

EI R2010:07

Värdering av el- nätsföretagens kapitalbas i för- handsregleringen

Energimarknadsinspektionen
Box 155, 631 03 Eskilstuna
Energimarknadsinspektionen R2010:07
Författare: Karin Tvingsjö
Copyright: Energimarknadsinspektionen
Rapporten är tillgänglig på www.ei.se
Tryckt i Eskilstuna 2010

Förord

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

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

Intäktsramen består av löpande kostnader och kapitalkostnader. Till grund för kapitalkostnaderna ligger elnätsföretagens kapitalbas. Mot bakgrund av detta lämnar EI denna rapport som beskriver hur EI avser värdera elnätsföretagens kapitalbas.

EI:s avsikt är att rapporten ska börja användas av företagen omgående i deras arbete med förberedelser för att lämna förslag till en intäktsram till första tillsynsperioden som infaller 2012-2015.

Eskilstuna, maj 2010



Yvonne Fredriksson
Generaldirektör



Karin Tvingsjö
Analytiker

Innehåll

1	Sammanfattning	9
1.1	Syfte	9
1.2	Fyra metoder för att värdera kapitalbasen	9
1.2.1	Värdering enligt normvärdesmetoden	9
1.2.2	Värdering enligt anskaffningsvärdemetoden	9
1.2.3	Värdering utifrån tillgångens bokförda värde.....	9
1.2.4	Skälig värdering med hänsyn till tillgångens beskaffenhet	10
1.3	EI:s ställningstaganden	10
2	Inledning	14
2.1	Bakgrund.....	14
2.1.1	Förhandsregleringen	14
2.2	Syfte och avgränsningar.....	15
2.3	Pågående parallella projekt inom förhandsregleringen	15
2.4	Rättsliga förutsättningar	16
2.4.1	Skäliga nättariffer.....	16
2.4.2	Intäktsram.....	17
2.4.3	Särskilt om kapitalbas	17
2.4.4	Insamling av uppgifter om kapitalbasen.....	18
2.4.5	Förordning om redovisning av nätverksamhet	18
2.5	Tidigare utredningar m.m.	18
2.5.1	Ekonomisk reglering av regionnät	18
2.5.2	Elbyggnadsrationalisering (EBR).....	19
3	Projektets arbete	22
3.1	Arbetsätt	22
3.2	Möten, workshops, studiebesök	22
3.3	Pilotprojekt normvärdesmetoden.....	23
4	Bestämning och värdering av kapitalbasen	24
4.1	Bestämning av kapitalbasen	24
4.1.1	Anläggningarna ska vara en del av nätverksamheten.....	24
4.1.2	Anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen.....	24
4.1.3	Anläggningarna ska användas i nätverksamheten	25
4.1.4	Markkostnader	26
4.1.5	Särskilt om reservkraftsaggregat	26
4.2	Investeringar och utrangeringar	27
4.2.1	Nyinvestering, reinvestering och underhåll	28
4.3	Reservmaterial.....	28
4.4	Värdering av anläggningstillgångar.....	29
4.5	Förändring i prisläget.....	29
4.5.1	Indexomräkning under tillsynsperioden.....	31
4.5.2	Indexomräkning i anskaffningsvärdemetoden.....	31
4.6	Dokumentation av tillgångar	31
4.7	De uppgifter som ska lämnas in till EI.....	32
4.8	Hantering av förändringar i kapitalbasen	32

4.8.1	Omrövning av intäktsram under tillsynsperioden	32
4.8.2	Omrövning av intäktsram efter tillsynsperioden.....	33
4.9	Uppgifter som ska lämnas in till EI efter tillsynsperioden.....	33
5	Kategorisering och redovisning av anläggningar	35
5.1	Tre anläggningskategorier	35
5.1.1	Kategori 1 ledning.....	36
5.1.2	Kategori 2 station, transformator och kringutrustning.....	36
5.1.3	Kategori 3 vissa system	36
5.2	Kategorisering i praktiken	37
6	Värdering enligt normvärdesmetoden	38
6.1	Normvärden: syfte och innebörd.....	38
6.2	Normvärdeslistans uppbyggnad	39
6.2.1	Ledningar	40
6.2.2	Stationer	41
6.3	Grund för reglermässiga normvärden.....	42
6.3.1	Alternativa utgångspunkter	42
6.3.2	Utredning av EBR som grund för reglermässiga normvärden.....	42
6.3.3	Grund för normvärden för anläggningar med spänning över 24 kV	44
6.3.4	EI:s bedömning av EBR som utgångspunkt för normvärden för anläggningar med spänning upp till och med 24 kV	45
6.4	Bestämning av reglermässiga normvärden.....	47
6.4.1	Anläggningar med spänning upp till och med 24 kV.....	47
6.4.2	Normvärden för anläggningar med spänning över 24 kV	51
6.5	Justeringar av medelvärdena	51
6.5.1	Markkostnader	51
6.5.2	Justeringar för att anpassa normvärdena till att företagen ser olika ut.....	53
6.5.3	Schablon för förvärvande företag för att redovisa löpande kostnader för investeringar	57
6.6	Tillbörlig hänsyn till objektiva förutsättningar.....	59
6.6.1	Allmänt.....	59
6.6.2	Jordkabel	59
6.6.3	Anläggningar över 24 kV	60
6.6.4	Reduktion för samförläggning och sambyggnad för ledningar över 24 kV ..	61
6.6.5	Definition av förläggingsmiljö för jordkabel	61
6.6.6	Definition av förläggingsmiljö för luftledning med spänning över 24 kV ..	62
6.6.7	Kartor för att beskriva förläggingsmiljöer.....	62
6.6.8	Särskilt om Industriområden	64
6.6.9	Särskilt om nätstationer i citymiljö	64
6.6.10	Särskilt om skog	65
6.7	Normvärden för reservmaterial.....	66
6.8	Översättningslista	66
6.8.1	Behov och syfte.....	66
6.9	Exempel på anläggningar där EI bedömt att det inte är möjligt eller lämpligt med normvärde	67
7	Värdering enligt anskaffningsvärdemetoden	68
7.1	Gällande regelverk.....	68
7.1.1	Angående anläggningsregister och anläggningar.....	68
7.1.2	Definition av ett anskaffningsvärde	69
7.1.3	Särskilt om förvärvade äldre anläggningstillgångar.....	71

7.1.4	Krav på verifikat för anskaffningsvärden	71
7.2	Hur beräknas nuanskaffningsvärdet med grund i anskaffningsvärdet?	72
8	Värdering utifrån tillgångens bokförda värde.....	73
8.1	Tillgångar som värderas på detta sätt.....	73
9	Skälig värdering med hänsyn till tillgångens beskaffenhet	75
9.1	Exempel på värdering av leasade anläggningar på annat skäligt sätt	75
9.2	Reservmaterial värderat på annat skäligt sätt.....	76
10	Konsekvensanalys	77
11	Nordiska jämförelser	79
11.1.1	Danmark.....	79
11.1.2	Finland.....	79
11.1.3	Norge	80
11.2	Hur en jämförelse av normvärden kan göras	80
12	Fortsatt arbete	81
12.1	Innan första tillsynsperioden börjar	81
12.1.1	Verifiering av reglermässiga normvärden	81
12.1.2	Behandling av remissynpunkter på normvärden över 24 kV.....	81
12.1.3	Handbok.....	82
12.2	Under första tillsynsperioden.....	82
13	Ordlista.....	83
14	Referenser.....	85
Bilaga 1	86	
El:s regionnätprojekt	86	
Bilaga 2	90	
Beskrivning av beräkningsförutsättningar, normvärden med spänning upp till och med 24 kV	90	
Bilaga 3	93	
Sammanfattning av pilotprojekten	93	
Pilotprojekt anläggningar 0,4-24 kV	93	
Pilotprojekt, anläggningar över 24 kV.....	94	
Bilaga 4	99	
Rapportering av uppgifter om anläggningstillgångar	99	
Uppgifter som är obligatoriska för samtliga värderingsmetoder.....	99	
Uppgifter för normvärdesmetoden	99	
Uppgifter för anskaffningsvärdemetoden	99	
Uppgifter för bokfört värde	100	
Uppgifter för annan skälig värdering.....	100	
Bilaga 5	101	
Deltagare expertgrupp samt referensgrupper	101	
Bilaga 6	103	
Bilaga 6a Reglermässig normvärdeslista anläggningar upp till och med 24 kV	103	
Bilaga 6b Preliminär normvärdeslista anläggningar över 24 kV	103	
Bilaga 6c Normvärdeslista reservmaterial	103	

Figurer

Figur 1 Intäktsramens uppbyggnad, denna rapport behandlar värdering av kapitalbasen.....	15
Figur 2 Diagram KPI - FPI.....	31
Figur 3 Diagram kostnadsutveckling transformator EBR KLG 1.....	48
Figur 4 Diagram prisutveckling kabel EBR.....	49
Figur 5 Exempel omkostnadspålägg.....	55
Figur 6 Diagram med staplar över slutliga beräkningar med Sverigenätet.....	91
Figur 7 Diagram nuanskaffningsvärde per anläggningsgrupp, slutlig beräkning med Sverigenätet.....	91

Tabeller

Tabell 1 IT-system hos nätföretag	37
Tabell 2 Luftledningarna	41
Tabell 3 Jordkabel	41
Tabell 4 Stationer	41
Tabell 5 Beräkningar med Sverigenätet	50
Tabell 6 Justering av markkostnader	52
Tabell 7 Kostnader i EBR	54
Tabell 8 Beräkningar Sverigenätet med justerade pålägg	57
Tabell 9 Exempel på anläggning där norm saknas	67
Tabell 10 Jämförelser av NUAK, olika regleringar	78
Tabell 11 Slutliga beräkningar med Sverigenätet	91
Tabell 12 Andel NUAK, slutlig beräkning med Sverigenätet	92
Tabell 13 Företag som erbjöds delta i piloten för anläggningar upp till och med 24 kV	94
Tabell 14 Företag som erbjöds delta i piloten för anläggningar över 24 kV	94
Tabell 15 Projektets expertgrupp	101
Tabell 16 Partsammansatt referensgrupp	101
Tabell 17 Referensgrupp myndigheter och akademiker	101

1 Sammanfattning

1.1 Syfte

Syftet med rapporten är att i närmare detalj beskriva de olika metoderna för den reglermässiga värderingen av ett elnätsföretags kapitalbas. I rapporten beskrivs även hur elnätsföretagen ska beräkna och värdera sin kapitalbas, som ligger till grund för intäktsramen. EI ska genom att fastställa en intäktsram bestämma de samlade intäkter som en nätkoncessionshavare högst får uppbära genom nättariffer under en tillsynsperiod. En tillsynsperiod är i normalfallet fyra kalenderår.

Stamnätsspecifika anläggningar behandlas inte i rapporten.

1.2 Fyra metoder för att värdera kapitalbasen

Till grund för kapitalkostnaderna ligger kapitalbasen. I kapitalbasen ingår anläggningstillgångar som ett elnätsföretag använder för att bedriva nätverksamheten. Vilka tillgångar som mer precist får räknas in i kapitalbasen anges i 3 § förordning (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857), här efter benämnd förordningen. För att bestämma de reglermässiga kapitalkostnaderna behöver ett värde på kapitalbasen beräknas.

1.2.1 Värdering enligt normvärdesmetoden

I 9 § förordningen anges att en anläggningstillgång som ingår i kapitalbasen ska åsättas ett nuanskningsvärde som motsvarar ett normvärde för en anläggningstillgång som är i huvudsak likadan som den tillgång som ingår i kapitalbasen. Ett sådant normvärde ska beräknas med utgångspunkt i den investeringsutgift en nätkoncessionshavare skulle ha för att förvärva eller tillverka en anläggningstillgång under tillsynsperioden på ett kostnadseffektivt sätt med tillbörlig hänsyn till sådana förutsättningar som nätkoncessionshavaren inte själv kan påverka. EI har tagit fram ca 145 normvärden för anläggningar med spänning upp till och med 24 kV och ca 500 normvärden för anläggningar med spänning över 24 kV.

1.2.2 Värdering enligt anskaffningsvärdemetoden

I 10 § förordningen anges att nuanskningsvärdet för en anläggning, om det finns särskilda skäl, får beräknas med grund i utgiften för att förvärva eller tillverka anläggningstillgången när den ursprungligen togs i bruk i nätverksamhet med hänsyn tagen till förändringen i prisläget från den anskaffningstidpunkten. Företaget behöver kunna verifiera att anskaffningsvärdet är det ursprungliga.

1.2.3 Värdering utifrån tillgångens bokförda värde

I 11 § förordningen anges att om det saknas förutsättningar att beräkna ett nuanskningsvärde utifrån normvärde eller anskaffningsvärde så ska anskaffningsvärdet beräknas utifrån tillgångens bokförda värde.

1.2.4 Skälig värdering med hänsyn till tillgångens beskaffenhet

Om bokfört värde saknas för en tillgång eller om det finns synnerliga skäl får nuanskaffningsvärdet för tillgången enligt 11 § förordningen bestämmas till vad som är skäligt med hänsyn till tillgångens beskaffenhet. Detta bör endast komma i fråga för ett ytterst litet antal anläggningar. Ett exempel skulle kunna vara en hyrd anläggning som inte finns i normvärdeslistan.

1.3 El:s ställningstaganden

Kap. 4.1.2: Om ett nätföretag delar en anläggning med ett annat nätföretag är huvudregeln att företagen ska fördela anläggningen mellan sig i sina respektive kapitalbaser efter hur stor del av anläggningen varje företag använder.

Kap. 4.1.4: Mark inryms inte i förordningens definition av anläggningstillgång och ska därför inte ingå i kapitalbasen. Markkostnader hanteras som löpande kostnader i regleringen.

Kap. 4.1.5: Reservkraftsaggregat ingår i den reglermässiga kapitalbasen.

En anläggning som används för produktion av el för att täcka nätförluster hanteras i regleringen som en löpande kostnad.

I det fall ett reservkraftsaggregat används både för att täcka nätförluster och ersätta utebliven el, får det huvudsakliga syftet med anläggningen styra. Anläggningen får emellertid inte redovisas dubbelt, dvs. både som en del av kapitalbasen och till grund för löpande kostnader. Eftersom löpande kostnader baseras på de kostnader som företaget faktiskt haft under åren 2006-2009 behöver företaget således kontrollera denna fråga särskilt vid lämnande av ett förslag till intäktsram med tillhörande uppgifter.

Kap. 4.2: Samtliga investeringar som ett företag gör, alltså även ersättande investeringar som inte påverkar det totala nuanskaffningsvärdet av kapitalbasen, ska redovisas till EI.

Kap. 4.3: Reservmaterial tas upp i kapitalbasen endast till ett värde motsvarande själva materialet.

Kap. 4.5: Kapitalbasen för tillsynsperioden 2012-2015 beräknas och redovisas i 2010 års prisnivå.

Kap. 6.1: De reglermässiga normvärdena bör vara baserade på ett transparent, väl underbyggt underlag utifrån ett tillräckligt stort och representativt urval.

Kap. 6.2: De anläggningar som framgår av bilaga 6 bedöms av EI vara sådana som det för närvarande finns underlag att upprätta normvärden för. En lista med ca 145 anläggningar motsvarande EBR P1:s nivå utgör en rimlig generalisering för en normprislista för de vanligast förekommande anläggningarna i ett elnät under 24 kV. Avseende anläggningar med spänning över 24 kV har ca 500 preliminära normvärden tagits fram, vilket bedöms vara av lämplig omfattning för sådana anläggningar.

Kap. 6.3: För anläggningar upp till och med 24 kV används EBR-katalogen som utgångspunkt för de reglermässiga normvärdena i den första tillsynsperioden.

För anläggningar med spänning över 24 kV är de värden som togs fram i EI:s regionnätsprojekt, och som i delar har uppdaterats under detta projekt, utgångspunkt för de normvärden som EI har remitterat för synpunkter. EI återkommer med definitiva reglermässiga normvärden för anläggningar över 24 kV när remissynpunkterna har behandlats.

Kap. 6.3.4: Konceptet med att använda EBR som utgångspunkt för reglermässiga normvärden har brister men är det bästa tillgängliga underlaget i dagsläget. De främsta nackdelarna är legitimiteten, bristen på metod för urvalet, brist på kriterier för storlek på underlag för att ta fram en kostnadskod, samt den knapphändiga kvalitetssäkringen av materialet. Att låta normvärdena ta sin utgångspunkt i EBR:s kostnadskatalog gör att det blir särskilt viktigt att EI verifierar normvärdena.

Kap. 6.4.1: De reglermässiga normvärdena för anläggningar upp till och med 24 kV baseras på ett genomsnitt av EBR-värden från 2006 till 2009, i 2010 års prisnivå.

Kap. 6.4.2: De reglermässiga normvärdena för anläggningar över 24 kV föreslås baseras på värden från Regionnätsrapporten¹ inklusive uppdateringar från detta projekt, uppräknat med index till 2010 års priser. EI kommer dock att avvakta behandlingen av remissynpunkter innan de definitiva reglermässiga normvärdena för de anläggningar som framgår av bilaga 6b fastställs. En sådan utredning kan också innebära att de normvärden som föreslagits i listan helt eller delvis utgår.

Kap. 6.5: Kostnader för mark ingår inte i kapitalbasen. De reglermässiga normvärdena för jordkabel landsbygd upp till och med 24 kV, luftledning 12 kV och luftledning 24 kV har därför rensats från kostnader för mark i enlighet med uppgifter från Svensk Energi.

Kap. 6.5.2: EI tolkar förordningen som att en och samma uppsättning normvärden ska användas oberoende av om företaget har förvärvat eller själv tillverkat anläggningen.

För att få en samstämmighet dels mellan de reglermässiga normvärdena och de faktiska investeringsutgifterna som företag har oavsett om de förvärvat eller tillverkar sina anläggningar, dels mellan värderingsmetoderna, så behöver de normvärden som har tagits fram justeras.

De reglermässiga normvärdena motsvarar därför den investeringsutgift som ett elnätsföretag som själv tillverkar sina anläggningstillgångar skulle ha haft. Denna investeringsutgift bör även motsvara vad en värdering enligt anskaffningsvärdemetoden skulle ge.

Samtliga de reglermässiga normvärdena har rensats från löpande kostnader enligt följande (i jämförelse med genomsnittsvärden från EBR P1 2006-09):

1 Arbetsomkostnadspålägget har reducerats från 152 till 102 %

¹ EI PM2009:02

2 Materialomkostnadspålägget har reducerats från 8 till 6 %

Kap. 6.6: Hänsyn till nätföretagens objektiva förutsättningar för att bedriva nätverksamhet tas vid beräkning med normvärdesmetoden för jordkabel med spänning upp till och med 24 kV. Jordkabel förlagd i svår landsbygdsmiljö åsätts ett normvärde som är 30 % högre än det reglermässiga normvärdet för jordkabel förlagd i normal landsbygdsmiljö.

Hänsyn till nätföretagens objektiva förutsättningar tas dessutom genom att förläggingsmiljö för jordkabel och luftledning över 24 kV beaktas.

Kap. 6.6.7: Förläggingsmiljöer i EI:s normvärdeslista definieras i enlighet med material från Statistiska Centralbyrån (SCB), Lantmäteriet och Sveriges geologiska undersökning (SGU). Ett företag kan välja att redovisa sina anläggningar förlagda i den minst kostnadskrävande miljön enligt normvärdeslistan, och då behöver inga kartor användas.

Kap. 6.6.7: De företag som bedriver nätverksamhet i områden som ännu inte är karterade på det sätt som de remitterade föreskrifterna anger men som anser att förläggingsmiljön är svårare än normalt får motivera hur företaget bedömt förläggingsmiljön i sin ansökan om intäktsram.

Kap. 6.6.8: Industriområden klassas som hörande till tätort.

Kap. 6.6.9: Underlaget för de av EBR föreslagna normvärdena för nätstationer i citymiljö är för litet för att ligga till grund för reglermässiga normvärden. EI presenterar inte några särskilda normvärden för nätstationer i citymiljö.

Kap. 6.7: Sådana anläggningar som EI åsatt ett normvärde ska om de utgör reservmaterial ha ett normvärde enbart baserat på materialkostnaden för anläggningen.

Kap. 6.8: Anläggningar som i huvudsak har samma funktion som en anläggning för vilken det finns ett normvärde ska redovisa sin anläggning enligt normvärdesmetoden. EI arbetar med att ta fram en översättningslista för de anläggningar som i regleringen ska anses vara av samma typ. Översättningslistan distribueras efter sommaren 2010.

Vid tveksamhet bör företaget praktiskt resonera så här:

- 1 Använd översättningslistan²
- 2 Använd en anläggning i normvärdeslistan med samma prestation (prestanda), t.ex. i resistans eller Ampere
- 3 Använd närmaste komponent i storlek ur listan
- 4 Använd en anläggning med jämförbar funktion ur listan
- 5 Kontakta EI i god tid innan rapportering med en fråga

Kap. 7.1.4: För att ett anskaffningsvärde enligt 10 § förordningen ska anses vara verifierat ska företaget på anmodan kunna visa för EI att anskaffningsvärdet

² Översättningslistan beskrivs närmare i kapitel 6.8

motsvarar utgiften för att förvärva eller tillverka anläggningen när den ursprungligen togs i bruk. För detta krävs verifikat från projektredovisning och därtill hörande underlag, eller motsvarande.

Företag behöver därmed bevara dessa verifikat under hela tillsynsperioden och fram till och med en eventuell omprövning som ska meddelas beslut om senast 10 månader efter tillsynsperiodens slut. Alltså i vissa fall längre än de tio år som bokföringslagen kräver.

För anläggningar äldre än tio år kan anskaffningsvärdemetoden användas endast om tillbörliga verifikat finns för att styrka anskaffningsvärdet.

Kap. 12.1: EI avser fortsätta verifiera de reglermässiga normvärden som tagits fram bl.a. genom att utföra stickprovskontroller.

Kap. 12.1.2: EI:s utgångspunkt är att även anläggningar över 24 kV ska vara möjliga att värdera i enlighet med normvärdesmetoden. Föreslagna normvärden har remitterats. I det fall analysen av inkomna synpunkter visar att det inte är lämpligt att ha en norm för någon alls eller vissa av de föreslagna anläggningarna så kommer inga normvärden för dessa anläggningar att presenteras i den slutliga reglermässiga normvärdeslistan. För de anläggningar där normvärden inte finns, och översättningslistan inte är tillämplig, kommer endast värderingsmetoderna 2-4 att vara tillgängliga.

Kap. 12.2: EI avser under första tillsynsperioden utreda hur de reglermässiga normvärdena ska fastställas framöver.

Inför varje ny tillsynsperiod avser EI göra en översyn av den reglermässiga normvärdeslistan och uppdatera den vid behov.

2 Inledning

2.1 Bakgrund

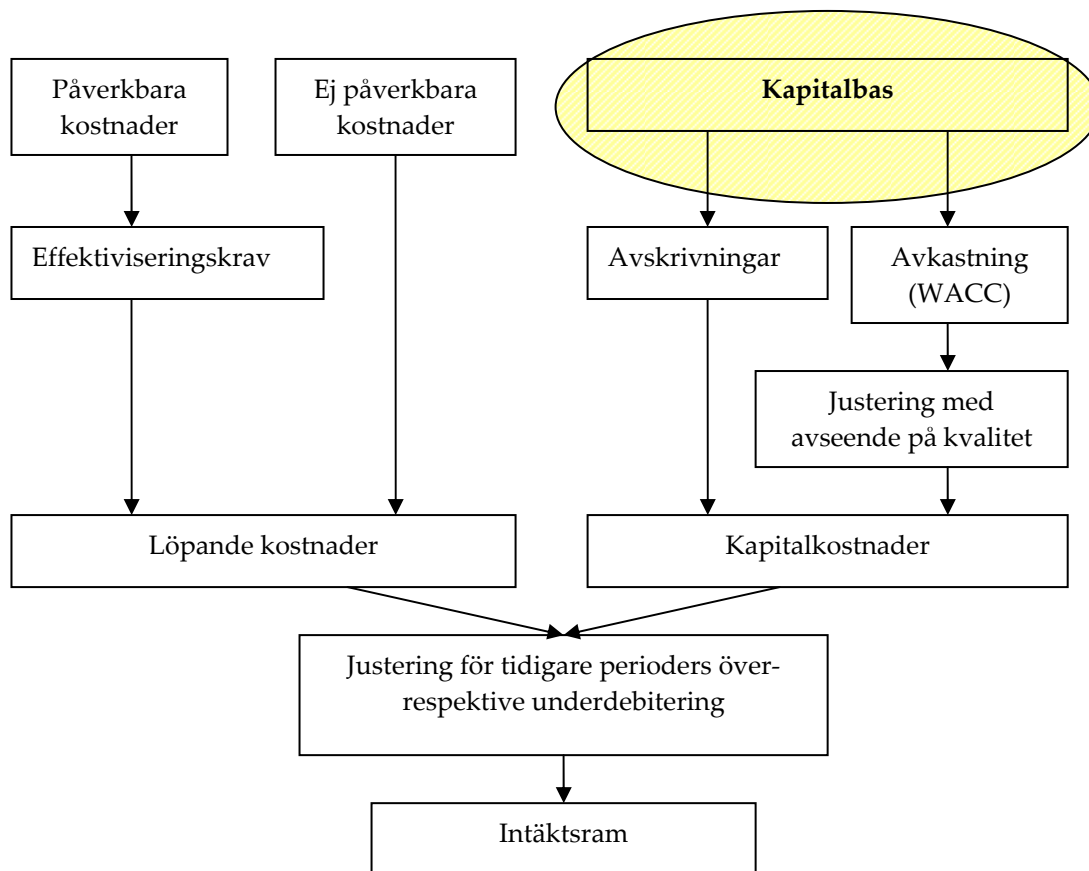
2.1.1 Förhandsregleringen

Riksdagen beslutade den 16 juni 2009 att ersätta nuvarande bestämmelser om elnättariffers skälighet med en så kallad förhandsprövning av nättarifferna för överföring av el. Lagen (2009:892) om ändring i ellagen (1997:857) innebär att Energimarknadsinspektionen (EI) under 2011 ska besluta om så kallade intäktsramar för samtliga elnätsföretag utom för Affärsverket svenska kraftnät, där beslutet fattas av regeringen.

I syfte att bl.a. förenkla och tydliggöra den nya prövningen har riksdagen beslutat att regeringen ska få meddela kompletterande bestämmelser om beräkning av den kapitalbas som ska ligga till grund för fastställandet av en intäktsram.

Regeringen uppdrog den 26 februari 2009 åt Energimarknadsinspektionen att lämna förslag till de förordningsbestämmelser som bör meddelas för att elnätsföretagens intäktsram ska kunna beräknas inom ramen för en ny tariffreglering där tarifferna fastställs på förhand. Uppdraget redovisades till regeringen den 1 oktober 2009 i rapporten *Förhandsreglering av elnätsavgifter – principiella val i viktiga frågor* (EI R2009:09). Av rapporten framgår att elnätsföretagens intäktsram byggs upp av kapitalkostnader och löpande kostnader, se Figur 1.

Figur 1 Intäktsramens uppbyggnad, denna rapport behandlar värdering av kapitalbasen



Till grund för kapitalkostnaderna ligger kapitalbasen. Med kapitalbasen avses de anläggningstillgångar enligt 3 § förordningen som ett elnätsföretag använder för att bedriva nätverksamheten. För att EI ska kunna beräkna de reglermässiga kapitalkostnaderna behöver ett värde på kapitalbasen beräknas. Detta gäller oavsett tillsynsmetod för beräkning av en intäktsram.

2.2 Syfte och avgränsningar

Elnätsföretagen ska redovisa sin kapitalbas till EI i samband med ett förslag till intäktsram. Syftet med rapporten är att i närmare detalj beskriva de fyra metoderna för den reglermässiga värderingen av ett elnätsföretags kapitalbas och ge grundläggande anvisningar till elnätsföretagen om hur EI anser att kapitalbasen ska bestämmas. I rapporten presenteras bl.a. s.k. normvärden för olika typanläggningar i nätverksamhet. Rapporten redovisar också hur EI har tagit fram de reglermässiga normvärdena. Vidare tolkar EI hur och när värdering ska ske enligt de övriga metoderna i förordningen.

Stamnätsspecifika anläggningar behandlas inte i rapporten.

2.3 Pågående parallella projekt inom förhandsregleringen

Parallellt med detta projekt bedriver EI också några andra projekt som syftar till att beskriva hur EI avser att pröva ett förslag till en intäktsram. Projekten beskrivs i korthet här.

- Föreskrifter/inrapportering. Ett utkast till Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om nätkoncessionshavares förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek har skickats ut på remiss³. I föreskrifterna anges bland annat vilka uppgifter som ska samlas in från elnätsföretagen inför fastställandet av intäktsramen samt vilken dokumentation som ska finnas hos företagen. Denna rapport är skriven utifrån att det är de uppgifter som anges i de remitterade föreskrifterna som också kommer att samlas in, om inte annat särskilt anges i rapporten. Föreskrifterna och de allmänna råden beslutas av EI senast i oktober 2010.
- Löpande kostnader. Syftet med projektet är att ta fram instruktioner för beräkning av löpande kostnader i den första tillsynsperioden. Projektet presenterade rapporten "Löpande kostnader i förhandsregleringen – grundprinciper vid beräkning" den 7 maj 2010.
- Kvalitetsjustering. Syftet med projektet är att ta fram en metod för kvalitetsjustering av intäktsramar i första tillsynsperioden 2012-2015. Projektet har presenterat sin slutrapport i maj 2010.
- Effektiviseringskrav m.m. för löpande kostnader. Syftet med projektet är bl.a. att ta fram en metod för att fastställa ett generellt effektiviseringskrav i den första tillsynsperioden. Projektet presenterar sitt arbete i en rapport i början av juni 2010.
- IT-system. Syftet med projektet är att ta fram de IT-system som behövs för elnätsföretagens rapportering till EI gällande förhandsregleringen, samt de system som EI:s handläggare behöver för att fatta beslut om intäktsramar. Den första delen av systemet avses tas i drift i januari 2011.
- Handbok. I samband med att IT-systemet färdigställs kommer EI också att slutligt presentera en handbok för att förenkla inrapporteringen.

2.4 Rättsliga förutsättningar

Riksdagen beslutade den 16 juni 2009 att ersätta nuvarande bestämmelser om nättariffers skälighet med en så kallad förhandsprövning av nättarifferna. Lagen (2009:892) om ändring av ellagen (1997:857) innebär att EI under 2011 ska besluta om intäktsramar för samtliga elnätsföretag utom för Affärsverket svenska kraftnät (SvK). När det gäller SvK ska EI istället lämna förslag till regeringen som därefter fattar beslut om intäktsramens storlek.

Ändringarna syftar bl.a. till att det inte ska råda någon tvekan om att den svenska lagstiftningen uppfyller kraven i Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 96/92/EG.

Enligt övergångsbestämmelserna till lagändringarna börjar den första tillsynsperioden den 1 januari 2012. Äldre föreskrifter gäller fortfarande för nättariffer som avser tiden dessförinnan.

2.4.1 Skäliga nättariffer

Med nättariff avses⁴ avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät. I ellagen används ordet nättariff

³ Dnr 00-09-102170

⁴ 1 kap. 5 § ellagen

med två olika innebörder. För det första används ordet i samband med skälighetsbedömningen av nätföretagets intäkter, dvs. de samlade intäkternas storlek och inte den enskilda nättariffen. För det andra används ordet nättariff i samband med bestämmelser om hur en specifik nättariff ska vara utformad.

