

Ansökan om intäktsram för tillsynsperioden 2012-2015, Krafringen Nät AB

1 Allmänt

Ansökan om intäktsram gäller för Krafringen Nät AB, redovisningsenhet REL00886.

2 Yrkanden

Baserat på de förutsättningar som anges nedan (kapitel 3) yrkar Krafringen Nät AB (KNAB) att Energimarknadsinspektionen (EI) som intäktsram för KNAB:s redovisningsenhet REL00886 för tillsynsperioden år 2012 till och med 2015 fastställer ett belopp om 2 744 020 kkr exklusive mervärdesskatt.

Den yrkade intäktsramen är framräknad i enlighet med de metoder som EI rekommenderar, vilket redovisas i kapitel 4-6. Ramen medger ett utrymme för KNAB att över tiden möta lagstiftningens ökade krav på tillgänglighet, mätning etc, vilket är en förutsättning för verksamhetens långsiktiga fortlevnad.

I enlighet med reglerande myndighets och lagstiftningens intentioner kommer kontinuiteten i prissättningen liksom tariffens skälighet fortsatt beaktas.

3 Förutsättningar

Till grund för ovan angivet yrkande om fastställande av intäktsram åberopas de uppgifter som KNAB ingett genom IT-systemet KENT med tillägg enligt denna ansökan.

Intäktsramens belopp i ansökan avviker från det belopp KENT ger på grund av att de korrigeringar av historiskt rapporterade data som förutsätts i ansökan (kapitel 5.1) inte är möjliga att föra in i KENT. Sammantaget ger dessa korrigeringar minskade löpande påverkbara kostnader med 81 777 kkr för hela perioden. Det vill säga ansökt intäktsram för perioden 2012-2015 är 81 777 kkr lägre än det belopp på 2 825 797 kkr som KENT ger.

3.1 Allmänt

Beräkning av intäktsramens belopp i ansökan baseras på uppgifter om KNAB:s elnätsanläggning samt historiska påverkbara löpande kostnader och prognoser för framtida opåverkbara löpande kostnader i enlighet med EI:s framtagna metod.

I beräkningen används av EI rekommenderade preliminära parametrar vilka framgår av kapitel 3.2. Utöver det används en egen ansats om inflationsutvecklingen (kapitel 3.3.1) samt prognoser för investeringar (kapitel 4.5) och opåverkbara kostnader (kapitel 5.3). Utöver uppgifterna i KENT justeras intäktsramen med de korrigeringar som beskrivs i kapitel 5.1.

Under perioden kommer preliminära parametrar bli definitiva och prognosutfall bli kända. Avvikelser mot ursprungliga bedömningar avseende dessa delar ändrar förutsättningarna för beräkningarna och innebär att beräkningarna ger en annan intäktsram.

Först vid EI:s omprövning efter tillsynsperiodens slut kommer dessa avvikelser att justera intäktsramens belopp. Vi förutsätter att omprövningen tar hänsyn till ovan nämnda avvikelser och sker med dagens beräkningsmodell, enligt KENT, och i övrigt oförändrade förutsättningar.

KNAB kommer att följa upp och uppdatera intäktsramen under perioden utifrån dessa avvikelser och förutsätter att beloppet för den uppdaterade intäktsramen motsvarar det som EI:s omprövning efter perioden ger och att vår uppdaterade intäktsram därmed godkänns i efterhand.

3.2 Modellens parametrar

Den ansökta intäktsramen är beräknad med de parametrar som anges som standard i KENT, enligt nedan.

3.2.1 Kalkylräntor

3.2.1.1 WACC

Intäktsramen är beräknad på en kalkylränta för kapitalkostnad, WACC, på 5 % för varje år under perioden då detta är det värde som anges i KENT.

Vi förutsätter en stabil WACC under perioden som möjliggör en långsiktig förutsägbarhet och stabila nätavgifter.

3.2.1.2 Neutraliseringsränta

Intäktsramen är beräknad på 4.83 % ränta på det kapital som inte ska ingå i kapitalbasen utan räknas om till löpande kostnad. Detta värde är det som anges i KENT och är den ränta som EI avser att använda för åren 2006-2009, enligt PM 2011:03 *Ränta vid omräkning från kapitalkostnad till löpande kostnad i förhandsregleringen*.

3.2.2 Avskrivningstider

Intäktsramen är beräknad med de avskrivningstider som EI avser att använda; 40 år för ledningar samt stationer, transformatorer och kringutrustning, 10 år för elmätare och IT-system.

3.2.3 Indexuppräknings

Intäktsramen är beräknad med de preliminära indexuppräknings som används i KENT. Det vill säga 0 % uppräknings av NUAK och 0 % uppräknings av löpande kostnader under perioden.

3.2.4 Effektiviseringskrav

Intäktsramen är beräknad med det effektiviseringskrav på 1 % per år som anges som preliminärt i KENT.

