 procent.

I övriga kostnader ingår avskrivningar samt räntekostnader. I jämförelse med 2009 har de övriga kostnaderna ökat med cirka 3,6 procent. Sett över hela perioden 2005-2010 har avskrivningar och räntekostnader ökat något. Utvecklingen under denna period har dock varit ganska stabil.

När det gäller avkastning på totalt kapital, visar figur 6 att andelen företag med en avkastning som är lika med eller större än 8 procent har ökat marginellt mellan 2005 och 2010. Medianen av avkastningen på totalt kapital har ökat från 5,4 procent till 5,8 procent mellan 2009 och 2010.

Figur 6 Elnätsföretagens avkastning på totalt kapital



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

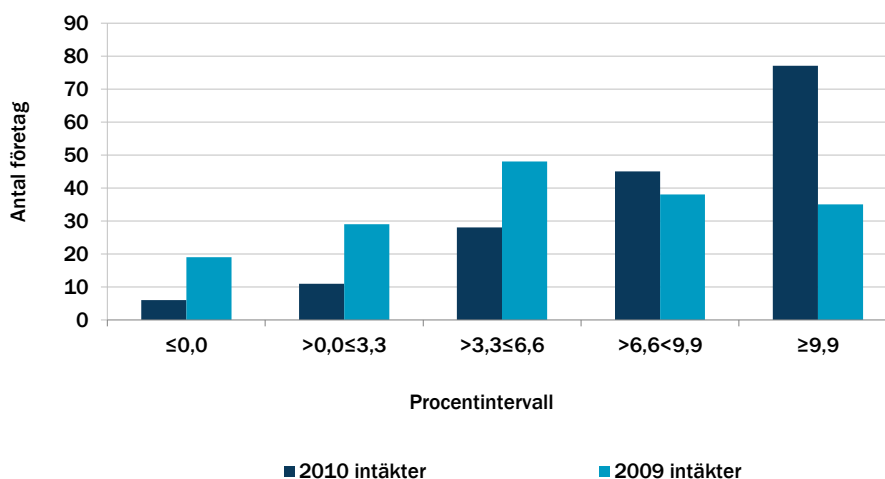
Energimarknadsinspektionen kan dock konstatera att de ökningarna av intäkter som nätföretagen genomfört under 2010 vida överstigit de underliggande kostnadsökningar som nätföretagen vidkänns.

Majoriteten av nätföretagen har dock i tidigare års granskningar av nätavgifterna haft betydande utrymme till höjningar på grund av att den avkastning som dessa företag har är lägre än den reglermässiga avkastningen.

4.4 Stora skillnader mellan nätföretagens intäktsökningar

Av figuren nedan framgår att betydligt fler nätföretag ökar intäkterna i större grad än föregående år.

Figur 7 Antal företag inom intäktsökning/intäktssänkingsintervall



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Av figur 7 framgår det att flera lokalnätstföretag ligger inom de högre intervallen i jämförelse med föregående år. Majoriteten av företagen ligger på det högsta intervallet som omfattar intäktsökningar från 9,9 procent. Medelvärdet för intäktsökning hos företagen år 2010 ligger på 11,1 procent jämfört med 2009 då medelvärdet låg på 5,7 procent. Det är 6 stycken lokalnätstföretag som har minskat intäkterna under 2010. Detta är en minskning i jämförelse med föregående år då 21 stycken lokalnätstföretag minskade sina intäkter.

4.5 Investeringsnivån i elnätsbranschen

Elnätstföretagen har olika förutsättningar för att bedriva sina verksamheter, vilket avgör hur mycket ett elnätstföretag behöver investera för att upprätthålla en god kvalitet för kunderna till ett rimligt pris.

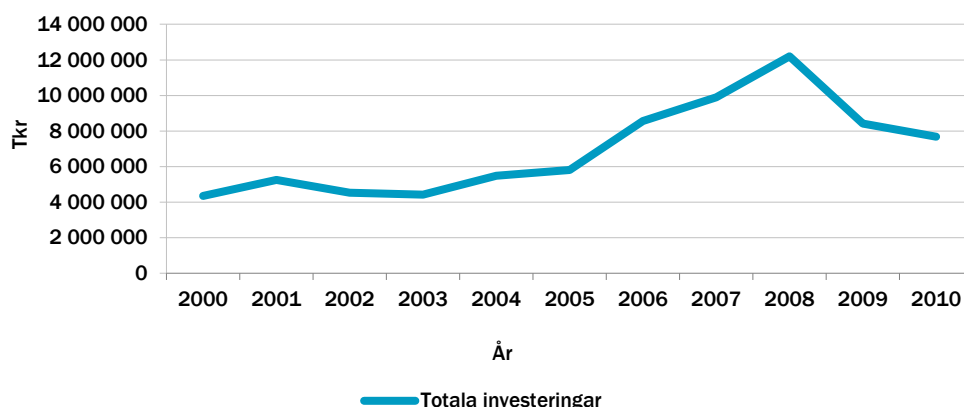
Som framgår av figur 9 har investeringstakten ökat från en nivå på cirka 5 miljarder kronor 2005 till cirka 12 miljarder kronor 2008. Under åren 2009 och 2010 har investeringarna fallit tillbaka och ligger 2010 på cirka 7,7 miljarder kronor.

Investeringsökningen mellan 2005-2008 har flera orsaker, under 2005 och 2007 drabbades södra Sverige av stormarna Gudrun och Per, vilket medförde stora skador på distributionsnätet och långa avbrott för kunderna. Detta ledde till att många nätföretag, i synnerhet de med stor andel landsbygdsdistribution genomförde stora investeringar för att säkra leveranskvaliteten framöver.

En ytterligare anledning till ökningen av investeringarna är att riksdagen under 2006 beslutade att införa krav på månadsvis avläsning. Kravet började gälla den 1 juli 2009 och innebär att elnätsföretagen är skyldiga att en gång i månaden läsa av samtliga mätare för abonnemang om högst 63 ampere.

Skälen är att skapa incitament till förändrad energiförbrukning, öka rörligheten på elmarknaden, få en koppling mellan förbrukning och fakturering samt uppnå en kortare tid för avräkning. De nya reglerna ställer inga tekniska krav, utan omfattar endast ett funktionskrav på att mätarna ska avläsas en gång per månad. Eftersom elektronisk avläsning är det mest rationella sättet att läsa av mätarställningar på har de flesta nätföretag valt att installera elmätare som kan fjärravläsas.

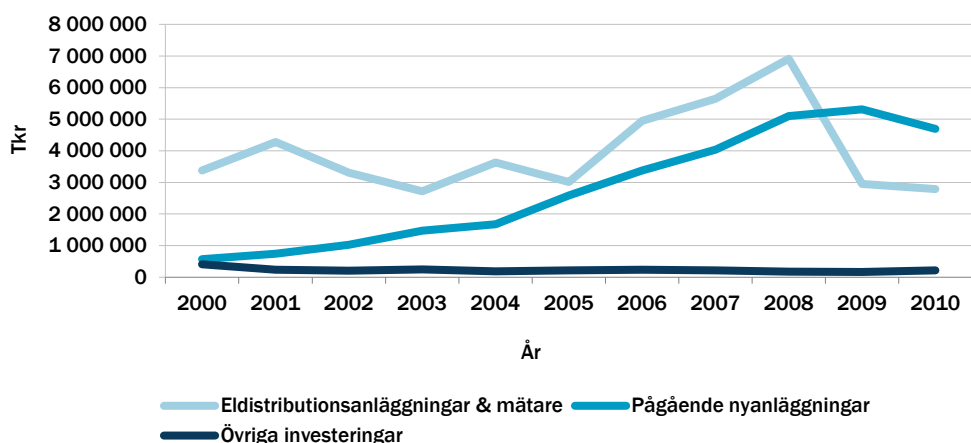
Figur 8 Elnätsföretagens investeringar 2000-2010



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Eldistributionsanläggningar och mätare utgör 2010 drygt 91 procent av redovisningsenheternas materiella anläggningstillgångar. Enligt inspektionens beräkningar uppgår investeringarna under 2010 för eldistributionsanläggningar och mätare till cirka 36 procent av de totala investeringarna samtidigt som investeringar i pågående nyanläggningar uppgår till cirka 61 procent. Detta kan sättas i relation till investeringar för övriga anläggningstillgångar som under året har varit cirka 3 procent. I övriga anläggningstillgångar innefattas byggnader och mark, inventarier, elproduktionsanläggningar samt maskiner och andra tekniska anläggningar.

Figur 9 Fördelning av elnätsföretagens investeringar



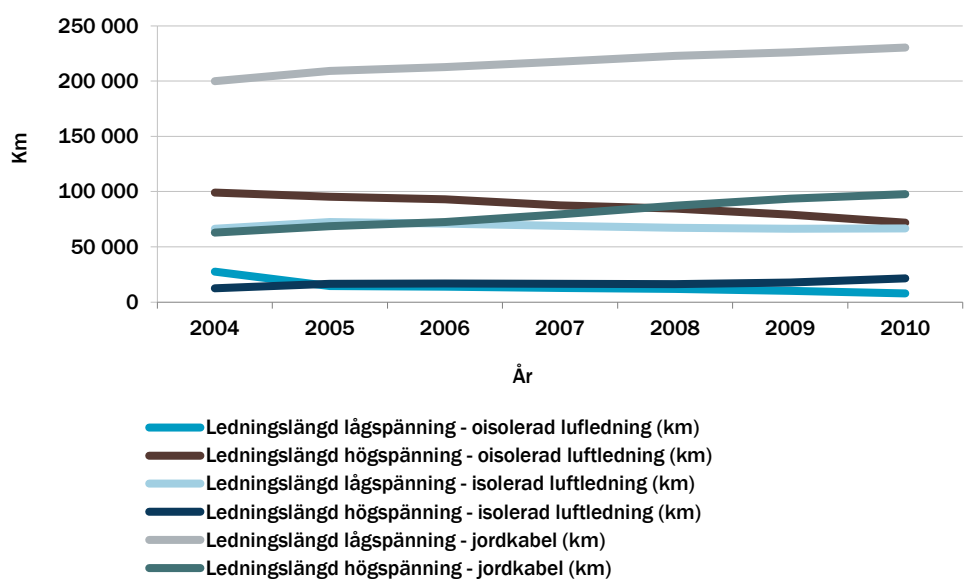
KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

En analys av nätföretagens årsrapporter visar att investeringarna för jordkabel fortsatte att öka under 2010. Som det framgår av figur 9 har längden för oisolerad luftledning för låg- och högspänning sedan 2004 minskat med ungefär 19 639 km respektive 27 346 km.

När det gäller isolerad luftledning så är längden för lågspänningsledningen ungefär densamma för 2010 som den var för 2004 medan längden högspänningsledning har ökat med ungefär 8 980 km sedan 2004.

Ledningslängden för jordkabel lågspänning har ökat med 30 466 km och för högspänning med 34 614 km under samma tidsperiod.

Figur 10 Ledningslängder låg- och högspänning 2004-2009



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

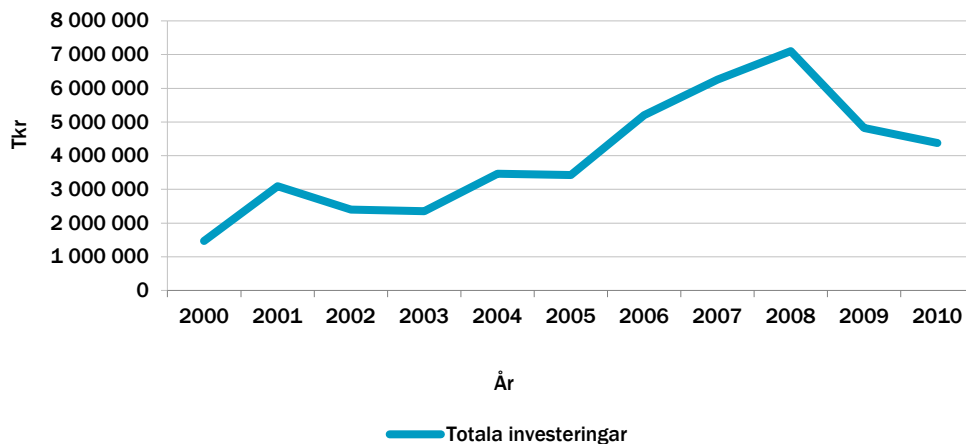
4.6 Utveckling för E.ON, Fortum och Vattenfall

Eftersom E.ON, Fortum och Vattenfall har lokalnätsverksamheter som totalt sett omfattar cirka 51 procent av samtliga kunder i Sverige har inspektionen valt att göra en särskild redovisning av utvecklingen för dessa redovisningsenheter.