I den nya regleringen har de bestämmelser som rör skälighetsbedömningen av nätföretagets intäkter, och som alltså inte direkt har att göra med utformningen av nättarifferna gentemot enskilda kunder, flyttats för att underlätta förståelsen. De återfinns nu i ett nytt kapitel (5 kap.) under rubriken "Nätkoncessionshavarens intäkter från nätverksamheten". De bestämmelser som däremot tar sikte på nätföretagets skyldigheter vid utformningen av de enskilda nättarifferna finns kvar i 4 kap. ellagen och lämnas i huvudsak oförändrade⁵.

2.4.2 Intäktsram

Förhandsregleringen innebär att elnätsföretagen ska lämna in ett förslag till intäktsram till nätmyndigheten tillsammans med de uppgifter som krävs för att pröva förslaget⁶. EI, som är nätmyndighet, ska genom att fastställa en intäktsram bestämma de samlade intäkter som en nätkoncessionshavare högst får uppbära genom nättariffer under en tillsynsperiod⁷. En tillsynsperiod är i normalfallet fyra kalenderår⁸.

En intäktsram ska täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamhet under tillsynsperioden och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten⁹.

2.4.3 Särskilt om kapitalbas

Kapitalbasen ska beräknas med utgångspunkt i de tillgångar som nätkoncessionshavaren använder för att bedriva nätverksamheten¹⁰. Utgångspunkten ska således inte vara ett fiktivt nät.

En investering som planeras under tillsynsperioden ska ingå vid beräkning av en intäktsram. Den planerade investeringen påverkar dock kapitalbasen och beräknad kapitalkostnad först från den tidpunkt den tas i bruk, dvs. det är inte avsikten att investeringen genererar en kapitalkostnad för hela perioden.

EI kommer inte fatta något särskilt beslut om fastställande av kapitalbasen. Det följer dock av 5 kap. 3 § andra stycket ellagen att det i beslutet om fastställande av en intäktsram ska framgå vilka uppgifter och metoder som har legat till grund för fastställandet av intäktsramen.

I 5 kap 9 § tredje stycket ellagen finns ett bemyndigande för regeringen att meddela ytterligare föreskrifter om hur kapitalbasen ska beräknas. Med stöd av denna bestämmelse har regeringen meddelat förordningen (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857).

⁵ Prop. 2008/09:141 s. 80-81

⁶ 5 kap. 2 § ellagen

⁷ 1 kap. 5 a § ellagen

⁸ 5 kap. 4 § ellagen

⁹ 5 kap. 6 § ellagen

¹⁰ 5 kap. 9 § ellagen

De legala förutsättningarna för kapitalbasens beräkning beskrivs i detalj i kapitel 4.

2.4.4 Insamling av uppgifter om kapitalbasen

EI kommer att meddela föreskrifter och allmänna råd om insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek samt mer preciserat vilken dokumentation som ska finnas hos företagen avseende anläggningarna. Utkast till föreskrifter och allmänna råd remitterades i maj 2010. Efter vederbörlig hänsyn till inkomna remissynpunkter avser EI besluta om föreskrifterna och meddela de allmänna råden senast i oktober 2010. Denna rapport är skriven utifrån att de remitterade föreskrifterna och allmänna råden gäller, om inte annat särskilt anges i rapporten.

2.4.5 Förordning om redovisning av nätverksamhet

En nätverksamhet ska redovisas ekonomiskt skilt från annan verksamhet¹¹. Redovisningen ska särskilt granskas av revisor¹². Förordningen (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet (redovisningsförordningen) innehåller närmare bestämmelser om sådan redovisning och revision.

Av redovisningsförordningen framgår bland annat att den som bedriver nätverksamhet ska upprätta årsrapport för varje räkenskapsår. Det framgår även vad årsrapporten ska innehålla och att årsrapporten ska upprättas enligt god redovisningssed som den tillämpas av aktiebolag. I en bilaga till förvaltningsberättelsen ska en särskild rapport bifogas. Den särskilda rapporten ska innehålla de uppgifter som behövs för att bedöma skäligheten i företags nättariffer samt för att kunna jämföra olika nätverksamheter.

Ett anläggningsregister för nätverksamheten ska upprättas och hållas aktuellt¹³. Registret ska upprättas enligt god redovisningssed som den tillämpas av aktiebolag och för varje tillgång, som helt eller delvis är avsedd att stadigvarande brukas eller innehas i nätverksamheten, innehålla uppgift om anskaffningstidpunkt, anskaffningsvärde, avskrivningsplan, årets planenliga avskrivningar och ackumulerade planenliga avskrivningar.

2.5 Tidigare utredningar m.m.

2.5.1 Ekonomisk reglering av regionnät

Energimarknadsinspektionen färdigställde under 2009 en intern rapport om reglering av regionnät¹⁴. Det primära syftet med detta arbete var att ta fram standardkostnader (normvärden) för anläggningar som är typiska för regionnätsföretagen, med en spänning över 24 kV och företrädesvis upp till 400 kV. Behovet av rapporten bedömdes som stort eftersom ingen fullständig information om värden för denna typ av anläggningar fanns tillgänglig. Rapporten resulterade i ett antal framtagna normvärden inklusive beskrivningar till vad de innehöll och har därför använts som utgångspunkt i detta arbete. Rapporten sammanfattas i bilaga 1.

¹¹ 3 kap. 2 § ellagen

¹² 3 kap. 5 § ellagen

¹³ 9 § förordning (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet

¹⁴ Ekonomisk reglering av regionnät, EI PM 2009:02

2.5.2 Elbyggnadsrationalisering (EBR)

I elnätsbranschen finns sedan 1960-talet ett vedertaget system för rationell planering, byggnation och underhåll av eldistributionsanläggningar 0,4-145 kV, kallat EBR. Systemet omfattar standardiserade konstruktioner, bygg-, drift- och underhållstekniska anvisningar, elsäkerhetsanvisningar, samt produktionsteknik och även två kostnadskataloger för elledningar och transformatorstationer.

Enligt Svensk Energi¹⁵ har EBR som målsättning att stå för god sed i branschen, och konstruktioner och metoder ska vara ekonomiskt optimala med avseende på totalkostnaden för ett projekt. Vidare ska konstruktioner, anvisningar och metoder bidra till en hög tillgänglighet i distributionsnäten och främja en säker arbetsmiljö med hög personsäkerhet. Innehållet i EBR ska även överensstämma med de myndighetskrav som finns om exempelvis elsäkerhet.

Merparten av elnätsföretagen använder EBR. Enligt uppgift från den expertgrupp som utgjort referensgrupp för detta projekt använder alla nätföretag EBR:s anvisningar i någon omfattning, om inte annat så tillämpar man ESA (elsäkerhetsanvisningar) som är EBR:s produkt.

När man talar om värdering av elnätsanläggningar kommer ofrånkomligen EBR:s kostnadskataloger upp, eftersom i princip alla elnätsföretag använder dem i någon form. Det är också de enda befintliga kostnadskatalogerna för elnätsbyggnation i Sverige. Kostnadskatalogerna har tagits fram sedan 1960-talet, och är uppbyggda enligt samma metodik. Varje år ges två kostnadskataloger ut av EBR:s ekonomiutskott, KLG 1 omfattar lokalnätsanläggningar (0,4-24 kV) inklusive optonät och KLG 2 omfattar regionnätsanläggningar (36-145 kV). Målet med kostnadskatalogerna är att tillhandahålla instrument med vilket företagen kan budgetera kostnader och beräkna produktionstider för olika åtgärder. Kostnaderna är angivna exklusive moms.

Båda kostnadskatalogerna är uppbyggda i tre nivåer, Planeringskatalogen för översiktliga kostnadsberäkningar kallas för P1 och innehåller övergripande kostnadsposter, delvis uppbyggda från de mer detaljerade koderna på P2-nivå. P2 är projekteringskatalogen som används för detaljerad kostnadsberäkning. Produktionskatalogen för detaljerad beräkning av tider kallas för P3. De olika katalogerna används i olika syften, beroende på vad företaget behöver beräkna. P3 används främst för produktionsuppföljning, P2 vid projektering och beredning medan P1 ofta används vid planering och budgetering av projekt.

Till grund för P1-P3 ligger ytterligare tre kataloger; P4 som innehåller material om produktionsteknik vid byggande, P5 innehåller studier av frekvenser av moment vid uppförandet av anläggningar och slutligen P6 som utgörs av tidsstudier av definierade arbetsmoment. Aggregeringen görs med hjälp av frekvensnycklar, som uppdateras ibland så ofta som årligen. Metod- och frekvensstudierna utförs av experter som anlitas av Svensk Energi på konsultbasis. Kostnadsstudierna utförs av EBR:s ekonomiutskott. Utskottet begär årligen in data för materiel- och maskinkostnader från elnätsföretag för projekt som har byggts det senaste året, och sammanställer det som har rapporterats in och följer upp hur kostnaderna har varit fördelade på de olika arbetsmomenten. Kostnaderna ses över en gång per år

¹⁵ Presentation visad av Svensk Energi vid EBR-kurs för Energimarknadsinspektionen 2009-08-19

och en ny katalog tas fram. Nya metoder och ändrade frekvenser uppdateras inte alltid årligen utan med viss eftersläpning.

Uppgifterna i katalogerna bygger på att "EBR-systemet" med standardiserade konstruktioner, materialhantering samt bygg- och underhållstekniska anvisningar tillämpas fullt ut.

Det finns för närvarande ingen spårbarhet i den historiska kostnadsutvecklingen avseende en anläggning i EBR:s kostnads kataloger eftersom sammansättningen i koderna har förändrats över tiden. Därmed blir anläggningarna inte jämförbara över tiden. Anläggningarna återspeglar vid varje tid det aktuella byggsättet. Vad som anges som en särskild kod för jordkabel kan vid olika årgångar vara definierad utifrån olika byggsätt. Enligt vad EI erfar så arbetar EBR:s ekonomiutskott på att ta fram ett index för att möjliggöra en spårbarhet i EBR:s kostnadsutveckling.

Vad som ingår i EBR-kostnaderna¹⁶

Kostnaderna för varje anläggning i katalogen har delats upp i arbete, materiel, maskin, utrustning (för KLG 2¹⁷) och övrigt. Även indirekta¹⁸ kostnader ingår. Fördelningen mellan arbete, material, maskin och övrigt i EBR:s P1-katalog ser olika ut för olika anläggningar. För luftledning utgör arbetskostnaden ca 35 %, materialet ca 45 %, maskin står för ca 10 % och posten övrigt står för ca 10 %. För kabelförläggning i city är fördelningen ungefär 25 % arbete, 25 % material, 10 % maskin och 40 % övrigt och för förläggning på landsbygd 25 % arbete, 50 % material, 15 % maskin och 10 % övrigt. För stationer exklusive transformator i lokalnät är fördelningen av den totala EBR-kostnaden ungefär 15 % arbete, 75 % material, 5 % maskin och 5 % övrigt. Kostnaden för själva transformatorn består till 100 % av material i EBR KGL1 nivå P1.

Arbete

När det gäller beräkningen av arbetskostnaderna utgörs grundkostnaden av en timkostnad för berednings- och montörspersonal. Denna kostnad inkluderar både direkt lön och lönebikostnad.

För att täcka beräknade arbetskostnader inkluderar EBR förutom grundkostnaden även ett schabloniserat arbetsomkostnads pålägg uppgående till 152 % av timkostnaden. Pålägget ska vara hänförligt till de arbeten som finns upptagna i kostnads katalogerna. Det pålägget är till för att täcka följande kostnader:

- Nätplanering/projektering
- Arbetsledning
- Traktamenten, restid, personaltransporter, fordon
- Verktyg, rastbodar, skyddskläder, lokaler
- Utbildning, personaladministration, övriga kontorsomkostnader

¹⁶ Se sid 8-10 i EBR-ekonomi. Handbok till kostnads katalogerna. Best nr KLG 0:06. Oktober 2006. Detta är vid denna rapport tryckning den senast utgivna handboken

¹⁷ EBR:s kostnads katalog för regionnät

¹⁸ Indirekt kostnad är en kostnad som uppkommer vid förbrukning av en resurs som inte direkt kan hänvisas till en specifik kostnadsbärare

Material

För att fastställa grundkostnaderna för material har frekvenser samlats in från ett stort antal anläggningar som byggts inom svenska elnätsföretag som tillämpar EBR-standard.

Utöver grundkostnaden består materialkostnaden även av ett schabloniserat pålägg om 8 %, vilket avser täcka kostnader för inköp, lagerhantering, räntor för lager, transporter och lokalkostnader.

Maskin

Grundkostnaden för maskinkomponenten är beräknad på en maskin med förare för schaktning, stolpresning, lindragning samt transporter inom arbetsplatsen. Inget pålägg har gjorts på grundkostnaden.

Övrigt

En övrig post är också inkluderad i totalkostnaden. Denna inkluderar schabloniserad ersättning för specialmaskiner (KLG 1), tillfälliga skador (som exempelvis i det fall en kabel grävs av), markinlösen för stolpar, markintrång för ledningsgator, byggnadslov samt asfaltering, plattsättning och liknande kostnader.

EBR-kostnaderna inkluderar inte följande:

- Övergripande ekonomisk och personell planering
- Övergripande nätadministration (koncessioner, ledningsrätt, juridik m.m.)
- Forskning och utveckling
- Nätavräkning (automatisk mätvärdesinsamling, tim- och schablonavräkning, m.m.)
- Miljö- och kvalitetssystem
- Driftövervakning
- Nätmarknadsadministration (leverantörsbyten, leveransavtal, tariffer, m.m.)

Ytterligare information om EBR kan fås genom Svensk Energi¹⁹.

¹⁹ www.svenskenergi.se eller www.ebr.nu

3 Projektets arbete

3.1 Arbetsätt

Arbetet har utförts av en projektgrupp på EI. Gruppen har haft följande sammansättning: Karin Tvingsjö (projektledare), Lena Jaakonantti, Roland Forsberg, Göran Ek, Cia Sjöberg, Herlita Bobadilla Robles (fr.o.m. 1 oktober 2009) och Amanda Starfelt (t.o.m. 31 augusti 2009).

Projektet har löpande inhämtat synpunkter från och fört diskussioner med en expertgrupp²⁰ bestående av personer med särskild kunskap om elnät, utsedd av Svensk Energi. Gruppen har regelbundet informerats om projektets arbete och beretts tillfälle att inkomma med egna förslag. Expertgruppsmöten har ägt rum vid nio tillfällen.

Projektet har även regelbundet träffat två referensgrupper, en partssammansatt referensgrupp²¹ med representanter från företag och kundintressenter, och en grupp med myndighetsrepresentanter och akademiker²². Vid fem tillfällen har kapitalbasen diskuterats med de båda referensgrupperna.

Referensgrupperna har använts i syfte att kvalitetssäkra arbetet som skett inom ramen för projektet. Det innebär inte nödvändigtvis att referensgruppsdeltagarna delar EI:s uppfattning i samtliga slutsatser som redovisas i rapporten.

3.2 Möten, workshops, studiebesök

I syfte att inhämta synpunkter på arbetet har projektet genomfört studiebesök hos och möten med företag, såväl bilateralt som i grupp. Projektet har deltagit vid Elnätsdagarna²³ och presenterat sitt arbete i samband med sammankomster med Bäst i Klassen²⁴, Norra Elnätsgruppen²⁵ och Elinorr²⁶.

Projektet har även besökt några elnätsföretag för att diskutera synpunkter på arbetet. Projektet har besökt Härryda Energi AB (26/6 – 09), Gävle Energi AB (1/7 – 09), E.ON Elnät Sverige AB (16/9 – 09), Vattenfall Eldistribution AB (18/9 – 09), Fortum Distribution AB (28/8 – 09 och 2/3 -10), Hofors Elverk (13/10 – 09), Österlens Kraft AB (20/10 – 09), Ålem Energi AB (21/10 – 09), Töre Energi ek. för. (23/10 – 09) och Göteborg Energi AB (30/10 – 09).

Projektet har löpande publicerat material på EI:s hemsida (www.ei.se). Där återfinns bland annat underlag, presentationer och minnesanteckningar från möten och studiebesök. Projektet bjöd också in till ett stormöte med representanter från

²⁰ Se bilaga 5

²¹ Se bilaga 5

²² Se bilaga 5

²³ Västerås 11/11 -09, arrangerat av Svensk Energi och där många av deras medlemsföretag deltar

²⁴ Stockholm 15/10 -09

²⁵ Boden 22/10 -09 och Kiruna 14/4 -10

²⁶ Söderhamn 14/1 -10

regionnätstföretagen och några andra elnätstföretag den 4 november 2009, för att diskutera frågor kring sådana elnätsttänlläggningar som används på spänningsnivåer över 24 kV.

3.3 Pilotprojekt normvärdesmetoden

För att fånga upp synpunkter från elnätstföretagen på arbetet med värdering av kapitalbasen enligt normvärdesmetoden²⁷ har EI under projektperioden genomfört fyra pilotprojekt. Ett mindre pilotprojekt för tlläggningar med spänningsnivå under 24 kV gjordes tidigt i arbetet med hjälp av Härryda Energi AB och Gävle Energi AB. Pilotprojektet syftade till att pröva att nuansknaffningsberäkna respektive elnät utifrån ett första utkast till normvärdeslista. Denna lista motsvarade tlläggningar på en mycket aggregerad nivå.

Denna mindre pilot låg sedan till grund för nästa pilotstudie för tlläggningar med spänning under 24 kV som genomfördes under oktober- november 2009 av konsulten Sweco Energuide AB. Detta pilotprojekt skedde i större skala där drygt 30 företag tillfrågades om att delta och lämna synpunkter på ett utkast till normvärdeslista. Synpunkter önskades både på struktur och på värden. Delar av materialet från pilotprojektet lades också ut på www.ei.se så att alla intresserade företag skulle kunna testa och lämna synpunkter²⁸, dock utan normvärden då arbetet i den delen inte var så långt kommet vid tidpunkten för piloten.

Ett pilotprojekt för tlläggningar med spänning över 24 kV utfördes också av Sweco Energuide AB under oktober-november 2009. Arbetet med pilotprojektet resulterade i en konsultrapport²⁹.

Sammanfattningsvis pekade pilotprojektet för tlläggningar under 24 kV på att konstruktionen med en normvärdeslista uppbyggd utifrån en liknande struktur som EBR P1 upplevdes som rimlig hos deltagande företag, medan priserna som låg till grund för pilotstudien i många fall upplevdes som för låga. Projektet bjöd in samtliga pilotföretag till ett uppföljningsmöte i Stockholm den 8 mars 2010. De företag som deltog vid uppföljningsmötet bekräftade att man ansåg att normvärdeslistan var lämpligt utformad. Det påtalades vidare att man inte kände igen sig i konsulternas slutsatser att normvärdena skulle ha uppfattats som för låga. Tvärtom framkom att normvärdena ansågs som i huvudsak acceptabla för att beräkna en reglermässig kapitalbas.

Pilotprojektet beskrivs mer utförligt i Bilaga 3.

²⁷ Normvärdesmetoden beskrivs närmare i kapitel 6

²⁸ Dnr 7530-09-102101

²⁹ Sweco Energuide AB, rapport Reglering av elnätstföretagens intäkter – Normprislista i pilotförsök, 2010-01-20, dnr 17-09-101969

4 Bestämning och värdering av kapitalbasen

4.1 Bestämning av kapitalbasen

4.1.1 Anläggningarna ska vara en del av nätverksamheten

Kapitalbasen ska beräknas med utgångspunkt i de tillgångar som nätkoncessionshavaren använder i sin nätverksamhet³⁰. Med nätverksamhet avses att ställa elektriska starkströmsledningar till förfogande för överföring av el³¹. Till nätverksamhet hör också projektering, byggande och underhåll av ledningar, ställverk och transformatorstationer, anslutning av elektriska anläggningar, mätning och beräkning av överförd effekt och energi samt annan verksamhet som behövs för att överföra el på det elektriska nätet. Redan idag särredovisas denna verksamhet i de s.k. årsrapporterna som nätföretagen lämnar årligen till EI.

Det betyder att verksamhet som inte ingår i nätverksamheten enligt ellagen inte ska ingå i intäktsramen, vare sig i kapitalbasen eller i löpande kostnader. Exempel på sådant är gatubelysning som elnätsföretagen sköter åt kommuner, optokabel som inte används i elnätsverksamhet eller mätning som elnätsföretaget sköter åt fjärrvärmeföretag. I dessa och liknande fall ska anläggningsdelarna som används inte räknas med i kapitalbasen. Är det oklart för nätföretaget exakt hur mycket av anläggningarna som ingår i olika verksamhetsdelar så kan nyckeltal användas. Detta ska dokumenteras och kunna visas för EI vid anmodan. Eftersom det inte är frågan om någon ny princip ska sådana nyckeltal redan finnas dokumenterade.

4.1.2 Anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen

EI:s ställningstagande: Om ett nätföretag delar en anläggning med ett annat nätföretag är huvudregeln att företagen ska fördela anläggningen mellan sig i sina respektive kapitalbaser efter hur stor del av anläggningen varje företag använder.

Med anläggningstillgång avses enligt 3 § förordningen³²:

- 1 en anläggning för överföring av el,
- 2 en anläggning för mätning av överförd el,
- 3 ett system som används för drift eller övervakning av en anläggning för överföring av el, eller
- 4 ett system som används för beräkning eller rapportering vid mätning av överförd el.

Bestämmelsen anger vilka tillgångar som är att betrakta som anläggningstillgångar som ska ingå i kapitalbasen. Några typiska exempel på anläggningstillgångar som hör till kapitalbasen är luftledning och jordkabel, transformatorer, stationer,

³⁰ 5 kap. 9 § ellagen

³¹ 1 kap. 4 § ellagen

³² Förordning (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857)

elmätare och vissa datasystem. Dessa anläggningar ska finnas upptagna i nätföretagens anläggningsregister och ska av nätföretagen redovisas till EI i elva kategorier enligt NUTFS 1998:1³³.

Anläggningar som faller in under definitionen i 3 § i förordningen och som företaget använder ska räknas in i kapitalbasen oavsett rådighet, dvs. om de ägs, hyrs eller innehas på annat sätt. En tillgång som används i nätverksamheten behöver inte ägas av nätföretaget för att ingå i kapitalbasen utan kan innehas av denne med nyttjanderätt. I förarbetena³⁴ har det konstaterats att det är olämpligt att skapa olika kapitalbasmodeller som tar hänsyn till hur nätföretaget i praktiken valt att skapa sig rådighet över tillgångarna. Kapitalbasen bör kunna baseras på de tillgångar som används i nätverksamheten oberoende av de bakomliggande ägarförhållandena. Effekten av detta blir att ett nätföretag regleringsmässigt får avkastning och kan tillgodoräkna sig kostnader för avskrivningar för både ägda och hyrda tillgångar. För att ett nätföretag som hyr en tillgång inte ska bli överkompenserat kan företagets hyreskostnader för tillgångarna i dessa fall inte tas med vid beräkningen av intäktsramen.³⁵ Det är också i linje med Energinätsutredningens förslag.

Definitionen av anläggningstillgång i förordningen är något snävare än begreppet anläggningstillgång i den bokföringsmässiga redovisningen³⁶. Vissa anläggningar som innehas av elnätsföretaget ska inte betraktas som reglermässiga anläggningstillgångar och ska därmed inte ingå i kapitalbasen. En kostnad för en sådan anläggning kan utgöra en reglermässig löpande kostnad. Inventarier och IT-system som exempelvis kundadministration ingår inte som anläggningstillgång i intäktsramen.

4.1.3 Anläggningarna ska användas i nätverksamheten

Med begreppet "använder" avses³⁷ både sådana tillgångar som faktiskt är i bruk och egendom som i övrigt fyller en funktion, t.ex. reservmaterial. Att tillgångarna ska användas i nätverksamheten betyder inte att de måste vara av sådan karaktär att de endast kan brukas där, såsom ledningar, ställverk och transformatorer. Även annan utrustning, t.ex. vissa IT-system kan ingå om de utgör en del av nätverksamheten. Det normala är därmed att en tillgång som används i nätverksamheten också ska ingå i kapitalbasen.

På det följer att tillgångar som är att anse som icke-nödvändiga inte ska ingå i kapitalbasen, även om de används. Undantaget är en tillgång som inte behövs för att bedriva verksamheten men där det skulle vara oskäligt mot nätkoncessionshavaren att bortse från tillgången³⁸. En sådan tillgång ska anses ingå i kapitalbasen. Syftet med att endast nödvändiga tillgångar ska ingå i kapitalbasen är att kunderna inte ska betala för tillgångar som inte är nödvändiga för elnätsverksamheten. Till exempel kan en investering visa sig ha varit obehövlig

³³ Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd om ändring i Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd (1995:1) om redovisning av nätverksamhet

³⁴ Prop. 2008/09:141 s.74

³⁵ Prop. 2008/09:141 s.74

³⁶ Enligt 4 kap. 1 § årsredovisningslagen (1995:1554) är en anläggningstillgång en tillgång som är avsedd att stadigvarande brukas eller innehas i verksamheten

³⁷ Prop. 2008/09:141 s. 105

³⁸ 5 kap. 9 § andra stycket ellagen

på grund av omständigheter utanför nätföretagets kontroll. Vad som är oskäligt beror i stor utsträckning på omständigheterna i det enskilda fallet. Såväl orsakerna till att tillgången blivit icke-nödvändig som de ekonomiska konsekvenserna för företaget av att den inte ingår i kapitalbasen måste vägas in i bedömningen³⁹. Sådana tillgångar ska redovisas i särskild ordning enligt 5 kap. 2 § 3 stycket i de remitterade föreskrifterna. 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.

4.1.4 Markkostnader

EI:s ställningstagande: Mark inryms inte i förordningens definition av anläggningstillgång och ska därför inte ingå i kapitalbasen. Markkostnader hanteras som löpande kostnader i regleringen.

EI anser att mark som köpts eller hyrts för att inneha anläggningar för elnätverksamhet inte ryms inom ramen för förordningens definition av vad som är en anläggningstillgång.

4.1.5 Särskilt om reservkraftsaggregat

EI:s ställningstagande: Reservkraftsaggregat ingår i den reglermässiga kapitalbasen.

En anläggning som används för produktion av el för att täcka nätförluster hanteras i regleringen som en löpande kostnad.

I det fall ett reservkraftsaggregat används både för att täcka nätförluster och ersätta utebliven el, får det huvudsakliga syftet med anläggningen styra. Anläggningen får emellertid inte redovisas dubbelt, dvs. både som en del av kapitalbasen och till grund för löpande kostnader. Eftersom löpande kostnader baseras på de kostnader som företaget faktiskt haft under åren 2006-2009 behöver företaget således kontrollera denna fråga särskilt vid lämnande av ett förslag till intäktsram med tillhörande uppgifter.

Enligt 3 kap. 1 a § ellagen får en juridisk person som bedriver nätverksamhet i vissa fall producera el om produktionen uteslutande är avsedd att täcka nätförluster eller sker tillfälligt i syfte att ersätta utebliven el vid elavbrott.

En anläggning vars syfte är att producera el inryms inte i förordningens definition för anläggningstillgångar. Enligt 3 § förordningen ingår en anläggningstillgång i kapitalbasen om den används för överföring av el, för mätning av överförd el, eller ett system för drift eller övervakning av en anläggning, eller ett system för beräkning eller rapportering av överföring av el.

Speciellt med ett reservkraftsaggregat är att det inte främst är avsett för att producera el, utan det är istället avsett för att upprätthålla driften i elnätet. Ett reservkraftsaggregat kan således sägas ingå i ett system för drift av en anläggning för överföring av el och ingår därför i den reglermässiga kapitalbasen.

³⁹ Prop. 2008/09:141 s. 105

En anläggning som används för produktion av el för att täcka nätförluster hanteras i regleringen som en löpande kostnad. Det främsta syftet med en sådan anläggning är att producera el, som annars skulle kunna köpas på den öppna marknaden. Hur anläggningar för produktion vid nätförluster hanteras i regleringen beskrivs närmare i rapporten Löpande kostnader⁴⁰. I det fall ett reservkraftsaggregat används både för att täcka nätförluster och ersätta utebliven el, får det huvudsakliga syftet med anläggningen styra. Anläggningen får emellertid inte redovisas dubbelt, dvs. både som en del av kapitalbasen och till grund för löpande kostnader. Eftersom löpande kostnader baseras på de kostnader företaget haft under åren 2006-2009 behöver företaget således kontrollera denna fråga särskilt vid förslag till intäktsram.

4.2 Investeringar och utrangeringar

EI:s ställningstagande: Samtliga investeringar som ett företag gör, alltså även ersättande investeringar som inte påverkar det totala nuanskaffningsvärdet av kapitalbasen, ska redovisas till EI.

Kapitalbasen ska i normalfallet ligga till grund för en intäktsram som sträcker sig över fyra år⁴¹. Hänsyn ska tas till investeringar under tillsynsperioden⁴². Detta kan i viss utsträckning ske genom omprövning under eller efter tillsynsperiodens slut. Det uttrycks emellertid i propositionen att det är önskvärt att ramen så långt det går blir rättvisande redan från början.⁴³

En anläggning som börjar användas av nätkoncessionshavaren under en tillsynsperiod ska anses ingå i kapitalbasen från en viss tidpunkt. Detta följer av 7 § förordningen, som innehåller följande två stycken:

7 § Om en anläggningstillgång börjar användas av nätkoncessionshavaren under tillsynsperioden ska tillgången ingå i kapitalbasen från det halvårsskifte som följer på den tidpunkt då tillgången börjar användas.

När en anläggningstillgång inte längre används, ska tillgången inte ingå i kapitalbasen från det halvårsskifte som infaller närmast efter den tidpunkt då tillgången slutat användas.

Genom 7 § preciseras således tidpunkten för när en tillgång ska ingå respektive tas ur kapitalbasen.

När EI beslutar om intäktsramen för ett företag kommer EI ta hänsyn till de investeringar och utrangeringar som planeras ske under tillsynsperioden. Eftersom dessa inte ingår i kapitalbasen då kapitalbasen fastställs vid tillsynsperiodens början behöver tillgångarna redovisas i särskild ordning. Även en ersättande investering som inte påverkar företagets totala nuanskaffningsvärde ska redovisas särskilt till EI. Detta för att EI ska kunna se att företaget håller en tillfredsställande reinvesteringstakt vilket förutsätts då förhandsregleringen som den är utformad

⁴⁰ EI R2010:06 Löpande kostnader i förhandsregleringen – grundprinciper vid beräkning

⁴¹ 5 kap. 4 § ellagen

⁴² 5 kap. 9 § ellagen

⁴³ Prop. 2008/09:141 s. 74

utgår från ett kapacitetsbevarande perspektiv med real annuitet och verkliga drift- och underhållskostnader. En förmodad 40-årig avskrivningstid motsvarar en reinvesteringstakt på 2,5 % av nuanskaffningsvärdet varje år, för att bibehålla oförändrad standard i nätet. För mätare där den reglermässiga avskrivningstiden förutsätts vara kortare t.ex. 12 år, så förutsätter metodvalet en årlig reinvesteringstakt på 8,3 % av nuanskaffningsvärdet för att bibehålla oförändrad standard. En lägre reinvesteringstakt kan t.ex. innebära att avskrivningstiden är för kort.