3.3 Egna parametrar

3.3.1 Inflation

Intäktsramen är beräknad med en antagen inflation på 1.5 % per år, vilket följer snittet för utvecklingen av årsmedel för konsumentprisindex mellan åren 2000 och 2010. Inflationen används endast för indexuppräknning av opåverkbara kostnader. För övriga kostnader används indexuppräknning enligt kapitel 3.2.3.

3.4 Prisnivåer

Prisuppgifter i ansökan är angivna i 2010 års prisnivå förutom opåverkbara löpande kostnader där prognoserna för perioden är lagda utgående från utfall 2010 och budget 2011 och uppräknade till respektive års prisnivå.

4 Kapitalbas

4.1 Allmänt

Då KNAB och Nynäshamn Energi AB (NEAB) ingår i Lunds Energikoncernen har i vissa fall gemensamma bedömningar gjorts för dessa företag.

4.2 Värderingsgrund

Av den totala ingående kapitalbasen är 95.1 % värderad med normvärde. 0.9 % har värderats med anskaffningsvärde och 4.0 % med annat skäligt värde. Av den del av kapitalbasen som inte är värderade med normvärde beror 25 % på att anläggningen inte finns i normvärdeslistan och 75 % på att objektiva förutsättningar gör att befintliga normvärden inte är användbara.

Äldre anläggningar är oftast införda i anläggningsregistret i stora grupper och är därigenom omöjliga att spåra. Under åren har många elnät införlivats i det som idag utgör KNAB, i många fall elnät inom kommunal förvaltning. I dessa fall har normalt köpeskillingen införts i anläggningsregistret, schablonmässigt fördelat på olika nätdelar. Vidare aktiverades investeringar huvudsakligen månadsvis och inte projektvis fram till 2007, då ett nytt redovisningssystem infördes i koncernen, vilket medfört att anskaffningsvärden inte är spårbara i den ekonomiska redovisningen.

Bilaga 1 visar revisorsintyg som styrker de begränsade möjligheterna att hitta anskaffningsvärden respektive bokfört värde på komponentnivå i anläggningsregistret.

4.2.1 Normvärde – metod 1

Anläggningar värderade med normvärde bidrar till kapitalbasen med 4 961 338 kkr (95.1 %).

Merparten av de anläggningar som värderas med normvärde hämtas från det tekniska anläggningsregistret i nätinformationssystemet, Facilplus för de flesta nätområden och Rakel för f.d. Kreab Östs nätområden. Anläggningarna i nätinformationssystemen har mappats mot EI:s normvärdeslista utifrån EI:s beskrivningar och översättningslistor.

Information gällande mottagnings- och fördelningsstationer är begränsad i nätinformationssystemen. För dessa har därför istället en manuell sammanställning över ingående komponenter gjorts utifrån de normvärden som avser stationer med spänning ≥ 12 kV.

Även information om mätare är begränsad i nätinformationssystemen. Denna information har istället hämtats från mätdatabasens anläggningsregister.

4.2.2 Anskaffningsvärde – metod 2

Anläggningar värderade med anskaffningsvärde bidrar till kapitalbasen med 47 638 kkr (0.9 %).

Anskaffningsvärden styrks huvudsakligen av det ekonomiska anläggningsregistret där anskaffningsdatum och anskaffningsvärde finns angivet.

Anskaffningsvärden och anskaffningsår för respektive anläggning är införda i KENT under *Kapitalbas övriga metoder*.

4.2.2.1 Nätstationer

Anledning till metod 2: Objektiva förutsättningar gör att befintliga normvärden inte är användbara.

Bakgrund: Inom Lunds Energikoncernen finns totalt 324 stycken inomhusbetjänade högbyggda större nätstationer (≥ 800 kVA). 299 stycken av dessa finns inom KNAB.

Skäl till varför befintliga normvärden för nätstationer inte är användbara för dessa inomhusbetjänade stationer beskrivs i kapitel 4.2.4.1.

Tre av de 299 stationerna är uppförda under 2007 eller senare, det vill säga efter det att det nya redovisningssystemet togs i drift. En av dessa driftsattes i Höör under 2010. Den betalades dock under 2009 då Höörs elnät fortfarande drevs som en teknisk förvaltning inom Höörs kommun. Det är därför inte möjligt att hitta anskaffningsvärde för denna.

De resterande två är uppförda under 2007. För dessa två finns anskaffningsvärde dokumenterat i det ekonomiska anläggningsregistret

Övriga 297 stationer inom KNAB värderas med annat skäligt värde, se kapitel 4.2.4.1.

Styrkande dokument: De två stationerna, en med 3 högspänningsfack och en med 4 högspänningsfack, som uppfördes under 2007 ingick i samma projekt. Därför finns endast det samlade anskaffningsvärdet för

dessa två dokumenterat i det ekonomiska anläggningsregistret. I anskaffningsvärdet ingår även de två transformatorerna i stationerna.