Gemensamt är att företagen drabbades av stormarna Gudrun 2005 och Per 2007, vilket medförde driftstörningar i näten och därmed kostnadsökningar i form av bland annat avbrottsersättningar till drabbade kunder samt reparationer. De ersättningar som betalades ut till kunderna som kompensation för de kvalitetsbrister som funnits i leveranserna på grund av strömavbrott längre än 12 timmar har för perioden 2005-2010 uppgått till cirka 1,3 miljarder kronor. Dessa ersättningar är inte inkluderade i redovisningen nedan.

För att minska påverkan av liknande situationer har företagen genomfört omfattande investeringar i lokalnäten för att säkra dem. Figur 11 belyser att investeringsnivån för E.ON, Fortum och Vattenfall varit som högst 2008, investeringsnivån låg då på omkring 7,1 miljarder kronor. Investeringarna har under 2009 minskat med cirka 32 procent och under 2010 minskade de ytterligare cirka 13 procent. Anledningen att investeringarna har minskat under 2009 och 2010 beror delvis på mätarreformen där cirka 86 procent av elnätsföretagens mätare var utbytta i december 2008.

Figur 11 Investeringar E.ON, Fortum och Vattenfall



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

4.6.1 Intäkts- och kostnadsutveckling per redovisningsenhet för lokalnätsverksamheten inom E.ON Elnät Sverige AB

E.ON har för tillfället tre redovisningsenheter för lokalnätsverksamhet, dessa är E.ON Elnät Sverige AB (inklusive Kungsbacka och Västbo), E.ON Elnät Stockholm AB och E.ON Elnät Sverige AB (Nord). Nedan följer en kort beskrivning av samtliga redovisningsenheters intäkts- och kostnadsutveckling.

E.ON Elnät Sverige AB (inkl. Kungsbacka och Västbo) REL00615

Redovisningsenheten skapades 2007 när redovisningsenheterna Södra & Mellersta, Västbo och Kungsbacka slogs samman till en redovisningsenhet.

E.ON Elnät Sverige AB har under 2010 ökat sina totala intäkter med cirka 464 miljoner kronor, vilket motsvarar knappt 10 procent. Under samma period har de totala kostnaderna, inklusive avskrivningar och räntekostnader, ökat med cirka 114 miljoner kronor, vilket motsvarar drygt 3 procent. Under 2010 sänktes de påverkbara kostnaderna med cirka 66 miljoner kronor vilket är en minskning med cirka 6 procent. Kostnader för överliggande nät samt nätförluster har under 2010 ökat med cirka 120 miljoner kronor, vilket motsvarar ungefär den totala kostnadsökningen. Redovisningsenhetens avkastning på totalt kapital ligger på cirka 9 procent.

E.ON Elnät Stockholm AB REL00571

Redovisningsenheten Stockholm har under 2010 ökat sina totala intäkter med cirka 61 miljoner kronor, vilket motsvarar knappt 11 procent. Under samma period har de totala kostnaderna, inklusive avskrivningar och räntekostnader, ökat med cirka 35 miljoner kronor, vilket är drygt 8 procent. Kostnadsökningen beror främst på att kostnader för överliggande nät samt nätförluster har ökat. Således har intäktsökningen varit större än kostnadsökningen under 2010. Avkastningen på totalt kapital ligger på 8,7 procent.

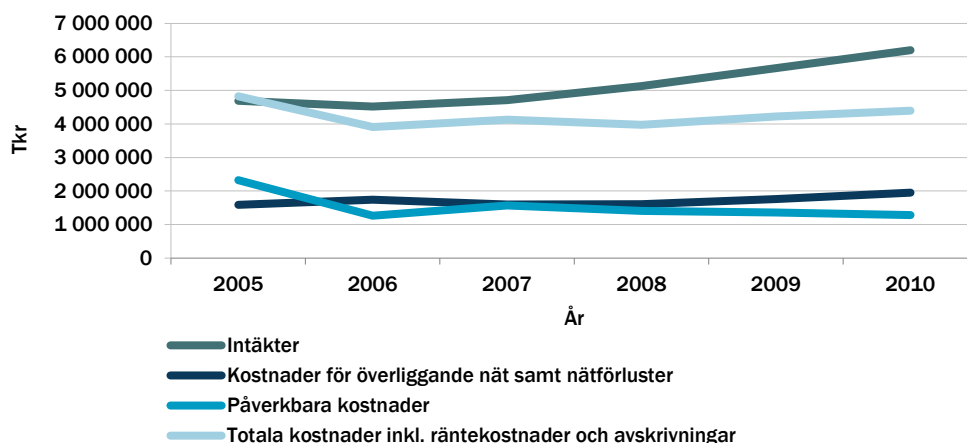
E.ON Elnät Sverige AB (Nord) REL00601

Redovisningsenheten Nord har under 2010 ökat sina totala intäkter med cirka 7 miljoner kronor, vilket motsvarar ungefär 2 procent. Under samma period har de totala kostnaderna, inklusive avskrivningar och räntekostnader, ökat med cirka 23 miljoner kronor. Under 2010 har de påverkbara kostnaderna minskat med knappt 7 procent. Kostnadsökningen beror främst på att kostnader för överliggande nät samt nätförluster har ökat. Således har kostnadsökningarna varit klart högre än intäktsökningarna under 2010. Avkastningen på totalt kapital ligger på 5,8 procent.

4.6.2 Total intäkts- och kostnadsutveckling för lokalnätsverksamheten inom E.ON Elnät Sverige AB

Under 2005 var E.ON:s totala kostnader högre än de totala intäkterna. Detta berodde delvis på en kraftig investeringsökning och stormen Gudrun. Fram till och med 2007 har de totala intäkterna avspeglat kostnadsutvecklingen.

Figur 12 Intäkts- och kostnadsutveckling E.ON



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

De totala intäkterna har för E.ON varit i princip oförändrade mellan 2005 och 2007. Mellan 2007 och 2010 har intäkterna ökat med omkring 31 procent, varav drygt 9 procent under 2010. De totala kostnaderna, inklusive avskrivningar och räntekostnader har under samma period ökat med cirka 7 procent, varav cirka 4 procent under 2010. De påverkbara kostnaderna i verksamheten har sjunkit över tiden förutom 2007 när de steg marginellt. Detta påvisar att E.ON Elnät Sverige AB effektiviserat sin verksamhet. Kostnadsökningen beror främst på att kostnaderna för överliggande nät samt nätförluster har ökat. Under 2010 ökade dessa kostnader med omkring 11 procent. Förklaringen till "gapet" mellan kostnads- och intäktsökning finns främst i att E.ON genomfört betydande kostnadsbesparingar, klart högre än det effektiviseringskrav som långsiktigt åläggs företagen i regleringen.

När det gäller kapitalkostnadsutvecklingen kan det nämnas att företagets totala investeringar ökat mycket mellan 2005 och 2008. Investeringarna har för denna period ökat med omkring 203 procent.

Mellan 2008 och 2010 har investeringarna sjunkit med totalt cirka 10 procent, detta trots att investeringarna ökade under 2010 med cirka 26 procent. För perioden 2005-2010 har redovisningsenheterna genomfört investeringar på totalt 14,3 miljarder kronor.

4.6.3 Intäkts- och kostnadsutveckling per redovisningsenhet för lokalnätverksamheten inom Fortum Distribution AB

Fortum Distribution AB består i dagsläget av fyra olika redovisningsenheter. Dessa är Storstockholm, Södra norrland och Dalarna, Västkusten samt Västra Svealand. Nedan följer en kort beskrivning av samtliga redovisningsenheters intäkts- och kostnadsutveckling.

Storstockholm REL00608

Redovisningsenheten Storstockholm bildades 2007 när en sammanslagning av redovisningsenheterna Lidingö, Stockholm och Täby genomfördes. I slutet av 2010 uppgick Ekerö Energi AB genom fusion in i Fortum.

Detta medförde att den tidigare redovisningsenheten Storstockholm REL00608 döptes om den 1 januari 2011 till REL00884. Den totala ökningen av intäkter för 2010 uppgick till drygt 245 miljoner kronor, vilket motsvarade en höjning på cirka 12 procent jämfört med 2009. De totala kostnaderna, inklusive avskrivningar och räntekostnader, har ökat med drygt 114 miljoner kronor, vilket motsvarar ungefär 7 procent. Kostnaderna för överliggande nät och nätförluster minskade med sammanlagt omkring 38 miljoner kronor under 2010 medan de påverkbara kostnaderna har ökat med ungefär 159 miljoner kronor. Avkastningen på totalt kapital var 5,8 procent under 2010.

Södra Norrland och Dalarna REL00860

Redovisningsenheten Södra Norrland och Dalarna skapades under 2009 efter att redovisningsenheterna Södra Norrland och Ryssa slagits ihop, samt en överflyttning av området runt Vansbro från REL00861. De totala intäkterna har höjts med drygt 10 procent från 2009 till 2010, vilket motsvarar drygt 56 miljoner kronor. Anslutningsintäkterna har ökat med cirka 65 procent och utgör knappt 9 miljoner kronor av intäktshöjningen. De totala kostnaderna inklusive räntekostnader och avskrivningar har ökat med cirka 64 miljoner kronor, vilket motsvarar ungefär 17 procent. Kostnaderna för överliggande nät har under 2010 ökat marginellt medan nätförluster och påverkbara kostnader har ökat med sammanlagt cirka 57 miljoner kronor, vilket förklarar kostnadsökningen för 2010. Under 2010 låg Avkastningen på totalt kapital på cirka 4,9 procent.

Västkusten REL00509

Västkusten har under 2010 haft en intäktshöjning på cirka 15 procent, vilket motsvarar ungefär 97 miljoner kronor. Totala kostnader inklusive räntekostnader och avskrivningar har ökat med cirka 23 procent, vilket motsvarar dryga 111 miljoner kronor. Det är främst påverkbara kostnader och kostnader för överliggande nät samt nätförluster som ökat mest, där påverkbara kostnader står för omkring 70 miljoner kronor av ökningen. Avkastningen på totalt kapital uppgår till 5,9 procent för 2010.

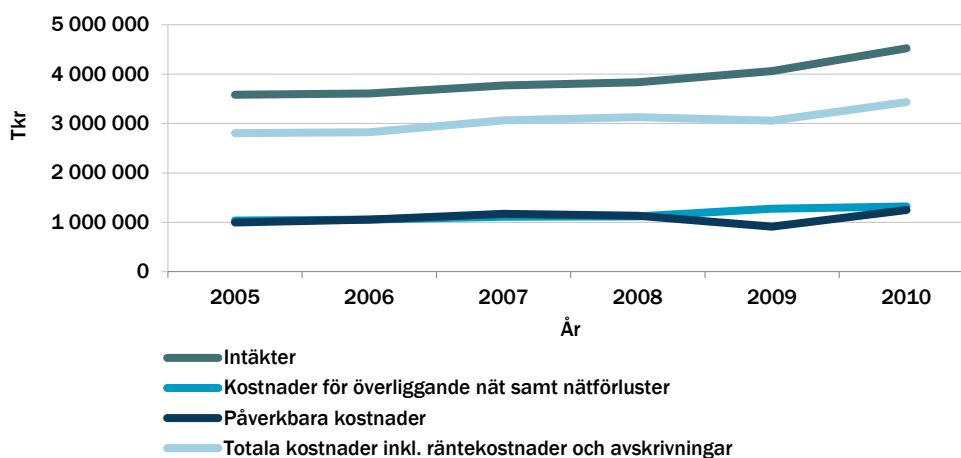
Västra Svealand REL00861

Redovisningsenheten Västra Svealand bildades 2007 efter att redovisningsenheterna för Västra Svealand, Västergötland och Nor-Segerstad gick samman, därefter har området runt Vansbro flyttats över till redovisningsenhet REL00860 under 2009. Den totala höjningen av intäkterna för 2010 uppgick till cirka 65 miljoner kronor, vilket motsvarade en ökning med cirka 8 procent jämfört med föregående år. De totala kostnaderna inklusive räntekostnader och avskrivningar ökade under samma period med omkring 88 miljoner kronor, vilket motsvarade en ökning på cirka 13 procent. Det är främst påverkbara kostnader och kostnader för överliggande nät samt nätförluster som ökat mest, där påverkbara kostnader står för omkring 50 miljoner kronor av ökningen. Avkastning på totalt kapital uppgår till 2,7 procent för år 2010.

4.6.4 Total intäkts- och kostnadsutveckling för lokalnätsverksamheten inom Fortum Distribution AB

Fortum har under perioden 2005-2008 haft intäkter som följt den underliggande kostnadsutvecklingen. Skillnaden mellan de totala intäkterna och totala kostnaderna har minskat något under samma period.

Figur 13 Intäkts- och kostnadsutveckling Fortum



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

De totala intäkterna för Fortum har stigit under hela perioden mellan 2005 och 2010. Under 2008 och 2010 har intäkterna ökat med cirka 18 procent, varav drygt 11 procent under 2010. De totala kostnaderna inklusive avskrivningar och räntekostnader har under 2010 ökat med ungefär 12 procent. De påverkbara kostnaderna i verksamheten har stigit marginellt fram till 2007 för att sedan avta fram till 2009. Under 2010 steg de påverkbara kostnaderna med omkring 36 procent. Kostnaderna för överliggande nät samt nätförluster har stigit i jämn takt sedan 2005, ökningen under 2010 är på cirka 4 procent. Det är således framförallt de påverkbara kostnaderna som är orsaken till den totala kostnadsökningen under 2010.