Om en anläggningstillgång ska börja användas under tillsynsperioden behöver företaget vid ansökan om intäktsram ange under vilken halvårsperiod året före eller under tillsynsperioden som tillgången ska börja användas. Detsamma gäller för utrangeringar. Det innebär att företagen behöver upprätta investeringsplaner omfattande i princip fem år, uppdelade på halvår. Företaget ska ange om tillgången är ny respektive om den i huvudsak har till syfte att ersätta en befintlig anläggningsdel.

4.2.1 Nyinvestering, reinvestering och underhåll

En investering kan fördelas i två underbegrepp, nyinvestering och reinvestering. Med nyinvestering avses tillkommande anläggningar som utgör en utökning av befintligt nät t.ex. vid nyexploateringar. Om ett nytt bostadsområde ska byggas inom företagens nätkoncessionsområde krävs exempelvis nya stationer, transformatorer och ledningar.

En reinvestering innebär att en befintlig anläggning eller anläggningsdel ersätts. Ett exempel kan vara om man ersätter nedsidan av ett ställverk med ett annat med i huvudsak samma funktionalitet.

Med underhåll menas vanligen åtgärder som man behöver vidta en eller flera gånger under objektets livslängd för att bevara dess ursprungliga funktionsförmåga, utan att byta ut anläggningen. Exempel på underhåll i elnätsverksamhet kan vara oljebyte i transformatorn, röjning av ledningsgator, genomgång av stationer för att upptäcka fel, byte av förslitningsdetaljer och smörjning av rörliga delar.

Det är viktigt att skilja mellan reinvestering och underhåll, eftersom underhåll hör till löpande kostnader i regleringen. Ett företag som med stöd av redovisningsreglerna har bokfört utbyte av en anläggningsdel som en kostnad i resultaträkningen, som ingår i de reglermässiga löpande kostnaderna, får inte samtidigt ange anläggningsdelen som en reinvestering i sin kapitalbas. Samma kostnad får således inte tas upp dubbelt i regleringen.

4.3 Reservmaterial

EI:s ställningstagande: Reservmaterial tas upp i kapitalbasen endast till ett värde motsvarande själva materialet.

Även anläggningstillgångar som används som reservmaterial får redovisas som anläggningstillgång i kapitalbasen. Samma principer gäller som beskrivits ovan under 4.1. Material av förbrukningskaraktär är vanligen inte en

anläggningstillgång enligt förordningen. Sådant material utgör inte reservmaterial utan hanteras som löpande kostnad.

Anläggningstillgångar som utgör reservmaterial ska dokumenteras och anges särskilt, enligt 13 § pkt 6 i förordningen. Enligt 5 kap. 2 § andra stycket i de remitterade föreskrifterna ska de anläggningstillgångar som används i nätverksamheten eller som har en funktion som reservmaterial, redovisas på det sätt som anges i 3-9 §§ i de remitterade föreskrifterna.

Då reservmaterial vanligen är material som inte är satt i arbete utan exempelvis förvaras i lagerlokal eller liknande avser EI endast värdera tillgången till ett värde motsvarande materialet.

4.4 Värdering av anläggningstillgångar

Enligt 9 § förordningen ska en anläggningstillgång som ingår i kapitalbasen åsättas ett nuanskaffningsvärde som motsvarar ett normvärde för en anläggningstillgång som är i huvudsak likadan som den tillgång som ingår i kapitalbasen. Det anges vidare att normvärdet ska beräknas med utgångspunkt i den investeringsutgift en nätkoncessionshavare skulle ha för att förvärva eller tillverka en anläggningstillgång under tillsynsperioden på ett kostnadseffektivt sätt med tillbörlig hänsyn till sådana förutsättningar som nätkoncessionshavaren inte själv kan påverka.

Enligt 10 § förordningen får nuanskaffningsvärdet, om det finns särskilda skäl, i stället beräknas med grund i utgiften för att förvärva eller tillverka anläggningstillgången när den ursprungligen togs i bruk i nätverksamhet med hänsyn tagen till förändringen i prisläget från den anskaffningstidpunkten.

I några fall är det tänkbart att det saknas förutsättningar att beräkna nuanskaffningsvärde med stöd av de två nämnda metoderna ovan. I dessa fall får nuanskaffningsvärdet enligt 11 § förordningen istället beräknas utifrån anläggningstillgångens bokförda värde. En förutsättning för att använda metoden bokfört värde är att det saknas sådana uppgifter om ursprungligt anskaffningsvärde för tillgången som avses i 10 §. Det kan gälla tillgångar som är äldre än tio år, då bokföringslagen endast kräver att verifikat sparas under tio år.

Om anläggningstillgången inte har något bokfört värde eller om det finns synnerliga skäl, ska nuanskaffningsvärdet enligt 11 § bestämmas till vad som är skäligt med hänsyn till tillgångens beskaffenhet.

4.5 Förändring i prisläget

EI:s ställningstagande: Kapitalbasen för tillsynsperioden 2012-2015 beräknas och redovisas i 2010 års prisnivå.
--

Kapitalbasens ingångsvärde bestäms inför varje tillsynsperiod i det senaste tillgängliga årets prisnivå. För den första tillsynsperioden innebär det att företagen i mars 2011 kommer lämna in ett förslag till intäktsram baserad på en kapitalbas beräknad i 2010 års prisnivå.

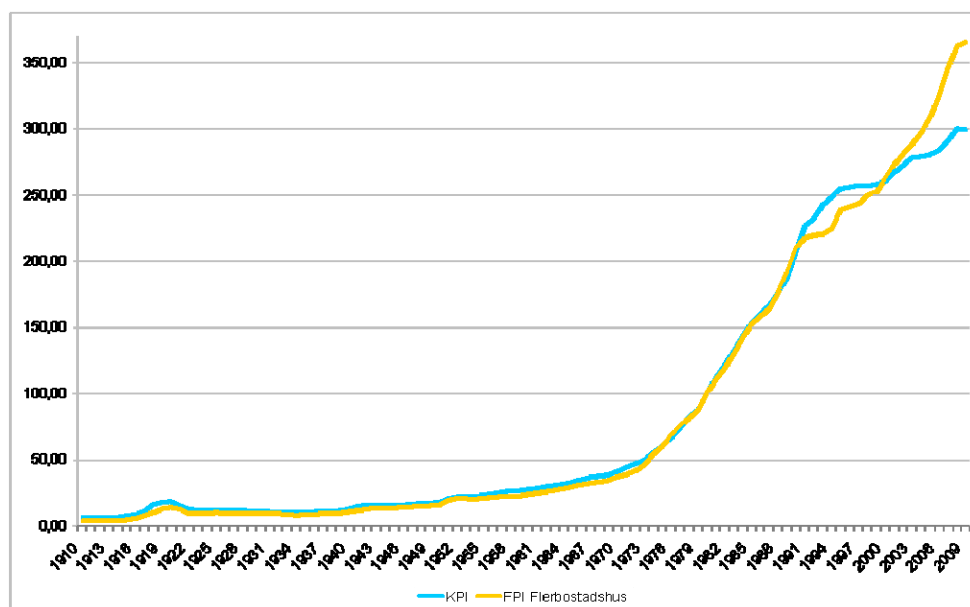
Hänsyn till förändringen i prisläget ska enligt 12 § i förordningen anses svara mot faktorprisindex för byggnader. Det index som åsyftas är SCB:s faktorprisindex för flerbostadshus.

På SCB:s hemsida (www.scb.se) finns diagram över byggkostnadsutvecklingen från 1910 till idag. Byggkostnadsutvecklingen representeras av faktorprisindex för flerbostadshus sedan 1968. För tiden innan dess uppger SCB att byggkostnadsutvecklingen representeras av följande källor:

- 1950 års byggkostnadsindex för flerfamiljshus av sten,
- 1939 års byggkostnadsindex enligt Kungl Bostadsstyrelsen (Värderingsbyrån),
- samt Statens kommitté för byggnadsforskning.

Data från dessa källor bygger upp diagrammet nedan över prisutvecklingen. För att närmare belysa indexutvecklingen visas den parallellt med Konsumentprisindex (KPI).

Figur 2 Diagram KPI - FPI



4.5.1 Indexomräkning under tillsynsperioden

I regeringsuppdraget som EI redovisade i oktober 2010 beskrev EI tre olika alternativ för indexomräkning. Efter närmare utredning har EI dock funnit ett fjärde alternativ som EI bedömer är bättre för både EI och företagen. Detta alternativ innebär att ingen prognos görs på prisutvecklingen före tillsynsperioden, utan den sätts i beräkningsmodellen till 0 %. Att göra en prognos vore tidskrävande och eftersom en prognos sällan stämmer överens med det verkliga utfallet skulle prisutvecklingen ändå behöva korrigeras i efterhand, varför EI bedömer att en prognos endast skapar merarbete utan att skapa särskilt mycket mervärde. Under tillsynsperioden publiceras indexets verkliga utfall årligen av SCB. Om indexet visar på en annan utveckling så kan det utgöra grund för omprövning av intäktsramen. Kapitel 4.8 behandlar de av ellagen givna förutsättningarna för omprövning av en intäktsram.

EI har sedan tidigare bedömt att intäktsramen bör beslutas i kronor, dvs. utan variabla faktorer.

4.5.2 Indexomräkning i anskaffningsvärdemetoden

Om metoden anskaffningsvärde används ska det ursprungliga anskaffningsvärdet indexeras om till 2010 års prisnivå vid beräkning av intäktsramen för den första tillsynsperioden. Förändringar i prisläget från år 2010 tas hänsyn till vid en eventuell omprövning efter tillsynsperiodens slut.

4.6 Dokumentation av tillgångar

Företagen ska enligt 13 § förordningen dokumentera de av sina anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen.

Av dokumentationen ska framgå

- 1 vilka anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen,

- 2 var en anläggningstillgång är belägen,
- 3 när investeringar och utrangeringar avses genomföras eller har genomförts under tillsynsperioden,
- 4 vilken metod nätkoncessionshavaren har använt för att beräkna en tillgångs nuanskaffningsvärde,
- 5 om nätkoncessionshavaren äger tillgången eller har skaffat sig rådighet över tillgången på annat sätt, och
- 6 om tillgången utgör reservmaterial i nätverksamheten.

I 9 kap. i de remitterade föreskrifterna har EI föreslagit ytterligare krav på dokumentation. I 2 § anges att nätkoncessionshavaren ska dokumentera varje tillgång som ingår i kapitalbasen i en ansökan om intäktsram med följande uppgifter:

- 1 tillgångens nuanskaffningsvärde,
- 2 typ av anläggning,
- 3 teknisk specifikation,
- 4 spänning (kV), och
- 5 förläggningssmiljö om sådan angetts.

I 3 § i de remitterade föreskrifterna anges att nätkoncessionshavaren ska dokumentera en tillgång som ingår i kapitalbasen i en ansökan om intäktsram med värderingsmetod, enligt 9-11 §§ förordningen om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857), samt skälen till varför denna metod använts och de värderingsunderlag, intyg eller motsvarande som nätkoncessionshavaren använt till grund för valet av metod och beräkningen av värdet.

Syftet med kravet på denna dokumentation är att säkerställa att det går att följa upp intäktsramarna.

4.7 De uppgifter som ska lämnas in till EI

Enligt 5 kap. i de remitterade föreskrifterna ska nätkoncessionshavaren lämna in de uppgifter som behövs för att nätmyndigheten ska kunna pröva ett förslag till intäktsram. De tillgångar som ingår i kapitalbasen ska rapporteras in. I det fall nätföretaget anser att annan värderingsmetod än norm ska komma ifråga ska nätföretaget redovisa ytterligare uppgifter till grund för värderingen.

4.8 Hantering av förändringar i kapitalbasen

4.8.1 Omprövning av intäktsram under tillsynsperioden

EI får ändra en fastställd intäktsram under pågående tillsynsperiod på ansökan av nätkoncessionshavaren⁴⁴. Det kan bli fallet om det under tillsynsperioden sker avvikelser från planerade investeringar eller utrangeringar och det finns omständigheter som bedöms medföra en väsentlig ökning av intäktsramen eller om det annars finns särskilda skäl.

⁴⁴ 5 kap. 10 § ellagen

EI ska på eget initiativ ändra en fastställd intäktsram under tillsynsperioden om det framkommer att ett företag lämnat oriktiga eller bristfälliga uppgifter eller om beslutet om intäktsram har fattats på felaktigt eller ofullständigt underlag, eller om det i övrigt finns särskilda skäl⁴⁵.

Om ett företags tariffintäkter under perioden överstiger tillåten intäktsram med mer än 5 %, så får företaget ett överdebiteringstillägg⁴⁶. Detta räknas efter en räntesats som motsvarar den genomsnittliga referensräntan enligt 9 § räntelagen (1975:635) som under tillsynsperioden fastställts av Riksbanken, med ett tillägg av 15 procentenheter. Överdebiteringstillägget minskar intäktsramen för efterföljande tillsynsperiod. Oavsett hur stort ett över- eller underuttag har varit ska det belopp med vilket intäkterna överstigit eller understigit intäktsramen minska respektive öka intäktsramen för den efterföljande tillsynsperioden, för att korrigera för detta⁴⁷.

4.8.2 Omprövning av intäktsram efter tillsynsperioden

En nätkoncessionsinnehavare får inom fyra månader efter tillsynsperiodens slut ansöka om omprövning av intäktsramen för perioden⁴⁸.

EI ska ompröva den fastställda intäktsramen efter tillsynsperiodens slut om det finns skäl att anta att ramen är större än vad som är motiverat av senare kända förhållanden och avvikelser inte är ringa⁴⁹. Vid omprövning ska EI kontrollera att de antaganden som legat till grund för intäktsramen överensstämmer med det faktiska utfallet. Senast tio månader efter tillsynsperiodens slut ska EI meddela beslut om ändring, om det inte finns särskilda hinder. Om EI avser att meddela beslut vid en senare tidpunkt, ska företaget underrättas om det inom den nämnda tiden.⁵⁰

Av 5 kap. 15 § ellagen framgår att om en domstol har ändrat ett beslut om intäktsram under eller efter tillsynsperioden för ett företag på grunder som även är tillämpliga för andra företag ska EI ompröva besluten även för andra företag om de ansöker om det. En sådan ansökan om omprövning ska ha inkommit till EI inom tre månader efter dom⁵¹.

Av 5 kap. 16 § ellagen framgår att EI ska ompröva ett beslut om intäktsramen för en tillsynsperiod om myndigheten eller en allmän förvaltningsdomstol har beslutat om ändring i fråga om en tidigare tillsynsperiod och detta beslut har vunnit laga kraft. För sådan omprövning anger lagen ingen tidsperiod.

4.9 Uppgifter som ska lämnas in till EI efter tillsynsperioden

Enligt 7 kap. i de remitterade föreskrifterna ska företagen senast den 31 mars året efter tillsynsperiodens slut redovisa det faktiska utfallet under tillsynsperioden avseende de uppgifter som legat till grund för den beslutade intäktsramen. När det

⁴⁵ 5 kap. 11 § ellagen

⁴⁶ 5 kap. 21 § ellagen

⁴⁷ 5 kap. 20 § ellagen

⁴⁸ 5 kap. 12 § ellagen

⁴⁹ 5 kap. 13 § ellagen

⁵⁰ 5 kap. 13 § andra stycket ellagen

⁵¹ 5 kap. 16 § andra stycket ellagen

gäller beräkningen av kapitalbasen innebär det att utfallet av planerade investeringar, reinvesteringar och utrangeringar ska redovisas, i den mån de avviker från de planer som redovisats vid tillsynsperiodens början.

5 Kategorisering och redovisning av anläggningar

Elnätsverksamheten består av en stor mängd olika tillgångar, alltifrån ledningar och transformatorer till kontorsbyggnader och datorer. Det är dock inte alla tillgångar som utgör reglermässiga anläggningstillgångar (jfr kapitel 4). För att de anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen ska kunna åsättas en kapitalkostnad behöver tillgångarna inledningsvis kategoriseras efter de reglermässiga avskrivningskategorierna.

5.1 Tre anläggningskategorier

I de föreskrifter som EI har remitterat anges att samtliga anläggningstillgångar i kapitalbasen ska redovisas uppdelat på nedan angivna kategorier. Denna fördelning ska göras oavsett med vilken metod anläggningstillgångarna i kapitalbasen värderas.

- 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 förordningen NUTFS 1998:1⁵². Enligt författningen ska eldistributionsanläggningar och mätare specificeras enligt 11 kategorier⁵³;

- Mätare och styrutrustning (tillhör reglermässig kategori 3)
- Ledningar inom lokalnät, lågspänning, inkl kabelskåp (1)
- Ledningar inom lokalnät, högspänning (1)
- Nätstationer i lokalnät (2)
- Mottagnings- och fördelningsstationer anslutna till lokalnät (2)
- Regionnätsledningar (1)
- Regionstationer exklusive transformatorer (2)
- Transformatorer i regionnät (2)
- Ledningar inom storkraftnät (1)
- Stamstationer (2)
- Övrigt (ska enligt NUTFS 1998:1 specificeras)

Förenklingen från elva till endast tre kategorier görs 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.

⁵² Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd om ändring i Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd (1995:1) om redovisning av nätverksamhet

⁵³ 4§ pkt 3 NUTFS 1998:1

5.1.1 Kategori 1 ledning

I kategori ett (ledningar) ingår det som i NUTFS 1998:1 specificeras som låg- och högspänningsledningar inom lokalnät, regionnätsledningar och ledningar inom storkraftnät. I kategorin ingår samtliga luftledningar, jordkablar, signalkablar och sjökablar som hör till regional- och lokalnät. I denna kategori ingår också sådan utrustning som naturligen hänförs till ledningar såsom exempelvis stolpar, kabelskåp och fränkskiljare.

5.1.2 Kategori 2 station, transformator och kringutrustning

I kategori 2 (station, transformator och kringutrustning) ingår det som i NUTFS 1998:1 specificeras som nätstationer i lokalnät, mottagnings- och fördelningsstationer anslutna till lokalnät, regionnätstationer, transformatorer och stamstationer. Med station avses en station i ett eldistributionsnät med en eller flera transformatorer eller med enbart ett ställverk för fördelning av el. Med kringutrustning avses utrustning i stationen som inte uppenbart ingår i någon annan kategori, såsom exempelvis kondensatorbatterier, brytare och fränkskiljare.

5.1.3 Kategori 3 vissa system⁵⁴

I kategori 3 system för drift eller övervakning av en anläggning för överföring av el, eller system för beräkning eller rapportering vid mätning av överförd el (här-efter system) ingår det som i NUTFS 1998:1 specificeras som mätare och styrutrustning. Med elmätare avses instrument för mätning och rapportering av överförd elektrisk energi. Med system för drift eller övervakning avses exempelvis ett IT-system som används för drift eller övervakning av en anläggning (t.ex. ett driftövervakningssystem, en stationsdator) eller ett centralt system som används för beräkning eller rapportering vid mätning av överförd el.

Exempel på elmätare är mätare för enkeltariff, mätare för tidstariff, mätare för effekttariff lågspänning och kombimätare för effekttariff högspänning (dvs. med både aktiv och reaktiv mätning). Även kommunikationsutrustning som exempelvis mätterminal, repeater och koncentrator ingår i kategorin.

Exempel på IT-system som ingår i kategorin är SCADA eller motsvarande system för drift och övervakning av elnätet (inklusive stationsdatorer och kommunikation), mätvärdeshanteringsprogram inklusive insamling, beräkning, avräkning och rapporteringssystem för mätvärden med relevant kommunikation för att systemen ska fungera.

Licenser till samtliga system, samt administrativa system för debitering eller kundhantering ingår inte i kapitalbasen utan behandlas som löpande kostnader.

⁵⁴ Fullständigt namn på Kategori 3 är "system för drift eller övervakning av en anläggning för överföring av el, eller system för beräkning eller rapportering vid mätning av överförd el"

Tabell 1 IT-system hos nätföretag

IT-system hos nätföretagen	Förklaring	Beskrivs var	Typ av kostnad
Nätplaneringssystem	Används för att beräkna, planera och projektera elnät		Löpande kostnad
Anläggningsdokumentationssystem	Centralt system för att dokumentera anläggningarna, inklusive koordinater		Löpande kostnad
Kartsystem	Stödsystem för anläggningsdokumentation och drift		Löpande kostnad
Driftsystem	Drift och övervakning av anläggningarna, centralt system och utplacerade stationsdatorer osv	Förordningen	Kapitalbas
Mätinsamlingssystem	Centralt system för insamling av mätvärden	Förordningen	Kapitalbas
Mätvärdehanteringssystem	Centralt system för kvalitetskontroll av mätvärden	Förordningen	Kapitalbas
Avräkningssystem	Centralt system för avräkning och rapportering av mätvärden	Förordningen	Kapitalbas
Debiteringssystem	Centralt system för att kunna skicka ut räkningar till kunderna		Löpande kostnader
Kundhanteringssystem	Centralt system som kan innehålla kundregister, ärendehanteringssystem m.m.		Löpande kostnad

5.2 Kategorisering i praktiken

Samtliga anläggningar i nätverksamheten som ska återfinnas i kapitalbasen ska redovisas i någon av de tre kategorierna.

I samband med att anläggningarna redovisas ska företagen också ange värderingsmetod för respektive anläggningstillgång. Vilka metoder som finns och vilka uppgifter som följer av de olika värderingsmetoderna redovisas närmare i kapitel 6-9.

6 Värdering enligt normvärdesmetoden

Som beskrivits i kapitel 5 ska samtliga anläggningar som ingår i kapitalbasen redovisas till EI. Dessa anläggningar ska värderas av elnätföretaget. I detta kapitel beskrivs värdering med normvärdesmetoden. Den reglermässiga normvärdeslistan avses omfatta de vanligast förekommande anläggningarna i ett elnätsföretags kapitalbas för vilka det finns ett tillräckligt bra underlag för att ta fram normvärden. Det innebär att det kan finnas vanliga anläggningar som inte åsätts något normvärde.

6.1 Normvärden: syfte och innebörd

EI:s ställningstagande: Normvärdena bör vara baserade på ett transparent, väl underbyggt underlag utifrån ett tillräckligt stort och representativt urval.

I 9 § förordningen anges att ett normvärde ska beräknas med utgångspunkt i den investeringsutgift en nätkoncessionshavare skulle ha för att förvärva eller tillverka en anläggningstillgång under tillsynsperioden på ett kostnadseffektivt sätt med tillbörlig hänsyn till sådana förutsättningar som nätkoncessionshavaren inte själv kan påverka.

I Nationalencyklopedin beskrivs norm som antingen det "normala", det godtagna eller ideala; konvention; det vartill man bör anpassa sig. Alternativt som en handlingsregel, påbud om hur man bör handla eller om hur något bör vara beskaffat eller organiserat. I Svenska Akademiens ordlista beskrivs norm som regel, rättsnöre; eller måttstock, mönster.

De reglermässiga normvärdena bör motsvara ett värde som balanserar kostnadseffektivitet och i rimlig mån nätkoncessionshavares objektiva förutsättningar. Detta blir särskilt viktigt eftersom EI inte har föreskriftsrätt avseende normvärdenas storlek. I ett fall där EI och ett företag inte är överens om normens nivå kan frågan slutligt komma att avgöras av domstol.

Ett tänkbart alternativ i ett läge där regleringen introduceras är, givet att det finns ett tillräckligt underlag för att redovisa en norm, att välja att lägga normvärdet på en genomsnittsnivå för branschen. Det skulle gynna företag som är mer kostnadseffektiva än genomsnittet. Det skulle också ge de mindre kostnadseffektiva företagen ett incitament att förbättra sig. Ur ett effektivitetsperspektiv skulle det dock sannolikt vara mer attraktivt att lägga normvärdet på en lägstanivå, dvs. i nivå med det mest kostnadseffektiva företaget. En sådan normvärdeslista skulle å andra sidan troligen upplevas av företagen som om kostnaden satts alltför lågt.

Det är viktigt i sammanhanget att betona att förordningen anger att investeringsutgiften ska motsvara ett förvärv eller en tillverkning som har skett på

ett kostnadseffektivt sätt. Omotiverat höga kostnader ska inte kunna föras vidare till kunden vilket är viktigt att betona då det gäller en monopolverksamhet. Att välja värden som motsvarar en genomsnittlig kostnad för samtliga företag innebär sannolikt att uppgifter även från företag som inte har förvärvat eller tillverkat en tillgång på ett kostnadseffektivt sätt ligger till grund för normvärdet. En process att välja ut enbart kostnadseffektiva företag/projekt för att ligga till grund för bestämning av normvärden riskerar dock få inslag av godtycke, då det kan vara svårt att finna objektiva kriterier för vilka företag och vilka förvärvs- eller tillverkningskostnader som i så fall skulle få utgöra grund för bestämning av normvärden. Ett normvärde som inledningsvis baseras på en uppskattad genomsnittskostnad bör därmed kunna accepteras av både kunder och företag i den första tillsynsperioden.

Normvärden baserade på genomsnittliga kostnader innebär att det kommer att finnas enskilda objekt vars värde antingen understiger eller överstiger normen. Det ligger därmed också i sakens natur att vissa enskilda anläggningar kan komma att överkompenseras med ett sådant normvärde, medan vissa underkompenseras. Viktigt i det sammanhanget är att normvärdena accepteras för vad de är – alltså en sorts snitt där verkliga värden ibland är högre och ibland lägre – och att de därmed inte kan stämma i varje enskilt fall, men ger en rättvisande bild totalt sett. Det medför också att fall där det verkliga priset är högre än normvärdet *måste* finnas.

EI anser att det är nödvändigt att formulera några grundkriterier som behöver vara uppfyllda för att en anläggning ska kunna åsättas ett normvärde. Normvärdena bör vara baserade på ett transparent, väl underbyggt underlag utifrån ett tillräckligt stort och representativt urval. Exakt hur urvalet bör se ut kan vara olika från fall till fall. Viktigt är att det är representativt. Det finns en mängd olika urvalsmetoder att ta till beroende på hur populationen ser ut (obundna slumpmässiga urval, klusterurval, stratifierade urval etc.). Hur stort urvalet ska vara beror också på ett antal olika faktorer såsom exempelvis önskad precision, kostnad och bortfall. EI avser hantera detta närmare i arbetet med fortsatt verifiering av de reglermässiga normvärdena, vilket beskrivs mer utförligt i kapitel 12 Fortsatt arbete.

Normvärden bör finnas för de vanligaste anläggningarna i ett elnät. En svårighet är att det ibland inte byggs så många anläggningar av en viss typ varför antalet jämförelseobjekt kan vara få. Då kan det vara svårt, och till och med olämpligt, att ta fram ett normvärde för den anläggningen. Normvärden kommer därför inte finnas för alla elnätsanläggningar. Exempel på anläggningar som faller utanför är sjökabel och gasisolerat ställverk.

6.2 Normvärdeslistans uppbyggnad

EI:s ställningstagande: De anläggningar som framgår av bilaga 6 bedöms av EI vara sådana som det för närvarande finns underlag att upprätta normvärden för. En lista med ca 145 anläggningar motsvarande EBR P1:s nivå utgör en rimlig generalisering för en normprislista för de vanligast förekommande anläggningarna i ett elnät under 24 kV. Avseende anläggningar med spänning över 24 kV har ca 500 preliminära normvärden tagits fram, vilket bedöms vara av lämplig omfattning för sådana anläggningar.

Arbetet med normvärden har skett uppdelat på anläggningar med spänning upp till och med 24 kV och anläggningar med spänning över 24 kV. Anledningen är att det för de lägre spänningarna finns ett stort material i EBR. Anläggningar för högre spänningar har en annan komplexitet, dels ställs andra krav och dels byggs betydligt färre sådana anläggningar än på lägre spänningsnivåer, och representationen i EBR inte är lika heltäckande. Därför har arbetet med normvärden för anläggningar över 24 kV gjorts på annat sätt, vilket beskrivs närmare nedan.

EI bedömer att de flesta anläggningar med spänning upp till och med 24 kV kan täckas om en lista med ca 145 anläggningstyper utgör grund för redovisningen. EI:s ambition har också varit att försöka ta fram normvärden för dessa anläggningar. EI har övervägt en mer aggregerad nivå med ca 80 anläggningar. EI anser dock att en sådan lista sannolikt blir onödigt aggregerad. EI bedömer också att en aggregeringsnivå som motsvarar EBR P1 minskar den administrativa bördan för företagen då de flesta redan använder sig av och känner till hur EBR P1 är uppbyggd. Frågan om aggregeringsnivå har även diskuterats med expertgruppen, samt varit föremål för pilotprojekt. EI har då fått gehör för en lista motsvarande ca 145 anläggningstyper. EI bedömer därmed att en lista med cirka 145 anläggningstyper utgör en rimlig generalisering.

EI:s ambition har varit att försöka ta fram normvärden för ca 500 anläggningar med spänning över 24 kV. Anledningen till att normvärdena för anläggningar med spänning över 24 kV är så många fler än för anläggningar med spänning upp till och med 24 kV är att de är så pass komplexa att det är svårt att göra en större aggregering som är rättvisande.

Normvärdeslistan är uppdelad på tre övergripande kategorier: 1) ledningar, 2) stationer, transformatorer och kringutrustning och 3) system för drift eller övervakning av en anläggning för överföring av el, eller system för beräkning eller rapportering vid mätning av överförd el. För tredje kategorin finns endast normvärden för elmätare och stationsdator. För övriga anläggningar i den kategorin har inga normvärden kunnat tas fram till den första tillsynsperioden, de finns därför inte med i listan. Anledningen till det är att EI har bedömt att det för närvarande inte finns tillräckligt med underlag för att ta fram ett normvärde för dessa anläggningar.

6.2.1 Ledningar

I normvärdeslistan finns ledningar uppdelade på jordkabel respektive luftledning med olika specifikationer, men även hängkabelledning och ALUS⁵⁵ finns representerad. Dessutom finns olika byggnadssätt för luftledning representerat. Till kategorin ledningar hör även fränksiljare som finns i nätet.

⁵⁵ ALUS, isolerad hängspiralledning

Tabell 2 Luftledning

Luftledning			
Typ av anläggning	Spänning (kV)	Antal areor	Förläggingsmiljö
ALUS	0,4	3	
Hsp-hängkabelledning	12, 24	3	
Klass A	24	8	
Klass B	24	8	
Trä stolpe, enkel	36, 52, 72,5-84	7	Tätort/city och övrig
Trä stolpe, portal	52, 72,5-84, 123-170	7	Tätort/city och övrig
Stålstolpe, portal	72,5-84, 123-170, 245	10	Tätort/city och övrig
Linjeifrånskiljare	12-24, 36, 52, 72,5-84, 123-170, 245		

Tabell 3 Jordkabel

Jordkabel			
Förläggingsmiljö	Spänning (kV)	Typer	Antal areor
City	0,4, 12, 24, 36, 52, 72,5, 84, 123, 145, 170, 245	1-3	4-8
Tätort	0,4, 12, 24, 36, 52, 72,5, 84, 123, 145, 170, 245	1-3	4-8
Landsbygd	0,4, 12, 24, 36, 52, 72,5, 84, 123, 145, 170, 245	1-3	4-8
Landsbygd svår	0,4, 12, 24	2	5-6

6.2.2 Stationer

Stationer finns i normvärdeslistan uppdelade på nätstationer, stationer (dvs. mottagnings- och fördelningsstationer), ställverksfack, transformatorer, reglertransformatorer och kondensatorbatterier representerade med olika storlekar och konfigurationer.