Bilaga 2 anger totalt anskaffningsvärde och en fördelning av detta på respektive station, exklusive transformator.

4.2.2.2 Centralt driftsystem

Anledning till metod 2: Normvärde saknas.

Bakgrund: Idag finns fyra olika driftsystem inom KNAB. De nätföretag som har fusionerats in i KNAB under 2010 har alla sitt eget system. Upphandling av ett nytt gemensamt driftsystem pågår och driftsättning av det nya systemet beräknas ske under 2012.

Då dagens fyra system ger ett högre nuanskaffningsvärde än vad inkomna anbud för ett nytt gemensamt system indikerar räknas endast två av dagens system med i denna ansökan, de som används inom f.d. Lunds Energis respektive inom f.d. Ringsjö Energis nätområde. I 2010 års pris blir värdet för dessa två ca 3.8 Mkr vilket bedöms ungefär motsvara värdet av det nya systemet.

Övriga delar av driftsystemet bedömer vi att täcks av normvärden:

- Fjärrkontrollterminal i mottagnings- och fördelningsstationer i posten *Grundkostnad station* (innehåller enligt specifikation fjärrkontrollterminal i kontrollutrustning)
- Fjärrstyrda frånskiljare i posten *Ledningsfrånskiljare fjärr, 12-24 kV* (kod R-NR-LFS-1-1)
- Kommunikation täcks till största delen av poster för *Styrkabel*.

Styrkande dokument: Anskaffningsvärdet för respektive system styrks med hjälp av det ekonomiska anläggningsregistret. Anskaffningsår sätts till året för driftsättning.

Bilaga 3 visar utdrag ur anläggningsregistret avseende anskaffningsvärde för centralt driftsystem inom Lunds Energi respektive Ringsjö Energi.

4.2.2.3 Elmätare kat. 2-5, mätsystem, viss kommunikation etc

Anledning till metod 2: Normvärde saknas.

Bakgrund: För elmätare kategori 1 finns normvärde. Normvärdet täcker även den kommunikation, till och med koncentrator, som kan hänföras till mätaren (enligt EI:s Handbok version 3.1).

Övriga anläggningar och system för mätning saknar normvärde. Det vill säga elmätare kategori 2-5, mätsystem (mätinsamling, mätvärdeshantering och avräkning) samt den kommunikation som inte täcks av normvärdet.

Styrkande dokument: I det ekonomiska anläggningsregistret finns mätare, mätsystem, kommunikation etc avseende nyttigheten el samlat i en grupp. I denna grupp finns investeringar från 2004 och framåt till ett sammanlagt anskaffningsvärde av 217 387 kkr. Indexuppräknning till 2010, enligt EI:s metod, ger 226 046 kkr. För att avse endast de delar som inte täcks av normvärde reduceras beloppet för 2010 med det totala värdet av mätare kategori 1, 185 412 kkr. Då kvarstår 40 634 kkr, vilket motsvarar det samlade anskaffningsvärdet för elmätare kategori 2-5, mätsystem, viss

kommunikation etc. Värdet motsvarar anskaffningsvärdet uppräknat till 2010 och är det värde som införs i KENT med anskaffningsår 2010.

Bilaga 4 anger ursprungligt anskaffningsvärde samt beräkningar för att erhålla det samlade anskaffningsvärdet för elmätare kategori 2-5, mätsystem, viss kommunikation etc i 2010 års värde.

4.2.2.4 Mobila reservkraftaggregat

Anledning till metod 2: Normvärde saknas.

Bakgrund: För fyra mobila reservkraftaggregat inom KNAB finns anskaffningsvärden.

Styrkande dokument: Anskaffningsvärde och anskaffningsdatum för de fyra mobila reservkraftaggregaten styrks med hjälp av offerter.

För övriga mobila reservkraftaggregat används annat skäligt värde, se kapitel 3.2.1.3.

Bilaga 5 visar offerter med anskaffningsvärde och anskaffningsdatum för de fyra mobila reservkraftaggregaten.

4.2.3 Bokfört värde – metod 3

Värderingsmetod med hjälp av bokfört värde används inte då bokfört värde saknas för de anläggningar som saknar anskaffningsvärde.

4.2.4 Annat skäligt värde – metod 4

Totalt bidrar anläggningar värderade med annat skäligt värde till kapitalbasen med 208 479 kkr (4.0 %).

För att göra en objektiv bedömning av ett skäligt värde med hänsyn till anläggningens beskaffenhet har som huvudregel konsulter utnyttjats för värderingen. I fall där endast materialkostnad används för bedömning av ett skäligt värde har priser från leverantörer begärts in.

Skäligt värde för respektive anläggning förs in i KENT under *Kapitalbas övriga metoder*.