När det gäller kapitalkostnadsutvecklingen kan nämnas att bolagets totala investeringar ökat mycket mellan 2005 och 2008. Investeringarna har för denna period ökat med omkring 240 procent. Mellan 2008 och 2010 har investeringarna dock sjunkit med cirka 39 procent, trots att investeringarna ökade under 2010 med cirka 46 procent. För perioden 2005 till 2010 har redovisningsenheterna genomfört investeringar på totalt 6,4 miljarder.

4.6.5 Intäkts- och kostnadsutveckling per redovisningsenhet för lokalnätsverksamheten inom Vattenfall Eldistribution AB

Vattenfall Eldistribution har två redovisningsenheter för lokalnätsverksamhet, Norrnät samt Södra och Mellersta. Nedan följer en kort beskrivning av redovisningsenheters intäkts- och kostnadsutveckling.

Nornnät REL00572

Vattenfalls redovisningsenhet Norrnät har 2006-2009 haft totala kostnader, inklusive avskrivningar och räntekostnader, som överstigit företagets totala intäkter. För 2010 överstiger de totala intäkterna verksamhetens totala kostnader med cirka 83 miljoner kronor.

Redovisningsenheten har under 2010 haft en intäktsökning med cirka 86 miljoner kronor, vilket motsvarar knappt 14 procent.

Under samma period har de totala kostnaderna inklusive räntekostnader och avskrivningar minskat med cirka 37 miljoner kronor, vilket motsvarar cirka 6 procent.

Både de påverkbara kostnaderna och kostnaderna för nätförlusterna har minskat, där påverkbara kostnader står för drygt 27 miljoner kronor av minskningen. Avkastning på totalt kapital ligger på cirka 4,6 procent för 2010.

Södra och Mellersta REL00583

Vattenfalls redovisningsenhet Södra och Mellersta har 2005-2009 haft totala kostnader, inklusive avskrivningar och räntekostnader, som överstigit företagets totala intäkter. För 2010 överstiger de totala intäkterna verksamhetens totala kostnader med cirka 289 miljoner kronor.

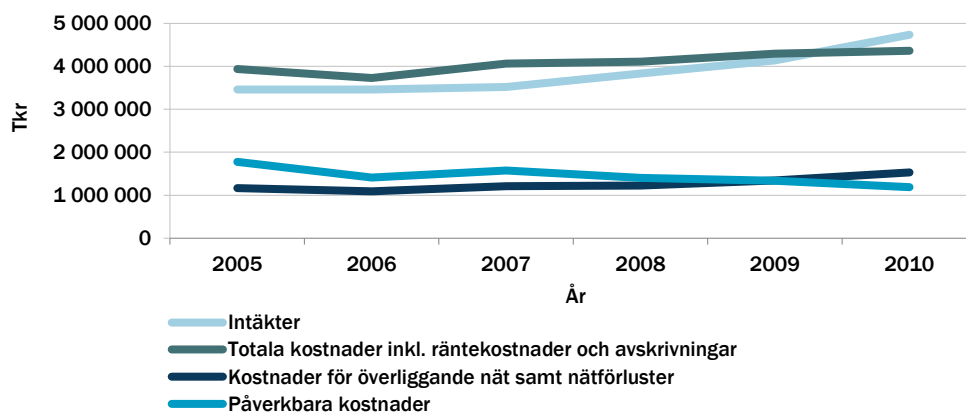
Under 2010 har redovisningsenheten haft en intäktsökning med cirka 509 miljoner kronor, vilket motsvarar cirka 15 procent. Under samma period har de totala kostnaderna inklusive räntekostnader och avskrivningar ökat med cirka 104 miljoner kronor, vilket motsvarar cirka 3 procent.

De påverkbara kostnaderna har minskat med 124 miljoner kronor medan kostnaderna för överliggande nät samt nätförlusterna har ökat med cirka 201 miljoner kronor under 2010. Avkastningen för totalt kapital är 3,8 procent under 2010.

4.6.6 Total intäkts- och kostnadsutveckling för lokalnätsverksamheten inom Vattenfall Eldistribution AB

Vattenfalls lokalnätsverksamhet har under perioden 2005-2009 haft totala kostnader som överstigit de totala intäkterna. Det finns flera orsaker till detta, men bidragande har naturligtvis de omfattande kostnaderna förknippade med stormarna Gudrun och Per varit. De totala intäkterna har stigit mer än kostnadsutvecklingen och har under 2010 passerat nivån för totala kostnader.

Figur 14 Intäkts- och kostnadsutveckling Vattenfall



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

De totala intäkterna för Vattenfall har varit i princip oförändrade mellan 2005 och 2007. Under perioden 2007-2010 har intäkterna ökat med drygt 34 procent.

Under 2010 ökade de totala intäkterna med cirka 14 procent. De totala kostnaderna, inklusive avskrivningar och räntekostnader i verksamheten har sedan 2007 ökat med cirka 7 procent, varav under 2010 ökade de totala kostnaderna inklusive avskrivningar och räntekostnader med cirka 1,5 procent.

Den relativt låga kostnadsökningen kan förklaras genom att kostnaderna för överliggande nät och nätförluster har ökat från 2007-2010 med 26 procent, varav 13 procent under 2010 samtidigt som de påverkbara kostnaderna i verksamheten har sjunkit sedan 2007 med cirka 25 procent, varav 11 procent under 2010. När det gäller kapitalkostnadsutvecklingen kan nämnas att bolagets totala investeringar varierat från år till år. Mellan 2005 och 2008 ökade Vattenfalls totala investeringar med cirka 7 procent. Mellan 2008 och 2010 minskade investeringarna med cirka 33 procent, varav 23 procent minskades under 2010. För perioden 2005-2010 har redovisningsenheterna genomfört investeringar på totalt cirka 11,5 miljarder kronor.

5 Utfall av granskning av 2010 års nätavgifter

Som det framgår av beskrivningarna i kapitel 3 så har den nuvarande regleringen anpassats efter förhandsregleringen och därmed har även granskningsrutinerna anpassats efter detta. Tidigare år bestod granskningen av flera olika steg medan det i år utgörs av att de företag som har haft intäkter under 2010 som överstigit den godkända nivån har blivit underrättade om fortsatt tillsyn i väntan på 2011 års samlade bedömning av nätavgifter för åren 2008-2011.

Nedan följer en redovisning om uppföljningen av 2009 års tillsynsärenden samt resultatet för bedömningen av 2010 års nätavgifter.

5.1 Företag som underrättats om fortsatt tillsyn av 2009 års nätavgifter

Vid skälighetsbedömningen av 2009 års nätavgifter underrättades 16 elnätsföretag om fortsatt tillsyn. Vid granskningen tog EI kontakt med företagen för att inhämta kommentarer och närmare upplysningar avseende 2009 års nätavgifter. Merparten av företagen lämnade kompletterande information om bland annat preliminära värderingar av kapitalbasen inför förhandsregleringen. I de fall detta har redovisats har värderingen av kapitalbasen väsentligt överstigit nivån för den uppskattade kapitalbasen som använts i regleringen.

Med stöd av de uppgifter som företagen lämnade in kunde inspektionen konstatera att företagens intäkter låg inom den nivå för intäkter som betraktades som skälig. Dessa uppgifter kunde i sin tur verifieras i samband med att respektive elnätsföretag lämnade in ett förslag till intäktsram. Med stöd av detta avslutades ärenden om fortsatt tillsyn för 14 företag. De två företag som återstår är Sturefors Eldistribution AB samt Ekfors Kraft AB.

5.2 Utfall av granskningen av 2010 års nätavgifter

Under 2011 har EI granskat nätavgifterna för 164 nätföretag. För ytterligare sju nätföretag har granskningen inte kunnat genomföras på grund av att information inte har lämnats in. Av de sju företag som EI inte har kunnat granska har tre av företagen brutet räkenskapsår, vilket innebär att uppgifter för 2010 inte inkommit till EI under aktuell tidsperiod.

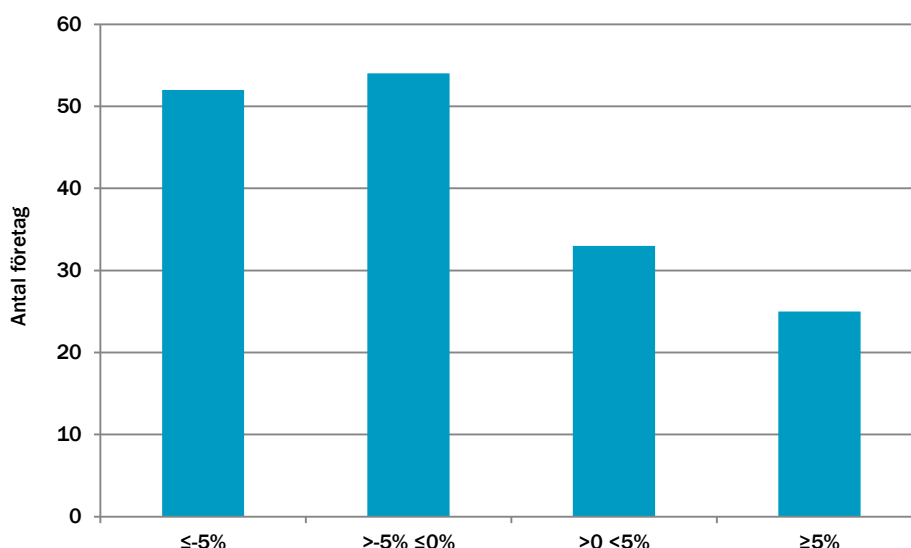
För de resterande företag som EI inte har kunnat granska är orsaken att företagen i sin nuvarande form inte ska ingå i förhandsregleringen 2012-2015. Detta innebär att EI inte har tillgång till samtliga uppgifter som krävs för att fastställa en godkänd intäktsnivå för 2010. Skälighetsbedömningen av dessa företag kommer att ske i samband med granskningen av 2011 års nätavgifter.

Utifrån uppgifterna i särredovisningen, tillsammans med de gränsvärden som fastställts av inspektionen samt inkomna uppgifter i samband med nätföretagens förslag till intäktsram har en individuell beräkning gjorts. Företagens intäkter har jämförts med faktiska kostnader för överliggande nät, nätförluster, myndighetsavgifter samt beräknade löpande påverkbara kostnader och kapitalkostnader.

Vid skälighetsbedömningen har inspektionen beaktat dels kundernas intresse av låga och stabila tariffer och dels att den godkända intäktsnivån ska vara tillräcklig för att täcka företagens skäliga kostnader och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten.

I figur 15 redovisas utfallet av de granskade företagen samt hur dessa fördelar sig över procentuell intäktsförändring efter att godkända kostnader har dragits av. Som det visas nedan i figuren så har totalt 105 nätföretag haft en verklig intäkt inom den godkända intäktsnivån, beräknad enligt EI:s metod. De resterande 59 nätföretagen har haft en verklig intäkt för 2010 som har överstigit den godkända intäktsnivån, beräknad enligt EI:s metod.

Figur 15 Verklig intäkt 2010 i jämförelse med godkänd intäktsnivå utifrån EI:s metod för tariff tillsyn



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Av de 59 nätföretagen som har haft en verklig intäkt som överstigit den av EI godkända intäktsnivån så är det ett antal företag som ligger förhållandevis nära gränsen för den godkända nivån. Eftersom en exakt bedömning av nätföretagens intäktsnivåer är svår att göra för en så kort tillsynsperiod som ett år, har EI valt att tillämpa ett osäkerhetsintervall om 0 – 2 procent.