För spänningar över 24 kV finns normvärden för tre storlekar på stationer. Storleken beror bland annat på storleken på markytan som krävs för att kunna uppföra stationen.

Ställverksfack finns angivna med en rad olika konfigurationer. Alla typer av ställverksfack finns ändå inte representerade. För spänningarna 12, 24 och 36 kV finns inomhusställverk. För högre spänningar finns ställverk med konventionell teknik (brytare) för konfigurationerna A, AC, AB och ABC.

Tabell 4 Stationer

Stationer			
Typ av anläggning	Teknisk specifikation	Spänning (kV)	Annat
Nätstation	8 storlekar/typer	12, 24	
Station	3 ystorlekar (liten, mellan och stor)		Utrustning inomhus Utrustning utomhus Manöverhus Markarbeten
Ställverksfack	Konventionell teknik, och inomhus	12, 24, 36, 52, 72,5, 84, 123, 145, 245, 420	Olika konfigurationer

Transformator		12 spänningsomvandlingar	5-8 storlekar
Reglertransformator		24, 52, 145	2-5 storlekar
Kondensatorbatteri	Grundkostnad och Kondensatorbatteri	5 nivåer	

För mer information och detaljer om de anläggningar som finns representerade hänvisas till normvärdeslistan, bilaga 6a-c.

6.3 Grund för reglermässiga normvärden

EI:s ställningstagande: För anläggningar med spänning upp till och med 24 kV används EBR-katalogen som utgångspunkt för de reglermässiga normvärdena i den första tillsynsperioden.

För anläggningar med spänning över 24 kV är de värden som togs fram i EI:s regionnätprojekt, och som i delar har uppdaterats under detta projekt, utgångspunkt för de normvärden som EI har remitterat för synpunkter. EI återkommer med definitiva reglermässiga normvärden för anläggningar över 24 kV när remissynpunkterna har behandlats.

6.3.1 Alternativa utgångspunkter

Då EBR är den enda befintliga svenska kostnadskatalogen för elnätanläggningar är det enligt EI rimligt att överväga att lägga denna till grund för normvärden. Ett alternativ till att använda den skulle vara att skapa en helt ny kostnadskatalog. Givet att det var möjligt att till den första tillsynsperioden ta fram ett tillräckligt stort och väl underbyggt prismaterial vore denna metod att föredra som underlag för den reglermässiga normvärdeslistan. EI har dock bedömt att denna väg för närvarande inte är framkomlig.

En möjlig väg att få fram normvärden skulle kunna vara att inhämta data från regleringar i andra länder. Om absolutvärden skulle användas kan viss hänsyn dock behövas tas till att exempelvis de legala förutsättningarna och lönenivåerna (arbetskostnader) kan se olika ut i olika länder. Andra länders relativpriser kan användas för att jämföra svenska relativpriser. Detta beskrivs närmare i kapitel 11.

6.3.2 Utredning av EBR som grund för reglermässiga normvärden

EI anlätade under sommaren 2009 en konsult (Sweco Energuide AB) för att utreda om EBR-katalogen kan användas som grund i syfte att helt eller delvis beräkna trovärdiga och rimliga normvärden för lokal- och regionnätanläggningar vid den första förhandsregleringsperioden. Sweco kom i sin rapport⁵⁶ fram till att konceptet med att basera normvärderingen av elanläggningar på EBR-katalogen har brister, men att det i dagsläget inte finns något bättre alternativ med samma täckningsgrad.

⁵⁶ Sweco Energuide AB: rapport Kapitalbasvärdering, 2009-09-08

Swecos analys av EBR-katalogen som grund för normvärden för anläggningar med spänning upp till och med 24 kV

I sin rapport menar Sweco att en fördel med EBR är att det finns en transparens i metodiken för kostnadsbedömningar, på så sätt att katalogerna är uppbyggda systematiskt med grund i tidsstudier av väl definierade arbetsmoment. Samma metod används varje gång. Däremot sker alla moment i Svensk Energis regi, dvs. branschens egen, och det finns ingen annan som har fullständig insyn i arbetet.

Angående metodiken för framtagandet av kostnader bedömer Sweco att de studier som görs av konsulter följer en stringent objektiv metodik. Däremot, när det gäller uppgifterna som ligger till grund för pålägg på materiel- och arbetskostnader, så är metodiken enligt Sweco beroende av elnätsföretagen, och det finns ingen kontroll av vad den grundar sig på, varför denna del bedöms som mer subjektiv.

I sin rapport framför Sweco dessutom vad gäller objektiviteten att det finns en teoretisk möjlighet för företagen att rapportera in höga priser för att försöka värdera upp sin kapitalbas. Emot detta talar dock att många företag skickar in underlag, samt att priserna i praktiken är normgivande för leverantörerna på anläggningskonstruktionsmarknaden, varför ett för högt inrapporterat värde riskerar driva upp kostnader för konstruktionen av nya anläggningar.

Sweco har även analyserat korrektheten i EBR:s kostnader, dvs. hur de stämmer överens med verklig konstruktionskostnad. Alla anläggningar i EBR som är prissatta bygger på olika grad av aggregering av genomsnittsvärden av delmoment. På grund av aggregeringen med genomsnittsvärden så är det naturligt att den verkliga kostnaden för en enskild anläggning kan avvika från kostnaden enligt EBR. Det enda fall där kostnaderna – teoretiskt – stämmer överens är om anläggningen byggs upp exakt enligt den frekvens av delmoment som används vid EBR:s aggregeringar.

Sweco konstaterar också att kvalitetssäkringen av de data som samlas in till kostnads katalogen är otillräcklig för att säkerställa att underlaget håller en genomgående hög kvalitet. Sweco lyfter fram att den enda analys som görs är ett s.k. homogenitetstest av indata, där värden som avviker stort från genomsnittlig data helt enkelt exkluderas.

Sammantaget menar Sweco därför att konceptet att basera regleringens normvärden på EBR:s kostnads katalog har brister, men att det i dagsläget ändå är det bästa alternativ som finns.

I sin rapport Reglering av elnätsföretagens intäkter – Normprislista i pilotförsök, framför Sweco att en viktig aspekt hos EBR katalogens P1-nivå är att man inte prissätter samma anläggningsinvestering varje år. Detta eftersom att P1 nivån beskriver de anläggningsinvesteringar som anses mest frekvent förekommande för det år katalogen ges ut. Detta görs genom att de s.k. frekvensnycklarna, som beskriver sammansättningen av arbetsmoment, ändras. Sweco menar därför att EI bör överväga att basera normprislistan på en äldre version av EBR-katalogen, alternativt att korrigera beräkningsmetoden för att kompensera för förändringar i definitioner av typanläggningar som görs över tiden.

6.3.3 Grund för normvärden för anläggningar med spänning över 24 kV

Anläggningar med spänning över 24 kV finns inte fullt ut representerade i EBR:s kostnadskatalog för regionnät⁵⁷. Det finns inte heller någon annan liknande katalog för anläggningar med spänning över 24 kV. Att EBR-katalogen inte är så omfattande för dessa anläggningar kan bero på att branschen inte finner ett behov av en sådan katalog. Bakgrundsmaterialet till normvärden för anläggningar över 24 kV är hämtat från EI:s tidigare regionnätprojekt, där material togs fram av Sweco⁵⁸ med bland annat EBR KLG 2:08 som underlag.

För att ta fram de anläggningsdelar över 24 kV som kan åsättas ett normvärde gjordes under 2008 och 2009 ett internt projekt hos EI, kallat Ekonomisk reglering av regionnät⁵⁹. I projektet deltog en expertgrupp och en konsult, Sweco Energuide AB. I projektet beskrevs hur en normkostnad kan baseras på nuanskaffningsvärdet av en standardiserad anläggning. Resultatet av projektet blev bland annat en lista med prissatta komponenter. Det omfattande arbete som gjordes i samarbete med expertgruppen gav en teknisk samsyn om listans utformning. I expertgruppen fanns representanter från de fyra stora regionnätföretagen i Sverige, dvs. E.ON, Vattenfall, Fortum och Skellefteå Kraft. Fem möten hölls tillsammans med expertgruppen. En utförligare beskrivning av det projektet finns i bilaga 1.

Eftersom en del av materialet som ligger till grund för de föreslagna normvärdena har tagits fram av Sweco mot löfte om sekretess för företagen finns inte grunddata tillgängligt. Därmed är det viktigt att förklara hur materialet har tagits fram. Vid beräkning av nuanskaffningsvärden för anläggningar över 24 kV beräknade Sweco kostnaderna såsom om anläggningen köpts via totalentreprenad utan eventuellt vinstpåslag för entreprenören. Betingelserna var normala förhållanden. Inga reducerande faktorer för stora upphandlingsvolymmer eller liknande gjordes. Det är även i detta sammanhang viktigt att betona att det ligger i sakens natur att vid beräkning av nuanskaffningsvärde med normvärden så kan det förekomma skillnader mellan faktisk investeringsutgift och normvärde för enskilda anläggningar.

Verifiering av normvärden för anläggningar över 24 kV

Eftersom den sammantagna listan med normvärden för anläggningar över 24 kV baseras till viss del på EBR och till viss del på andra källor och värdena i sin helhet inte tidigare har tillämpats, har ett arbete gjorts under detta projekt för att verifiera dessa normvärden. Sweco anlätades för att validera de tidigare framtagna priserna och genomföra ett pilotprojekt om kostnader för anläggningar över 24 kV, vilket beskrivs närmare i bilaga 3.

I det nya uppdraget ingick att ta fram ett material som på ett trovärdigt och utförligt sätt kunde förklara hur priserna i Swecos rapport från regionnätprojektet våren 2009 togs fram. Syftet var att skapa legitimitet för de framtagna värdena och vid behov korrigera dem.

⁵⁷ KLG 2:09 (EBR:s Kostnadskatalog Regionnät 36 - 145 kV)

⁵⁸ Sweco Energuide AB: Standardkostnader Regionnätet, 2009-02-01, Dnr 771-08-105151

⁵⁹ EI PM2009:02

I Swecos rapport Standardkostnader Regionnätet⁶⁰ förklaras att de underlag som legat till grund för prissättningen av standardkomponenterna i det tidigare projektet var av olika karaktär och därför hade sammanställts med hjälp av i huvudsak två metoder. Vad gäller källorna så hade i huvudsak nedan använts:

- Genomförda projekt och upphandlingar av Sweco eller något av nätföretagen visar vanligtvis kostnaderna på en relativt aggregerad nivå. Ifrån dessa har framförallt totalkostnaden använts.
- Internationella jämförelser visar framförallt hur kostnaden för en komponentgrupp förhåller sig till en annan (relativjämförelser). Totalkostnaden kan vara vägledande, likaså fördelningen mellan material och arbete i de fall detta är specificerat separat.
- Offerter från tillverkare och entreprenörer, gav uppgifter om materielpriser.
- EBR gav vägledning till såväl totalkostnaden som enskilda delar.

Två generella metoder för arbetet tillämpades; top-down samt bottom-up, enligt följande:

- 1 I de fall underlaget enbart visade på en totalkostnad har top-down-metod använts. Detta innebär att totalkostnaden delats upp i respektive underkategori baserat på dels andra källor, vilka kan t ex indikera materielkostnaderna eller arbetskostnaderna, dels baserat på erfarenhet från liknande projekt och beräkningsunderlag.
- 2 I de fall man haft tillgång till enstaka delar, men inte totalkostnaden användes bottom-up-metod. För ställverksutrustningen var det i huvudsak samma komponenter som facken på respektive spänningsnivå är uppbyggda av. Det är dock mer komplicerat att skatta arbetskostnaden för varje enskilt fack. För detta har därför flertalet källor använts för att bygga upp ställverksutrustningens totalkostnad, prisutveckling osv.

För att särskilt diskutera struktur och priser för anläggningar över 24 kV med berörda företag, och för att presentera utkastet till pilotundersökning hölls ett möte hos EI den 4 november 2009 tillsammans med Sweco. Samtliga regionnätsföretag och ett tiotal lokalnätsföretag med anläggningar över 24 kV bjöds in till diskussion. Nio företag deltog vid mötet⁶¹.

6.3.4 EIs bedömning av EBR som utgångspunkt för normvärden för anläggningar med spänning upp till och med 24 kV

EIs ställningstagande: Konceptet med att använda EBR som utgångspunkt för reglermässiga normvärden har brister men är det bästa tillgängliga underlaget i dagsläget. De främsta nackdelarna är legitimiteten, bristen på metod för urvalet, brist på kriterier för storlek på underlag för att ta fram en kostnadskod, samt den knapphändiga kvalitetssäkringen av materialet. Att låta normvärdena ta sin utgångspunkt i EBR:s kostnadskatalog gör att det blir särskilt viktigt att EI verifierar normvärdena.

⁶⁰ Sweco Energiguide AB: Standardkostnader Regionnätet, 2009-02-01, Dnr 771-08-105151

⁶¹ Se Minnesanteckningar 2009-11-04

I stycke 6.3.1 beskriver EI alternativa utgångspunkter för att bestämma normvärdesnivåerna. EI anser att konceptet med att använda EBR som utgångspunkt har brister. Det ideala vore att EI skapar en helt ny kostnads katalog där normvärdena tas fram utifrån ett brett underlag med projekt från en representativ andel av företag, både mindre och större, som tillverkar själva respektive köper på entreprenad, i olika delar av Sverige. EI har dock bedömt att det alternativet inte är genomförbart till den första tillsynsperioden.

En fördel med att använda EBR:s kostnader som utgångspunkt är att det är en kostnads katalog som redan finns idag, och vars användning är utbredd i branschen och vars uppbyggnad företagen därför känner igen.

En nackdel med att använda EBR:s kostnader är legitimitetsfrågan, det är branschens verktyg, tillverkat av branschen baserad på data från branschen, anpassat för kalkylering och budgetering snarare än till reglering. Det ingår kostnader i EBR-värdena som enligt regleringen inte ska räknas in i kapitalbasen och därmed finns risk att vissa kostnader dubbelräknas. EI har räknat om 2003 års EBR-katalog till 2010 års priser⁶². Nuanskaffningskostnaden för ett jämförbart elnät blir 45 % högre med värden från EBR10 än från EBR03 uppräknat med index. (Mer utförliga beräkningar redovisas under rubriken Beräkningar i kapitel 6.4). En tänkbar delförklaring till den stora prisskillnaden mellan EBR03 uppräknat till 2010 års priser och värdena i EBR10 kan vara att ända sedan den nya förhandsregleringen började diskuteras, ungefär år 2003, så har EBR funnits med i diskussionen som befintlig kostnads katalog för elnät och som sådan möjlig att i någon form använda som verktyg i regleringen. Av den anledningen användes EBR02 som utgångspunkt i den tidigare regleringen. Emot att företag skulle ha incitament att rapportera in höga värden talar att EBR används av företag och entreprenörer vid upphandlingar och att det därmed inte finns incitament för företagen att driva upp priserna. Det kan dock ändå finnas incitament för företag att vilja ha högre värden i EBR då katalogen under en längre period av år diskuterats i samband med reglermässiga kapitalkostnader.

En annan nackdel är att det finns risk att urvalet som ligger till grund för kostnadsstudierna är skevt, eftersom det inte finns någon systematik i urvalsprocessen. Inga krav finns heller på att underlaget exempelvis ska ha spridning mellan små och stora företag, eller över olika geografiska områden. Det finns heller ingen metodik för hur urvalet för vilka projekt som ligger till grund för en kostnads kod sker. Hur urvalet har gjorts för varje kod är inte heller något som dokumenteras⁶³.

EBR ställer heller inga särskilda krav på hur stort underlag som krävs för att ta fram en kostnads kod. Ett konkret exempel på det sistnämnda är att det i EBR 2010 finns framtaget en kod för nedbyggda nätstationer under 24 kV i citymiljö. Enligt vad EI erfar ligger endast 4 stationer till grund för detta värde⁶⁴. Det kan vara ett tillräckligt underlag för de syften EBR har, men är knappast tillräckligt för att kunna sägas vara en norm i regleringen. Detta tillvägagångssätt gör också att sådana år när inköpsvolymen hos företagen varit stor får genomslag i en

⁶² Som index har det i förordningen angivna Faktorprisindex för flerbostadshus använts

⁶³ Se mötesanteckningar, möte med Svensk Energi, 2010-04-23

⁶⁴ E-post från Svensk Energi 2010-01-28

anläggnings prisutveckling i EBR. Inköpsvolymen kan därmed påverka priset och göra kostnadsutvecklingen volatil.

En annan faktor att beakta är risken för fel i ett enskilt års katalog. Kostnads katalogen ställs samman med manuell inmatning och den mänskliga faktorn kan orsaka fel enskilda år. Det finns ingen extern part som kvalitetssäkrar kostnaderna i EBR. Efter vad EI erfar så är den granskning som görs att man tittar på nya framtagna värden och jämför dem mot föregående år. Om man hittar en förändring som man inte tycker sig kunna förklara så granskar man den förändringen närmare. Kvalitetssäkringen av data riskerar bli godtycklig då ingen systematik eller statistiskt underbyggd metod finns.

Konkurrensverket (KKV) har i flera omgångar⁶⁵ uttryckt kritik mot att använda värden från EBR i regleringen. I sitt yttrande till Energinätsutredningens första delbetänkande anger verket att det inte leder till någon verklig full reglering att använda de kostnader som monopolföretagen själva anger. KKV menar också att de stora företagen i så fall skulle få särskilda fördelar eftersom de kan pressa sina kostnader genom att de har stor köpkraft i förhållande till andra nätföretag.

6.4 Bestämning av reglermässiga normvärden

6.4.1 Anläggningar med spänning upp till och med 24 kV

EI:s ställningstagande: De reglermässiga normvärdena för anläggningar upp till och med 24 kV baseras på ett genomsnitt av EBR-värden från 2006 till 2009, i 2010 års prisnivå.

I avsnitt 6.1 beskrivs EI:s bedömning att ett normvärde bör vara uppbyggt på ett transparent, väl underbyggt underlag utifrån ett tillräckligt stort och representativt urval. Något sådant färdigt underlag som är direkt tillämpbart finns inte tillgängligt i dagsläget, varken hos EI eller annan aktör.

Sweco föreslår i sin rapport⁶⁶ att EI bör överväga att basera normvärdeslistan på en äldre version av EBR-katalogen eller att korrigera beräkningsmetoden för att kompensera för de förändringar i definitioner av typanläggningar som görs över tiden.

EI anser, som tidigare nämnts, att EBR-katalogen är den bästa tillgängliga utgångspunkten vid bestämning av de reglermässiga normvärdena i första tillsynsperioden. Men med de brister som identifierats anser EI att det i princip är omöjligt att generellt utgå från endast ett enskilt års EBR-värden.

EI ser problem med att använda ett enskilt års katalog som utgångspunkt för de reglermässiga normvärdena. Normvärdena ska vara bestående under en hel tillsynsperiod (med viss indexuppräknings) dvs. 4 år. En svårighet med att då utgå från ett enskilt års katalog är att kostnaden för vissa anläggningar kan ha en stor variation över åren. Ett sådant exempel är transformatorer där kostnaden kan

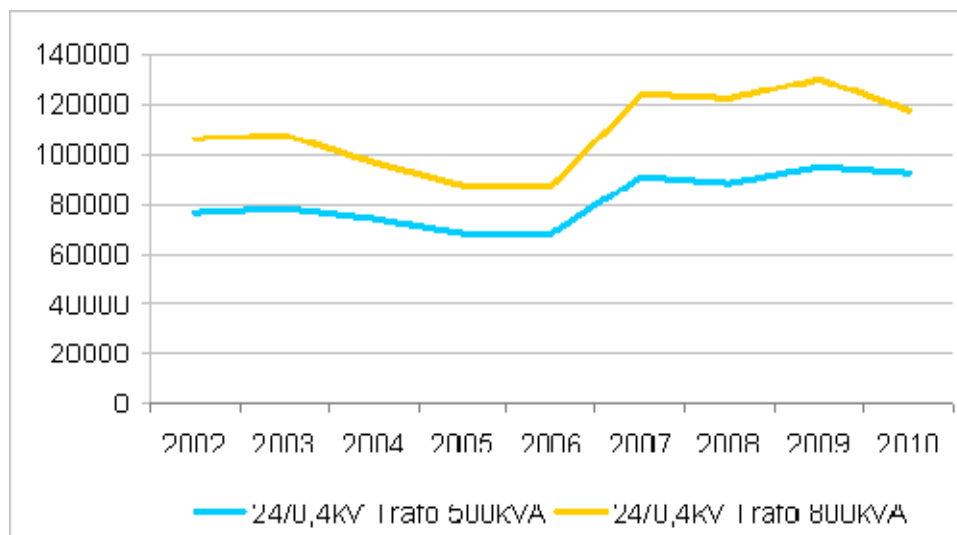
⁶⁵ Exempel: Konkurrensverket: Yttrande. Energinätsutredningens första delbetänkande (dir. 2006:39 och 2007:27) den 1 december 2007 – Förhandsprövning av nätteriff m.m. (SOU 2007:99). 2008-03-28. Konkurrensverket: Yttrande. Remisspunkter angående Nätnyttomodellen, remissrapport 2, 2004-04-25.

⁶⁶ Reglering av elnätsföretagens intäkter – Normprislista i pilotförsök, 2010-01-20, dnr 17-09-101969

variera stort mellan olika år eftersom den består till 100 % av material och där kopparriserna, som är mycket konjunkturberoende, har stor inverkan. Ett enskilt basår kan då få stort genomslag på det ingående normvärdet i en tillsynsperiod, som inte kan neutraliseras med en indexomräkning mellan åren i tillsynsperioden.

Av den information som EI tagit del av finns det heller inte en systematik i hur EBR-katalogen uppdateras från ett år till ett annat. En förändring kan vara föranledd av ett eller flera medlemsföretags önskemål om revidering i vissa avseenden. Om t.ex. 2010 års katalog skulle användas som utgångspunkt kan det inte heller uteslutas att denna årgång, åtminstone indirekt, kan ha påverkats av att katalogen har bearbetats parallellt med att normvärden varit under utarbetande av EI. Detsamma kan gälla enskilda årgångar i övrigt, där initiativet till förändringar från ett år till ett annat kan vara föranlett av mer tillfälliga händelser.

Figur 3 Diagram kostnadsutveckling transformator EBR KLG 1



Enligt 9 § förordningen ska ett normvärde beräknas med utgångspunkt i den investeringsutgift en nätconcessionshavare skulle ha för att förvärva eller tillverka en anläggningstillgång under tillsynsperioden på ett kostnadseffektivt sätt. Att låta ett normvärde utgå från ett enskilt års EBR-kostnad riskerar bli missvisande eftersom värdet ett enskilt år kan vara betydligt högre eller lägre än kringliggande år utan att det går att tydligt förklara, och ett normvärde ska användas för hela perioden. Ett normvärde för de så kopparrisberoende transformatorerna baserat på ett enda års kopparrispris kan bli svårt att använda som norm under en längre period. De reglermässiga normvärdena bör inte spegla tillfälliga konjunkturförändringar. Om så vore fallet skulle exempelvis större rörligheter i kopparrispriset riskera bidra till ryckiga elnätstariffer vilket inte är önskvärt.

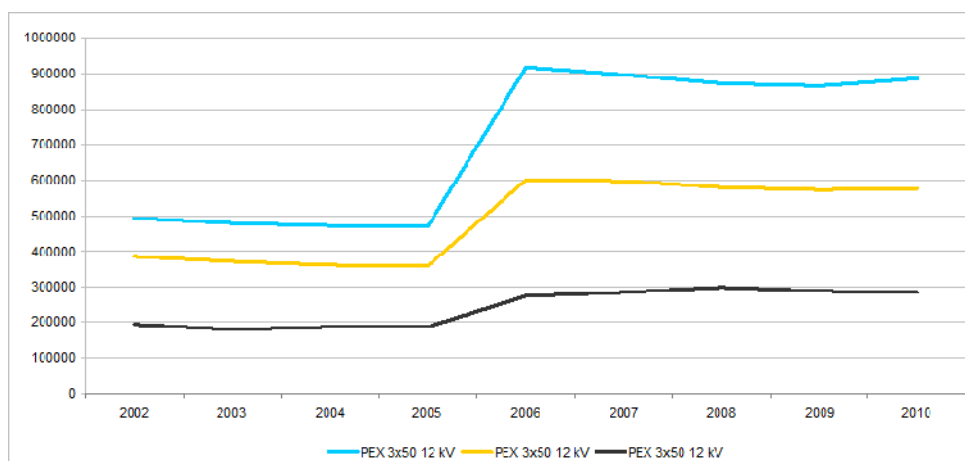
Från branschen har det framförts invändningar om att ett normvärde ska motsvara vad det kostar att tillverka eller förvärva en anläggning idag samt att detta i sig talar för att utgå från senaste årets EBR-katalog. EI anser dock att detta är ett förenklat synsätt. Det riskerar vara en alltför grov förenkling att säga att ett enskilt år i sig skulle spegla den tillsynsperiodens prisutveckling på ett bättre sätt än ett genomsnitt. Det är vidare inte klarlagt huruvida de projekt som ligger till grund

för EBR:s kostnadskoder har förvärvats eller tillverkats på ett kostnadseffektivt sätt.

Mot denna bakgrund anser EI vid en sammanvägd bedömning att den reglermässiga normvärdeslistan inte ska baseras på ett enskilt års EBR-katalog. För att minimera påverkan från tillfälliga konjunktursvängningar, samt minska riskerna för skevt urval eller felaktigheter från ett enskilt år, utgör underlag från en längre tidsperiod en mer stabil grund för reglermässiga normvärden.

Frågan är då vilka år som bör läggas till grund för den reglermässiga normvärdeslistan. Det har framförts synpunkter från branschen på att EBR i början av 2000-talet inte var så väl genomarbetad och att ett större arbete genomförts under 2000-talet för att göra EBR mer rättvisande. Exempelvis skedde ett större "hopp" även i reala termer⁶⁷ i kostnadskoderna för jordkablar mellan 2005 och 2006. Jordkablar utgör den stora kostnadsmassan för lokalnät. Enligt EI:s beräkningar på Sverigenätet, som redovisas längre ner, utgör jordkablar ungefär 50 % av nuanskaffningsvärdet i det svenska lokalnätet. Som jämförelse kan nämnas att transformatorer endast står för ca 6 % av nuanskaffningsvärdet i Sverigenätet.

Figur 4 Diagram prisutveckling kabel EBR



Efter stormen Gudrun år 2005 grävdes en större andel av nätet ner än tidigare. En tänkbar förklaring till "hoppet" kan därför vara att det efter stormen Gudrun rådde brist på marknaden på exempelvis schaktmaskiner, vilket kan ha drivit upp priserna. Emot det talar att effekten inte borde ligga kvar i så många år eftersom stormen var en exceptionell händelse. Efter så här pass många år bör det finnas ett tillräckligt antal schaktmaskiner på marknaden för att möta den förmodade ökade efterfrågan. Enligt uppgift från Svensk Energi till EI ligger ett större arbete med uppdatering av mängder av underliggande P2-koder bakom "hoppet" mellan 2005-06⁶⁸. Såvitt EI kan bedöma har en genomarbetning av koderna genomförts. Mot bakgrund av hur EBR är uppbyggd har dock EI haft svårt att bedöma om den stora kostnadsökningen som uppdateringen medfört är rimlig. För att neutralisera

⁶⁷ Serien är rensad för prisutvecklingen mätt som Faktorprisindex för flerbostadshus, enligt 12 § förordningen

⁶⁸ Se minnesanteckningar från möte med Svensk Energi 2010-04-23

det stora "hoppet" mellan 2005-06 kan det därför finnas anledning att se till att år 2005 också ingår i de år som ligger till grund för ett genomsnitt.

När det gäller EI:s beräkning av skäliga löpande kostnader så har EI bestämt att beräkningen av dessa baseras på åren 2006-2009, bland annat eftersom fyra år motsvarar en tillsynsperiod och 2009 är det senast tillgängliga revisorsgranskade året då företagen ska lämna in sitt förslag till intäktsram i mars 2011.

Vid en sammanvägd bedömning anser EI det rimligt att använda samma fyraårsperiod som utgångspunkt för beräkning av de reglermässiga normvärdena för värdering av kapitalbasen. Det ideala vore en längre tidsperiod, för att minimera riskerna av konjunkturpåverkan och fel under enstaka år, men då det finns risk att värdena före 2005 inte är tillräckligt väl underbyggda bör senare värden användas. För att få en stabil och enhetlig regleringsmodell bedömer EI att det är rimligt att utgå från samma basår vid beräkning av både löpande kostnader och kapitalkostnader.

Beräkningar

Svensk Energi har informerat om att det bedrivs ett arbete inom EBR kring hur ett index kan tas fram för EBR:s kostnadsutveckling. I det arbetet har EBR tagit fram ett Sverigenät där endast lokalnät ingår. De tekniska uppgifterna om nätet baseras på nätföretagens inrapportering till EI i Särskilda rapporten (Årsrapporten 2007) och de tekniska uppgifterna finns tillgängliga på www.ei.se. Sverigenätet kan användas som en sorts varukorg för att jämföra priser mellan olika år.

EI har använt Sverigenätet för ge en jämförbar bild av nuanskaffningsvärdet med EBR-kataloger (P1-nivå) från några olika år, omräknat till 2010 års priser. EI har även gjort motsvarande beräkning med kostnader bestående av ett genomsnitt av värdena från 2002-2010, samt med genomsnitt av värdena 2006-2009 och 2007-2010. I alla beräkningar har Faktorprisindex för flerbostadshus använts vid prisomräkning till 2010 års priser. För mer detaljer kring beräkningarna, se bilaga 2.

Trots att samtliga beräkningar har gjorts i 2010 års priser blir nuanskaffningsvärdet på samma nät väldigt olika beroende på vilken katalog som används.

Tabell 5 Beräkningar med Sverigenätet

Samtliga beräkningar i 2010 års priser	Summa NUAK för Sverigenätet, miljoner kr
EBR 2003	134 341
EBR 2009	179 300
EBR 2010	188 981
Genomsnitt av EBR 2002-10	160 262
Genomsnitt av EBR 2006-09	177 886
Genomsnitt av EBR 2007-10	181 259

Nuanskaffningsvärdet för typnätet med värden direkt från EBR10 blir ca 18 procent högre än med genomsnittliga värden från 2002-2010.

6.4.2 Normvärden för anläggningar med spänning över 24 kV

EI:s ställningstagande: De reglermässiga normvärdena för anläggningar över 24 kV föreslås baseras på värden från Regionnätsrapporten⁶⁹ inklusive uppdateringar från detta projekt, uppräknat med index till 2010 års priser. EI kommer dock att avvakta behandlingen av remissynpunkter innan de definitiva reglermässiga normvärdena för de anläggningar som framgår av bilaga 6b fastställs. En sådan utredning kan också innebära att de normvärden som föreslagits i listan helt eller delvis utgår.

Anläggningar över 24 kV finns inte fullt ut representerade i EBR:s kostnadskatalog för regionnät⁷⁰. Det finns inte heller någon annan liknande katalog för anläggningar över 24 kV. För att ta fram de anläggningsdelar över 24 kV som kan åsättas ett normvärde gjordes under 2008 och 2009 ett internt projekt hos EI, kallat Ekonomisk reglering av regionnät⁷¹, vilket har beskrivits tidigare. De värden som togs fram i det projektet, tillsammans med de uppdateringar som görs inom ramen för detta projekt, utgör grunden för normvärdena för anläggningar över 24 kV.