4.2.4.1 Nätstationer

Anledning till metod 4: Objektiva förutsättningar gör att befintliga normvärden inte är användbara. Anskaffningsvärde saknas.

Bakgrund: Inom Lunds Energikoncernen finns totalt 324 stycken inomhusbetjänade högbyggda större nätstationer (≥ 800 kVA). 299 stycken av dessa finns inom KNAB. Av dessa kan två stycken värderas med anskaffningsvärde, se kapitel 4.2.4.1.

Normvärden för nätstationer 800 kVA respektive 2x800 kVA avser utomhusbetjänade stationer i plåt eller betong med ett högspänningsfack utöver transformatorfack.

Det finns flera anledningar till att en inomhusbetjänad station valts framför en utomhusbetjänad normstation:

- Tidigare fanns inte utomhusbetjänade dubbelstationer. Alternativet kunde då vara att istället bygga två intilliggande enkla normstationer. Kostnaden jämfört med en inomhusbetjänad

dubbelstation hade dock blivit betydligt högre. Det hade också inneburit ett högre värde i kapitalbasen än vad Rejlers värde för en inomhusbetjänad dubbelstation ger.

- Inomhusbetjänade stationer är mer robusta och har en betydligt längre livslängd än normstationerna. I flera av de äldre stationerna har ställverk bytts ut flera gånger medan stationen i övrigt är intakt.
- Många av de inomhusbetjänade stationerna är placerade i cityområden där det av säkerhetsskäl är viktigt att kunna stänga vid arbete i stationen och slippa att ha luckor stående öppna. I dessa miljöer är det även en stor säkerhetsmässig fördel att de står emot vandalisering och sabotage bättre än en normstation.
- En inomhusbetjänad station har också fördelen att ha öppning på endast en sida medan en 800 kVA normstation normalt har öppningar på alla fyra sidor. En inomhusbetjänad station kan därför placeras på platser där en normstation inte är möjlig att placera.

Utöver ovanstående inomhusbetjänade nätstationer finns inom KNAB även fem stycken underjordiska nätstationer. Dessa är placerade på platser där kommunen inte gett bygglov till en ovanjordisk station av stadsplanemässiga skäl. Någon alternativ placering som möjliggjort en ovanjordisk station har inte heller varit möjlig.

Bedömning av skäligt värde: För att göra en objektiv värdering av de inomhusbetjänade och underjordiska nätstationerna har Rejlers Ingenjörer AB använts. De inomhusbetjänade stationerna har delats in och värderats i grupper efter storlek (enkel eller dubbel), spänning (12 eller 24 kV) och antal högspänningsfack. De underjordiska stationerna har värderats individuellt efter storlek, bestyckning etc.

Rejlers har inhämtat priser från olika leverantörer av kompletta nätstationer samt använt EBR:s kostnads katalog KLG 1:10 för tilläggs kostnader. Omkostnadspåsläggen i använda kostnader är reducerade i enlighet med EI:s rapport EI R2010:7.

Rejlers värdering av nätstationer ger följande:

[kkkr]	Inomhus- betjänade	Under- jordiska
Värde enligt Rejlers	175 896	14 585
Normvärde	123 037	2 487

I Bilaga 6 finns Rejlers rapport för hur värderingen har utförts samt beräknade värden för respektive station eller stationstyp.

4.2.4.2 Mobila reservkraftaggregat

Anledning till metod 4: Normvärde och anskaffningsvärde saknas.

Bakgrund: Utöver de fyra mobila reservkraftaggregat som det finns anskaffningsvärde för (enligt kapitel 4.2.2.4) finns ytterligare 13 aggregat i storlekar från 60 till 400 kVA inom Lunds Energikoncernen, varav 11 inom KNAB.

Bedömning av skäligt värde: För att erhålla en objektiv värdering har ABB gjort en uppskattning av nuanskningsvärdet för fyra storlekar av mobila reservkraftaggregat. Då dessa värden inte täcker alla de storlekar på reservkraftaggregat som finns inom koncernen har en modell använts för att även täcka övriga storlekar.

Modellen bygger på antagandet att priset för ett reservkraftaggregat består av ett grundpris per aggregat och ett pristillägg per kVA. Ett grundpris på 100 000 kr/st och ett pristillägg på 1 000 kr/kVA ger priser som är samma eller något lägre än ABB:s nuanskningsvärde. Vi bedömer det vara en skälig modell för att värdera de aggregat som saknar anskaffningsvärde.

Bilaga 7 visar de mobila reservkraftaggregat som finns inom Lunds Energikoncernen och det värde som den beskrivna modellen ger. Där finns även värderingsintyg från ABB.

4.2.4.3 Stationär reservkraft Höör

Anledning till metod 4: Normvärde och anskaffningsvärde saknas.

Bakgrund: I Höör finns ett stationärt reservkraftverk på 2 x 1 250 kVA. Reservkraftsanläggningen består förutom generatorer av en nätstation med två stycken 1 250 kVA transformatorer och ställverk med effektbrytare. Anläggningen är placerad i en byggnad på ca 100 m².