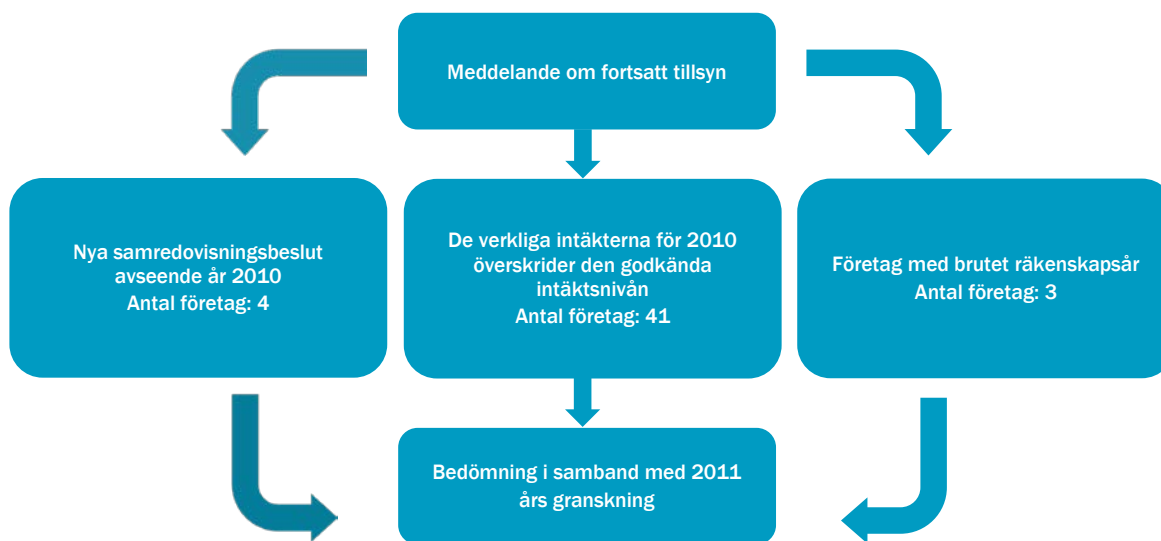
Eftersom det är 17 företag som ligger inom detta intervall återstår 41 företag som EI bedömer har en verklig intäkt som överskrider den godkända intäktsnivån och på grund av detta har meddelats om fortsatt tillsyn av 2010 års nätavgifter. Mer om detta kommer i det följande.

5.3 48 elnätsföretag har meddelats om fortsatt tillsyn av 2010 års nätavgifter

Energimarknadsinspektionen har meddelat sammanlagt 48 nätföretag om fortsatt tillsyn av 2010 års nätavgifter. Dessa företag har meddelats om fortsatt tillsyn på grund av något av följande:

- De verkliga intäkterna för 2010 överskrider den godkända intäktsnivån
- Nya samredovisningsbeslut avseende år 2010
- Brutet räkenskapsår

Figur 16 Antal företag som fått meddelande om fortsatt tillsyn



KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

EI har funnit att sammanlagt 41 nätföretag hade verkliga intäkter för 2010 som överskridit den godkända nivån enligt den nuvarande regleringsmodellen. Samtliga företag har därmed meddelats om fortsatt tillsyn enligt 12 kap. 3 § ellagen.

Vid beräkning av godkänd intäktsnivå för 2010 har EI använt bland annat uppgifter som har lämnats in i samband med nätföretagens ansökan till intäktsram för tillsynsperioden 2012-2015. De företag som har fått nya samredovisningsbeslut avseende år 2010 har lämnat uppgifter som avser den nya sammanslagna redovisningsenheten. Detta innebär att Energimarknadsinspektionen inte har tillgång till samtliga uppgifter som krävs för att fastställa den godkända intäktsnivån för 2010. Nedan följer vilka nätföretag detta avser:

- Fortum Distribution AB
- Ekerö Energi AB
- Gävle Energi AB
- Hedesunda Elektriska AB

Ovanstående redovisningsenheter har fått meddelande om fortsatt tillsyn enligt 12 kap. 3 § ellagen och kommer att slutligen bedömas i samband med granskningen av 2011 års nätavgifter.

Företag med brutet räkenskapsår är följande:

- Ekfors Kraft AB
- Sturefors Eldistribution AB
- Skyllbergs Bruk AB

Sturefors Eldistribution AB och Skyllbergs Bruk AB har räkenskapsår som avser perioden 1 juli 2010 – 30 juni 2011.

Detta innebär att dessa företag ska enligt 12 kap. 8 § ellagen sju månader efter räkenskapsårets slut inkomma med särredovisningen (årsrapporten) till EI. En skälighetsbedömning av 2010 års nätavgifter kommer därför att kunna genomföras tidigast i samband med bedömning av 2011 års nätavgifter. På grund av det angivna har även dessa företag meddelats om fortsatt tillsyn.

Ekfors Kraft AB har ett räkenskapsår som avser perioden 1 maj 2010 - 30 april 2011, vilket innebär att senast den 30 november 2011 ska särredovisningen ha lämnats till EI. Företaget har dock inte lämnat särredovisningen avseende elnätverksamheten under ett antal år. På grund av detta har Ekfors Kraft AB under åren fått förseningsavgifter och även förelagts med vite för att inkomma med de begärda handlingarna. Trots detta har inga handlingar inkommit till inspektionen. Med anledning av det anförda har företaget underrättats om fortsatt tillsyn även för 2010 års nätavgifter.

5.4 Energimarknadsinspektionens fortsatta granskning

Under 2012 kommer inspektionen att granska nätföretagens avgifter för 2011. Då ska även granskningen av 2010 års nätavgifter färdigställas för de företag som blivit meddelade om fortsatt tillsyn.

Efter att skälighetsbedömningen av 2011 års nätavgifter är klar avser inspektionen att göra en samlad bedömning av resultaten för åren 2008-2011 för de företag som har meddelats om fortsatt tillsyn. Därefter sker en bedömning om eventuella justeringar av nättariffer blir aktuella.

Referenslista

EIFS (2011:1), *Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om vad som avses med kvaliteten i nätkoncessionshavarens sätt att bedriva nätverksamheten vid fastställande av intäktsram.*

EIFS (2010:6), *Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om nätkoncessionshavares förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek.*

Energimarknadsinspektionen (2011), *Utveckling av elnätsavgifter 2010-2011.* PM 2011:05

Energimarknadsinspektionen (2011), *Handbok för redovisning av intäktsram – Förhandsreglering av elnätsföretag.*

Energimarknadsinspektionen (2010), *Bedömning av elnätsföretagens nätaavgifter 2009 – Redovisning av Energimarknadsinspektionens årliga granskning av lokalnätsföretagens avgifter,* EI R2010:25.

Energimarknadsinspektionen (2010), *Tillsynsplan avseende Affärsverket svenska kraftnät 2010.* PM 2010:05

Energimarknadsinspektionen (2009), *Bedömning av elnätsföretagens nätaavgifter 2009 – Redovisning av Energimarknadsinspektionens årliga granskning av lokalnätsföretagens avgifter,* EI R2009:14.

Energimarknadsinspektionen (2009), *Förhandsreglering av elnätsavgifter - principiella val i viktiga frågor,* EI R2009:09

Energimarknadsinspektionen (2008), *Utveckling av nättariffer 1 jan 97-1 jan 08*

Energimyndigheten (2004), *Kritisk granskning av de ekonomiska parametervärdena för kapitalkostnaderna i Nätnyttomodellen.*

Energimyndigheten (2004), *Nätnyttomodellen från insidan.*

Europaparlamentets och rådets direktiv (2003/54/EG) om gemensamma regler för den inre marknaden för el.

ICECAPITAL (2009), *WACC år 2008.*

ICECAPITAL (2010), *WACC år 2009.*

NUTFS (1997:1), *Nätmyndighetens allmänna råd om nätaavgifter.*

NUTFS (1999:1), *Statens energimyndighets föreskrifter om offentliggörande av avgifter och övriga villkor för överföring av el.*

Regeringens proposition (1993/94:162), *Handel med el i konkurrens*.

Regeringens proposition (2001/02:56), *Energimarknader i utveckling – bättre regler och tillsyn*.

Regeringens proposition (2004/05:62, bet. 2004/05:NU14, rskr. 2004/05:246), *Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas, m.m.*

Regeringens proposition (2008/09:141), *Förhandsprövning av nättariffer*.

SFS (1997:857). *Ellagen*. Stockholm: Riksdagen.

SFS (2005:404), *Lag om ändring i ellagen (1997:857)*.

SFS (2009:892), *Lag om ändring i ellagen (1997:857)*.

SOU (2000:90), *Elnätsföretag - Regler och tillsyn: Delbetänkande från elnätsutredningen*.

SOU (2007:99), *Förhandsprövning av nättariffer: Energinätsutredningen*.

STEMFS (2003:3), *Statens energimyndighets föreskrifter och allmänna råd om lämnande av vissa uppgifter för bedömning av nättariffers skälighet*.

Svensk Energi (2004), *Elavbrottskostnader 2003*.

SWECO (2009), *Kapitalbasvärdering, Slutrapport EBR*.

Ordlista

Affärsmässig risk	Risk som påverkas av marknadsmässiga och makro ekonomiska faktorer. De individuella företagen kan inte påverka den affärsmässiga risken.
Avkastning	Kostnad för kapitalbindning
Balansomslutning	Värdet av de totala tillgångarna eller skulder och eget kapital.
EBR	Elbyggnadsrationalisering. Ett system för rationell planering, byggnation och underhåll av eldistributionsanläggningar 0,4-145 kV, framtagen av branschen.
Elnätsföretag	Företaget som ansvar för distributionen av el.
Finansiell risk	Företagen kan genom sin upplåning påverka den finansiella risken.
Finansiella intäkter	Intäkter från investerat kapital exempelvis ränteintäkter.
Finansiella poster	Exempelvis ränteintäkter och räntekostnader.
Finansnetto	Finansiella intäkter minus finansiella kostnader.
Förhandsreglering	Reglering där ramen för företagens tillåtna intäkter totalt sett för en period fastställs i förväg.
Hävstångsformeln	Uttrycker sambandet mellan nyckeltalen avkastning på eget kapital, avkastning på totalt kapital, riskbuffert (dvs. skillnaden mellan avkastning på totalt kapital och skuldräntan) och skuldsättningsgrad, $RE = RT + (RT-RS)*(S/E)$.
Investeringstakt	Inköp av eldistributionsanläggningar och mätare i förhållande till ett genomsnitt av ingående och utgående anskaffningsvärden för de totala materiella anläggningstillgångarna.
Justerat eget kapital	Summa eget kapital plus 72 procent av obeskattade reserver.
Kalkylränta	Den ränta som används för att bestämma avkastningskravet, det vill säga kostnaden för kapitalbindning i verksamheten.

Kapitalbas	Avser summa av nätföretagets samtliga tillgångar som används i drift av nätverksamheten.
Kapitalkostnad	Kostnad för att använda fysiskt kapital, t ex. ledningar och transformatorstationer. Kostnaden består dels av kalkylmässig avskrivning, dels av kalkylmässig räntekostnad för en anläggningstillgång.
KPI	Konsumentprisindex. Ett vanligt mått på inflation.
Kreditriskpremie	Se riskpremie.
Lokalnät	Distribuerar elen från regionnäten till elanvändarna. Lokalnäten ägs och förvaltas av lokalnätsägare.
Materiella anläggningstillgångar	Med materiella anläggningstillgångar avses eldistributionsanläggningar och mätare, elproduktionsanläggningar, byggnader och mark, maskiner och andra tekniska anläggningar, inventarier, verktyg och installation samt pågående nyanläggningar och förskott avseende materiella anläggningstillgångar.
Naturligt monopol	Verksamhet som uppvisar väsentliga stordriftsfördelar. Den angivna definitionen avser ett möjligt underlag för juridiska beslut.
Nettoomsättning	Företagets totala omsättning.
Nettoresultat	Resultat före skatt.
Nätkoncession	Tillstånd eller "körkort" för nätverksamhet. Koncessionsinnehavaren får bedriva nätverksamhet på den plats som koncessionen omfattar. Kan vara från punkt A till punkt B (linjekoncession, vanligast för regionnät) eller inom ett avgränsat område (områdeskoncession, vanligast för lokalnät).
Nättariff	Avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät.
Obeskattade reserver	Uppstår exempelvis när ett företag gör avskrivningar utöver de planerade och på så vis gör en avsättning som minskar det beskattningsbara underlaget. Det föreligger således en latent skatteskuld. Beskattning görs då de obeskattade reserverna löses upp.

Prövningstillstånd	Tillstånd som i vissa fall krävs för att en dom eller ett beslut som meddelats av länsrätt, ska kunna tas upp till prövning i högre instans.
Redovisningsenhet	Ett nätföretag kan bestå av en eller flera redovisningsenheter. Varje redovisningsenhet kan i sin tur bestå av en eller flera områdeskoncessioner.
Resultat efter finansiella poster	Resultat före skatt (nettoresultat).
Risikfri ränta	Den ränta som kan tjänas utan risk. Motsvarar vanligen räntan på statsobligationer.
Risikpremie	Den del av räntan som överstiger den riskfria räntan. Utgör ersättning för den risk som investeraren tar.
Rörelseresultat	Rörelsens intäkter minus rörelsens kostnader.
Skalfördelar	Stordriftsfördelar.
Skuldsättningsgrad	Totala skulder dividerat med justerat eget kapital.
Utjämning av nättariffer	Ett lagkrav på samredovisning medför att elnätsföretag som har flera avgiftsområden ska samredovisa dessa om vissa villkor är uppfyllda. Detta innebär att avgifterna ska harmoniseras inom fem år så att kunder inom samma kundgrupp får samma avgift. Samredovisningen syftar till att kunderna i tätorterna ska vara med och betala för glesbyggsdistributionen. Det innebär att vissa kunder får höjda avgifter medan andra kunder får lägre avgifter. En omfördelning av intäkter sker, företagets totala intäkter förblir oförändrade.
WACC	Weighted Average Cost of Capital. Vägd genomsnittlig kapitalkostnad.