Normvärdena har remitterats

Under pilotprojektet för anläggningar över 24 kV framfördes synpunkter från företag som deltog om att tiden var knapp för att hinna lämna synpunkter på nivåerna på normvärdena inom pilotprojektets tid, eftersom materialet är så pass omfattande och utgår från ett brett underlag. EI beslöt då att utsträcka tiden för synpunkter på nivån till den 30 april 2010. Normvärdeslistan har skickats ut på remiss⁷². (remissen är i 2008 års pris) och EI kommer att avvakta behandlingen av svaren innan den definitiva reglermässiga normvärdeslistan för anläggningar över 24 kV presenteras.

6.5 Justeringar av medelvärdena

EI:s ställningstagande: Kostnader för mark ingår inte i kapitalbasen. De reglermässiga normvärdena för jordkabel landsbygd upp till och med 24 kV, luftledning 12 kV och luftledning 24 kV har därför rensats från kostnader för mark.

6.5.1 Markkostnader

Mark ska ingå i löpande kostnader i regleringen, och alltså inte i kapitalbasen. I de EBR-värden som ligger till grund för de reglermässiga normvärdena ingår dock schablonmässig markersättning och/eller inträngsersättning i P1-koderna för luftledning 12 kV och luftledning 24 kV. I EBR-kostnaderna för jordkabel landsbygd ingick fram till 2009 en liten mängd markkostnader, ca 1 %⁷³. Även detta har tagits bort i de reglermässiga normvärdena.

Markkostnader har rensats ur de reglermässiga normvärdena för följande anläggningar enligt tabellen⁷⁴ nedan:

⁶⁹ EI PM2009:02

⁷⁰ KLG 2:09 (EBR:s Kostnadskatalog Regionnät 36 – 145 kV)

⁷¹ EI PM2009:02

⁷² Dnr 700-10-100362

⁷³ Enligt uppgift i e-post från Svensk Energi 2010-05-11

⁷⁴ Enligt uppgift i e-post från Svensk Energi 2010-05-11

Tabell 6 Justering av markkostnader

Kostnadskod	Borttaget
Luftledning klass A 24 kV	-12 %
Luftledning klass B 24 kV	-9 %
Luftledning belagd lina klass A 24 kV	-8 %
Luftledning belagd lina klass B 24 kV	-5,5 %
Luftledning hsp-hängkabel 24 kV	-5 %
Luftledning hsp-hängkabel 12 kV	-5,5 %
Jordkabel landsbygd	-1 %

6.5.2 Justeringar för att anpassa normvärdena till att företagen ser olika ut

EI:s ställningstagande: EI tolkar förordningen som att en och samma uppsättning normvärden ska användas oberoende av om företaget har förvärvat eller själv tillverkat anläggningen.

För att få en samstämmighet dels mellan de reglermässiga normvärdena och de faktiska investeringsutgifterna som företag har oavsett om de förvärvat eller tillverkar sina anläggningar, dels mellan värderingsmetoderna, så behöver de normvärden som har tagits fram justeras.

De reglermässiga normvärdena motsvarar därför den investeringsutgift som ett elnätsföretag som själv tillverkar sina anläggningstillgångar skulle ha haft. Denna investeringsutgift bör även motsvara vad en värdering enligt anskaffningsvärdemetoden skulle ge.

Samtliga de reglermässiga normvärdena har rensats från löpande kostnader enligt följande (i jämförelse med genomsnittsvärden från EBR P1 2006-09):

- 1 Arbetsomkostnadspålägget har reducerats från 152 till 102 %
- 2 Materialomkostnadspålägget har reducerats från 8 till 6 %

EI har anlitat konsultföretaget Ernst & Young (E & Y) för att göra en utredning om vilka kostnader som ingår i ett anskaffningsvärde för en tillgång enligt god redovisningssed, jämfört med vilka kostnader som ingår för motsvarande tillgångar i EBR P1⁷⁵. Syftet var att utreda om det ingår kostnader i ett EBR-värde som är utöver vad som enligt befintligt regelverk får räknas in i ett anskaffningsvärde och därigenom utreda om ett nuanskaffningsvärde beräknat genom normvärden baserade på EBR:s kostnadskatalog skulle ge systematiskt högre värden jämfört med en nuanskaffningsberäkning på samma nät beräknat genom anskaffningsvärdemetoden. I det fall företaget inte tillverkar tillgången själv utan köper på entreprenad är anskaffningsvärdet det som framgår av fakturan, vilket kan vara likställt med ett EBR-värde, men kan också utgöras av ett lägre eller högre värde.

Kostnaderna i EBR KLG 1 P1 består av grundkostnader för arbete, material, maskin och övrigt, samt pålägg för arbete och material, såsom beskrivits i kapitel 2.5.2. E & Y har utrett varje kategori för sig.

En viktig skillnad mellan en EBR-kostnad och ett anskaffningsvärde enligt god redovisningssed är att det enligt god redovisningssed krävs att företaget kan påvisa att verkliga kostnader föreligger för att en kostnad ska vara tillåten att aktivera som tillgång. Syftet med EBR P1 är ju budgetering och planering, varför kostnaderna i katalogen är schablonmässiga.

Sammantaget bedömer E & Y att ett nuanskaffningsvärde baserat på EBR:s kostnadskatalog skulle bli högre än om redovisningsmässiga anskaffningsvärden användes om nätföretaget tillverkar tillgången i egen regi. De kostnader som ingår

⁷⁵ Ernst & Young Anskaffningsvärden tilläggsuppdrag, slutrapport 2010-04-09, dnr 17-10-100355

i EBR men som normalt inte ingår i ett anskaffningsvärde enligt god redovisningssed är följande:

- Projektanknutna arbetsomkostnadspålägg (lokaler, utbildning, personaladministration, kontorsomkostnader).
- Vissa komponenter i materialomkostnadspålägget (inköp, lokaler samt räntor på inneliggande lager).

I regleringen räknas sådana kostnader – givet att de är hänförliga till nätverksamheten - som löpande kostnader. En exkludering av utbildning, personaladministration och övriga kontorsomkostnader från arbetsomkostnadspålägget skulle innebära att pålägget minskar från 152 % till 102 %. Exkludering av lokalkostnader från pålägget skulle minska det totala pålägget ytterligare, men det är svårt att avgöra med hur mycket eftersom det inte är angivet hur stor del av det resterande arbetsomkostnadspålägget detta utgör. En exkludering av kostnader för inköp, lokaler och räntor för inneliggande lager skulle minska materialomkostnadspålägget. Det framgår inte av EBR:s handbok hur stor del av pålägget på 8 % som dessa delar utgör.

Tabell 7 Kostnader i EBR

Typ av kostnad	Ingår i EBR	Ingår i anskaffningsvärde enl. god redovisningssed ⁷⁶
Arbete: grund	Ja	Ja
Arbete: pålägg	Ja	Minst 50 procentenheter av pålägget på 152 % ingår ej
Materiel: grund	Ja	Ja
Materiel: pålägg	Ja	Ej i helhet (del av 8 % bör ej ingå)
Maskin: grund	Ja	Principiellt ja, men oklart hur EBR-kostnaderna har beräknats
Övrigt: grund	Ja	Principiellt ja, men oklart hur EBR-kostnaderna har beräknats

Bilderna nedan visar exempel på hur stor del av den totala kostnaden i EBR-koden för jordkabel som utgör arbetsomkostnadspålägg (data från EBR KLG1:09).

⁷⁶ Enligt Ernst & Young Anskaffningsvärden tilläggsuppdrag, slutrapport 2010-04-09, dnr 17-10-100355

Figur 5 Exempel omkostnadspålägg



I 9 § förordningen anges att ett normvärde ska beräknas med utgångspunkt i den investeringsutgift en nätkoncessionshavare skulle ha för att förvärva eller tillverka en anläggningstillgång under tillsynsperioden på ett kostnadseffektivt sätt med tillbörlig hänsyn till sådana förutsättningar som nätkoncessionshavaren inte själv kan påverka.

Det framgår av E & Y:s utredning att den investeringsutgift en nätkoncessionshavare har för en anläggningstillgång kan skilja sig åt beroende på om ett företag förvärvar eller tillverkar en anläggningstillgång. Vid förvärv motsvarar investeringsutgiften normalt den summa som anges på fakturan, vilket kan vara en högre investeringsutgift än ett tillverkande företag skulle ha haft för samma tillgång, då det i ett förvärv kan ingå kostnader som enligt god redovisningssed normalt inte får inräknas i ett anskaffningsvärde. Detta är fallet om ett företag har förvärvat en anläggningstillgång där priset på fakturan har satts utifrån EBR där det ingår vissa kostnader som normalt inte får aktiveras i ett anskaffningsvärde. I det fall ett företag tillverkar sin anläggningstillgång själv och företaget har haft den typen av utgifter som avses här så redovisas de reglermässigt under löpande kostnader.

Det kan inte vara lagstiftarens avsikt att EI ska skapa två olika normvärdeslistor, en för företag som förvärvar och en för företag som tillverkar sina anläggningstillgångar. Det kan heller inte vara lagstiftarens avsikt att företag som förvärvar sina anläggningstillgångar ska missgynnas, eller att företag som tillverkar sina tillgångar ska överkompenseras. EI tolkar därför förordningen som att en och samma uppsättning reglermässiga normvärden ska användas oberoende av om företaget har förvärvat eller själv tillverkat anläggningen. Det finns då två möjliga vägar för EI när de reglermässiga normvärdena konstrueras; antingen utgår normvärdena från den investeringsutgift som ett företag som förvärvar sina tillgångar skulle ha, eller så utgår värdena från den investeringsutgift som företag som själva tillverkar sina tillgångar skulle ha.

Om EI skulle konstruera de reglermässiga normvärdena utifrån elnätsföretag som förvärvar sina anläggningstillgångar skulle de elnätsföretag som tillverkar sina

anläggningstillgångar systematiskt överkompenseras i regleringen. Detta eftersom EBR-värden innehåller kostnader som normalt inte får tas upp i ett anskaffningsvärde enligt god redovisningssed, och som det tillverkande företaget därmed redovisar som löpande kostnader. Det skulle krävas en aktiv åtgärd från dessa företag för att undvika att bli överkompenserade av regleringen. Regleringen skulle därmed skapa incitament för företag att tillverka sina tillgångar hellre än att förvärva, och regleringen har inte till avsikt att styra detta. Detta alternativ är därför ingen bra lösning. Således ska normvärdena vara konstruerade utifrån företag som själva tillverkar sina tillgångar.

Eftersom de flesta elnätsföretag, inklusive de största, i huvudsak förvärvar samtliga sina anläggningstillgångar, medan det är vanligare bland mindre företag att tillverka själv (helt eller till del), så blir en konsekvens av detta ställningstagande att de reglermässiga normvärdena konstrueras för att passa mindre (tillverkande) elnätsföretag. Detta har kritiserats av branschen bl.a. vid referensgruppsmöte med invändningen att det vore bättre att sätta normen efter hur företagen huvudsakligen anskaffar sina anläggningar. EI bedömer ändå att detta är det bästa alternativet eftersom de tillverkande företagen annars konsekvent skulle överkompenseras och deras kunder därmed konsekvent skulle riskera att överdebiteras vilket inte är rimligt i en monopolverksamhet. Det är heller inte så att de pålägg som EBR innehåller ingår vid varje förvärv som görs, kostnaden är en schablon och det förekommer att företag förhandlar sig till lägre pris än EBR.

I stycke 6.5.3. utvecklar EI vilka åtgärder som behöver vidtas för att undvika att konsekvent underkompensera företag som förvärvar sina tillgångar då de reglermässiga normvärdena fastställs på detta sätt.

De reglermässiga normvärdena har justerats

För att få fram normvärden som motsvarar den investeringsutgift som ett elnätsföretag skulle ha haft som själv tillverkar sina anläggningstillgångar har EI gjort följande förändringar jämfört med genomsnittliga värden av EBR P1 2006-09:

- 1 Arbetsomkostnadspålägget i EBR uppgår till 152 %. Detta har i de reglermässiga normvärdena reducerats till 102 %
- 2 Materialomkostnadspålägget i EBR uppgår till 8 %. Detta har i de reglermässiga normvärdena reducerats till 6 %

EBR:s handbok visar att projektanknutna arbetsomkostnadspålägg såsom utbildning, personaladministration och kontorsomkostnader utgör 50 procentenheter av det totala pålägget på 152 %. Kostnader för lokaler utgör ytterligare en del av en påläggsdel omfattande 24 procentenheter inkluderade i det totala arbetsomkostnadspålägget.⁷⁷ Det framgår dock inte hur stor del av det som avser lokaler och EI har inte tillräckligt med information för att göra en rimlig uppskattning varför ingen reduktion har gjorts till följd av detta.

⁷⁷ Sid. 8, EBR-ekonomi. Handbok till kostnadskatalogerna. Best nr KLG 0:06. Oktober 2006

För materialomkostnadspålägget visar E & Y:s analys att de delar av pålägget som avser kostnader för inköp, lokaler och räntor för inneliggande lager bör tas bort. Det framgår inte av EBR:s handbok hur stor del detta utgör. Enligt försiktighetsprincipen antar EI att det är i storleksordningen 20-30 % som kan tas bort, dvs. ca 2 procentenheter.

Nuanskaffningsvärdet för det tidigare beskrivna Sverigenätet (se rubriken Beräkningar under 6.4.1) jämförs för EI:s normvärdeslista (EBR06-09) med respektive utan ovan beskrivna pålägg inkluderade. Observera att detta är nya beräkningar, vilka inte helt kan jämföras med dem ovan (här är normvärdeslistan justerad även med att klenare areor av jordkabel som är dyrare är borttagna).

Tabell 8 Beräkningar Sverigenätet med justerade pålägg

Samtliga beräkningar i 2010 års priser	Summa NUAK för Sverigenätet, miljoner kr
Genomsnitt av EBR 2006-09, justerade pålägg	163 478
Genomsnitt av EBR 2006-09, ej justerade pålägg	177 655

För typnätet med genomsnittliga värden från 2006-09 blir nuanskaffningsvärdet 178 miljarder kronor. När de aktuella påläggen tagits bort blir nuanskaffningsvärdet för samma typnät 163 miljarder kr, dvs. en skillnad på 8,7 procent. EI har gjort en uppskattning av ledningar i kategorin landsbygd svår, vilket inte finns med i Sverigenätet. Uppdelningen har gjorts genom en uppskattning (av expertgruppen) att 8 % av ledningarna är förlagda i svår landsbygdsmark och 92 % i normal. Denna fördelning har gjorts för samtliga beräkningar med Sverigenätet. I bilaga 2 redovisas ytterligare beräkningar.

6.5.3 Schablon för förvärvande företag för att redovisa löpande kostnader för investeringar

De reglermässiga normvärdena har utarbetats utifrån företag som själva tillverkar sina tillgångar. Det finns då en risk att regleringen systematiskt skulle underkompensera företag som förvärvar tillgångar och samtidigt i fakturapriset regelmässigt betalar ett pris där sådana löpande kostnader som ovan tagits bort ur normvärdena konsekvent ingår. Så kan vara fallet om företagen inte har redovisat sådana kostnader som löpande kostnader under perioden 2006-09, som är den period som de löpande kostnaderna i den första tillsynsperioden beräknas utifrån. Sådana kostnader har – om de ingår i förvärvet – istället redovisats tillsammans med investeringar.

Företaget bör be leverantören att specificera på fakturan vilken del av kostnaden som avser sådana kostnader som i regleringen betraktas som löpande, så att företaget kan redovisa dessa kostnader till grund för löpande kostnader givet att de avser den tidsperiod som ligger till grund för de löpande kostnaderna. Detta är inte standard idag enligt vad EI har erfarenhet i kontakten med elnätsföretagen. Det bör dock vara möjligt på ett par års sikt eller kortare, dvs. till nästa tillsynsperiod, att begära mer specificerade fakturor som standard. Detta då det trots allt handlar om kostnader som ligger till grund för monopoltariffer som kunderna måste betala. Givetvis bör därför en transparens eftersträvas i de kostnader företagen rapporterar till grund för sin intäktsram.

Eftersom en sådan specifikation inte är standard idag, så anser EI att detta inte är en framkomlig väg till första tillsynsperioden. Istället avser EI vid beräkning av en löpande kostnad att tillåta ett schablon tillägg som företag som förvärvar tillgångar får använda för att redovisa en löpande kostnad. Vissa förutsättningar behöver i så fall vara uppfyllda.

Beräkningsförutsättning 1:

Nätföretaget kan göra det troligt att de borttagna påläggens motsvarar sådana kostnader som företaget regelmässigt har betalat vid förvärv av tillgångar.

Beräkningsförutsättning 2:

Verkliga löpande kostnader beräknas med utgångspunkt från åren 2006-09 dvs. fyra år. Vid ett antagande att den reglermässiga avskrivningstiden är 40 år för de flesta anläggningar så ska ett elnätsföretag under 4 år i genomsnitt ha reinvesterat 4/40 av sitt nät. Givet detta är ett rimligt antagande att 4/40 av nätet reinvesteras varje tillsynsperiod.

Beräkningsförutsättning 3:

Kostnaderna ska återföras till intäktsramens löpande kostnader, baserat på en uträkning från företagets reglermässiga nuanskaffningskostnad för den delen av kapitalbasen som värderats med normvärde. En jämförelse från beräkningarna med det så kallade Sverigenätet visar att de pålägg som tagits bort för att justera de reglermässiga normvärdena för löpande kostnader utgör ca 8,7 % av den totala nuanskaffningskostnaden för Sverigenätet. Nuanskaffningskostnaden för den delen av ett förvärvande företag som värderats enligt normvärde multipliceras alltså med 1,087 för att få fram den schablonsumma som ska redovisas som en löpande kostnad. Givetvis kan procentsatsen variera beroende på vilka anläggningar ett företag har. EI kommer att göra mera detaljerade beräkningar och anvisningar kring detta i handboken.

Beräkningsförutsättning 4:

Företaget får själv uppge hur stor andel i procent av sina anläggningar som de förvärvar. Antagandet ska dokumenteras och på anmodan kunna uppvisas för EI. Ett sådant antagande kan exempelvis styrkas genom det faktiska utfallet av företagets investeringsplan de senaste åren, givet att det där har angivits hur tillgången införskaffats (förvärv eller tillverkning), vilket ska vara möjligt åtminstone för de senaste 10 åren då verifikat enligt lag behöver ha sparats.

Schablonen räknas därefter ut enligt följande:

$$S = \text{Nuak}(N) \times M \times (4/40) \times aF$$

Beteckningar

S = schablon för att räkna fram löpande kostnader som företaget inte kan verifiera för tillgångar som företaget har förvärvat

Nuak(N) = nuanskaffningskostnad för den delen av nätet som värderas enligt normvärdesmetoden

M = multiplikator för att återlägga löpande kostnader

aF = andel av sina anläggningar som företaget förvärvar (till skillnad från tillverkar)

Schablonkostnaden redovisas därefter under löpande kostnader i beräkningen av intäktsram. EI avser utveckla detta närmare i Handboken.

6.6 Tillbörlig hänsyn till objektiva förutsättningar

6.6.1 Allmänt

EI:s ställningstagande: Hänsyn till nätföretagens objektiva förutsättningar för att bedriva nätverksamhet tas vid beräkning med normvärdesmetoden för jordkabel med spänning upp till och med 24 kV. Jordkabel förlagd i svår landsbygdsmiljö åsätts ett normvärde som är 30 % högre än det reglermässiga normvärdet för jordkabel förlagd i normal landsbygdsmiljö.

Hänsyn till nätföretagens objektiva förutsättningar tas dessutom genom att förläggningssmiljö för jordkabel och luftledning över 24 kV beaktas.

Enligt 5 kap 8 § ellagen ska som skäligen kostnader för att bedriva nätverksamheten anses kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en nätverksamhet med likartade objektiva förutsättningar. Vad som avses med objektiva förutsättningar finns beskrivet i proposition 2001/02:56⁷⁸. I korthet är det sådana förutsättningar som företaget självt inte kan påverka. EI har tidigare bedömt⁷⁹ att normvärdena behöver utformas så att specifika kostnadsnormer utarbetas för exempelvis olika typområden.

6.6.2 Jordkabel

En stor del av elnätet med spänning upp till och med 24 kV är nedgrävt varför markförhållanden får stor betydelse för förläggningsskostnaderna. Förläggning av kabel i stenig mark och citykärnor ger upphov till merkostnader i förhållande till om kabeln kan plöjas ner i åkermark. Terrängförhållanden på anläggningens förläggningssplats bör därför i viss mån beaktas. Hänsyn till objektiva förutsättningar förutsätter alltså att en kategorisering av anläggningarna sker.

EI bedömer att fyra kategorier för förläggningssmiljö ger utrymme för att i tillräcklig mån täcka in elnätsföretagens olika objektiva förutsättningar för att förlägga jordkabel. När det gäller jordkabel med spänning upp till och med 24 kV bör därför normvärden beräknade för följande fyra kategorier inrymmas:

- city
- tätort
- landsbygd normal terräng
- landsbygd svår terräng

Det tre första kategorierna avseende förläggningssmiljö överensstämmer med de kategorier som finns angivna i EBR:09 KLG1⁸⁰. EBR:s ekonomiutskott har via Svensk Energis expertgrupp föreslagit för EI att lägga till en ytterligare kategori för jordkabel, nämligen landsbygd svår. Anledningen till det är att förläggning av

⁷⁸ Prop. 2001/02:56 Energimarknader i utveckling – bättre regler och tillsyn, sid. 20

⁷⁹ Förhandsreglering av elnätsavgifter – Principiella val i viktiga frågor (EI R2009:09) sid. 51

⁸⁰ EBR:s kostnadskatalog för lokalnät

kabel i stenig mark vanligen ger upphov till merkostnader i förhållande till om kabeln exempelvis kan plöjas ner i åkermark.

De fyra kategorierna är i linje med vad Svensk Energi föreslår i rapporten Standardkostnader⁸¹. De är också i linje med de kategorier som från och med år 2010 återfinns i EBR:s kostnadskatalog⁸². SE föreslår i sin rapport även en annan hantering för citynära industriområden, vilket EI inte funnit skäl att beakta⁸³.

Vid en sammanvägd bedömning anser EI att kategorin landsbygd svår är rimlig att lägga till eftersom den avser områden där det är svårare än vanligt, men ändå bedöms nödvändigt, att förlägga jordkabel, samtidigt som det finns ett stort underlag till grund för kostnadsstudien. Visserligen finns endast data från ett års EBR-katalog, men anledningen till att EI anser underlaget vara tillräckligt för att ta med i den reglermässiga normvärdeslistan är att kostnaden är uppbyggd på frekvensstudier från 119 avslutade projekt. Projekten har utförts av Vattenfall Eldistribution, E.ON Elnät och Fortum Distribution. Det hade varit önskvärt med projekt från fler företag av olika storlek till grund för studien, men då antalet underliggande projekt är så pass stort så bedömer EI ändå att värdena har tillräckligt god grund.

Normvärde för jordkabel förlagd i svår landsbygdsterräng

EBR-kostnaderna för jordkabel har sedan länge varit uppdelade i jordkabel förlagd i city, tätort respektive landsbygd. Svensk Energis förslag är ett pålägg motsvarande 30-40%. Siffrorna har tagits fram av EBR mot bakgrund av de prisuppgifter som företag har lämnat in till dem. Av försiktighetsskäl anser EI att normvärdet bör ligga på ett tillägg om 30 %.

6.6.3 Anläggningar över 24 kV

EI avvaktar bearbetningen av remissynpunkter innan den slutliga listan presenteras. Tanken så här långt är att det i normvärdeslistan ska tas hänsyn till företags objektiva förutsättningar genom att beakta förläggingsmiljö för luftledning och jordkabel över 24 kV.

Jordkabel över 24 kV

I den lista som är på remiss görs tillägg för jordkabel förlagd i city med 50 % på normvärdet för jordkabel i landsbygd och för tätort med 20 % på normvärdet för jordkabel i landsbygd.

Luftledning över 24 kV

Luftledning blir i tätortsmiljö generellt ofta något dyrare att förlägga än på landsbygd, då konstruktionerna tenderar att blir mer komplicerade och antalet vinkelstolpar och spännstolpar är högre. För luftledning görs i normvärdeslistan ett tillägg på 50 % för tätort. EI bedömer att det är något dyrare att förlägga kabel i tätort och city även för spänningar över 24 kV. EI bedömer att luftledning i city inte är lika vanligt, och att det därmed inte kan vara norm.

⁸¹ Standardkostnader i den kommande intäktsregleringen för nätföretag. Kommentarer till SOU 2007:99 'Förhandsprövning av nättariffer m.m.'. Svensk Energi

⁸² EBR KLG1 2010

⁸³ Se rubriken Särskilt om industriområden

6.6.4 Reduktion för samförläggning och sambyggnad för ledningar över 24 kV

Vid framtagandet av kostnader i EBR KLG1 görs frekvensstudier och i dessa frekvenser ingår samförläggning. Detta gäller inte för de värden som finns för ledningar över 24 kV. EI anser principiellt att reduktion bör göras för parallella luftledningarna i samma ledningsgata byggda samtidigt. Reduktionen uppskattas av Sweco⁸⁴ till som mest 7 % av investeringskostnaden. Dock krävs ett större administrativt arbete att ta fram vilka sträckor det gäller.

För luftledningarna byggda i samma stolpe kan en reduktion vara befogad. Bygger man i samma stolpe så minskar ledningsgatan, vilket bör ge en kostnadsreduktion på uppskattningsvis 40 % baserat på Swecos underlag⁸⁵.

6.6.5 Definition av förläggingsmiljö för jordkabel

I EI:s remitterade föreskrifter och allmänna råd finns en definition av fyra olika förläggingsmiljöer för jordkabel upp till och med 24 kV, nämligen city, tätort, landsbygd normal och landsbygd svår. För jordkabel över 24 kV finns endast normvärden för tre förläggingsmiljöer, nämligen city, tätort och landsbygd. EI har inget underlag för ett normvärde för jordkabel över 24 kV i svår landsbygdsterräng. Å andra sidan väljer man vanligen att förlägga ledning i luften istället för i marken på högre spänningsnivåer. Det är sannolikt inte i linje med kostnadseffektivitetsparametern i 9 § förordningen att förlägga jordkabel i svår landsbygdsmiljö på högre spänningsnivåer, varför normvärdet som avser generell landsbygdsterräng bör gälla.

Nedan följer en närmare beskrivning av förläggingsmiljöerna.

Definition av City

City ska definieras enligt följande: Statistiska Centralbyråns (SCB:s) tätortskarta⁸⁶ drar gränsen mellan landsbygd eller city respektive tätort. Det som är innanför gränsen på SCB:s tätortskartor kategoriseras antingen som city eller tätort. Detta avgörs utifrån Lantmäteriets terrängkarta⁸⁷. Ett område som ligger inom SCB:s tätortsgränser **och** som samtidigt i Lantmäteriets terrängkarta kategoriseras som sluten eller hög bebyggelse klassas som cityområde i regleringen.

Definition av Tätort

Tätort definieras enligt följande: det som är innanför tätortsgränsen på SCB:s tätortskarta **och** som i Lantmäteriets terrängkarta samtidigt *inte* klassas som city i regleringen (se ovan), ska klassificeras som tätort.

Definition av kategorierna Landsbygd normal och Landsbygd svår

Kategorin landsbygd definieras enligt följande: all mark *utanför* tätortsgrensarna i SCB:s tätortskarta utgör landsbygd.

Landsbygd svår utgörs av all mark utanför SCB:s tätortsgränser **och** som i Sveriges Geologiska Undersöknings (SGU) jordartskarta definieras som berg i dagen, tunt jordtäckte på berg, riklig eller måttlig till riklig förekomst av block, måttlig till riklig

⁸⁴ Reglering av elnätsföretagens intäkter – normprislista i pilotförsök, kap 5.2.3

⁸⁵ Standardkostnader regionnätet, 2009-02-03, dnr 771-08-105151

⁸⁶ http://www.h.scb.se/scb/bor/scbboju/bj_hm/bj_where.asp

⁸⁷ http://www.lantmateriet.se/templates/LMV_Entrance.aspx?id=206

förekomst av stora block, riklig förekomst av block, eller mark med motsvarande förhållanden⁸⁸. Övrig mark kategoriseras som normal landsbygdsmark.

6.6.6 Definition av förläggingsmiljö för luftledning med spänning över 24 kV

I EI:s remitterade föreskrifter och allmänna råd finns en definition av två olika förläggingsmiljöer för luftledning med spänning över 24 kV, nämligen tätort/city och övrigt.

Tätort/city

Ett område som ligger innanför gränsen på SCB:s tätortskarta räknas som city/tätort, dvs. samma definition som tätort- och citymiljö för jordkabel.

Övrigt

Med övrigt avses mark som inte kategoriseras som tätort/city enligt ovan.

6.6.7 Kartor för att beskriva förläggingsmiljöer

EI:s ställningstagande: Förläggingsmiljöer i EI:s normvärdeslista definieras i enlighet med material från Statistiska Centralbyrån (SCB), Lantmäteriet och Sveriges geologiska undersökning (SGU). Ett företag kan välja att redovisa sina anläggningar förlagda i den minst kostnadskrävande miljön enligt normvärdeslistan, och då behöver inga kartor användas.

Där det finns normvärden definierade för tillgången i olika förläggingsmiljö behöver förläggingsmiljöerna definieras på ett objektiva och transparent sätt. Det är inte tvingande för företagen att ta hänsyn till i vilken miljö tillgången är förlagd i syfte att få ett högre nuanskaffningsvärde, ett företag kan välja att redovisa sina anläggningar förlagda i den minst kostnadskrävande miljön enligt normvärdeslistan, och då behöver inga kartor användas. Innan ett nätföretag redovisar sina anläggningar till EI till grund för beräkning av kapitalbasen får varje företag först kategorisera de anläggningar där förläggingsmiljö påverkar normvärdet på det sätt som beskrivs nedan. Kategoriseringen ska dokumenteras och kunna uppvisas för EI vid en inspektion hos företaget.

SCB:s tätortskarta

SCB⁸⁹ har en tätortskarta över Sverige där tätortsgränserna ska följa bebyggelsens utbredning i orter. Som tätort räknar SCB sammanhängande bebyggelse med högst 200 meter mellan husen och minst 200 invånare. År 2005 fanns det 1940 tätorter i Sverige.

I tätorterna ingår även markytor av typ idrottsplatser, kyrkogårdar, mindre parker etc. Tätortskartan uppdateras vart femte år med hjälp av byggnadskoordinater, kartor och flygbilder samt särskilt viktiga byggnadsdata från Lantmäteriet eftersom de har hög aktualitet. Senaste version av kartan gäller tätorterna som de såg ut 2005-12-31 och nästa tas fram för 2010-12-31 vilket görs under våren 2011. Då tätortskartan uppdateras med fem års mellanrum kan förändringar ske i

⁸⁸ Träsk och myrmark är inte att betrakta som svår mark, även om det kategoriserades så i pilotprojektet för anläggningar 0,4-24 kV, som beskrivs närmare i bilaga 3. Detta eftersom det vanligen finns ett genomförbart och mer prisvärt alternativ till att gå igenom träsk och/eller myr och då bör det alternativet vara norm. Den bedömningen överensstämmer med synpunkter från Svensk Energis expertgrupp i e-post 2009-11-27.