Bedömning av skäligt värde: För att göra en objektiv värdering av reservkraftanläggning inklusive byggnad och nätstation har Rejlers Ingenjörer använts. (De två transformatorerna är exkluderade och värderas enligt normvärdeslistan).

I Bilaga 5 finns Rejlers rapport som beskriver vad som ingår i värderingen av reservkraften och vilket värde som beräknats.

4.2.4.4 Tillägg jordkabel 12 kV med area över 300 mm²

Anledning till metod 4: Normvärde och anskaffningsvärde saknas.

Bakgrund: Inom KNAB finns jordkabel 12 kV; 10.3 km 3x1x500 mm² och 7.0 km 3x1x630 mm². För jordkabel 12-24 kV med en area över 300 mm² saknas normvärde. Dessa areor täcks inte heller av de av EI framtagna översättningslistorna.

Närmsta normvärde idag är jordkabel PEX 3x1x240 mm² i city och tätort och PEX 3x240 mm² i landsbygd. Prisskillnaden mellan normvärden och 3x1x500 mm² respektive 3x1x630 mm² består i första hand av skillnaden i kabelns materialkostnad. Utöver det är arbetskostnaden något högre för en grövre kabel då den tar längre tid att förlägga etc.

Bedömning av skäligt värde: De grövre kabeltyperna mappas i Facilplus mot PEX 3x1x240 mm² i city och tätort respektive mot PEX 3x240 mm² i landsbygd. Det gör att även dessa kabeltyper får rätt områdesindelning. För att täcka den högre kabelkostnaden används därefter ett tillägg beräknat med priser från kabelleverantören Onninen AB. I landsbygd avser normvärdet 3x240 mm² med ett lägre kabelpris än 3x1x240 mm² och motiverar därmed ett högre tillägg. Då endast en mindre del är förlagd i landsbygd används dock de lägre tilläggen, enligt tabell nedan, för hela kabellängderna, oavsett områdestyp.

Kabeltyp	Pristillägg mot norm
PEX 3x1x500 mm ²	150 000 kr/km
PEX 3x1x630 mm ²	171 000 kr/km

Pristilläggen införs i *Kapitalbas övriga metoder* i KENT. Då tillägget är oberoende av områdestyp anges hela sträckan som samma typ av anläggning, *Jordkabel tillägg*.

Bilaga 8 anger hur pristilläggen har beräknats för de grövre kabeltyperna samt visar prisintyg från Onninen AB.

4.2.4.5 Tillägg för 5-ledare serviskabel

Anledning till metod 4: Normvärde och anskaffningsvärde saknas.

Bakgrund: Enligt svensk standard SS 437 01 40, utgåva 3, ska serviskabel på lågspänning normalt utföras med fördelningssystem TN-S, dvs med separat PE-ledare. Detta har gjort att det inom KNAB finns en viss andel jordkabel till lågspänningsserviser utförda med 5-ledare istället för 4-ledare. I vissa fall ställer också kunden krav på att servisen ska utföras med 5-ledare.

En separat PE-ledare ger kundanläggningen en säkrare skyddsjord. Vid areor från 50 mm² utgör PE-ledaren även skärm vilket gör att elektriska och magnetiska fält reduceras betydligt.

För att möjliggöra en fortsatt utbyggnad av 5-ledarsystem, i enlighet med svensk standard, är det väsentligt att normvärden för dessa kablar tas fram till kommande normvärdeslista.

Bedömning av skäligt värde: 5-ledarkablarna mappas mot normvärden för 4-ledare i Facilplus. För att täcka den högre kostnaden för 5-ledare jämfört med normvärdet för 4-ledare används ett tillägg beräknat med hjälp av priser från kabelleverantören Elektroskandia. Tillägget består endast av skillnaden i materialpris mellan en 4-ledarkabel och motsvarande 5-ledarkabel

Bilaga 9 anger beräkning av pristilläggen för 5-ledare serviskabel samt visar prisintyg från Elektroskandia AB.

4.3 Beräkning av arbetskostnad

I de fall en arbetskostnad har använts vid värdering med annan metod har arbetskostnad enligt EBR:s kostnadskatalog KLG 1:10 använts. Arbetsomkostnadspålägget har justerats i enlighet med EI:s rapport EI R2010:7. En arbetskostnad på 499 kr per timme har använts.

Bilaga 5, Rejlers rapport, anger närmare beräkningen av arbetskostnad.

4.4 Investeringsplan

Den prognostiserade investeringsplanen för perioden utgörs av antaganden om expansion, anslutning av ny elproduktion samt egna investeringar i ombyggnad av stationer, kabling av luftledning etc.