Bilaga 1 Beräkning av olika kostnadsposter

Nätтарiffen baseras på kostnaden för elöverföring. Kostnaden beror på nätets uppbyggnad och konstruktion, det vill säga kostnaden för att bygga och förvalta de ledningar och stationer som överför el från produktionskällorna till slutkund. Kostnader som uppstår i stamnätet, regionnätet och lokalnätet utgör nätтарiffen som elabonnten betalar till sitt lokala elnätbolag.

Opåverkbara kostnader

Kostnader för överliggande nät och myndighetsavgifter är sådana kostnader som lokalnätsföretagen själva inte kan påverka. I årsrapporten specificeras dessa enligt tabell 1.

Tabell 1 Kostnadsposter för överliggande nät enligt årsrapporten

Kostnader för överliggande nät i Särskild rapport ekonomisk data	Kod	Belopp
Kostnad för abonnemang till överliggande och angränsande nät	TN630100	X
Kostnad för myndighetsavgifter	RR7324	X

KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Kostnader för nätförluster och abonnemang i inmatningspunkt är påverkbara. Dessa poster är endast påverkbara på lång sikt vilket gör att posterna kommer att hanteras som opåverkbara och de specificeras i årsrapporten enligt tabell 2.

Tabell 2 Kostnadsposter för nätförluster enligt årsrapporten

Kostnader för nätförluster i Särskild rapport ekonomiska data	Kod	Belopp
Kostnad för inköpt energi för att täcka nätförluster	TN630450	X
Kostnad för egenproducerad energi för att täcka nätförluster	TN630451	X
Kostnad för abonnemang i inmatningspunkt	TN630500	X

KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Ovan angivna kostnader som rapporterats in i samband med årsrapporter för 2010 accepteras i sin helhet vid beräkning av godkänd intäktsnivå för 2010.

Påverkbara kostnader

I påverkbara kostnader ingår poster som är hämtade från årsrapporter och från förslag till intäktsramar för åren 2012-2015. Posterna som används vid beräkning av påverkbara kostnader finns angivna i tabell 3.

Tabell 3 Kostnadsposter för påverkbara kostnader enligt årsrapporten

Påverkbara kostnader	Kod	Belopp
Transitering och inköp av kraft	RR7320	X
Handelsvaror		X
Råvaror och förnödenheter	RR73120	X
Övriga externa kostnader	RR73130	X
Personalkostnader	RR73140	X
Jämförelsestörande poster	RR73170	X
Övriga rörelsekostnader	RR73180	X
Förändring av lager av produkter i arbete och färdiga varor	RR71120	X
Förändring av pågående arbete för annans räkning	RR71130	X
Aktiverat arbete för egen räkning	RR71140	X
Korrigeringar som minskar de löpande kostnaderna		
Kostnader för abonnemang till överliggande och avgränsande nät	TN630100	X
Kostnader för abonnemang i inmatningspunkt	TN630500	X
Kostnader för inköpt energi för att täcka nätförluster	TN630450	X
Kostnader för egenproducerad energi för att täcka nätförluster	TN630451	X
Myndighetsavgifter	RR7324	X
Hyses-/leasingkostnader för anläggningstillgångar som ska ingå i kapitalbasen	Uppgifter hämtade ifrån förslag till intäktsram för 2012- 2015	X
Avbrottsersättning till kund som bokats som kostnad i redovisningen	Uppgifter hämtade ifrån förslag till intäktsram för 2012- 2015	X
Ersättning från överliggande nät avseende leveransavbrott	RR7323	X
Korrigeringar som ökar de löpande kostnaderna		
Kapitalkostnader som avser anläggningstillgångar som inte ska ingå i kapitalbasen	Uppgifter hämtade ifrån förslag till intäktsram för 2012- 2015	X

KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Anläggningar som inte ingår i kapitalbasen

Kapitalkostnader som avser anläggningstillgångar som inte ska ingå i kapitalbasen räknas om till löpande kostnader. EI:s princip för omräkning till en löpande kostnad framgår av nedanstående exempel:

Årets avskrivning för exempelvis inventarier: 20 000 kr

Föregående års redovisat värde: 60 000 kr

Räntan: 4,83 %

Den löpande kostnaden kan då beräknas enligt följande:

*Beräknade löpande kostnader $20\,000\text{ kr} + (60\,000\text{ kr} * 4,83\%) = 22\,989\text{ kr}$*

En förutsättning för att nätföretaget ska få tillgodoräkna sig en löpande kostnad är därmed att tillgången inte är fullt avskriven och att det bokförda värdet kan verifieras. Den ränta som EI avser att använda för att räkna om de bokförda kapitalkostnaderna till löpande kostnader består av räntan på lånat kapital före skatt. Åren 2006 till 2009 utgör basåren för beräkning av den löpande kostnaden. Kostnaden för lånat kapital för dessa år har hämtats ur Ice Capitals beräkningar av en skällig kalkylränta.²¹

Kostnaden för lånat kapital har av Ice Capital estimerats till:

Tabell 4 Nominell kostnad för lånat kapital

Nominell kostnad för lånat kapital							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
	medel	medel	medel	medel	medel	medel	medel
Kostnad för lånat kapital e skatt	4,1%	4,1%	3,3%	3,4%	3,7%	3,6%	3,4%
Kostnad för lånat kapital f skatt	5,7%	5,7%	4,5%	4,7%	5,1%	5,1%	4,6%
Risikfri ränta	4,7%	4,7%	3,5%	3,7%	4,1%	3,8%	3,3%
Räntepremie för lånat kapital	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,25%	1,25%

KÄLLA: ICECAPITAL

Medelvärdet för kostnaden av lånat kapital före skatt för åren 2006-2009 är 4,83 procent. EI avser att utgå från denna medelränta vid beräkningen av löpande kostnader för sådana anläggningar som inte ingår i kapitalbasen.

Energimarknadsinspektionen har beräknat medelvärdet av påverkbara kostnader för åren 2006-2009 för att ta fram godkända påverkbara kostnader för 2010. De påverkbara kostnaderna för åren 2006-2009 har indexerats upp till 2010 års värde med hjälp av FPI.

²¹ PM 2011:03 Ränta vid omräkning från kapitalkostnad till löpande kostnad i förhandsregleringen

Detta innebär:

PK_{20xx} = Påverkbar kostnad för specifikt år

FPI_{20xx} = Faktorprisindex för specifikt år

Beräknad påverkbar kostnad 2010 =

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

Faktorprisindex

Faktorprisindex kan användas för att mäta den reala utvecklingen av intäkter och kostnader. Detta index ger en bättre beskrivning av prisutvecklingen på de resurser som elnätsföretagen använder i jämförelse med konsumentprisindex. Statistiska centralbyrån, SCB tar på uppdrag av Energimarknadsinspektionen fram ett faktorprisindex för elnätsföretag. Syftet är att mäta ändringar i kostnaderna för elnätsföretag.

Faktorprisindex för elnätsföretag är ett fastbasindex med september 2010 som basår och faktorprisindexet uppdateras i september varje år. Ett fastbasindex mäter prisförändringar jämfört med basåret. Faktorprisindexet för elnätsföretag är också ett inputindex. Med input avses de resurser som används i verksamheten. Underlaget till kostnadsbudgeten för indexserien har erhållits från företag inom lokal-, region- och stamnät via enkäter samt från elnätsföretagens årsrapporter.²²

Produktionsfaktorerna indelas i följande tre huvudgrupper av kostnadslag:

- Opåverkbara drift- och underhållskostnader, som för lokalnät och regionnät består av kostnaden för överliggande nät samt nätförluster och för stamnät enbart av nätförluster.
- Påverkbara drift- och underhållskostnader.
- Kapitalkostnader som består av och avskrivningar (avskrivningar hämtade från anläggningskostnaden) och räntekostnader.

Beräkning av kapitalkostnaden

Avskrivningstider

För att kunna beräkna kapitalkostnaden behöver EI bestämma reglermässiga avskrivningstider för olika typer av tillgångar som ingår i kapitalbasen.

Dessa tider ska motsvara en rimlig uppskattning av anläggningarnas förväntade användningstid i nätverksamheten.

²² Faktorprisindex för elnätsföretag 2010

De avskrivningstider som hittills har tillämpats av EI (sedan 2003) är 40 år för ledningar och transformatorer och 12 år för elmätare.

EI har tagit utgångspunkt i de reglermässiga avskrivningstider som används idag, men valt att också undersöka om det finns anledning att ändra dessa. EI har med hjälp av Sweco Energiguide undersökt om det finns anledning att ändra avskrivningstiderna för de mest förekommande typer av anläggningar.

EI avser, efter ovan nämnda undersökning, att behålla befintliga reglermässiga avskrivningstider för ledningar, kablar och transformatorstationer vid övergång till förhandsprövning av elnätstariffer. Avskrivningstiden för ledningar, kablar och transformatorer i första tillsynsperioden 2012-2015 kommer därför att uppgå till 40 år. Anledningen till detta är att EI vid en sammanvägd bedömning anser att det saknas skäl att höja eller sänka denna nivå. När det gäller elektronisk utrustning och datasystem har EI konstaterat, med hänsyn till den utveckling som idag sker inom detta område, att det är befogat att sänka avskrivningstiden, från 12 år till 10 år. EI ser ingen anledning att frångå de ovan nämnda avskrivningstiderna när kapitalkostnaden för 2010 ska beräknas.

Kalkylränta

Inspektionen har vid tidigare tillsyn och i kommande förhandsreglering valt att använda real annuitet som kapitalkostnadsmetod och därför används denna metod även i regleringen för 2010. Anledningen till att inspektionen använder en ränta före skatt är att de sammanlagda intäkter som tillåts bestäms före skatt. Under 2010 används en real WACC före skatt enligt ovan, se vidare bilaga 2.

$WACC_{2008} = 7,1 \%$ (medelvärde av min- och maxvärden)

$WACC_{2009} = 5,85 \%$ (medelvärde av min- och maxvärden)

$WACC_{2010} = 5,2 \%$ (medelvärde av min- och maxvärden)

Annuitetsfaktor

Real annuitet innebär att kapitalkostnaderna är konstanta, oförändrade över löptiden. Detta uppnås genom att kapitalbasen multipliceras med en annuitetsfaktor, beräknad utifrån antagna värden på realränta och avskrivningstid.

Annuiteten räknas fram enligt följande formel:

$$Annuitet = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}}$$

Där r är kalkylräntan och n är avskrivningstiden.

Kapitalkostnaden räknas fram genom att kapitalbasen multipliceras med annuitetsfaktorn. Kapitalkostnaden fördelas lika över samtliga tillgångars ekonomiska livslängd, det vill säga summa av kostnaden för kapitalbindningen och avskrivningen är lika stor över hela livslängden. Den ekonomiska livslängden är den tid som en investering är, eller bedöms vara, företagsekonomiskt lönsam.

För 2010 delas anläggningstillgångarna upp i tre olika kategorier med totalt två olika avskrivningstider (40 år och 10 år), vilket leder till att för 2010 finns det två olika annuiteter, se tabell 5.

Tabell 5 Annuitet

Anläggningstillgång	Avskrivningstid	Ränta	Annuitet
Ledningar	40 år	5,2 %	0,059882633
Annuitetsfaktor Stationer, transformatorer & kringutrustning	40 år	5,2 %	0,059882633
Annuitetsfaktor Elmätare & IT-system	10 år	5,2 %	0,130765384

KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Kapitalkostnad 2010

Kapitalkostnaden räknas fram genom att årets kapitalbas multipliceras med årets annuitetsfaktor. För 2010 gäller följande beräkning:

$$\begin{aligned}
 \text{Kapitalkostnad}_{2010} = & \\
 & \text{Kapitalbas Ledningar}_{2010} * \text{Annuitetsfaktor Ledningar}_{2010} \\
 & + \\
 & \text{Kapitalbas Stationer, transformatorer \& kringutrustning}_{2010} * \\
 & \text{Annuitetsfaktor Stationer, transformatorer \& kringutrustning}_{2010} \\
 & + \\
 & \text{Kapitalbas Elmätare \& it-system}_{2010} * \text{Annuitetsfaktor Elmätare \& IT-} \\
 & \text{system}_{2010}
 \end{aligned}$$

Bilaga 2 Kalkylränta i elnätsverksamhet för tillsynsåren 2010-2011

Energimarknadsinspektionen har tidigare under året haft ett pågående utredningsarbete avseende kalkylränta i elnätsverksamhet för tillsynsperioden 2012-2015. Analysarbetet som genomfördes omfattar flera konsultrapporter samt synpunkter från olika remissinstanser. Två konsultföretag, Grant Thornton samt Ernst & Young fick i uppdrag att göra bedömningar av vad som kan anses vara en rimlig kalkylränta för perioden 2012-2015. Båda konsulterna bedömde kalkylräntan som ett intervall.