⁸⁹ Källa www.scb.se och SCB

mellantiden som gör att ett elnätsföretag upplever att kartan inte speglar deras verkliga förutsättningar, exempelvis om ett område har byggts ut men det inte finns med i tätortskartan. Ibland kan en sådan utbyggnad verifieras exempelvis med hjälp av kartor från kommunen, givet att definitionen för tätort är densamma som den som SCB använder.

En digital vektorkarta med tätortsgränser kan köpas från SCB. Hösten 2009 kostade den 15000 kronor för hela landet eller 3500 kronor per län. Kartan finns i skala 1:10 000.

Lantmäteriets terrängkarta

Lantmäteriet⁹⁰ tar fram en terrängkarta i skala 1:50 000. GSD-Terrängkartan ger en fullvärdig markslagsredovisning som även innefattar hyggen, blockig mark, berg i dagen och lövskog. Kartan innehåller även en detaljerad klassning av landskapet och är tänkt som underlag vid t.ex. fysisk planering. Databasen till kartan innehåller bl.a. vägar och detaljerade beskrivningar av olika markslag vilket gör att planeringsarbetet kan ske med miljöhänsyn. Genom markklassningen kan dessutom marktytor, sjöar, skog, åkrar, höghus, industriområden etc. få en realistisk återgivning. Terrängkartan finns både som raster och vektorform. Kartan täcker inte hela Sverige. Delar av inre Norrland är inte karterade i Terrängkartan. Dock är det mycket få tätorter utanför Terrängkartans utsträckning som kan antas utgöras av hög eller sluten bebyggelse.

Hösten 2009 kostade kartan per år 70 000 kr för 5000 - 50000 km² plus en leveransavgift på 8000 kr per leverans. För hela Sverige kostade kartan 228 600 kr per år plus en avgift på 43 800 kr per leverans.

SGU:s jordartskarta

SGU undersöker Sveriges jordarter och tar fram en jordartskarta som beskriver marken. Kartan finns i skala 1:50 000. I kartan har jordtäcket delats in i olika jordarter efter sammansättning och egenskaper. Förenklad är de indelade i berg, morän, isälvssediment, silt och lera, sand och grus samt torv.

Våren 2010 kostade jordartskartan i vektorform 12 kr per km² plus 1200 kr i uttagsavgift. SGU erbjuder också kartan som pdf-version gratis på www.sgu.se under rubriken Kartgeneratorm.

Svensk Energi har lämnat ett uppdrag till SGU om att ta fram en förenklad version av jordartskartan, en s.k. grävbarhetskarta.

Företag som bedriver verksamhet i områden som inte är karterade

EI:s ställningstagande: De företag som bedriver nätverksamhet i områden som ännu inte är karterade på det sätt som de remitterade föreskrifterna anger men som anser att förläggningssmiljön är svårare än normalt får motivera hur företaget bedömt förläggningssmiljön i sin ansökan om intäktsram.

Idag finns ingen komplett heltäckande jordartskarta för hela Sverige. Den karta som SGU har tagit fram saknar täckning i delar av Jämtlands och Västernorrlands

⁹⁰ www.lantmateriet.se

län. De företag som bedriver nätverksamhet i områden som ännu inte är karterade av SGU men som anser att marken motsvarar svår landsbygdsmark får motivera hur företaget bedömt förläggingsmiljön i sin ansökan om intäktsram.

Lantmäteriets terrängkarta saknar täckning i delar av inre Norrland. Det bör dock inte innebära något större problem då terrängkartan främst används för att skilja mellan city och tätort innanför tätortsgränserna och sådana områden inte är vanligt förekommande i inre Norrland. De företag som bedriver nätverksamhet i områden som motsvarar tätort men som inte är karterade i lantmäteriets terrängkarta och anser att marken motsvarar city får motivera detta i sin ansökan om intäktsram.

EI kommer inte att bekosta någon kartering av områden som inte redan är karterade. Det är inte tvingande för företagen att redovisa en mer kostsam förläggingsmiljö utan alternativet att välja den minst kostsamma förläggingsmiljön finns alltid, och då behöver inga kartor användas.

Företag vars områden är karterade men där företaget saknar kartor

En del mindre nätföretag kan sakna ett digitaliserat elnät till del eller i sin helhet. Man kan ha gjort bedömningen att det inte vore nödvändigt eller ekonomiskt försvarbart med avancerade system för ett mindre nät. Dessa företag har ändå troligen både en dokumentation på papper och kunskaper om hur marken är beskaffad där anläggningarna är förlagda. I dessa fall kan EI acceptera att elnätsföretaget gör en skälig bedömning av förläggingsmiljö. Företagets bedömning behöver i så fall dokumenteras och visas för EI vid anmodan.

6.6.8 Särskilt om Industriområden

EI:s ställningstagande: Industriområden klassas som hörande till tätort.

Svensk Energi har föreslagit⁹¹ att industriområden i nära anslutning till city ska klassas som city. EI bedömer att detta inte bör utgöra normen, utan att industriområdena även i regleringen, precis som i EBR-katalogen klassas som tätort. Det verkar inte rimligt att samtliga industriområden i Sverige som ligger nära ett cityområde i normalfallet möter kostnader på motsvarande citynivå. EI har heller inte sett några beräkningar som visar att så är fallet. Det blir även en mindre administrativ börda och mer transparent att ha kvar samtliga industriområden i tätortskategorin. På så sätt behöver ingen manuell hantering och bedömning göras av kartorna, utan de kan användas direkt som de är. I det fall man skulle lägga vissa industriområden till citykategorin, som Svensk Energi föreslår, skulle företagen behöva plocka ut dessa områden på kartan i varje enskilt fall och göra en bedömning, vilket EI bedömer som en icke-nödvändig administrativ börda. Objektiva förutsättningar beaktas i tillräcklig mån ändå.

6.6.9 Särskilt om nätstationer i citymiljö

EI:s ställningstagande: Underlaget för de av EBR föreslagna normvärdena för nätstationer i citymiljö är för litet för att ligga till grund för reglermässiga normvärden. EI presenterar inte några särskilda normvärden för nätstationer i citymiljö.

⁹¹ I sin rapport Standardkostnader i den kommande intäktsregleringen för nätföretag

Under arbetet med normvärdeslistan har det framkommit önskemål om att överväga särskilda normvärden för nätstationer förlagda i citymiljö. Det är också en synpunkt som kommit fram i pilotprojektet för anläggningar med spänning upp till och med 24 kV⁹². I EBR:s kostnadskatalog fram till år 2009 finns inga särskilda kostnadskoder för nätstationer i citymiljö. EBR:s ekonomiutskott har via Svensk Energis expertgrupp inkommit till EI med ett förslag till norm för nätstationer upp till och med 24 kV i citymiljö.

EI har utvärderat förslaget. Det som talar för att ha ett särskilt normvärde för nätstationer i citymiljö är att det är tänkbart att kostnaderna för att etablera nätstationer i citymiljö kan överstiga kostnaden för mer standardmässiga förläggingsmiljöer.

Det som talar emot är att antalet nätstationer som byggs i citymiljö varierar från år till år varför beräkningsunderlaget till det normvärde som EBR:s ekonomiutskott har föreslagit kan vara missvisande. När det gäller nerbyggda nätstationer i citymiljö fanns enligt EBR:s ekonomiutskott endast data från fyra projekt. Den nya EBR-kostnadskoden för nerbyggd nätstation i citymiljö motsvarar ett pålägg på 700 - 1280 (!) procent på grundkostnaden. Det kan möjligen fungera som uppskattning för att budgetera ett projekt, men bör inte vara ett normerande värde till grund för tariffer i monopolverksamhet. Detta underlag är därmed inte tillräckligt stort för att skapa ett normvärde. Det är vidare tveksamt hur pass vanligt förekommande nerbyggda nätstationer i citymiljö är. Det är inte säkert att det är befogat med ett normvärde. EI bedömer sammantaget att nerbyggda nätstationer i detta skede inte kan åsättas ett reglermässigt normvärde.

När det gäller friliggande och inbyggda nätstationer i citymiljö så har beräkningsunderlaget till grund för det föreslagna normvärdet varit något större. Till grund för EBR:s beräkning av kostnader för friliggande stationer ligger enligt vad EI erfar nio projekt, tre vardera utförda av Vattenfall, E.ON och Göteborg Energi. För inbyggda nätstationer har tolv projekt studerats, tre vardera från Vattenfall, E.ON, Göteborg Energi och Fortum. EI bedömer dock att det är för få observationer som ligger till grund för det föreslagna värdet för att det ska kunna utgöra ett normvärde. Det finns heller inte värden från mer än ett års EBR-katalog (den som ska publiceras 2010). Vidare är endast tre respektive fyra företag representerade, varför studien inte heller kan sägas ha gjorts på ett representativt urval. EI anser därmed att studien är för liten för att ligga till grund för beräkning av ett normvärde.

6.6.10 Särskilt om skog

I den normvärdeslista för anläggningar över 24 kV som är på remiss till företagen finns ett tillägg för fördyrande omständigheter för ledning i skogsmark. Dock består dessa kostnader främst av markkostnader, och eftersom mark ska hanteras inom ramen för löpande kostnader ska dessa kostnader inte ingå i kapitalbasen. EI bedömer därför att något tillägg för skog inte ska finnas i den reglermässiga normvärdeslistan.

⁹² Pilotprojektet beskrivs närmare i Bilaga 3 Sammanfattning av pilotprojektet

6.7 Normvärden för reservmaterial

EI:s ställningstagande: Sådana anläggningar som EI åsatt ett normvärde ska om de utgör reservmaterial ha ett normvärde enbart baserat på materialkostnaden för anläggningen.

Normvärdet för elnätsanläggningar som används som reservmaterial ska utgöras endast av priset för materialet, då dessa anläggningar vanligtvis inte har medfört någon arbetskostnad. Exempel på reservanläggningar kan vara kablar, stolpar och transformatorer. Detta överensstämmer med synpunkter EI har fått från Svensk Energis expertgrupp. Som metod för att ta fram normvärde för reservmaterial har värdet i kolumnen material i EBR P2 från 2010 använts. Normvärden för reservmaterial återfinns i bilaga 6c.

6.8 Översättningslista

EI:s ställningstagande: Anläggningar som i huvudsak har samma funktion som en anläggning för vilken det finns ett normvärde ska redovisa sin anläggning enligt normvärdesmetoden. EI arbetar med att ta fram en översättningslista för de anläggningar som i regleringen ska anses vara av samma typ. Översättningslistan distribueras efter sommaren 2010.

Vid tveksamhet bör företaget praktiskt resonera så här:

- 1 Använd översättningslistan
- 2 Använd en anläggning i normvärdeslistan med samma prestanda (prestanda), t.ex. i resistans eller Ampere
- 3 Använd närmaste komponent i storlek ur listan
- 4 Använd en anläggning med jämförbar funktion ur listan
- 5 Kontakta EI i god tid innan rapportering med en fråga

6.8.1 Behov och syfte

En anläggningstillgång som ingår i kapitalbasen ska åsättas ett nuanskaffningsvärde som motsvarar ett normvärde för en anläggningstillgång som är i huvudsak likadan som den tillgång som ingår i kapitalbasen. För att minska tolkningsutrymmet och för att kunna översätta exempelvis gamla typer av ledningar till ledningar med i huvudsak samma funktion som sådana som finns i normvärdeslistan behövs en översättningslista.

Vissa äldre anläggningar återfinns inte i normvärdeslistan. Anläggningen kan vara av sådant slag att den typen av konstruktion inte skulle byggas i dag, men anläggningen används i den dagliga driften av verksamheten och därför ska den ingå i beräkningen av kapitalbas. I dessa fall är det rimligt att anläggningarna ska kunna jämföras med en anläggning i normvärdeslistan. EI arbetar med att ta fram en översättningslista där EI uppger vilka anläggningar som i regleringen ska anses vara av samma typ. Översättningslistan distribueras efter sommaren 2010.

Utgångspunkt vid framtagande av listan bör vara att se till anläggningens prestanda. Om en gammal ledning fyller samma funktion och har samma prestanda som en ledning i normvärdeslistan så ska den ledningen kunna likställas med ledningen i listan. För ledningar med spänning upp till och med 24 kV

motsvaras prestanda normalt av resistansen, eftersom spänningsfallet är dimensionerande i de flesta fall. För högre spänningar kan ledningens prestanda anses vara överföringsförmågan, enklast tolkat som strömmen, dvs. hur många Ampere ledningen klarar.

Om anläggningen saknas i normvärdeslistan

Metoden för beräkning av ett nuanskaffningsvärde med normvärdesmetoden bygger på att anläggningen eller dess motsvarighet återfinns i normvärdeslistan. Vid tveksamhet om huruvida en anläggningsdel/komponent är representerad bör företaget praktiskt resonera så här:

- 1 använd översättningslistan
- 2 använd en anläggning i normvärdeslistan med samma prestation (prestanda), t.ex. i resistans eller Ampere
- 3 använd närmaste komponent i storlek ur listan
- 4 använd en anläggning med jämförbar funktion ur listan
- 5 kontakta EI i god tid innan rapportering med en fråga

Om en viss anläggning hos nätföretaget inte finns representerad i normvärdeslistan, dvs. om det inte finns någon anläggningstyp med i huvudsak samma funktion ens efter jämförelse med översättningslistan, så kan anläggningen inte värderas med norm. Anläggningen ska ändå redovisas till EI med angivande av exempelvis typ av anläggning och spänning, i enlighet med de remitterade föreskrifterna. En sådan tillgång får dock nuanskaffningsvärderas med en alternativ metod (jfr kap. 7-9).

6.9 Exempel på anläggningar där EI bedömt att det inte är möjligt eller lämpligt med normvärde

Eftersom underlaget från EBR har brister har EI för att ta fram de reglermässiga normvärdena som beskrivits ovan sett ett behov av att använda värden från fyra års EBR-kataloger. EI bedömer att värden som endast finns med något eller några enstaka år generellt sett inte kan sättas ett reglermässigt normvärde. Nedan följer några exempel på anläggningar där det framkommit önskemål om reglermässiga normvärden men där EI, av olika skäl, bedömt att det inte varit möjligt eller lämpligt att ta fram ett normvärde.

Tabell 9 Exempel på anläggning där norm saknas

Anläggning	Anledning till att norm saknas
Sjökabel	Underlag saknas
Gasisolerat ställverk	Underlag saknas
Transformator 1250 kVA	Endast ett års värden i EBR
Citytillägg för nätstation	Endast ett års värden i EBR, dessutom otillräckligt underlag
Effektmätare hsp	Underlag för effektmätare finns ej uppdelat i hsp och lsp för flera år i EBR. EI anser att samma normvärde för hsp som lsp inte vore rimligt eftersom de har väldigt olika kostnad.
Effektmätare lsp	
PEX 3x10 24 kV, 12 kV	EBR-värdet för klenare kabeln är dyrare än för större kabeln. Det är inte lämpligt att ha en norm som kan ge incitament till företag att lägga en klenare kabel till högre kostnad än en kraftigare. Den klenare kan därför inte anses vara norm.

7 Värdering enligt anskaffningsvärdemetoden

I 10 § förordningen anges att nuanskaffningsvärdet för en anläggning, om det finns särskilda skäl, får beräknas med grund i utgiften för att förvärva eller tillverka anläggningstillgången när den ursprungligen togs i bruk i nätverksamhet med hänsyn tagen till förändringen i prisläget från anskaffningstidpunkten.

7.1 Gällande regelverk

Anskaffningsvärdet för en anläggningstillgång återfinns i nätföretagets anläggningsregister. Det är dock inte givet att det värde som återfinns som anskaffningsvärde i anläggningsregistret är det värde som tillgången hade då den ursprungligen togs i bruk i nätverksamhet, vilket förklaras närmare i detta kapitel. Anskaffningsvärden kan förändras exempelvis vid inkråmsförvärv⁹³ och där inkludera ett övervärde. För att företaget ska kunna verifiera att ett värde är ett sådant ursprungligt värde som åsyftas enligt förordningen krävs verifikat från projektredovisning eller motsvarande. För att klarlägga vilka regler som gäller för anskaffningsvärden och anläggningsregister har EI tagit hjälp av E & Y⁹⁴. Nedan presenteras en sammanfattning av gällande regelverk för nätföretags anläggningsregister och anskaffningsvärden.

7.1.1 Angående anläggningsregister och anläggningar

Förordning (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet

Av 9 § förordningen (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet, framgår att samtliga nätföretag ska upprätta ett anläggningsregister och hålla detta aktuellt. Varje tillgång som helt eller delvis är avsedd att stadigvarande brukas i nätverksamheten ska ingå i registret. Det ska finnas uppgift om anskaffningstidpunkt och anskaffningsvärde, avskrivningsplan, årets planenliga avskrivningar, samt ackumulerade planenliga avskrivningar. Utgångspunkten i förordningen om redovisning av nätverksamhet är att nätföretag tillämpar god redovisningssed som den tillämpas av aktiebolag. Förordningen hänvisar till god redovisningssed vad gäller anläggningsregister, för vilket gäller Bokföringsnämndens allmänna råd (BFNAR) 2003:1 Anläggningsregister, se nedan.

God redovisningssed för anläggningsregister

Som god redovisningssed för anläggningsregister gäller Bokföringsnämndens allmänna råd (BFNAR) 2003:1 Anläggningsregister. Där beskrivs bland annat att anläggningsregistret ska innehålla uppgift om anskaffningsvärde och anskaffningstidpunkt (punkt 4 a-b), samt att anläggningsregistret ska innehålla uppgifter som gör det möjligt att identifiera tillgången (punkt 4h). Detta kan ske genom att det anges vad det är för tillgång och var den är placerad eller genom att tillgången

⁹³ Direkt förvärv av ett annat företags nettotillgångar

⁹⁴ Ernst & Young rapport Anskaffningsvärden i elnätverksamhet. 2010-03-29. Dnr 17-10-100355

benämnts på ett sådant sätt att det utan ytterligare uppgifter går att förstå vilken tillgång som avses.

I anläggningsregistret ska det finnas uppgifter om tillgångar som överlåtits eller uttrangerats under det aktuella året. Även tillgångar som är helt avskrivna men fortfarande innehas av företaget ska finnas i registret.⁹⁵

Samlat anskaffningsvärde

Företag har uppgett till EI att de ibland har ett anskaffningsvärde för en grupp av anläggningar i sitt anläggningsregister. Enligt god redovisningssed kan ett företag välja att se en anläggning som en enhet alternativt se anläggningens komponenter som separata enheter. Internationella redovisningsregler⁹⁶, som merparten av nätföretagen dock inte följer, kräver att företag ska tillämpa en s.k. komponentmetod för avskrivning och utbyten av delkomponenter av en anläggning. Det innebär att varje del av en materiell anläggningstillgång med ett anskaffningsvärde som är betydande i förhållande till tillgångens sammanlagda anskaffningsvärde ska skrivas av separat. Utgiften för att ersätta en komponent redovisas som en anskaffning av en ny tillgång och den ersatta enheten uttrangeras. Komponentmetoden är inte tvingande enligt svensk god redovisningssed, men finns beskriven som ett frivilligt alternativ i BFNAR 2001:3 Redovisning av materiella anläggningstillgångar. God redovisningssed i Sverige accepterar alltså båda synsätten.

Anläggningsskategorier enligt NUTFS 1998:1

Enligt 4 § not 3 NUTFS 1998:1⁹⁷ ska nätkoncessionshavare lämna uppgift om planenligt restvärde för elva olika anläggningsskategorier. I 5 kap. i EI:s remitterade föreskrifter har anläggningsskategorierna i regleringen begränsats till tre. Om det har funnits svårigheter att för tid före den 1 januari 1996 rekonstruera värden och uppgifter avseende eldistributionsanläggningar och mätare kan schabloner enligt adekvata och dokumenterade fördelningsgrunder användas för att specificera anläggningstillgångarna⁹⁸. Föreskriften har funnits i 15 år. Innan dess fanns inte krav på samtliga företag att ha ett anläggningsregister enligt nuvarande krav. Detta innebär att anläggningsregister kan vara av skiftande kvalitet avseende anläggningar som är äldre än så. Även om anläggningsregistren kan vara av skiftande kvalitet ska företagen enligt NUTFS 1998:1 genom årsrapporterna ha lämnat en specificerad uppdelning över tillgångarna till EI även för tiden före förordningens tillkomst.

7.1.2 Definition av ett anskaffningsvärde

I 4 kap. 3 § årsredovisningslagen (1995:1554) anges om anskaffningsvärde för anläggningstillgångar att anläggningstillgångar ska tas upp till ett belopp motsvarande utgifterna för tillgångens förvärv eller tillverkning (anskaffningsvärde). Vidare anges att det i anskaffningsvärdet för en förvärvad tillgång ska inkluderas utgifter som är direkt hänförliga till förvärvet. I anskaffningsvärdet för en tillverkad tillgång ska räknas in en skäligen andel indirekta tillverknings-

⁹⁵ BFNAR 2003:1 punkt 7

⁹⁶ IFRS

⁹⁷ Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd om ändring i Närings- och teknikutvecklingsverkets föreskrifter och allmänna råd (1995:1) om redovisning av nätverksamhet

⁹⁸ NUTFS 1998:1 4 § pkt 3

kostnader. Ränta på kapital som har lånats för att finansiera tillverkningen får räknas in i anskaffningsvärdet till den del räntan hänför sig till tillverkningsperioden.

Utgifter för värdehöjande förbättringar av en tillgång får räknas in i anskaffningsvärdet, om de har lagts ned under räkenskapsåret eller balanserats från tidigare år.⁹⁹

Det finns skäl att särskilja mellan vad som gäller vid förvärv av befintliga anläggningstillgångar respektive om företaget själv har tillverkat tillgången. Båda sätten förekommer hos svenska elnätsföretag.

Förvärv av befintliga anläggningstillgångar

Anskaffningsvärdet utgörs av inköpspriset samt kostnader som är direkt hänförliga till tillgången för att bringa den på sin plats och i skick för att utnyttjas i enlighet med syftet med anskaffningen¹⁰⁰. Det innebär att det är verkliga och inte kalkylmässiga utgifter som ska läggas till grund för anskaffningsvärdet. Administrationskostnader och allmänna omkostnader som inte är direkt hänförliga till att bringa tillgången på sin plats ska inte inräknas i anskaffningsvärdet.

BFNAR 2001:3 lämnar följande exempel på utgifter som beskrivs som aktiverbara¹⁰¹:

- Iordningsställande av plats eller område för installation eller uppförande av tillgången
- Leverans och hantering
- Installation
- Konsulttjänster såsom arkitekt-, ingenjör- och juristtjänster
- Lagfarter
- Utgifter för provkörning och intrimning i den mån de ingår som ett led att skapa tillgången

Exempel på utgifter som normalt sett inte är aktiverbara¹⁰² är:

- Administrationskostnader
- Allmänna omkostnader

Egentillverkade anläggningstillgångar

Anskaffningsvärdet beräknas enligt samma grunder som för förvärvade tillgångar, med tillägget att ränta på kapital som har lånats för att finansiera tillverkningen får räknas in. Ränta som har upplånats för att finansiera tillverkningen av en tillgång får räknas in i anskaffningsvärdet till den del räntan hänför sig till tillverkningsperioden¹⁰³.

⁹⁹ Lag (2004:1173) om ändring i årsredovisningslagen (1995:1554)

¹⁰⁰ BFNAR 2001:3, punkt 3

¹⁰¹ BFNAR 2001:3, punkt 3

¹⁰² BFNAR 2001:3, punkt 5.1.1

¹⁰³ BFNAR 2001:3 punkt 5.1.2

Observeras bör att aktivering av ränta är tillåten men inte tvingande enligt svensk god redovisningssed. Det kan medföra att anskaffningsvärdet för en identisk tillgång i olika bolag kan få olika anskaffningsvärden.

7.1.3 Särskilt om förvärvade äldre anläggningstillgångar

Äldre förvärv kan ha hanterats enligt redovisningsprinciper som avviker från vad som är god redovisningssed idag. Eftersom räkenskapsmaterial äldre än 10 år inte behöver arkiveras kan den redovisningsmässiga hanteringen av anskaffningsvärden för dessa äldre förvärv inte alltid kartläggas av nätföretagen.

Det kan finnas nettovärden kopplat till vissa äldre tillgångar där det inte går att urskilja vad som avser ursprungliga anskaffningsvärden respektive avskrivningar. Orsaken är att tidigare befintliga regelverk saknades eller inte krävde bruttoredovisning av anläggningstillgångar samt saknade regler om anläggningsregister.

Det kan även finnas fall när ett företag har ett sammantaget anskaffningsvärde för en grupp av anläggningar. För att beräkna den reglermässiga kapitalkostnaden behöver anskaffningsvärdet fördelas på de tre föreskrivna anläggningskategorierna som beskrivs i kapitel 5. Denna uppdelning bör dock ha gjorts även för äldre anläggningar i samband med att förordningen (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet trädde i kraft¹⁰⁴.

7.1.4 Krav på verifikat för anskaffningsvärden

EI:s ställningstagande: För att ett anskaffningsvärde enligt 10 § förordningen ska anses vara verifierat ska företaget på anmodan kunna visa för EI att anskaffningsvärdet motsvarar utgiften för att förvärva eller tillverka anläggningen när den ursprungligen togs i bruk. För detta krävs verifikat från projektredovisning och därtill hörande underlag, eller motsvarande.

Företag behöver därmed bevara dessa verifikat under hela tillsynsperioden och fram till och med en eventuell omprövning som ska meddelas beslut om senast 10 månader efter tillsynsperiodens slut¹⁰⁵. Alltså i vissa fall längre än de tio år som bokföringslagen kräver.

För anläggningar äldre än tio år kan anskaffningsvärdemetoden användas endast om tillbörliga verifikat finns för att styrka anskaffningsvärdet.

Enligt 5 kap. bokföringslagen (1999:1078) om löpande bokföring och verifikationer ska varje affärshändelse, som en anskaffning av en tillgång, dokumenteras i en verifikation. En sådan ska innehålla uppgifter och underlag som gör att affärshändelsen kan förstås. Verifikationer och annan räkenskapsinformation ska bevaras fram till och med det tionde året efter utgången efter det kalenderår då räkenskaperna avslutades. Räkenskapsmaterialet ska förvaras i Sverige, i ordnat skick och på ett betryggande och överskådligt sätt¹⁰⁶. För anläggningar av mindre omfattning kan projektredovisning saknas. Då får underlag i form av fakturor anses vara tillräckligt.

¹⁰⁴ Se kapitel 7.1.1 underrubrik Anläggningskategorier enligt NUTFS 1998:1

¹⁰⁵ 5 kap. 13 § andra stycket ellagen

¹⁰⁶ 7 kap. Bokföringslagen (1999:1078)

För anskaffningar äldre än tio år finns inget lagstadgat krav på arkivering av detaljerade verifikationer.

Den projektredovisning som nätföretagen upprättar i samband med anläggningen av nät utgör en del av företagets räkenskapsmaterial. Den görs för att hålla kontroll och ordning på de kostnader som utgör en del av anskaffningsvärdet för tillgången. Projektredovisning och dess underlag som beskriver innehållet i anskaffningsvärden ska på anmodan visas upp för EI, för att styrka det värde som framgår av anläggningsregistret.

För anläggningar äldre än 10 år finns inget lagstadgat krav på att spara verifikationer och detaljerad redovisning. Det kan naturligtvis förekomma fall då man ändå har behållit verifikaten, och dessa kan då användas för att styrka att anskaffningsvärdet i anläggningsregistret är det ursprungliga. Troligtvis kommer dock anskaffningsvärdesmetoden mer sällan kunna användas för anläggningar äldre än 10 år.

I 5 kap. 5 § EI:s remitterade föreskrifter anges att i de fall nätkoncessionshavaren har ett samlat anskaffningsvärde för mer än en tillgång och övriga tillgångar inte värderas enligt denna grund, får anskaffningsvärdet fördelas mellan tillgångarna utifrån vad som är skäligt i det enskilda fallet. En sådan fördelning ska dokumenteras.

7.2 Hur beräknas nuanskaffningsvärdet med grund i anskaffningsvärdet?

De uppgifter som behövs för att beräkna nuanskaffningsvärde med grund i tillgångens anskaffningsvärde är att anläggningen specificeras till någon av de tre avskrivningskategorierna beskrivna i kapitel 5, samt ett därtill hörande anskaffningsvärde specificerat till vilket år anskaffningen skedde. Dessutom behöver tillbörliga verifikat kunna uppvisas på att värdet motsvarar värdet då tillgången ursprungligen togs i bruk i nätverksamhet. För att sedan beräkna ett nuanskaffningsvärde behöver det ursprungliga anskaffningsvärdet räknas om till dagens penningvärde. Detta görs med hjälp av faktorprisindex för flerbostadshus, vilket beskrivs närmare i kapitel 4. Indexvärden återfinns på SCB:s hemsida¹⁰⁷.

Ett exempel:

En tillgång anskaffades år 2000 för 10 tkr. Indextalet för FPI byggnader år 2000 är 2695, indextalet 2009 är 3750.

Nuanskaffningsvärdet för tillgången år 2010 blir då: $10 \times [1 + (3750 - 2695) / 2695] = 13,91$ tkr.

¹⁰⁷ http://www.scb.se/Statistik/PR/PR0502/2009A01/PR0502_2009A01_DI_01_SV_Byggkostn.xls

8 Värdering utifrån tillgångens bokförda värde

I 11 § i förordningen anges att om det saknas förutsättningar att beräkna ett nuanskaffningsvärde utifrån normvärde eller anskaffningsvärde så ska anskaffningsvärdet beräknas utifrån tillgångens bokförda värde.

8.1 Tillgångar som värderas på detta sätt

Värderingsmetoderna normvärde och anskaffningsvärde sammantaget gör att det stora flertalet av ett företags tillgångar fångas upp. Det är inte sannolikt att något större antal anläggningar behöver redovisas enligt en tredje metod. Det är dock möjligt att det förekommer fall att företag med en anläggning vars motsvarighet inte återfinns i normvärdeslistan även saknar tillgång till tillgångens ursprungliga anskaffningsvärde.

Eftersom det enligt lag ska finnas ett anläggningsregister där samtliga ägda tillgångar ska vara upptagna, så bör de flesta ägda tillgångar, som inte återfinns i normvärdeslistan, fångas upp av anskaffningsvärdemetoden. Det kan dock finnas fall där företag p.g.a. exempelvis förvärv inte har dokumentation på det ursprungliga anskaffningsvärdet för en tillgång, eller där företag av historiska skäl har anläggningar vars anskaffningsvärde är nettoredovisat. Detta kan vara fallet för tidigare kommunal verksamhet, då redovisningsregler för kommunal verksamhet för tiden före slutet av 1990-talet byggde på frivilligt tillämpande av normgivning. Där kan det vara omöjligt att urskilja vad som avser ursprungliga anskaffningsvärden respektive avskrivningar. I det fallet kan inte anskaffningsvärdemetoden användas. Däremot kan anläggningen ha ett bokfört värde som går att använda.

Det bokförda värdet motsvarar normalt ett avskrivet anskaffningsvärde. En mycket strikt tolkning av förordningen skulle innebära att detta restvärde används som nuanskaffningsvärde. I det fall en tillgång är i princip helt avskriven och det bokförda värdet är mycket lågt i jämförelse med det ursprungliga anskaffningsvärdet kan ett restvärde bli för lågt. I det motsatta fallet, om tillgången är ny, så kan det bokförda värdet innehålla ett övervärde. Men om tillgången är nyligen införskaffad så bör företaget ha ett verifierbart anskaffningsvärde och därmed bör inte metoden bokfört värde vara aktuell. Så bör vara fallet med tillgångar i anläggningsskategorin 3, mätare och vissa system, där avskrivningstiden förmodas vara kortare, exempelvis 12 år. För en sådan tillgång bör företag ha ett verifierbart anskaffningsvärde för det fall tillgången inte finns som norm.