Investeringsplanen utgörs av reinvesteringsprojekt, bestående av en utrangering och en investering, och rena nyinvesteringsprojekt, bestående av endast en investering. Antaganden om de samlade investeringarna och utrangeringarna per halvår är införda i KENT.

Det är mycket svårt att förutse vilka anläggningsdelar som investeringarna och utrangeringarna kommer att utgöras av. Då det, förutom beloppet, endast är avskrivningstiden som ger investeringens påverkan på intäktsramen är antagna investeringar och utrangeringar införda endast som *Övriga ledningar* (40 år) eller *Mätare* (10 år).

Vi förutsätter att avvikelser mot investeringsplanerna under perioden justerar intäktsramens belopp vid omprövningen efter tillsynsperiodens slut.

5 Löpande kostnader

Ansökan baseras på en summering av historiskt rapporterade data för de företag som under basåren 2006-2009 var fristående men som nu ingår i KNAB.

5.1 Korrigeringar av historiskt rapporterade data som inte justerar KENT

De korrigeringar som beskrivs i detta kapitel är inte möjliga att införa i KENT och påverkar därmed inte resultatet i KENT. Därför beskrivs justeringarna och deras påverkan på intäktsramen i denna ansökan.

De korrigeringar av historiskt rapporterade data som anges nedan innebär sammanlagt en justering av *Påverkbara kostnader med effektiviseringskrav* för perioden 2012-2015 från 700 005 kkr, beräknat med ursprungligt rapporterade data, till 618 228 kkr, beräknat med korrigerade data. Det vill säga en sänkning av intäktsramen för perioden med totalt 81 777 kkr.

Bilaga 10 visar El:s mall för beräkning av Påverkbara kostnader med effektiviseringskrav med korrigerade historiskt rapporterade data.

5.1.1 Transitering och inköp av kraft, Lunds Energi år 2006

Korrigerig: Vid beräkning av intäktsramen justeras posten *Kostnad för transitering och inköp av kraft* (RR7320) för 2006 upp med 2 682 kkr. Posten ökar från 145 604 kkr till 148 286 kkr.

Påverkan på intäktsram: Intäktsramen för perioden 2012-2015 ökas med totalt 2 913 kkr genom att korrigeringen ökar *Påverkbara kostnader med effektiviseringskrav* med motsvarande belopp.

Orsak: Inrapporteringen för Lunds Energi AB avseende år 2006 gjordes dels genom att en underskriven egen årsrapport skickades in och dels via NEON. Myndigheten påpekade avvikelse i resultaträkningen mellan dessa två rapporter.

Orsaken till avvikelsen var att i den egna årsrapporten angavs felaktigt i not till *Kostnader för transitering och inköp av kraft* att myndighetsavgifter ingick då de i själva verket var bokförda under *Övriga externa kostnader*.

Det ansågs då lättare att justera i den icke underskrivna NEON-rapporten än i den underskrivna. Därför justerades RR7321 ner med ett belopp

motsvarande myndighetsavgifterna (från värde i kolumn Ursprunglig till värde i kolumn Justerad i tabell nedan). Justeringen minskade då även RR7320.

Dock gjordes inte motsvarande justering av TN630100 och TN630450. Då RR7320 reduceras med TN630100 i KENT ger det (efter justeringen 2006) summan -2 682 kkr, vilket då innebär för låga löpande påverkbara kostnader för 2006.

Inrapportering i NEON 2006, Lunds Energi AB		Ursprunglig ÅR 2006	Justerad ÅR 2006
Kostnader för abonnemang till överliggande och angränsande nät	TN630100	44 599	44 599
Kostnader för inköpt energi för att täcka nätförluster	TN630450	18 272	18 272
Summa		62 871	62 871
Transitering och inköp av kraft	RR7321	62 871	60 189
Myndighetsavgifter	RR7324	2 682	2 682
Totalt kostnader för transitering och inköp av kraft	RR7320	65 553	62 871
Beräkning intäktsram (RR7320-TN630100-TN630450-RR7324)		0	-2 682

Posten *Kostnad för transitering och inköp av kraft* (RR7320) för 2006 ska för Lunds Energi justeras upp med 2 682 kkr, från 62 871 kkr tillbaks till 65 553 kkr som ursprungligen rapporterades för 2006. Det innebär en ökning för det samlade KNAB från 145 604 kkr till 148 286 kkr.

5.1.2 Transitering och inköp av kraft, Lunds Energi år 2009

Korrigerig: Vid beräkning av intäktsram justeras posten *Kostnad för transitering och inköp av kraft* (RR7320) för 2009 upp med 618 kkr. Posten ökas från 163 044 kkr till 163 662 kkr.

Påverkan på intäktsram: Intäktsramen för perioden 2012-2015 ökas med totalt 603 kkr genom att korrigeringen ökar *Påverkbara kostnader med effektiviseringskrav* med motsvarande belopp.