EI har använt de två konsultföretagens kalkylberäkningar som ingångsvärden i bedömningen av kalkylräntan. Därefter har ett genomsnitt beräknats för att få en sammanvägd kalkylränta. Utöver detta har ytterligare justeringar gjorts för att inkludera effekten av elnätsföretagens möjligheter till skattefria krediter med hänsyn till de långa ekonomiska livslängder som gäller i elnätsföretag. Mer om detta återfinns i PM 2011:07, *Kalkylränta i elnätsverksamhet*. Promemorian samt övriga konsultrapporter kan hämtas på EI:s webbplats: <http://www.ei.se/For-Energiforetag/El/Forhandsprovning-av-elnatstariffer/Viktiga-dokument-forhandsreglering/>

Under hösten 2011 fick konsulten Ernst & Young i uppdrag att, baserat på Ernst & Youngs samt Grant Thorntons utredningar om kalkylräntan för tillsynsperioden 2012-2015, ta fram kompletterande uppgifter som EI behöver för att bestämma en kalkylränta för tillsynsåren 2010 och 2011, se bilaga 3 *Estimering av kalkylränta för elnätsverksamhet för tillsynsåren 2010 och 2011*.

Med utgångspunkt i Ernst & Youngs parametrar beräknas en kalkylränta före skatt på 4,19 – 5,72 procent för tillsynsåret 2010 och 3,98 – 6,04 procent för tillsynsåret 2011. Motsvarande beräkningar med utgångspunkt i Grant Thorntons parametrar ger ett intervall på 5,48 – 6,74 procent för tillsynsåret 2010 samt 5,19 – 6,43 procent för 2011.

Ei har vidare använt dessa intervall för att beräkna ett genomsnitt för att få en sammanvägd kalkylränta. På samma sätt som nämnts ovan har EI gjort justeringar för att inkludera effekten av elnätsföretagens möjligheter till skattefria krediter med hänsyn till de långa ekonomiska livslängder som gäller i elnätsföretag.

En genomsnittlig kalkylränta som baseras på konsulterna Grant Thornton samt Ernst & Youngs bedömning är 5,50 procent.

Efter en justering med hänsyn taget till skatteeffekten på 0,3²³ procentenheter kan kalkylräntan beräknas till 5,2 procent för tillsynsåret 2010.

Motsvarande beräkningar visar på en real kalkylränta före skatt för tillsynsåret 2011 på 5,1 procent. Dock är det viktigt att påpeka att kalkylräntan för 2011 baseras på 10 månader, vilket innebär att detta är en preliminär kalkylränta och kommer därför att justeras för de två återstående månaderna.

Mot bakgrund av ovanstående samt det utredningsarbete som genomfördes avseende kalkylränta för tillsynsperioden 2012-2015 anser EI att en real kalkylränta före skatt på 5,2 procent är rimlig att tillämpa för tillsynsåret 2010.

EI avser att i samband med granskning av 2011 års nätavgifter återkomma med en slutgiltig bedömning av kalkylräntan för tillsynsåret 2011.

²³ Skattefrågan har på EI:s uppdrag belysts av konsulten ICECAPITAL. Konsultföretaget har analyserat frågan om kalkylräntan ska justeras med hänsyn till företagets möjligheter till räntefria skattekrediter, se EI:s rapport EI R 2010:25, bilaga 3.

**Bilaga 3 Konsultrapport
Estimering av kalkylränta för
elnätsverksamhet för
tillsynsåren 2010 och 2011**



**Energimarknadsinspektionen: Estimering av kalkylränta
för elnätsverksamhet för tillsynsåren 2010 och 2011**

9 november 2011

Björn Gustafsson

Partner

Transaction Advisory Services

T 08-520 594 97

M 070-318 94 97

F 08-520 514 97

E bjorn.gustafsson@se.ey.com

Joel Ottosson

Analytiker

Transaction Advisory Services

T 08-520 597 91

M 070-318 97 91

F 08-520 517 91

E joel.ottosson@se.ey.com

Energimarknadsinspektionen
Box 155
631 03 ESKILSTUNA

9 november 2011

Estimering av kalkylränta för elnätsverksamhet för tillsynsåren 2010 och 2011

Ernst & Young har haft i uppdrag av Energimarknadsinspektionen (EI) att, baserat på Ernst & Youngs och Grant Thornton's utredningar om kalkylränta för tillsynsperioden 2012-2015, ta fram de kompletterande uppgifter som EI behöver för att bestämma en kalkylränta även för tillsynsperioderna 2010 och 2011.

Denna rapport tillställs EI enbart för nämnda syfte, och har författats utan någon annan mottagare än EI i åtanke. Ernst & Young är endast ansvariga gentemot uppdragsgivaren för denna rapport.

Björn Gustafsson
Partner
Ernst & Young AB

Kalkylränta 2010 och 2011

	1
1. Sammanfattning	2
2. Uppdrag	3
3. WACC för tillsynsperioden 2012-2015 - Sammanfattning.....	4
4. Parametrar att uppdatera	6
5. Riskfri ränta och inflationsförväntning	7
6. Kreditriskpremie	8
7. Marknadsriskpremie.....	9
8. Kalkylränta för tillsynsåren 2010 och 2011	10

Sammanfattning

På uppdrag av Energimarknadsinspektionen (EI) tog Ernst & Young respektive Grant Thornton (tillsammans benämnda "konsulterna" nedan) under våren 2011 fram var sin rapport om kalkylränta för tillsynsperioden 2012-2015.

EI har givit Ernst & Young ett nytt uppdrag att uttala sig om huruvida dessa utredningar i väsentliga delar kan ligga till grund även för tillsynsperioderna 2010 och 2011, samt att om möjligt bistå med att ta fram de uppgifter som EI behöver för att bestämma en kalkylränta för dessa tillsynsperioder.

Ernst & Young och Grant Thornton har haft liknande angreppssätt för att bedöma kalkylräntan. I båda utredningarna bedöms flertalet parametrar med utgångspunkt i genomsnitt av långa tidsserier av marknadsdata. Undantag i båda fallen är den riskfria räntan och inflationsförväntningen. Båda konsulterna rekommenderar vidare att lägga fast samtliga parametrar utom den riskfria räntan (i Ernst & Youngs fall även kreditriskpremien) för hela tillsynsperioden utifrån argumentationen att övriga parametrar kan anses relativt stabila i en normal marknad.

Vi rekommenderar därför att EI låter samtliga parametrar utom den riskfria räntan, inflationsförväntningen och kreditriskpremien vara oförändrade i förhållande till konsulternas rapporter enligt ovan. Ett undantag bör dessutom göras för marknadsriskpremien i Ernst & Youngs max-alternativ.

Med utgångspunkt i Ernst & Youngs parametrar beräknas en kalkylränta (WACC reallt före skatt) på 4,19-5,72% för tillsynsåret 2010 och 3,98%-6,04% för tillsynsåret 2011.

Motsvarande beräkningar med utgångspunkt i Grant Thorntons parametrar resulterar i intervallet 5,48-6,74% för 2010 och 5,19-6,43% för 2011. Det bör påpekas att vi inte konsulterat Grant Thornton för detta uppdrag. De tolkningar vi gör avseende lämpliga uppdateringar av Grant Thorntons parametrar är därför helt och hållet våra egna.

Uppdrag

Bakgrund

Under 2010 och 2011 bedrev EI ett utredningsarbete med hjälp av konsulter och akademisk expertis i syfte att fastställa en kalkylränta för elnätsverksamhet för tillsynsperioden 2012-2015. Två konsultföretag, Ernst & Young och Grant Thornton tog fram var sin bedömning av kalkylräntan för nämnda period. Ernst & Youngs rapport lämnades den 18 februari 2011 och Grant Thorntons i april 2011.

EI bedömer i sin promemoria "Kalkylränta i elnätsverksamhet" (2011:07) sammanfattningsvis att en kalkylränta på 5,2% reallt före skatt är rimlig att tillämpa för tillsynsperioden 2012-2015. Denna kalkylränta är härledd från Ernst & Youngs och Grant Thorntons bedömda intervall, med vissa justeringar gjorda av EI, vilket beskrivs i promemorian.

EI behöver fastställa en kalkylränta även för tillsynsperioderna 2010 och 2011, och önskar underlag för denna bedömning med utgångspunkt i bedömningar från konsulternas tidigare rapporter.

Ernst & Youngs uppdrag

EI har givit Ernst & Young i uppdrag att uttala sig om konsulternas utredningar i väsentliga delar kan ligga till grund även för tillsynsperioderna 2010 och 2011, samt att bistå med att ta fram de uppgifter som EI behöver för att bestämma en kalkylränta för dessa tillsynsperioder.

WACC för tillsynsperioden 2012-2015 - Sammanfattning

I detta avsnitt sammanfattas konsulternas metod för bedömning av kalkylräntan för tillsynsperioden 2012-2015.

Ernst & Youngs metod

Ernst & Young har bedömt de olika parametrarna i kalkylräntan för perioden 2012-2015 enligt följande metod.¹

Ernst & Youngs parametrar i kalkylräntan för tillsynsperioden 2012-2015

Parameter	Värde	Metod
Asset beta	0,35-0,45	Tio års genomsnitt per 2010-12-31 för europeiska transmissionsbolag (minvärde) samt bedömd justering uppåt för maxvärde
Skuldandel	40-43%	Tio års genomsnitt per 2010-12-31 för europeiska transmissionsbolag och amerikanska reglerade utilities
Riskfri ränta	3,23%	Svensk tioårig statsobligation per 2011-01-04
Inflationsförväntning	2,06%	Skillnaden mellan nominell och real tioårig statsobligation per 2011-01-04
Marknadsriskpremie	5,0%	Samlad bedömning utifrån ett antal akademiska studier
Särskild riskpremie	0-1,0%	Bedömning baserad på intervall av aktieanalytikens publicerade WACC för jämförbara bolag
Kreditriskpremie	1,0-1,3%	Skillnad mellan avkastning på företagsobligationer för europeiska "utilities" och svensk statsobligation, båda med tio års löptid, per 2010-12-31 (minvärde) samt bedömd justering uppåt för maxvärde
Skattesats	26,3%	Svensk bolagsskattesats

Av tabellen framgår att asset beta och skuldandel baseras på tioåriga genomsnitt, medan riskfri ränta, inflationsförväntning och kreditriskpremie baseras på punkttestimat. Marknadsriskpremie och särskild riskpremie baseras också på bedömningar som inte är föremål för dagliga fluktuationer i marknadspriser. Skattesatsen är den gällande bolagsskattesatsen.

Ernst & Young rekommenderar i sin rapport att den riskfria räntan² samt kreditriskpremien uppdateras regelbundet, men att övriga parametrar behålls konstanta under tillsynsperioden, dock med tillägget att övriga parametrar kan behöva justeras vid fundamentala förändringar på marknaden, liknande finanskrisen 2008-2009.

¹ "Energimarknadsinspektionen: Estimering av kalkylränta för elnätsverksamhet för åren 2012-2015", Ernst & Young, 2011-02-18. Rapporten är bilagd till El:s promemoria.

² Ernst & Young anser att även inflationsförväntningen bör uppdateras löpande, vilket inte framgick av rapporten.

WACC för tillsynsperioden 2012-2015 - Sammanfattning

Grant Thorntons metod

Grant Thornton har bedömt de olika parametrarna i kalkylräntan för perioden 2012-2015 enligt följande metod.³

Grant Thorntons parametrar i kalkylräntan för tillsynsperioden 2012-2015

Parameter	Värde	Metod
Asset beta	0,42-0,54	Tio års genomsnitt (2000-2009) för internationella energibolag
Skuldandel	26-38%	Tio års genomsnitt (2000-2009) för internationella energibolag
Riskfri ränta	2,9%	Genomsnittlig räntenivå 2010 på tioårig nominell statsobligation
Inflationsförväntning	1,9%	Skillnaden mellan nominell och real tioårig statsobligation (genomsnitt under 2010)
Marknadsriskpremie	4,2-4,8%	Genomsnitt 2002-2010 enligt PwC:s riskpremiestudie
Särskild riskpremie	1,2%	Genomsnitt 2003-2010 enligt PwC:s riskpremiestudie, dividerat med 2
Kreditriskpremie ⁴	1,8%	Den totala lånekostnaden beräknas utifrån genomsnittlig räntekostnad 2005-2009 för svenska elnätbolag samt genomsnittlig kupong 2000-2009 för jämförelsegruppens noterade obligationer.
Skattesats	26,3%	Svensk bolagsskattesats

Av tabellen framgår att asset beta och skuldandel baseras på tioåriga genomsnitt, medan riskfri ränta och inflationsförväntning baseras på ett års genomsnitt. Kreditriskpremie, marknadsriskpremie och särskild riskpremie baseras på fleråriga genomsnitt. Skattesatsen är den gällande bolagsskattesatsen.