Det kan förekomma att ett företag har ett bokfört värde för en grupp av anläggningar i sin bokföring. I de fall nätkoncessionshavaren har ett samlat bokfört värde för mer än en tillgång och övriga tillgångar inte värderas enligt denna grund, får enligt 5 kap. 6 § de remitterade föreskrifterna det bokförda värdet fördelas mellan tillgångarna utifrån vad som är skäligt i det enskilda fallet. En

sådan fördelning ska dokumenteras. Om en tillgång införskaffats vid flera tillfällen får det bokförda värdet summeras.

9 Skälig värdering med hänsyn till tillgångens beskaffenhet

Om norm saknas, ursprungligt anskaffningsvärde inte går att verifiera, och bokfört värde saknas eller det finns synnerliga skäl får nuanskaffningsvärdet för en tillgång enligt 11 § förordningen bestämmas till vad som är skäligt med hänsyn till tillgångens beskaffenhet. Detta bör endast komma i fråga för ett ytterst litet antal anläggningar. Ett exempel skulle kunna vara en hyrd anläggning vars motsvarighet inte går att återfinna i normvärdeslistan. Ett annat exempel skulle kunna vara en anläggning som har ett bokfört värde men där detta uppgår till noll. I detta fall kan det vara frågan om synnerliga skäl.

Enligt 5 kap. 6 § ellagen ska intäktsramen täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamhet under tillsynsperioden och ge rimlig avkastning på det kapital som behövs. 5 kap. 8 § ellagen anger att som skäliga kostnader ska anses kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en nätverksamhet med likartade objektiva förutsättningar.

9.1 Exempel på värdering av leasade anläggningar på annat skäligt sätt

Ett sätt att konstruera ett skäligt nuanskaffningsvärde för leasade/hyrda anläggningar som inte finns i normvärdeslistan och inte heller är bokförda kan vara att konstruera ett nuanskaffningsvärde utifrån leasingkostnaden, nedan följer ett exempel. Företaget ska, i redovisningen av löpande kostnader, lämna uppgift om total leasingkostnad för en sådan anläggning.

Exempel, antaganden:

kalkylränta = 4 %

avskrivningstid = 40 år

→ detta ger en annuitet på 0,051.

Exempel: leasingkostnad = 500 kr per år

Nuanskaffningsvärdet konstrueras sedan enligt följande:

$$X \cdot 0,051 = 500$$

$$X = 500 / 0,051$$

$$X = 9803$$

D.v.s. man konstruerar ett nuanskaffningsvärde på 9803 kr, som tas upp som tillgångens nuanskaffningsvärde i kapitalbasen.

9.2 Reservmaterial värderat på annat skäligt sätt

Reservmaterial värderas enligt samma metoder som andra anläggningar i kapitalbasen, vilket beskrivits bl.a. i kapitel 4.3. Skillnaden är att som skäligt värde för reservmaterial räknas endast kostnader för själva materialet, då reservmaterial inte används i verksamheten och därmed kan arbets- eller maskinkostnader inte generellt anses utgöra skäliga kostnader vid värdering av reservmaterial.

10 Konsekvensanalys

EI konstaterar att för att kunna göra en jämförelse mellan kapitalbasens värdering i de olika reglermodellerna över åren behövs uppgifter om företagens anläggningar och en jämförbarhet i uppgifterna. När det gäller förhandsregleringen har EI inte tillgång till de uppgifter som skulle behövas för att göra nuanskaffningsberäkningar på olika företags fullständiga elnät. De data EI har på verkliga nät är från pilotprojektet för anläggningar upp till 24 kV. Där ingår inga anläggningar över 24 kV, som ju de flesta företag har åtminstone någon av. En fullständig analys är därför inte möjlig att göra.

För en grov översiktlig jämförande nuanskaffningsberäkning av några företags elnät med normvärdeslistan mot tidigare reglermodeller har EI använt uppgifter ur resultat från beräkningar med nänyttomodellen 2007 och från EI:s nuvarande metod för bedömning av elnätsföretagens nätavgifter¹⁰⁸. EI har valt ut fem avidentifierade elnätsföretag som exempel. EI vill betona att ingen kvalitetssäkring har kunnat göras av materialet vilket medför att beräkningarna är behäftade med osäkerhet. Företagen utgör vidare inte något representativt urval. Beräkningarna är också generaliserade så till vida att EI i beräkningen har utgått från att företagen värderar samtliga sina tillgångar med normvärdesmetoden. En fullständig analys är inte möjlig att göra med de uppgifter EI har tillgång till idag.

EI har beräknat nuanskaffningskostnaden med hjälp av reglermässiga normvärden för fem redovisningsenheter där data över verkliga anläggningar hämtats från det som redovisats i pilotprojektet för anläggningar upp t.o.m. 24 kV. Detta har jämförts med nuanskaffningskostnaden från Nänyttomodellen (NNM, beräkningsresultat 2007), i vilken ett fiktivt nät beräknats. Denna nuanskaffningskostnad har räknats om till 2010 års prisnivå med hjälp av faktorprisindex för byggnader, som anges i förordningen. Slutligen har uppgifter om redovisningsenhetens nuanskaffningskostnader hämtats från EI:s rapport om nätavgifterna 2008¹⁰⁹, där värdena är baserade på uppgifter som företagen har lämnat i Årsrapporten 2008. Även dessa uppgifter har räknats om till 2010 års prisnivå.

I första kolumnen är beräkningen som är gjord med förhandsregleringens normvärden satt till 100 %. Därefter visas nuanskaffningskostnad från NNM nivå 1 och 2, vilket motsvarar anläggningar med spänning upp till och med 24 kV, i procent av första kolumnen. I nästa kolumn finns total nuanskaffningskostnad från NNM i procent av första kolumnen och i sista kolumnen finns nuanskaffningskostnad från EI:s nuvarande metod för bedömning av elnätsföretagens avgifter i procent av första kolumnen. Värt att notera är att i den beräkning av nuanskaffningskostnad som EI gjort med normvärdeslistan ingår inte några anläggningar över 24 kV, t.ex. mottagningsstationer, troligen finns inte heller anläggningar med som inte förekom i det utkast till normvärdeslista som användes i pilotprojektet. I de uppgifter som finns från NNM och EI:s nuvarande metod för bedömning av

¹⁰⁸ Bedömning av elnätsföretagens nätavgifter 2008. Redovisning av Energimarknadsinspektionens årliga granskning av lokalnätsföretagens avgifter. EI R2009:14.

¹⁰⁹ EI R2009:14

elnätsföretagens avgifter finns alla anläggningar som behövs för att bygga ett nät representerade, även om det är baserat på ett fiktivt nät i NNM.

Tabell 10 Jämförelser av NUAK, olika regleringar

	NUAK, norm	NUAK NNM nivå 1 o 2	NUAK NNM totalt	NUAK EI R2009:14
Företag A	100	56	68	77
Företag B	100	84	113	59
Företag C	100	75	99	92
Företag D	100	64	86	56
Företag E	100	58	78	68

Denna översiktliga analys visar på att endast i ett fall blir nuanskaffningskostnaden mindre för ett företag när beräkning görs med normvärdesmetoden. Det är i fallet Företag B när jämförelse görs mot total nuanskaffningskostnad från NNM, dvs med anläggningar både över och under 24 kV. I beräkningen med normvärden saknas anläggningar över 24 kV, varför näten inte är jämförbara.

Det är svårt att dra några långtgående slutsatser av dessa översiktliga beräkningar men en delförklaring till att nuanskaffningskostnaden blir högre med normvärdesmetoden kan vara att den nya beräkningen baseras på företagets verkliga anläggningsmassa. En annan möjlig delförklaring till skillnaden är att det i pilotprojektet kan ha redovisats anläggningar som vid en granskning inte ska anses utgöra en del av kapitalbasen, jämför kapitel 4. Ytterligare en anledning kan vara att de valda normvärdena kan vara något höga. Verifieringen av normvärdena kommer följa upp denna aspekt.

11 Nordiska jämförelser

En möjlighet att verifiera de reglermässiga normvärdena är att jämföra dem med motsvarande kostnader i andra länder. Det finns standardkostnader som tagits fram för regleringen av intäkterna både i Finland och i Norge. I den danska regleringen finns fastställda normvärden beräknade från företagens rörelsekostnader. Dessutom finns uppgifter om nuanskaffningskostnader för olika komponenter. Sätten att dela in ledningar, kablar, transformatorer och andra anläggningar skiljer sig dock åt, vilket gör att jämförbarheten begränsas. EI har deltagit i ett möte med NordReg den 3 december 2009 i Helsingfors, där sättet att ta fram normvärden diskuterades. Avseende anläggningar över 24 kV gjordes en viss nordisk jämförelse i samband med EI:s regionnätsprojekt. En översiktlig analys visar i huvudsak inte särskilt stora skillnader i absoluta priser.

Möjligheterna att jämföra normvärden mellan länder måste ta hänsyn till skillnader i växelkurser. Även med hänsyn taget till växelkurser kan jämförelser försvåras av skillnader i löner för de branscher som tillverkar utrustning respektive entreprenörer som bygger anläggningar. Jämförelser av normvärden i absoluta termer innebär således en osäkerhet. Problemet med olika lönenivåer och köpkraft kan dock kringgås genom att jämföra relativkostnader.

De nordiska ländernas kostnadskataloger klassificerar inte anläggningarna på samma sätt vilket försvårar jämförbarheten. För vissa kategorier av anläggningar finns i vissa fall en mycket detaljerad katalog, medan andra anläggningar är betydligt mer schabloniserade. En mer utförlig beskrivning finns i EI:s regionnätsrapport¹¹⁰. I det följande görs en sammanfattning.

11.1.1 Danmark

De normvärden som används i den danska regleringen bygger på de faktiska kostnader som företagen har. De omkostnadsekvivalenter som beräknas utgör en branschvägd genomsnittskostnad för 14 olika anläggningar samt 3 övriga kategorier (kundrelaterade kostnader, administrationskostnader samt 1:1 kostnader).

De beräknade normvärdena bygger på uppgifter från år 2005 från elnätsföretagen. I Danmark finns uppgifter från totalt 110 företag, därav 17 regionala företag.

11.1.2 Finland

Energimarknadsverket i Finland har i samband med utvecklingen av den nu gällande modellen för ekonomisk reglering av elnätsföretagen låtit utarbeta en kostnadskatalog över olika anläggningar. Ett konsultföretag, Empower Oy, tog fram ett förslag på enhetspriser tillsammans med Energimarknadsverket för vissa elnätskomponenter samt utarbetade en ny komponentstruktur för stationer och

¹¹⁰ Ekonomisk reglering av regionnäten (EI PM2009:02)

driftövervakningens informationsnät och fastställde priset för dessa komponenter. Arbetet utfördes i januari-februari 2007. Rapporten finns även på svenska.¹¹¹

En utgångspunkt för arbetet med att beräkna enhetspriserna var elnätsrekommendationen KA2:2006 (utkast 5.1.2007). De finländska normvärdena (standardkostnader) beräknas på den genomsnittliga prisnivån i början av år 2007. Kostnaderna delas upp i planering av elnätet och byggnation samt byggnadsarbete och material. På grund av olikheterna mellan komponentgrupperna beslöt man att fastställa egna grunder för prisfördelningen mellan kraftledningar för 110 och 400 kV samt för stationer. Då det gäller komponenter för mellanspänning använde man sig av en tabell i enlighet med elnätsrekommendationen KA2:2006.

11.1.3 Norge

I Norge används normvärden (standardkostnader) för att beräkna prestationen i elnätsföretagens verksamhet. Uppgifterna är baserade på information från en större databas, TEK2000, framtagen av NVE¹¹² som innehåller detaljerad information om alla komponenter och ledningar i regional- och centralnäten i Norge. Uppgifterna avseende dimensioner på linjer och kablar på de olika spänningsnivåerna har en hög grad av detaljeringsnivå. Databasen uppdateras årligen.

Nuvärdena som används i viktsystemet är baserade på SINTEF-rapport TR A4822. Där information saknas har NVE lagt till egen kunskap.

Kapitalkostnadsdelen i den norska regleringen beräknas som en annuitet på nuvärden för olika anläggningstyper. En ränta på 5,2 % används. Avskrivningstiden är 40 år på ledningar och kablar, 25 år på brytare och 35 år för transformatorer och kompensationsanläggningar.

De operativa kostnaderna (drift och underhåll) är beräknade som en andel av totalkostnaderna. Dessa andelar ligger i intervallet 14 – 30 procent och är skönmässigt fastlagda.

11.2 Hur en jämförelse av normvärden kan göras

Att jämföra relativa normvärden från Norge, Finland och den svenska regleringen är ett sätt att utvärdera värdena. För att få relevans i jämförelsen behöver exempelvis beaktas vad som ingår i respektive komponentgrupp, aggregeringsnivå samt övriga betingelser.

En jämförelse som inte innebär en direkt jämförelse av nivåer är att inom varje lands lista göra en relativprislista. En viss vanlig anläggning sätts som referens i respektive land (med värdet 1) och priset på övriga anläggningar relateras då till denna typ av anläggning. Jämförelser kan sedan göras av relativpriserna från de olika länderna. Transformatorer kan i princip jämföras utan hjälp av relativpriser, eftersom en stor del av anläggningens kostnad är materialbaserad.

¹¹¹ Definitionen av enhetspriset för vissa nätkomponenter. Finska rapporten daterad 2007-02-28

¹¹² Norges vassdrags- og energidirektorat, den norska reglermyndigheten

12 Fortsatt arbete

12.1 Innan första tillsynsperioden börjar

12.1.1 Verifiering av reglermässiga normvärden

EI:s ställningstagande: EI avser fortsätta verifiera de reglermässiga normvärden som tagits fram bl.a. genom att utföra stickprovskontroller.

EI avser att fortsätta verifiera de reglermässiga normvärdena som tagits fram. En sådan verifiering kan inledningsvis göras genom att en oberoende part genomför ett tillräckligt stort antal stickprovskontroller av normvärden för företrädesvis jordkablar eftersom de utgör drygt hälften av nuanskaffningskostnaden för Sverigenätet och därmed är den tyngsta kostnadskomponenten.

12.1.2 Behandling av remissynpunkter på normvärden över 24 kV

EI:s ställningstagande: EI:s utgångspunkt är att även anläggningar över 24 kV ska vara möjliga att värdera i enlighet med normvärdesmetoden. Föreslagna normvärden har remitterats. I det fall analysen av inkomna synpunkter visar att det inte är lämpligt att ha en norm för någon alls eller vissa av de föreslagna anläggningarna så kommer inga normvärden för dessa anläggningar att presenteras i den slutliga reglermässiga normvärdeslistan. För de anläggningar där normvärden inte finns, och översättningslistan inte är tillämplig, kommer endast värderingsmetoderna 2-4 att vara tillgängliga.

Under sommaren 2010 kommer remissynpunkterna på regionnätpriserna att behandlas av EI. En översiktlig genomgång av svaren visar på svårigheterna med att ta fram normvärden för anläggningar över 24 kV som upplevs som rimliga. En anledning är att det inte byggs så många objekt av varje sort varje år, varför underlaget för värdena är begränsat. Ett exempel på ett en anläggning där det kan bli svårt att sätta ett normvärde är stationskostnader. Remissvaren visar att företag har olika åsikter om vad som bör inkluderas i definitionen av en station och om hur stationerna byggs upp. Företagen själva har olika sätt att representera sina stationer.

EI:s utgångspunkt är att det ska vara möjligt att värdera även anläggningar över 24 kV med normvärdesmetoden, men i det fall EI bedömer att det inte är möjligt så kommer inga normvärden att presenteras för anläggningarna som helhet eller till del. I det fall normvärden inte finns kommer endast värderingsmetoderna 2-4 att finnas tillgängliga.

När de inkomna synpunkterna har behandlats färdigt kommer EI presentera vilka av anläggningarna i kapitalbasen med spänning över 24 kV som ska normvärderas.

12.1.3 Handbok

En handbok för beräkning av intäktsram kommer att tas fram under hösten 2010 och presenteras i samband med att det tekniska systemet slutligt färdigställs. Handboken kommer dock att distribueras i delar så snart den är färdig. Handboken kommer bland annat innehålla en till normvärdeslistan knuten översättningslista för anläggningar i kapitalbasen. Denna planeras bli klar efter sommaren.

12.2 Under första tillsynsperioden

EI:s ställningstagande: EI avser under första tillsynsperioden utreda hur de reglermässiga normvärdena ska fastställas framöver.

Inför varje ny tillsynsperiod avser EI göra en översyn av den reglermässiga normvärdeslistan och uppdatera den vid behov.

Eftersom de reglermässiga normvärdena för anläggningar upp till 24 kV tar sin utgångspunkt i EBR och detta koncept har brister (som diskuteras i kapitel 6) så avser EI utreda hur de reglermässiga normerna ska fastställas framöver.

EI avser att fortsätta verifiera de reglermässiga normvärden som tagits fram.

13 Ordlista

Anläggningstillgång: En anläggning för överföring av el eller mätning av överförd el, eller ett system som används för drift- eller övervakning av en sådan anläggning, eller ett system för beräkning eller inrapportering vid mätning av överförd el.

Avkastning: Kostnad för kapitalbindning.

EBR: Ett system för planering, byggnation och underhåll av eldistributionsanläggningar med spänningen 0,4-145 kV, framtaget av branschen via Svensk Energi. EBR står för Elbyggnadsrationalisering och omfattar standardiserade konstruktioner med satslagd materiel, bygg-, drift- och underhållstekniska anvisningar, elsäkerhetsanvisningar, samt produktionsteknik och kostnadskatalog för ledningar och stationer (www.ebr.nu).

Fack, ställverksfack - ställverket är som en "vägkorsning" för el och är en viktig del av en station (eller nätstation). Här fördelas elen ut till olika ledningar eller kunder. Varje ledning har sitt fack, där facket innehåller olika utrustning, t.ex. brytare.

Förhandsreglering: Reglering där ramen för företagets totalt sett tillåtna intäkter för en period fastställs i förväg.

Förordningen: I rapporten åsyftas förordning (2010:304) om fastställande av intäktsram enligt ellagen (1997:857)

Intäktsram: Maximalt belopp till vilket ett nätföretag får ta ut intäkter via tariffer och anslutningsavgifter från kunder under en tillsynsperiod. Intäktsramen sätts av EI för varje företag och ska täcka skäligena kostnader för företagen att bedriva sin elnätverksamhet.

Kapitalbas: De anläggningstillgångar som utgör nätföretagens grund för beräkning av kapitalkostnadernas del av intäktsramen till grund för nättariffer i förhandsregleringen.

Kondensatorbatteri - kondensatorer minskar spänningsfall lokalt, stabiliserar nätet, och minskar på så sätt de reaktiva förlusterna.

Känslighetsanalys – undersökning av hur förändringar i ingående delar påverkar totalkostnaden för anläggningen.

Löpande kostnader för elnätetsföretag i regleringen: drift, underhåll, administration, kostnader för överliggande nät etc.

Normvärde: de i kapitalbasen ingående anläggningstillgångarna ska vid värderingen åsättas ett nuanskningsvärde. En av metoderna för att värdera en sådan anläggning är genom av EI framtagna normvärden.

Nuanskaffningsvärde, NUAK: motsvarar den investeringsutgift en nätkoncessionshavare skulle ha för att anskaffa eller bygga en motsvarande anläggning under tillsynsperioden på ett kostnadseffektivt sätt med tillbörlig hänsyn till nätkoncessionshavarens objektiva förutsättningar.

Nätförluster: Energiförlusterna som uppstår vid överföring av el och som ska anskaffas av nätföretaget.

Nätkoncessionshavare: Företag som innehar tillstånd (och därmed vissa skyldigheter) att leverera el till kunder inom ett visst område (områdeskoncession) eller längs en viss linje (linjekoncession).

Nätmyndigheten: Energimarknadsinspektionen (EI)

Nättariffer: Med nättariff avses enligt 1 kap. 5 § ellagen avgifter och övriga villkor för överföring av el och för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät.

Objektiva förutsättningar: Se proposition 2001/02:56 Energimarknader i utveckling – bättre regler och tillsyn. På s. 20 anges att sådana förutsättningar bl.a. är sådana faktorer som nätföretaget inte kan påverka, såsom antalet kunder och fördelning av olika kunder på kundkategorier, kundernas geografiska läge, överförd energi och effekt med beaktande av fördelningen över dygnet och året, klimat och geografiskt läge för nätverksamheten samt kostnaden för överliggande nät.

Projektredovisning: nätföretag upprättar i samband med anläggningen av nät vanligen en projektredovisning. Denna utgör en del av företagets räkenskapsmaterial. Den görs för att hålla kontroll och ordning på de kostnader som utgör en del av anskaffningsvärdet för tillgången.

Reglertransformator: transformator som i vissa fall används för reglering av spänningen i nätet.

Samförläggning: eftersom det är dyrt att schakta och eftersom det kan vara trångt, t.ex. i gator i tätorter, så samförläggs normalt ledningar i möjligaste mån, detta gör förstås att det blir mindre andel schakt per kabel. Samförläggning kan göras även med exempelvis telekabel, fjärrvärme, vatten och avlopp.

Sambyggnad: med sambyggnad avses att en stolpe används för flera ledningar. Normalt blir det billigare att göra så, om båda ledningarna i stolpen byggs samtidigt.

Tillsynsperiod: Den period som regleringen avser, dvs. som huvudregel 4 år.

Trelindningstransformator: Transformator med tre lindningar, dvs. kan från en hög spänning transformera spänning ner till två olika lägre spänningar.

Översättningslistan: Den lista som EI arbetar med att ta fram, avseende anläggningar som är att anse som huvudsakligen motsvarande anläggning till en som finns i normvärdeslistan. Syftet är att möjliggöra att fler anläggningar kan värderas enligt norm.

14 Referenser

- EBR-ekonomi: Handbok till kostnadskatalogerna. Best. nr. KLG 0:06, oktober 2006.
- EBR-kurs för deltagare från Energimarknadsinspektionen 2009-08-19, med Ulf Wagenborg och Gert Kristensson.
- EI PM2009:02 Ekonomisk reglering av regionnät – Standardkostnader för anläggningarna och om reglering i andra länder, 2009-03-20.
- EI:s rapport Förhandsreglering av elnätsavgifter – principiella val i viktiga frågor (EI R2009:09), dnr 00-09-101395.
- Ernst & Young AB: rapport Anskaffningsvärden i elnätsverksamhet, 2010-03-30, samt tilläggsuppdrag 2010-04-09, dnr 17-10-100355.
- Svensk Energis rapport Standardkostnader i den kommande intäktsregleringen för nätföretag. Kommentarer till SOU 2007:99 'Förhandsprövning av nättariffer m.m.'
- Sweco Energuide AB: rapport Kapitalbasvärdering, 2009-09-08, dnr 17-09-101641.
- Sweco Energuide AB: rapport Reglering av elnätsföretagens intäkter – Normprislista i pilotförsök, 2010-01-20, dnr 17-09-101969.
- Sweco Energuide AB: rapport Standardkostnader regionnätet, 2009-02-03, dnr 771-08-105151.

Bilaga 1

El:s regionnätprojekt

Eftersom anläggningar över 24 kV inte finns fullt ut representerade i EBR:s kostnadskatalog, eller någon annan liknande katalog, genomförde EI under 2008-09 ett internt projekt för att ta fram en mer heltäckande kostnadskatalog för dessa anläggningar. Arbetet presenterades i form av ett PM, Ekonomisk reglering av regionnät¹¹³. I projektet deltog en expertgrupp med medlemmar från de fyra regionnätföretagen och en konsult, Sweco Energuide AB.

Nedan finns en redogörelse för vad projektet kom fram till och även vissa förklaringar ur Swecos rapport¹¹⁴ som delvis låg till grund för PM:et. I PM:et beskrivs hur en normkostnad (i rapporten kallad standardkostnad) kan baseras på nuanskaffningsvärdet av en standardiserad anläggning. Resultatet av projektet blev, bland annat, en lista med prissatta komponenter. Till projektet knöts en expertgrupp och i det omfattande arbete som gjordes i samarbete med expertgruppen framkom en teknisk samsyn om listans utformning. I expertgruppen fanns representanter från de fyra stora regionnätföretagen i Sverige, dvs. E.ON, Vattenfall, Fortum och Skellefteå Kraft. Fem möten hölls tillsammans med expertgruppen.

Arbetsgång

Första steget var att få en teknisk samsyn om hur anläggningarna skulle struktureras (kategoriseras). Anläggningarna kategoriserades och uppdelades i tre steg:

- 1 Initial skattning av detaljnivå, där en lämplig detaljnivå bestämdes med hjälp av känslighetsanalyser med målet att få en så hög aggregeringsnivå som möjligt.
- 2 Teknisk kategorisering i tre steg: Inventering, bestyckning och förenkling/uppdelning/komplettering (se mer nedan).
- 3 Kostnadsmässig uppdelning och värdering (se mer nedan)

Normvärden – metod

Regionnätet (och andra anläggningar för högre spänningar) består av stationer och ledningar som är utformade och anpassade för sin funktion. En värderingsmodell måste därför förenklas. I projektet bedömdes det inte som nödvändigt eller ens möjligt att ta fram normvärden för alla befintliga konstruktioner (gamla konstruktioner, bergrum, trelindningstransformatorer osv.). Normvärdena framtagna i projektet avser norm baserad på normala betingelser, för en viss funktion under normala produktionsförutsättningar.

Funktionsbegreppet var centralt. Begreppet ersättande anläggning diskuterades, men ersättande anläggning kan inte definieras entydigt utan kan bero på ett flertal

¹¹³ EI PM2009:02

¹¹⁴ Sweco Energuide AB: Rapport Standardkostnader regionnätet, 2009-02-03, dnr 771-08-105151

omständigheter. Till exempel är fränkskiljande brytare i många fall den ersättande anläggningen för en konventionell konfiguration av "fränkskiljare – brytare - fränkskiljare", samtidigt som en fränkskiljande brytare ger en annan selektivitet än konventionell teknik och valet av teknik beror på övriga nätet och andra faktorer. Svårigheten med att definiera ersättande anläggning strikt gjorde att ersättande anläggning utökades till ersättande anläggning inom valt teknikspår. Det vill säga att äldre teknik ersätts med ny, men med samma grundläggande konceptuella tekniska lösning som den befintliga anläggningen. Detta gällde även på systemnivå, till exempel för ställverk.

Vissa hänsyn till objektiva förutsättningar diskuterades. Tillägg togs fram för tätort vad gäller luftledning. Sweco föreslog att även kostnader för markintrång i skogsmark skulle representeras i normvärdet för luftledning. Olika kategorier av skog beskrivs av Lantmäteriet i deras PM "Norm för bestämmande av ersättning för intrång i skogsmark, gällande från 2009-04-01"¹¹⁵. Lantmäteriet delar in Sverige i sex olika skogliga kategorier. Därför togs sex olika tillägg fram. För luftledning föreslogs tillägg för topplina och för längsgående jordlina. Sweco tog även fram förslag till reduktioner för luftledning, till exempel reduktion för markkostnader vid parallella ledningar och reduktion för sambyggnad i samma stolpe som Svenska Kraftnät. För stationer togs tillägg fram för inkommande stålportal.

Teknisk kategorisering

En mycket stor del av det tidigare projektet handlade om att utreda vilka anläggningar som var möjliga att åsätta ett normvärde. EI besökte de fyra regionnätstföretagen. Konsulten besökte sedan Fortum och E.ON för att diskutera anläggningar, och dessutom togs referensobjekt in från alla fyra regionnätstföretagen. Referensobjekten användes bland annat till att analysera den föreslagna bestyckningen av funktionerna, kontrollera hur väl hela stationer kunde byggas upp samt för att ta fram fördelningsnycklar för kostnader.

Den tekniska kategoriseringen av anläggningar gjordes i tre steg i form av inventering, bestyckning, och förenkling/uppdelning/komplettering.

Uppdelningen av anläggningar i kategorier gjordes med avseende på konstruktionsspänning. Konstruktionsspänning valdes eftersom den bedömdes som kostnadsstyrande. Vid inventeringen framkom att följande konstruktionsspänningar används inom regionnätstföretagen: 420 kV, 245 kV, 170 kV, 145 kV, 123 kV, 84 kV, 72,5 kV, 52 kV, 36 kV, 24 kV samt 12 kV.

Allteftersom komponentlistan växte fram gjordes förenklingar i form av sammanslagning eller uppdelningar samt kompletteringar av komponentgrupper. Ytterligare förenklingar var sedan möjliga efter det att komponenterna hade prissatts.

För några anläggningar bedömde projektet att det inte var möjligt att ta fram normvärden. Några exempel är följande:

¹¹⁵

http://www.lantmateriet.se/upload/filer/fastigheter/fastighetsvardering/anvisningar_till_skogsnorm.pdf
sid 9-10

- Gasisolerade ställverk (GIS-anläggningar)
- HVDC-anläggningar (högspänd likström, både ledning och station)
- Reläkommunikation mellan stationer

Övrigt

Diskussioner fördes i projektet kring diverse faktorer i form av tillägg och reduktioner och om dessa faktorer skulle definieras i kronor eller i procent. Till exempel tilläggskostnad för jordtagsförstärkning, specialspann, ventilavledare i stolpar och stål stolpe som julgranskonfiguration. Vissa faktorer togs med i förslaget till lista, för andra faktorer gick det inte att få fram tillräckligt bra data under projekttiden.

Resultat

Arbetet resulterade i en lista med i huvudsak två anläggningskategorier, stationer (inklusive transformatorer och annan utrustning som hör till stationer samt kondensatorbatterier) och ledningar (luftledning, jordkabel och utrustning som hör till ledningar).

Med den modell som valdes för stationer är det möjligt att representera stationer vare sig de omfattar transformering eller ej, dvs. t.ex. en kopplingsstation går att värdera. Till grund för stationskostnaden ligger grundkostnaden för stationen (markarbete, manöverhus mm, i tre storlekar stor, mellan, liten) och kostnader hörande till det. På detta lades sedan kostnader för ställverk, eventuella transformatorer och kondensatorbatterier. För ställverk togs en modell fram som inte tar hänsyn till om ställverket är placerat på stationens primär-, sekundär- eller tertiärsida.

Transformatorer togs fram utifrån de vanligaste storlekarna. I kostnaden ingår en rad komponenter, bl.a. oljegrop och fundament. Kondensatorbatterier togs fram som en grundkostnad och en kostnad för kondensatorbatteriet.

Jordkablar togs fram utifrån spänningsnivå och area, inklusive arbets-, material- och projekteringskostnader. Luftledningar togs fram utifrån spänning och area, och med olika stolptyper eller stolpkonfigurationer, och inkluderar material-, projekterings-, arbets- och markkostnad.

Känslighetsanalys av aggregeringsnivå (för kontroll) och datavalidering

För analys av huruvida den aggregeringsnivå som valts för anläggningarna var för detaljerad gjordes ett antal känslighetsanalyser¹¹⁶. Känslighetsanalyserna koncentrerades på ställverksutrustning, transformatorer och kondensatorbatterier. För de andra komponenterna bedömdes alternativa aggregeringsnivåer som orimliga.