Orsak: I inrapporteringen för Lunds Energi AB avseende år 2009 finns 618 kkr redovisade som *Återbetalning från överliggande nät avseende tidigare års nätavgifter* (RR7322). Detta avser återbetalning från Eon på grund av att Svenska Kraftnät sänkte stamnätsavgiften.

Då återbetalningen är redovisad under RR7322 och därmed inte är inräknad i *Kostnader för abonnemang till överliggande och angränsande nät* (TN630100) sänker det *Kostnader för transitering och inköp av kraft* (RR7320) men påverkar inte TN630100. Då RR7320 reduceras med TN630100 i KENT ger det summan -618 kkr, vilket då innebär för låga tillåtna påverkbara kostnader för 2009.

Posten *Kostnad för transitering och inköp av kraft* (RR7320) för 2009 ska justeras upp med 618 kkr. Det innebär för det samlade KNAB en ökning från 163 044 kkr till 163 662 kkr

5.1.3 Råvaror och förnödenheter, Lunds Energi 2007-2009

Korrigerig: Vid beräkning av intäktsram justeras posten *Råvaror och förnödenheter* (RR73120) för åren 2007 till 2009 ned enligt:

	2006	2007	2008	2009
Ursprungliga värden	3 380	19 587	79 150	15 401
Justering	0	-4 069	-70 951	-9 922
Justerade värden	3 380	15 518	8 199	5 479

Påverkan på intäktsram: Intäktsramen för perioden 2012-2015 minskas med totalt 85 293 kkr genom att korrigeringen minskar *Påverkbara kostnader med effektiviseringskrav* med motsvarande belopp

Orsak: Projektet för övergång till fjärravlästa mätare genomfördes gemensamt för elnätsföretagen inom koncernen. Lunds Energi AB fakturerades hela kostnaden och vidarefakturerade i sin tur övriga elnätsföretag. I årsrapporten redovisade Lunds Energi hela kostnaden för projektet under *Råvaror och förnödenheter*. De delar som vidarefakturerades redovisade respektive mottagande företag som kostnader. Lunds Energis intäkter från vidarefaktureringen av projektet redovisades under *Övriga rörelseintäkter*.

Vid sammanslagning av de historiska årsrapporterna för de bolag som numer ingår i KNAB räknas då de vidarefakturerade kostnaderna med två gånger och ger därmed för höga löpande kostnader för perioden 2006-2009.

I tabellerna anges ursprungligt redovisade värden samt justerad värden för *Råvaror och förnödenheter* respektive *Övriga rörelseintäkter*.

Råvaror och förnödenheter, RR73120				
Värden i Årsrapport	2006	2007	2008	2009
Lunds Energi AB	-974	-16 401	-76 972	-14 171
Summa KNAB	-3 380	-19 587	-79 150	-15 401
Vidarefakturerat inom koncernen	0	4 069	70 951	9 922
Justerade värden				
Lunds Energi AB	-974	-12 332	-6 021	-4 249
Summa KNAB	-3 380	-15 518	-8 199	-5 479

Övriga rörelseintäkter, RR71150				
Värden i Årsrapport	2006	2007	2008	2009
Lunds Energi AB	3 775	21 026	82 822	19 695
Summa KNAB	5 650	24 565	85 870	21 349
Vidarefakturerat inom koncernen	0	4 069	70 951	9 922
Justerade värden				
Lunds Energi AB	3 775	16 957	11 871	9 773
Summa KNAB	5 650	20 496	14 919	11 427

5.2 Korrigeringar av historiskt rapporterade data som justerar KENT

De korrigeringar som beskrivs i detta kapitel är införda i KENT och har justerat det resultatet som KENT ger.

5.2.1 Avbrottsersättning

Utbetald avbrottsersättning är redovisad som en övrig extern kostnad i Kreab Energi AB för år 2008 (340 000 kr) och i Kreab Öst AB för år 2007 (8 094 000 kr) och för år 2008 (649 000 kr). För att de ska ha en korrekt påverkan på intäktsramen anges dessa kostnader under *Avbrottsersättning till kund som bokats som kostnad i redovisningen* i KENT.

5.3 Prognos av opåverkbara kostnader

Prognoser för perioden 2012-2015 baseras på utfall för 2010 samt budgeterade värden för 2011. En procentuellt ökande utveckling antas efter 2011 enligt tabell:

Kostnadspost	Parameter	Utveckling
Abonnemang till överliggande och angränsande nät	Volym (MWh)	+0.05 %
	Pris (kr/MWh)	+1 %
Nätförluster	Volym (MWh)	+0.05 %
	Pris (kr/MWh)	+1 %
Ersättning till innehavare av produktionsanläggning för inmatning	Volym (MWh)	+1 %
	Pris (kr/MWh)	+1 %
Myndighetsavgifter	Abon. hsp (st)	0 %
	Abon. lsp (st)	+0.5 %
	Avgift hsp (kr)	oförändrad
	Avgift lsp (kr)	oförändrad

I tabellen anges den antagna reala prisutvecklingen. Till det läggs en antagen inflation på 1.5 % per år, vilket följer snittet för utvecklingen av årsmedel för konsumentprisindex mellan åren 2000 och 2010.