Grant Thornton rekommenderar i sin rapport att den riskfria räntan⁵ uppdateras regelbundet, men att övriga parametrar behålls konstanta under tillsynsperioden.

³ "Energimarknadsinspektionen: Estimering av kalkylränta (WACC) för elnätsverksamhet under tillsynsperioden 2012-2015", Grant Thornton, april 2011. Rapporten är bilagd till EI:s promemoria.

⁴ Grant Thornton beräknar inte kreditriskpremien explicit, utan bedömer den totala lånekostnaden till 4,7%. Vi har därefter räknat ut riskpremien som skillnaden mellan lånekostnaden och den riskfria räntan.

⁵ Grant Thornton föreslår att vid uppdatering använda ett 30 dagars genomsnitt av räntan på en tioårig statsobligation vid uppdateringstillfället.

Parametrar att uppdatera

Båda konsulterna rekommenderar att merparten av parametrarna behålls konstanta vid årliga uppdateringar av kalkylräntan. Ernst & Young föreslår i sin rapport att även inflationsförväntningen och kreditriskpremien uppdateras, samt tillägger att övriga parametrar kan behöva justeras vid fundamentala förändringar på marknaden.

Om konsulternas beräkningar för de parametrar som bygger på genomsnitt av långa tidsserier skulle replikeras med ett eller två års förskjutning skulle visserligen skillnader kunna observeras, men dessa skulle troligen vara relativt små eftersom de tillkommande observationerna bara skulle få begränsat genomslag på genomsnittet.

Vi anser därför att EI bör göra följande uppdateringar av konsulternas parametrar.

Parametrar i kalkylräntan för tillsynsperioderna 2010 och 2011

Parameter	Kommentar till Ernst & Youngs metod	Kommentar till Grant Thorntons metod
Asset beta	Lämnas oförändrad	Lämnas oförändrad
Skuldandel	Lämnas oförändrad	Lämnas oförändrad
Risfri ränta	Uppdateras	Uppdateras
Inflationsförväntning	Uppdateras	Uppdateras ⁶
Marknadsriskpremie	Lämnas oförändrad för 2010 Uppdateras för 2011 i maxalternativet	Lämnas oförändrad
Särskild riskpremie	Lämnas oförändrad	Lämnas oförändrad
Kreditriskpremie	Uppdateras	Total lånekostnad lämnas oförändrad

Slutsatsen är alltså att EI bör uppdatera riskfri ränta, inflationsförväntning och kreditriskpremie (det sistnämnda endast för Ernst & Youngs metod), men kan använda sig av konsulternas parametrar i övrigt utan förändringar.⁷ Vi rekommenderar också att i maxalternativet beakta att aktiemarknadens riskpremie kan ha ökat under 2011 (se nedan).

⁶ Grant Thornton nämner visserligen inte att denna parameter bör uppdateras, men vi anser ändå att detta är mest konsistent.

⁷ Det bör påpekas att vi inte konsulterat Grant Thornton för detta uppdrag. De tolkningar vi gör avseende lämpliga uppdateringar av Grant Thorntons parametrar är därför helt och hållet våra egna.

Riskfri ränta och inflationsförväntning

Ernst & Young rekommenderar att den riskfria räntan och inflationsförväntningen beräknas som genomsnittet under respektive tillsynsår mätt på daglig basis. För 2010 finns ett helt års data att tillgå, medan det för 2011 i skrivande stund endast finns cirka tio månaders data.

Den riskfria räntan beräknas utifrån Riksbankens "syntetiska" tioårsränta, medan inflationsförväntningen beräknas med hjälp av noterade statsobligationer med en löptid som ligger i närheten av tio år.

I nedanstående tabell redovisas vår sammanställning av riskfri ränta och inflationsförväntning.

Riskfri ränta och inflationsförväntning

Instrument	Tidsperiod	Värde
10-åriga obligationer (Riksbanken)		
SE GVB 10Y	Medel, dagsobservationer 2010	2,88%
SE GVB 10Y	Medel, dagsobservationer 2011 t.o.m. 25 okt	2,79%
10-åriga nominella statsobligationer (OMX)		
RGKB 1047 - 2020-12-01	Medel, dagsobservationer 2010	2,87%
RGKB 1047 - 2020-12-01	Medel, dagsobservationer 2011 t.o.m. 25 okt	2,77%
10-åriga reala statsobligationer (OMX)		
RGKB 3102 - 2020-12-01	Medel, dagsobservationer 2010	1,08%
RGKB 3102 - 2020-12-01	Medel, dagsobservationer 2011 t.o.m. 25 okt	0,78%
Långsiktig inflationsförväntan (Fishersambandet)		
2010		1,77%
2011 t.o.m. 25 okt		1,98%

Källa: Riksbanken och OMX

Slutsatsen är alltså att den riskfria räntan bedöms vara 2,88% för 2010 respektive 2,79% för 2011 samt att den långsiktiga inflationsförväntningen uppgår till 1,77% för 2010 respektive 1,98% för 2011.

Kreditriskpremie

Ränta på företagsobligationer

EUR Utility (A) 10 år - Bloomberg curve 583

Tidpunkt	Ränta
2009-12-31	4,38%
2010-03-31	4,07%
2010-06-30	3,73%
2010-09-30	3,48%
2010-12-31	4,19%
2011-03-31	4,51%
2011-06-30	4,34%
2011-09-30	3,81%
2011-10-25	3,81%
Genomsnitt 2010	3,97%
Genomsnitt 2011 t.o.m. 25 okt	4,13%
Riskfri ränta 2010	2,88%
Riskfri ränta 2011 t.o.m. 25 okt	2,79%
Kreditriskpremie 2010	1,08%
Kreditriskpremie 2011 t.o.m. 25 okt	1,34%

Källa: Bloomberg, Riksbanken och OMX

Kreditriskpremien beräknas som skillnaden mellan ränta ("yield") på noterade företagsobligationer för "utilities" med A-rating och den riskfria räntan. För närmare beskrivning av metoden hänvisas till vår rapport från den 18 februari 2011.

Obligationsräntorna beräknas som kvartalsvisa genomsnitt för respektive år tagna ur finansdatabasen Bloomberg, se tabell.

Av tabellen framgår att den genomsnittliga obligationsräntan var 3,97% 2010 och 4,13% 2011 t.o.m. 25 oktober.

Om man från dessa värden subtraherar den riskfria räntan enligt föregående avsnitt erhålls en kreditriskpremie på 1,08% för 2010 och 1,34% för år 2011. Det är rimligt att kreditpremierna stiger när det råder osäkerhet på kapitalmarknaderna, vilket är fallet för närvarande (i slutet av 2011).

I vår rapport från den 18 februari 2011 bedömde vi att ett riskpåslag om 0,30% är rimligt för vårt max-alternativ. Denna bedömning ligger fast och ger följande intervall på kreditriskpremien.

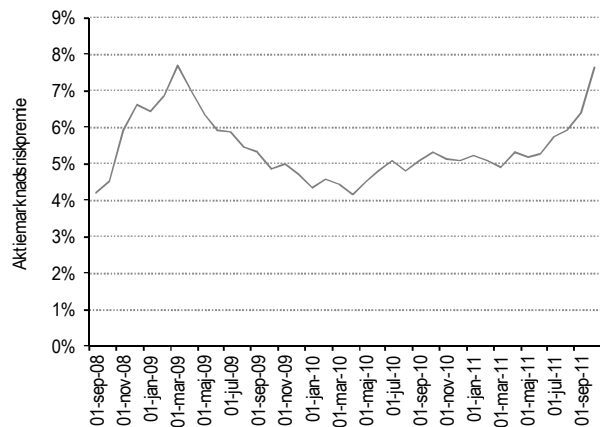
- ▶ 2010 1,08 – 1,38%
- ▶ 2011 1,34 – 1,64%

Grant Thorntons bedömning av kreditriskpremien kan endast utläsas implicit i deras rapport, då de istället bedömer den totala lånekostnaden. För att vara konsistent med deras metod behåller vi deras bedömda lånekostnad på 4,7%, vilket i våra beräkningar illustreras med en höjd kreditriskpremie då den riskfria räntan sjunkit i förhållande till rapportens uppgifter.

Marknadsriskpremie

Implicit riskpremie på den amerikanska aktiemarknaden

Källa: Damodaran



I vår rapport från den 18 februari 2011 bedömde vi marknadsriskpremien till 5% utifrån ett långsiktigt perspektiv under förutsättningen att inga fundamentala förändringar inträffar på marknaden.

Den senare delen av 2011 har dock präglats av stor oro på kapitalmarknaderna. Långräntorna har fallit kraftigt, vilket allt annat lika skulle föranleda en lägre kalkylränta. Emellertid finns det faktorer som talar för att aktiemarknadens riskpremie har ökat (tillfälligt), såsom kraftiga börsras i Sverige och globalt, och att det totala avkastningskravet inte alls minskat.

Den internationellt erkände värderingsexperten professor Aswath Damodaran vid New York University beräknar varje månad den s.k. implicita marknadsriskpremien utifrån den information som ges av börskurser, direktavkastning, räntor samt tillväxtprognoser.⁸ Diagrammet till vänster återger Damodarans beräkningar för perioden september 2008 till september 2011. Av grafen framgår att den implicita riskpremien på den amerikanska aktiemarknaden ökat kraftigt under andra halvåret 2011.

Det är inte säkert att en generell ökning av riskpremien på aktiemarknaden slår igenom fullt ut på företag med låg risk, såsom elnätföretag. Dessutom anser vi att det finns praktiska fördelar med att ha ett långsiktigt synsätt på marknadsriskpremien. Av detta skäl konkluderar vi att vårt min-alternativ får vara oförändrat med 5% marknadsriskpremie.

Vi anser dock att det är rimligt att i vårt max-alternativ beakta att marknadsriskpremien de facto kan ha stigit, och att den sammanlagda kalkylräntan inte nödvändigtvis har sjunkit, trots räntenedgången. Utifrån Damodarans analys bedömer vi att cirka en procentenhet är ett rimligt påslag på marknadsriskpremien, vilket ger en premie i max-alternativet om 6% för 2011.

Rent hypotetiskt är det tänkbart att Grant Thornton hade dragit en liknande slutsats som Ernst & Young beträffande marknadsriskpremiens utveckling under 2011 om de hade haft motsvarande uppdrag. Vi har dock inte gjort någon justering av marknadsriskpremien i beräkningarna enligt Grant Thorntons metod, eftersom vi anser att detta vore att frångå ursprungsrapporten för mycket.

⁸ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Kalkylränta för tillsynsåren 2010 och 2011

I tabellerna nedan sammanfattas beräkningarna av kalkylränta för tillsynsåren 2010 och 2011 utifrån förutsättningen att konsulternas "långsiktiga" parametrar behålls konstanta i förhållande till deras rapporter för tillsynsperioden 2012-2015. De parametrar som uppdaterats har strukits under i tabellerna.

I kolumn 1-2 redovisas konsulternas intervall av kalkylränta för tillsynsperioden 2012-2015. I kolumn 3-4 respektive 5-6 redovisas kalkylräntan baserat på uppdatering av konsulternas parametrar för tillsynsåren 2010 respektive 2011.

Med utgångspunkt i Ernst & Youngs parametrar beräknas en kalkylränta (WACC reallt före skatt) på 4,19-5,72% för tillsynsåret 2010 och 3,98%-6,04% för tillsynsåret 2011.

Motsvarande beräkningar med utgångspunkt i Grant Thorntons parametrar resulterar i intervallet 5,48-6,74% för 2010 och 5,19-6,43% för 2011.