De känslighetsanalyser som genomfördes för ställverk visade att en relativt detaljerad beskrivning behövdes. I analyserna som gjordes för ställverksfacken åsattes den detaljerade ansatsen som den "verkliga" kostnaden. De förenklade ansatserna jämfördes mot den detaljerade kostnadsnivån för att se hur stort felet blev vid en förenkling av ställverksfacken. Resultatet visade tydligt att

¹¹⁶ Sweco Energuide AB: Rapport Standardkostnader regionnätet, kap 5

förenklingar avseende ställverk riskerar att ge en felaktig kostnadsbild och oacceptabelt stora variationer i värderingen.

Analysen av aggregeringsnivån för transformatorer gjordes genom att ta fram en förenklad värderingsmodell (linjär) och jämföra den mot den föreslagna modellen, som var en trappstegscurva. Den förenklade modellen konstruerades så att varje kategori hade en fast grundkostnad och dessutom en rörlig del som var effektberoende ($y = kx + m_n$). Jämförelsen visade att den föreslagna modellen med trappsteg fungerade bra, men att en förenkling var möjlig.

Kostnaden för kondensatorbatterier¹¹⁷ uppbyggdes som grundkostnad, en fackkostnad samt en kondensatorbatterikostnad, där grundkostnad och fackkostnad är fasta och beroende av konstruktionsspänning och kondensatorbatterikostnaden är rörlig kostnad per MVA och beroende av spänningen. Känslighetsanalysen av kondensatorbatterier gjordes genom att en förenklad värderingsmodell ($y = kx + m_n$) konstruerades vilken jämfördes mot den använda värderingsmodellen. Här visade det sig att bägge modellerna gick att använda, dvs. en förenkling var möjlig (enligt en linjär modell).

En datavalidering gjordes för transformatorer, jordkabel och luftledning i syfte att översiktligt kontrollera att kostnaderna för olika komponenter verkade logiska och korrekta i förhållande till varandra, och de visade sig följa en förväntad trend. För transformatorer visades, bland annat, att kostnaderna per MVA minskar med ökande storlek, som förväntat. För jordkabel visades, bland annat, att kostnaden för kablar, för en viss spänning, ökade med ledningsarean. För luftledning visades att investeringskostnaderna ökade med ökande ledningsarea och att kurvorna bitvis är linjära, vilket kunde förväntas.

Använda källor vid framtagandet av normvärden

Konsulten (Sweco) använde flera olika källor vid framtagandet av normvärdena:

- Genomförda projekt och upphandlingar av Sweco, inom Sverige samt utomlands
- Internationella jämförelser, uppgifter från nordiska reglermyndigheter samt europeiska samarbetsorgan
- Offerter från tillverkare och entreprenörer
- Kostnadsreferenser samt synpunkter från internremiss, tillhandahållna av expertgruppsföretagen
- EBR, KLG2:07, 08

¹¹⁷ Endast kapacitiv kompensation, då induktiv kompensation bedömdes tillhöra stamnätet

Bilaga 2

Beskrivning av beräkningsförutsättningar, normvärden med spänning upp till och med 24 kV

Förutsättningar

För beräkningarna i underlaget har EI använt det nät som Svensk Energi har arbetat fram utifrån data från Årsrapporten 2007. Svensk Energi har tagit fram nätet i syfte att ha en "varukorg" att jämföra mellan åren.

EI har inför beräkningarna bearbetat nätet ytterligare genom att dela upp jordkabel i landsbygd på de två kategorierna landsbygd och landsbygd svår. Uppdelningen har gjorts genom en uppskattning (av expertgruppen) att 8 % av ledningarna är förlagda i svår landsbygdsmark och 92 % i normal. För landsbygd svår har priser för landsbygd gånger faktorn 1,3 använts, utom för Sverigenätet 2010 där värden direkt från EBR 2010 har använts. Dessutom finns hängkabel för högspänning representerade med priser från 2009, uppräknade med index, för alla beräkningar utan justering av påläggen, utom för Sverigenätet 2010 där priser hämtats direkt från EBR 2010. För att räkna upp värdena till 2010 års priser har faktorprisindex för byggnader använts, dvs. det index som anges enligt förordningen.

Avgränsningar

I det Sverigenät som har använts för beräkningarna finns inga mottagningsstationer, fördelningsstationer eller ledningar över 24 kV representerade. Luftledning representeras endast som Klass B i det Sverigenät som Svensk Energi har skapat. Det kan noteras att luftledning Klass A har ökat mer i pris om man jämför EBR-katalogerna 2009 och 2010, dock är den största längden i Sverige byggd med Klass B, enligt expertgruppen.

EI har i beräkningarna inte kunnat ta hänsyn till den i EBR 2010 nya kategorin nätstation city, eftersom det inte är klarlagt hur många sådana det finns i Sverige. Inte heller har EI kunnat ta hänsyn till de nya transformatorer som föreslås i EBR 2010 på grund av att antalet som ingår i Sverigenätet inte är känt.

Resultat

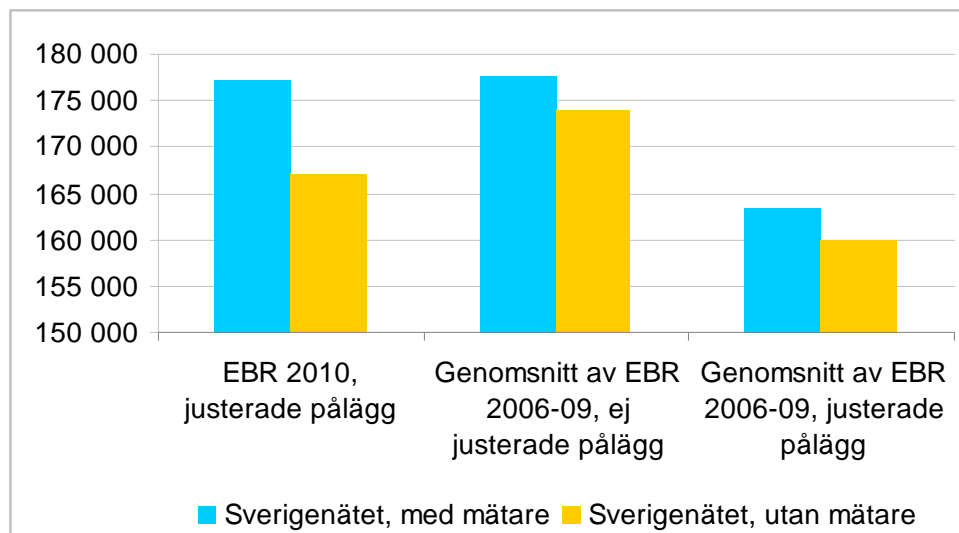
I de slutliga beräkningarna som redovisas nedan har den slutgiltiga normvärdeslistan använts, där de klenare areorna för jordkabel som är dyrare än grövre areor tagits bort, dock är den totala ledningslängden är den samma.

Nedan följer resultat av beräkningarna.

Tabell 11 Slutliga beräkningar med Sverigenätet

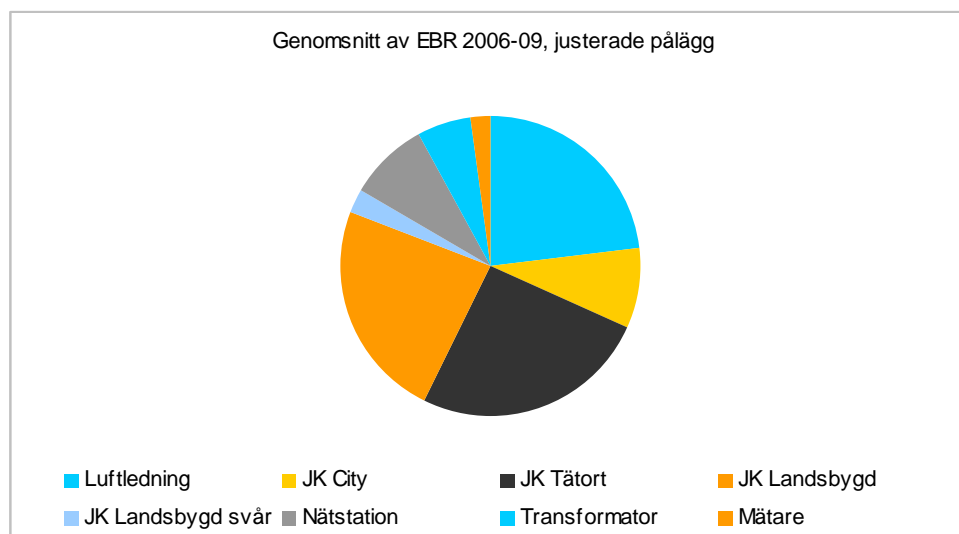
Samtliga beräkningar i 2010 års priser	Summa NUAK för Sverigenätet, miljoner kr
Genomsnitt av EBR 2006-09, justerade pålägg	163 478
EBR 2010, justerade pålägg	177 131
Genomsnitt av EBR 2006-09, ej justerade pålägg	177 655

Figur 6 Diagram med staplar över slutliga beräkningar med Sverigenätet



För att belysa beräkningsresultatet ytterligare följer nedan ett diagram och en tabell över Sverigenätets nuanskaffningsvärde fördelat per anläggningsgrupp.

Figur 7 Diagram nuanskaffningsvärde per anläggningsgrupp, slutlig beräkning med Sverigenätet



Tabell 12 Andel NUAK, slutlig beräkning med Sverigenätet

Andel i NUAK	Fr-ledning	JK City	JK Tätort	JK Landsbygd	JK Landsbygd svår	Nätstation	Transformator	Mätare	Summa
Genomsnitt av EBR 2006-09, justerade pålägg	37 620	14 362	41766	38 210	4 318	13 831	9 726	3 654	163 478
I procent	23,0	8,8	25,5	23,4	2,6	8,5	5,9	2,2	100,0

Bilaga 3

Sammanfattning av pilotprojekten

I denna bilaga gör EI en sammanfattning av de pilotprojekt som har gjorts inom ramen för värdering med normvärdesmetoden.

Pilotprojekt anläggningar 0,4-24 kV

Under oktober-november 2009 genomförde Sweco Energuide AB på uppdrag av EI ett pilotprojekt¹¹⁸ för värdering av kapitalbasen enligt normvärdesmetoden för anläggningar upp till och med 24 kV. Syftet var att genom praktisk tillämpning verifiera om den tilltänkta mallen för normvärdesberäkning var lämplig att använda, avseende bl.a. komponenter, priser och metod. Pilotstudien genomfördes med hjälp av konsulten Sweco Energuide AB. 21 nätföretag deltog i studien, av totalt 32 tillfrågade.

Företagen fick kategorisera sina anläggningar i en normvärdesmall omfattande anläggningar upp till och med 24 kV, i princip motsvarande EBR P1 2009. Företagen uppmanades att lämna synpunkter på mallens utformning, innehåll och priser. I de fall ett företag saknade någon anläggning i normvärdeslistan uppmanades de att bifoga ett underlag till normvärde för denna anläggning.

De flesta företag kunde utan större problem fylla i uppgifterna om sina anläggningar. Vissa problem fanns med att kategorisera nätet i city, tätort, landsbygd och framför allt den nya kategorin landsbygd svår. En del i detta kan ha berott på att man inte har haft tillgång till de kartor som skulle användas.

Av de 21 företagen uppgav 11 att normvärdeslistan inte var tillfredsställande i sin omfattning. De uppgav att de saknade någon eller några anläggningar. Vanligt förekommande var önskemål om normvärde för sjökabel, nätstationer i citymiljö och gasisolerade ställverk.

Många företag uppgav också att det föreslagna normvärdet var lägre än det pris de möter i verkligheten, och att normen därför borde vara högre. 25 % av företagen föreslog ett alternativt pris för en eller flera anläggningar i piloten. Förslagen var i genomsnitt 25 % över det föreslagna normvärdet, ett företag angav en investeringsutgift som var 70 % högre än normvärdet. Det framgick inte av svaren vilka kostnader de priser som föreslogs av företagen inkluderade.

I uppdraget till konsulten ingick att föreslå normvärden för anläggningar som är så vanligt förekommande i nätföretagens kapitalbas att det skulle vara möjligt att ta fram en norm för dessa, exempelvis IT-system. Sweco efterfrågade i pilotprojektet uppgifter från de deltagande företagen om kostnader för IT-system i syfte att upprätta normvärden för sådana system. Sweco fick dock inte in tillräckligt med underlag för att ta fram några sådana normvärden.

¹¹⁸ Dnr 17-09-101969

EI har även haft en motsvarande öppen pilotstudie¹¹⁹ på sin hemsida, där företag har haft möjlighet att själva testa modellen för värdering med normvärdesmetoden, och lämna synpunkter. Denna pilot genomfördes utan prisuppgifter och syftade till att få synpunkter på föreslagen struktur för inrapportering, och omfattningen av ingående komponenter upplevdes som rimlig. Ett fåtal synpunkter kom in, och de vanligaste berörde att anläggningar på högre spänningsnivå saknades, vilket grundade sig i en missuppfattning eller otydlighet då listan i pilotstudien endast avsåg normanläggningar upp till och med 24 kV.

Sammanfattningsvis pekade pilotprojekten på att tanken att bygga upp strukturen på en normvärdeslista utifrån EBR P1 upplevdes som rimlig hos deltagande företag.

Tabell 13 Företag som erbjöds delta i piloten för anläggningar upp till och med 24 kV

Företag som erbjöds att delta i pilotprojektet för anläggningar upp till och med 24 kV		
Arvika Elnät AB	Jukkasjärvi Sockens Belysningsförening upa	Näckåns Elnät
Bjärke Energi ek för	Jönköping Energinät AB	Sevab Nät AB
Björklinge Energi ek för	Kalmar Energi Elnät AB	Skurups Kommuns Elverk
Boo Energi ek för	Kungälv Energi AB	Sundsvall Elnät AB
Emmaboda Elnät AB	Leksand-Rättvik Elnät AB	Vaggeryd Kommuns Elverk
Eskilstuna Energi & Miljö Elnät AB	Linköping Kraftnät AB	Värnamo Elnät AB
Falu Elnät AB	Ljusdal Elnät AB	Västra Orusts Energitjänst
Gävle Energi AB	Luleå Energi Elnät AB	Växjö Energi Elnät AB
Göteborg Energi	Mariestad Töreboda Energi AB	Ålem Elnät
Hofors Elverk	Mjölby Kraftnät AB	Österlen Kraft AB
Härnösand Elnät AB	Mälarenergi Elnät AB	

Pilotprojekt, anläggningar över 24 kV

Ett pilotprojekt¹²⁰ för anläggningar över 24 kV har genomförts, även detta genom Sweco Energuide AB. Syftet var att genom praktisk tillämpning verifiera om den föreslagna strukturen var lämplig att använda för värdering av kapitalbasen enligt normvärdesmetoden. I piloten erbjöds 25 företag att delta, och 11 företag svarade.

Tabell 14 Företag som erbjöds delta i piloten för anläggningar över 24 kV

Företag som erbjöds delta i pilotprojektet för anläggningar över 24 kV	
E.ON Elnät Sverige AB	Eskilstuna Energi & Miljö Elnät AB
Falu Elnät AB	Fortum Distribution AB
Gävle Energi AB	Göteborg Energi Nät AB
Härjeåns Nät AB	Härnösand Elnät AB
Jämtkraft Elnät AB	Jönköping Energinät AB
Kalmar Energi Elnät AB	Karlstads Elnät AB

¹¹⁹ Dnr 7530-09-102101

¹²⁰ Dnr 17-09-101969

Landskrona kommun Teknik & Stadsförvaltning	Luleå Energi Elnät AB
Lunds Energi AB	Mälarenergi Elnät AB
Olofströms Kraft Nät AB	Skellefteå Kraft Elnät AB
Sundsvall Elnät AB	Svensk Energi
Affärsverket svenska kraftnät	Umeå Energi Elnät AB
Utsikt Nät AB	Vattenfall Eldistribution AB
Öresundskraft AB	

En del synpunkter kom in vad gäller strukturen. Ett möte hölls den 4 november 2009 och där diskuterades bland annat om normvärdeslistan skulle utgå från driftspänning eller konstruktionsspänning. El bedömer att utgångspunkten ska vara konstruktionsspänning, bland annat därför att för anläggningar upp till och med 24 kV används konstruktionsspänning i normvärdeslistan. I det fallet att det är oklart vilken konstruktionsspänningen är och den inte går att kontrollera i anläggningen på ett enkelt sätt får man utgå ifrån driftspänningen.

En annan synpunkt var att det vore önskvärt med slutna intervall vid bestämning av normvärden.

I piloten framfördes även en del synpunkter på att nivån på normvärdena var för låga.

Flera önskemål har inkommit från företagen om att normvärdeslistan bör kompletteras med exempelvis gasisolerade ställverk, sjökabel, vissa transformatorstorlekar samt inomhusutförande av stationer upp till 50 kV.

Synpunkter från företagen, pilot anläggningar över 24 kV

Under pilotfasen lämnade företagen synpunkter på framförallt strukturen på listan och på saknade komponenter. Nedan sammanfattas synpunkterna. Synpunkterna har också medförts att vissa priser har justerats. För detaljerade beskrivningar, se Swecos rapport¹²¹, kapitel 5.

Transformatorer

Synpunkterna kan sammanfattas till två kommentarer:

- Förtydligande av beskrivningar önskades
- Fler dimensioner på transformatorer önskades

Önskemålet om beskrivningarna gällde bl.a. sabotage/bullerskydd. Sweco har förtydligat beskrivningarna. Vad gäller fler dimensioner så har Sweco tagit fram förslag till ett antal nya. Framförallt några mindre storlekar och några riktigt stora. För 24 / 12 kV har 2, 4, 6,3 och 8 MVA lagts till. För 52 / 12-24 kV har 4 och 6,3 MVA lagts till. För 245 / 145 kV har 120, 150, 200 och 315 MVA lagts till. För 400 / 130 kV har 500 och 750 MVA lagts till. Det kan diskuteras om de mycket små och mycket stora transformatorerna kan utgöra norm.

¹²¹ Sweco Energuide AB: rapport Reglering av elnätsföretagens intäkter – Normprislista i pilotförsök, 2010-01-20, dnr 17-09-101969

Reglertransformatorer

Synpunkter kom in på att anläggningstypen reglertransformator saknas.

Det remitterade förslaget till normvärdeslista kompletterades med anläggningstypen reglertransformator. Reglertransformatorer har lagts till för spänningarna 145 kV, 52 kV och för 24 kV.

Luftledningar

Önskemål fanns om att lägga till konstruktionen enkelstolpe, men det har inte varit möjligt.

Några frågor inkom kring översättning från mer ovanliga dimensioner. Sweco anser att som riktmärke ska funktionen upprätthållas. Det vill säga, den ledning som väljs i listan ska ha lika stora förluster och strömledningsförmågan ska vara likvärdig.

Synpunkter inkom på att tilläggen för skog och tätort var krångliga att hantera. Sweco gjorde därför ett förslag där tilläggen är inarbetade i listan. Det gör att det i det remitterade förslaget finns åtta områden som har olika normvärde. Sex olika för ledning i skogsmark och en för tätort med tillägget 50 % och en för övrig luftledning.

Det kom även kommentarer på reduktioner och sambygge. Reduktion för parallella ledningar är en liten del av hela investeringskostnaden, som mest 7 % av investeringskostnaden. Sammantaget med svårigheten att redovisa vilka ledningar som är parallella ansåg Sweco att posten för reduktion för parallella ledningar inte borde ingå i normprislstan. Reduktion för sambygge i samma stolpe är svårare att hantera. Enligt rapporten Standardkostnader Regionnät¹²² så ska reduktionen vara 40 % av den totala investeringskostnaden. Tidigare önskemål från företag har varit att ange reduktionen som ett absolut belopp. Detta har inte varit möjligt då kombinationsmöjligheterna blir för många. Därför är reduktionsfaktorn specificerad till 40 % av den totala investeringskostnaden för de ledningar som är sambyggda (och byggda samtidigt) i samma stolpe. Markkostnader inte ska ingå i normvärdena, EI kommer återkomma med förtydliganden kring detta vid presentation av de slutliga reglermässiga normvärdena för anläggningar över 24 kV.

Jordkabel

Företagen har kommenterat att listan både behöver förtydligas och att förläggningssmiljöerna city och tätort borde ingå. Sweco har förtydligat i listan vad som ingår i jordkabel. Förläggningssmiljöerna tätort och city har lagts till i listan. För tätort föreslås ett pålägg med 20 % och för city ett pålägg med 50 %, jämfört med förläggningssområde landsbygd.

Ett förslag har kommit på slutna intervall. Sweco tycker inte att slutna intervall är bra, utan menar att linjär approximation mellan de två närmaste dimensionerna ger ett mer rättvisande värde.

¹²² Sweco Energuide AB: Rapport Standardkostnader regionnätet, 2009-02-03, dnr 771-08-105151

Synpunkter framfördes om att anläggningstypen kabelstolpe borde kunna tas bort. Ändavslut ingår i de vanliga kabelkoderna och räknas annars dubbelt. Denna kommentar har beaktats och kabelstolpe är borttagen ur listan som har gått på remiss.

Ställverksfack

Många kommentarer inkom om att gasisolerade ställverk saknades i listan. Som ett alternativ till gasisolerade ställverk kan ställverk byggas med inomhusställverk. Redan tidigare har EI bedömt att gasisolerade ställverk inte kan åsättas ett normvärde i den första tillsynsperioden. Inomhusställverk finns för upp till 36 kV, men därutöver saknas data.

Ställverksfack med frånskiljande brytare är i minoritet, varför de kan tas bort, menade två företag. I den remitterade listan har ställverksfack med frånskiljande brytare tagits bort.

Synpunkter inkom på att kostnaderna för de olika konfigurationerna inte är stringenta. Sweco har särskilt gått igenom konfigurationerna för ställverksfack och uppdaterat bilderna (fackmatriserna). Till varje figur ingår även en tabell som beskriver antalet primärkomponenter som ingår i konfigurationen. För att underlätta har skillnaden mellan transformatorfack och ledningsfack tagits bort. Mättransformatorerna är flyttade från transformatorn till transformatorfacket. I den lista som har remitterats föreslås alltså att uppdelningen mellan lednings- och transformatorfack tas bort.

Längsgående jordlina

Företagen har påpekat att längsgående jordlina läggs tillsammans med alla kablar och att denna anläggningstyp bör läggas till. Sweco har lagt till detta och har hämtat definition och kostnader från EBR KGL 2:08.

Kommunikation

Företag har frågat om kommunikation mellan stationer eller mellan annan utrustning ingår i stationsgrundkostnad. I anläggningstypen grundkostnader för station ingår fjärrkommunikation. En anläggningstyp för kommunikationsinfrastruktur har införts i den remitterade normvärdeslistan för att representera kommunikation till anläggningar. Anläggningstypen definieras som de optokablar som förläggs i samband med linje- eller jordkabelbyggnation i EBR¹²³. Prisuppgifter för andra signalkablar saknas och Sweco menade att regeln för ekvivalent optokabel är att samma funktion ska upprätthållas, dvs. optokabel kan anses som norm för kommunikation.

Stationsgrundkostnad

Ett förslag inkom från ett företag, Vattenfall, om en annan uppdelning av stationsgrundkostnader, dvs. hur en station ska prissättas. Vattenfalls förslag till grundkostnader bygger på uppdelning av först spänning, därefter en uppdelning (förklaring) av stationsstorlek. Kostnaderna är sedan fördelade på uppsida, transformator del samt nersida och dessa tillsammans ger en totalsumma. Detta sätt att

¹²³ Hämtat från EBR KGL 1:08

presentera en station kan ha fördelar och EI kommer att överväga hur stationer bör representeras.

Önskemål fanns om frekvensmässig inkludering av tilläggsposterna, för att det skulle bli enklare. Sweco konstaterade också att inget förslag till information kring stationer i tätort eller city inkom, varför inget underlag till normvärde för sådana finns.

Kondensatorbatterier

Förslag inkom om att ta med kondensatorbatteri som filter. Sweco konstaterar att det är en konstruktion som inte kan anses tillräckligt vanligt förekommande för att vara norm.

Linjeifrånskiljare

Tydligare beskrivning om vad som ingår efterfrågades. Komplettering med komponenter för 12 och 24 kV har gjorts i den remitterade listan.

Sjökabel

Flera företag har efterlyst normvärden på sjökabel, där sjökabel motsvarar en armerad kabel som tål stora påfrestningar. Sweco konstaterar att det inte fanns tillräckligt underlag för att ta fram ett normvärde.

Kommentarer kring prisnivån

Endast enstaka förslag inkom i pilotprojektet vad gäller prisnivån. Dock lämnade Vattenfall in en jämförelse mellan normvärdeslistan och Vattenfalls interna prislista, framtagen för 1997 års prisnivå. Generellt kan sägas att EI:s förslag till normvärden ligger 5 - 40 % lägre än Vattenfalls värden för ledningar och 14 - 35 % lägre för stationer.

Bilaga 4

Rapportering av uppgifter om anläggningstillgångar

Med utgångspunkt i de remitterade föreskrifterna förtydligar EI nedan vilka uppgifter som ska rapporteras till EI i samband med ett förslag till intäktsram. Syftet är att förtydliga de bestämmelser i den remitterade föreskriften som har koppling till kapitalbasen och underlätta för elnätsföretagen att göra nödvändiga förberedelser.

EI håller för närvarande på att utarbeta ett IT-system för inrapportering. Systemet ska användas av företagen för att lämna in ett förslag till intäktsram för tillsynsperioden. I systemet ska också de uppgifter rapporteras som krävs för att inspektionen ska kunna pröva förslaget.

Uppgifter som är obligatoriska för samtliga värderingsmetoder

För alla anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen enligt 3 § förordningen ska följande uppgifter redovisas:

- 1 Anläggningskategori (beskrivs närmare i kapitel 5), fördelat på:
 - a ledningar,
 - b stationer, transformatorer och kringutrustning samt
 - c system för drift eller övervakning av en anläggning för överföring av el, eller system för beräkning eller rapportering vid mätning av överförd el.
- 2 Typ av anläggning
- 3 Teknisk specifikation
- 4 Spänning
- 5 Antal anläggningar och enhet (stycken eller kilometer)
- 6 Reservmaterial (om en anläggning är reservmaterial ska detta anges)

För luftledning med en spänning över 24 kV samt jordkabel ska också anläggningens förläggingsmiljö anges. Om anläggningens förläggingsmiljö inte anges antas anläggningen vara förlagd i förläggingsmiljö landsbygd normal.

Uppgifter för normvärdesmetoden

Utöver uppgifterna i kap. 18.2 krävs inga ytterligare uppgifter av nätföretaget för anläggningar värderade enligt normvärde.

Uppgifter för anskaffningsvärdemetoden

Om det finns särskilda skäl att inte värdera en anläggningstillgång enligt normvärdesmetoden får den enligt förordningen nuanskaffningsvärderas med grund i tillgångens ursprungliga anskaffningsvärde. Utöver de uppgifter som nämns i kap. 18.2 ska följande uppgifter redovisas för anskaffningsvärderade tillgångar:

- 1 Anskaffningsår
- 2 Summa anskaffningsvärde (tkr)
- 3 Orsak till varför det finns särskilda skäl att inte beräkna nuanskaffningsvärde enligt normvärdesmetoden

EI kommer sedan att beräkna anläggningens nuanskaffningsvärde med hjälp av det index som finns föreskrivet i förordningen.

I de fall företaget har ett samlat anskaffningsvärde för mer än en tillgång och övriga tillgångar inte värderas enligt denna grund, får anskaffningsvärdet fördelas mellan tillgångarna utifrån vad som är skäligt i det enskilda fallet. En sådan fördelning ska dokumenteras.

Uppgifter för bokfört värde

Om det saknas förutsättningar att redovisa en anläggningens anskaffningsvärde ska anläggningen värderas med grund i det bokförda värdet. Det bokförda värdet ska redovisas för det kalenderår som slutar två år innan förslaget till intäktsram ska lämnas. Det bokförda värdet får redovisas samlat för flera tillgångar men ska fördelas per anläggningskategori. Utöver de uppgifter som nämns i kap. 18.2 ska följande uppgifter om anläggningen redovisas för anläggningar som värderas med grund i tillgångens bokförda värde:

- 1 Bokfört värde
- 2 Orsak till varför det saknas förutsättningar att beräkna nuanskaffningsvärde enligt anskaffningsvärdesmetoden

Uppgifter för annan skälig värdering

Om det saknas bokfört värde eller om det finns synnerliga skäl ska nuanskaffningsvärdet bestämmas till vad som är skäligt med hänsyn till tillgångens beskaffenhet. Utöver de uppgifter som nämns i kap. 18.2 ska följande uppgifter om anläggningen då redovisas.

- 1 Med vilken rådighet anläggningen innehas
- 2 Nuanskaffningsvärde
- 3 Vilken metod som använts för beräkning av nuanskaffningsvärdet
- 4 Orsak till varför det saknas bokfört värde eller varför det finns synnerliga skäl att värdera enligt denna metod.

Bilaga 5

Deltagare expertgrupp samt referensgrupper

Projektets expertgrupp, utsedd av Svensk Energi:

Tabell 15 Projektets expertgrupp

Namn	Företag
Christer Hilding (t.o.m. februari 2010)	Fortum Distribution AB
Leif Boström (fr.o.m. februari 2010)	Fortum Distribution AB
Gert Kristensson	E.ON Elnät Sverige AB
Sven Lindgren	Vattenfall Eldistribution AB
Bernt Hansson	Härryda Energi AB
Gunilla le Dous (fr.o.m. sept -09)	Göteborg Energi AB
Herlita Bobadilla Robles (t.o.m. augusti -09)	Gävle Energi AB

Medlemmar i partssammansatt referensgrupp:

Tabell 16 Partsammansatt referensgrupp

Namn	Företag/organisation
Jakob Eliasson	Villaägarnas Riksförbund
Björn Galant	Lantbrukarnas riksförbund
Lars-Åke Gustavsson/ Patrik Håkansson	E.ON Elnät Sverige AB
Jessika Karlsson	Bjärke Energi ek. för.
Ronald Liljegren	Fortum Distribution AB
Bo Olsson	Vattenfall Eldistribution AB
Jan Samuelsson	Lunds Energi AB
Anders Pettersson	Svensk Energi

Medlemmar i referensgrupp med myndigheter och akademiker:

Tabell 17 Referensgrupp myndigheter och akademiker

Namn	Myndighet/Organisation
Joakim Ceije	Konkurrensverket
Thomas Sundqvist	Konkurrensverket
Magnus Olofsson	Elsäkerhetsverket
Jan Bergstrand	Handelshögskolan i Stockholm
Stefan Yard	Ekonomihögskolan vid Lunds Universitet
Lina Bertling	Chalmers Tekniska Högskola

Bo Andersson	Post- och telestyrelsen
Thomas Tangerås	Institutet för Näringslivsforskning
Mats Mossberg	Svenska Kraftnät
Bo Hesselgren	Elrådgivningsbyrån
Mats Bergman	Södertörns Högskola

Bilaga 6

Bilaga 6a Reglermässig normvärdeslista anläggningar upp till och med 24 kV

Bilaga 6b Preliminär normvärdeslista anläggningar över 24 kV

Bilaga 6c Normvärdeslista reservmaterial

Bilagorna finns i separat dokument.

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