Kalkylränta för tillsynsåren 2010 och 2011

Kalkylränta för de olika tillsynsåren enligt Ernst & Youngs metod

Ernst & Youngs metod	Rad	Formel	Tillsynsår 2012-2015		Tillsynsår 2010		Tillsynsår 2011	
			Min	Max	Min	Max	Min	Max
Asset beta	A		0,35	0,45	0,35	0,45	0,35	0,45
Skattesats	B		26,3%	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%
Skuldandel D/(D+E)	C		43%	40%	43%	40%	43%	40%
Skuldsättningsgrad D/E	D	=C/(1-C)	75%	67%	75%	67%	75%	67%
Hävstångsfaktor	E	=1+(1-B)*D	1,56	1,49	1,56	1,49	1,56	1,49
Equity beta	F	=A*E	0,54	0,67	0,54	0,67	0,54	0,67
Riskfri ränta	G		3,23%	3,23%	<u>2,88%</u>	<u>2,88%</u>	<u>2,79%</u>	<u>2,79%</u>
Equity beta	H	=F	0,54	0,67	0,54	0,67	0,54	0,67
Aktiemarknadsriskpremie	I		5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	<u>6,0%</u>
Kostnad för eget kapital (ojusterat)	J	=G+H*I	6,0%	6,6%	5,6%	6,2%	5,5%	6,8%
Särskild riskpremie	K		0,0%	1,0%	0,0%	1,0%	0,0%	1,0%
Kostnad för eget kapital	L	=J+K	6,0%	7,6%	5,6%	7,2%	5,5%	7,8%
Kreditriskpremie	M		1,00%	1,30%	<u>1,08%</u>	<u>1,38%</u>	<u>1,34%</u>	<u>1,64%</u>
Kostnad för lånat kapital före skatt	N	=G+M	4,2%	4,5%	4,0%	4,3%	4,1%	4,4%
Skattesats	O	=B	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%
Kostnad för lånat kapital efter skatt	P	=N*(1-O)	3,1%	3,3%	2,9%	3,1%	3,0%	3,3%
Vikt skulder D/(D+E)	Q	=C	43%	40%	43%	40%	43%	40%
Nominell WACC efter skatt	R	=L*(1-Q)+P*Q	4,7%	5,9%	4,4%	5,6%	4,5%	6,0%
Skattesats	S	=B	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%
Nominell WACC före skatt	T	=R/(1-S)	6,4%	8,0%	6,0%	7,6%	6,0%	8,1%
Inflationsförväntning	U		2,06%	2,06%	<u>1,77%</u>	<u>1,77%</u>	<u>1,98%</u>	<u>1,98%</u>
Real WACC före skatt	V	=(1+T)/(1+U)-1	4,27%	5,81%	4,19%	5,72%	3,98%	6,04%

Källa: Ernst & Young

Kalkylränta för tillsynsåren 2010 och 2011

Kalkylränta för de olika tillsynsåren enligt Grant Thorntons metod

Grant Thorntons metod	Rad	Formel	Tillsynsår 2012-2015		Tillsynsår 2010		Tillsynsår 2011	
			Min	Max	Min	Max	Min	Max
Asset beta	A		0,42	0,54	0,42	0,54	0,42	0,54
Skattesats	B		26,3%	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%
Skuldandel D/(D+E)	C		38%	26%	38%	26%	38%	26%
Skuldsättningsgrad D/E	D	=C/(1-C)	62%	35%	62%	35%	62%	35%
Hävstångsfaktor	E	=1+(1-B)*D	1,46	1,25	1,46	1,25	1,46	1,25
Equity beta	F	=A*E	0,61	0,68	0,61	0,68	0,61	0,68
Riskfri ränta	G		2,88%	2,88%	<u>2,88%</u>	<u>2,88%</u>	<u>2,79%</u>	<u>2,79%</u>
Equity beta	H	=F	0,61	0,68	0,61	0,68	0,61	0,68
Aktiemarknadsriskpremie	I		4,2%	4,8%	4,2%	4,8%	4,2%	4,8%
Kostnad för eget kapital (ojusterat)	J	=G+H*I	5,4%	6,1%	5,4%	6,1%	5,3%	6,0%
Särskild riskpremie	K		1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Kostnad för eget kapital	L	=J+K	6,6%	7,4%	6,6%	7,4%	6,5%	7,3%
Kreditriskpremie	M		1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,9%	1,9%
Kostnad för lånat kapital före skatt	N	=G+M	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%
Skattesats	O	=B	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%
Kostnad för lånat kapital efter skatt	P	=N*(1-O)	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
Vikt skulder D/(D+E)	Q	=C	38%	26%	38%	26%	38%	26%
Nominell WACC efter skatt	R	=L*(1-Q)+P*Q	5,4%	6,4%	5,4%	6,4%	5,4%	6,3%
Skattesats	S	=B	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%
Nominell WACC före skatt	T	=R/(1-S)	7,4%	8,6%	7,4%	8,6%	7,3%	8,5%
Inflationsförväntning	U		1,92%	1,92%	<u>1,77%</u>	<u>1,77%</u>	<u>1,98%</u>	<u>1,98%</u>
Real WACC före skatt	V	=(1+T)/(1+U)-1	5,33%	6,59%	5,48%	6,74%	5,19%	6,43%

Källa: Grant Thornton (kolumn 1 och 2), Ernst & Young (kolumn 3-6)

Bilaga 4 Sammanställning över nätföretag som ligger inom ramen för godkänd intäktsnivå 2010

Tabell 5 visar en sammanställning av de företag vars verkliga intäkter för 2010 ligger inom ramen för den av EI godkända nivån.

Tabell 5 Sammanställning över företag som ligger inom ramen för godkänd intäktsnivå 2010

RELNR	FÖRETAG
REL00003	Almnäs Bruk AB
REL00004	Alvesta Elnät AB
REL00005	Arvika Teknik AB
REL00007	Bengtstors Energi Nät AB
REL00010	Bjäre Kraft ek för
REL00012	Björklinge Energi ek för
REL00015	Bodens Energi Nät AB
REL00016	Boo Energi ek för
REL00017	Borgholm Energi Elnät AB
REL00018	AB Borlänge Energi Elnät
REL00020	Brittedals Elnät Ek för.
REL00023	C4 Elnät AB
REL00024	Carlfors Bruk E Björklund & Co KB
REL00025	Degerfors Energi AB
REL00026	Elektra Nät AB
REL00030	Eksjö Elnät AB
REL00031	Emmaboda Elnät AB
REL00034	Envikens Elnät AB
REL00035	Eskilstuna Energi & Miljö Elnät AB
REL00039	Falu Elnät AB
REL00040	Filipstad Energinät AB
REL00043	Gislaved Energi AB
REL00062	Göteborg Energi Nät AB
REL00067	Hallstaviks Elverk Ek för
REL00068	Hamra Besparingsskog
REL00069	Hedemora Energi AB
REL00072	Herrljunga Elektriska AB
REL00073	Hjo Energi AB
REL00075	Hofors Elverk AB
REL00077	Härnösand Elnät AB
REL00080	Höganäs Energi AB
REL00083	Jukkasjärvi Sockens Belysningsförening upa
REL00087	Kalmar Energi Elnät AB
REL00088	Karlsborgs Energi AB

REL00089	Karlshamn Energi AB
REL00090	Karlskoga Elnät AB
REL00091	Affärsverken Karlskrona AB
REL00092	Karlstads Elnät AB
REL00093	Utsikt Katrineholm Elnät AB
REL00094	AB Kramfors Energiverk
REL00098	Kristinehamns Elnät AB
REL00100	Kungälv Energi AB
REL00101	Kviinge EI AB
REL00102	Kvänumbygdens Energi ek för
REL00104	Larvs Elektriska Distributionsförening
REL00106	Lerum Energi AB
REL00109	Lidköpings kommun
REL00110	Linde Energi AB
REL00111	Utsikt Nät AB
REL00112	Ljungby Energinät AB
REL00113	Ljusdal Elnät AB
REL00115	LJW Nät HB
REL00118	Luleå Energi Elnät AB
REL00121	LEVA i Lysekil AB
REL00123	Malungs Elnät AB
REL00126	Mellersta Skånes Kraft
REL00130	Nacka Energi AB
REL00133	Norrtälje Energi AB
REL00135	Nossebroortens Energi ek för
REL00137	Nybro Elnät AB
REL00139	Näckåns Elnät AB
REL00140	Närkes Kils Elektriska Ek för
REL00141	Nässjö Affärsverk Elnät AB
REL00143	Olofströms Kraft Nät AB
REL00144	Olseröds Elektriska Distributionsförening upa
REL00146	Oskarshamn Energi Nät AB
REL00147	Oxelö Energi AB
REL00148	Partille Energi Nät AB
REL00149	AB PiteEnergi
REL00152	Ronneby Miljö och Teknik AB
REL00156	Rödeby Elverk ek för
REL00157	Sala-Heby Energi Elnät AB
REL00158	Sandhult-Sandared Elektriska ek för
REL00163	Sjogerstads Elektriska Distributionsförening ek för
REL00164	Sjöbo Elnät AB
REL00165	Skara Energi AB
REL00167	Skurups kommun
REL00170	Skövde kommun
REL00171	Smedjebacken Energi Nät AB
REL00173	Sollentuna Energi AB
REL00175	Staffanstorps Energi AB
REL00178	Sundsvall Elnät AB
REL00181	Dala Elnät AB
REL00182	Sävsjö Energi AB
REL00183	Söderhamn Elnät AB
REL00184	Södra Hallands Kraft ek för

REL00185	Sölvesborgs Energi & Vatten AB
REL00187	Tibro Energi AB
REL00189	Tranås Energi AB
REL00191	Trollhättan Energi Elnät AB
REL00193	Töre Energi ek för
REL00195	Uddevalla Energi Elnät AB
REL00200	Vaggeryd Kommuns Elverk
REL00201	Vallebygdens Energi ek för
REL00202	Elverket Vallentuna AB
REL00205	Varbergsortens Elkraft
REL00230	Vetlanda Energi & Teknik AB Vetab
REL00231	Viggafors Elektriska Andelsförening UPA
REL00232	Vimmerby Energi & Miljö AB
REL00234	Vinninga Elektriska Förening Ek För
REL00235	Värnamo Elnät AB
REL00242	Västra Orusts Energitjänst ek för
REL00243	Växjö Energi Elnät AB
REL00244	Ystad Energi AB
REL00246	Ålem Energi AB
REL00249	Årsunda Kraft & Belysningsförening upa
REL00250	Öresundskraft Ängelholm AB
REL00252	Österfärnebo El ek för
REL00255	Östra Kinds Elkraft ek för
REL00257	Övik Energi Nät AB
REL00267	Mälarenergi Elnät AB
REL00332	Tidaholms Elnät AB
REL00364	Österlens Kraft AB
REL00576	Härjeåns Nät AB
REL00584	Umeå Energi Elnät AB
REL00590	LKAB Nät AB
REL00592	Kreab Öst AB
REL00594	Mariestad Töreboda Energi AB
REL00601	E.ON Elnät Sverige AB
REL00824	Skellefteå Kraft Elnät AB
REL00861	Fortum Distribution AB
REL00869	Dala Energi Elnät AB
REL00877	Kraftringen Nät AB

KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

Bilaga 5 Sammanställning över nätföretag som meddelats om fortsatt tillsyn

Nedan följer en sammanställning över de nätföretag som har meddelats om fortsatt tillsyn för 2010 års nätavgifter.

Tabell 6 Sammanställning över företag som har meddelats om fortsatt tillsyn

	RELNR	FÖRETAG
	REL00001	Ale Elförening ek för
	REL00002	Alingsås Energi Nät AB
	REL00008	Bergs Tingslags Elektriska AB
	REL00011	Bjärke Energi ek för
	REL00014	Blåsjön Nät AB
	REL00019	Borås Elnät AB
	REL00021	Bromölla Energi AB
	REL00033	Halmstads Energi och Miljö Nät AB
	REL00037	Falbygdens Energi Nät AB
	REL00038	Falkenberg Energi AB
	REL00044	Gotlands Energi AB
	REL00049	Grästorps Energi Ek för
	REL00064	Habo Kraft AB
	REL00071	Öresundskraft AB
	REL00074	Hjärtums Elförening Ek För
	REL00078	Härryda Energi AB
	REL00085	Jämtkraft Elnät AB
Företag som har verkliga intäkter som överskrider den godkända intäktsnivån för 2010	REL00086	Jönköping Energinät AB
	REL00103	Landskrona stad
	REL00127	Mjölby Kraftnät AB
	REL00128	Möndal Energi Nät AB
	REL00136	Öresundskraft Nordvästra Skåne AB
	REL00138	Nynäshamn Energi AB
	REL00159	Sandviken Energi Elnät AB
	REL00160	Sevab Nät AB
	REL00169	Skånska Energi Nät AB
	REL00186	Telge Nät AB
	REL00190	Trelleborgs Kommun
	REL00196	Ulricehamns Energi AB
	REL00203	Varabygdens Energi ek för
	REL00204	Varberg Energi AB
	REL00239	Västerviks Kraft Elnät AB
	REL00245	Åkab Nät & Skog AB
	REL00509	Fortum Distribution AB
REL00570	Västerbergslagens Elnät AB	
	REL00571	E.ON Elnät Stockholm AB

	REL00572	Vattenfall Eldistribution AB
Företag som har verkliga intäkter som överskrider den godkända intäktsnivån för 2010	REL00583	Vattenfall Eldistribution AB
	REL00585	Götene Elförening ek för
	REL00615	E.ON Elnät Sverige AB
	REL00860	Fortum Distribution AB
	RELNR	FÖRETAG
Företag med brutet räkenskapsår	REL00029	Ekfors Kraft AB
	REL00168	Skyllbergs Bruks AB
	REL00177	Sturefors Eldistribution AB
	RELNR	FÖRETAG
Företag som har fått nya samredovisningsbeslut avseende år 2010	REL00608	Fortum Distribution AB
	REL00028	Ekerö Energi AB
	REL00061	Gävle Energi AB
	REL00070	Hedesunda Elektriska AB

KÄLLA: ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

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