Kommentarer:

Volymen för elnätsförlusterna justeras ner för 2012 jämfört med budget för 2011 pga ett betydligt lägre utfall för 2010.

På grund av införandet av prisområden från 1 november 2011 antas en extra elprisökning med 50 kr/MWh från 2012.

6 Neutralisering av kostnader mellan löpande och kapital

6.1 Löpande till kapital

Av bolagen som fusionerats in i KNAB har KREAB Öst under basåren 2006-2009 leasat vissa fördelningsstationer (den sista löstes in under 2010). I övrigt finns inga leasing-/hyreskostnader för anläggningar som ingår i kapitalbasen.

KREAB Östs leasingkostnader är inlagda i KENT under posten *Leasing och/eller hyreskostnader för anläggningar som ingår i kapitalbasen* och reducerar därmed de historiska löpande kostnaderna med motsvarande belopp.

6.2 Kapital till löpande

Vissa anläggningstillgångar får inte ingå i kapitalbasen utan ska räknas om till löpande kostnader.

6.2.1 Anläggningsregister

Anläggningar i anläggningsregistret som inte får räknas med i kapitalbasen utgörs av vissa kontor, fordon och inventarier etc. Beräkningen av värdet för dessa utgår från de anläggningstillgångar avseende *Byggnader och mark* samt *Inventarier, verktyg och installation* som rapporterats in via årsrapporten för de aktuella åren.

Vissa justeringar av de ursprungligt inrapporterade värdena har gjorts för anläggningar som ingår i kapitalbasen. Det gäller för *Byggnader och mark* inom Höörs Energiverk, Lunds Energi och Ringsjö Energi där vissa elnätsanläggningar har ingått och för *Inventarier, verktyg och installation* inom Höörs Energiverk där även fjärravlästa mätare har redovisats.

Justerade restvärden och avskrivningar är överförda till KENT under posten *Anläggningstillgångar som inte ingår i kapitalbasen* och ökar därmed de historiska löpande kostnaderna.

Bilaga 11 anger gjorda justeringar och slutliga justerade värden.

6.2.2 Markkostnad

Inom KNAB bokförs markkostnader som investeringar men ska ingå som löpande kostnader i regleringen. Markkostnaderna har bokförts tillsammans med övriga projektkostnader och är inte möjliga att separera ur det ekonomiska anläggningsregistret.

EI har schablonmässigt reducerat normvärden för luftledning samt jordkabel på landsbygd 12-24 kV för markkostnader. Det bör då vara möjligt att på motsvarande sätt schablonmässigt lägga till dessa markkostnader till de löpande kostnaderna.

2010-12-31 fanns 2 180 km ledningar inom KNAB vilka berörs av reduktionen för markkostnader. Värdet av reduktionen för markkostnader för dessa uppgår till 23 297 kkr. Av dessa är 1 083 km luftledning vilka reducerats med 19 716 kkr.

Det är värdet av reduktionen för markkostnaderna för respektive år 2006-2009 som ska räknas om till löpande kostnader. Längden luftledning har minskat mellan 2006 och 2010 medan längden jordkabel har ökat. För att inte övervärdera reduktionen för 2006-2009 tas därför endast reduktionen avseende markkostnader för luftledning med i omräkningen till löpande kostnader.

Då markkostnader idag inte bokförs separat skrivs det av tillsammans med övrigt i projektet. Vid en separat redovisning skulle däremot ingen avskrivning göras. Därför beräknas endast en räntekostnad utifrån utgående bokfört värde.

För att inte övervärdera räntekostnaden används endast reduktionen av markkostnader för luftledning. Värdet av reduktionen för 2010 används som utgående bokfört värde för respektive år. Detta värde läggs till utgående bokförda värden från kapitel 6.2.1.

Bilaga 11 anger reduktionen för markkostnader som läggs till utgående bokfört värde.

7 Periodisering av intäkter

Inom Lunds Energikoncernen gäller att från och med 2010 ska alla anslutningsavgifter från vindkraftsanslutningar periodiseras över 15 år och från och med 2011 ska anslutningsavgifter av väsentlig art periodiseras.

Det finns även en plan för att alla anslutningsavgifter ska periodiseras så snart redovisningssystemet kan hantera detta.

Tabellen anger årliga intäkter från vindkraftprojekt under 2010 där anslutningsavgiften periodiserats samt budgeterade intäkter från projekt under 2011 där anslutningsavgiften kommer att periodiseras.

År	Projekt	Effekt	Anslutningsavgift under året (kr)	Periodiserad intäkt per år (kr)
2010	Lyby 1 o 2	2x2 MW	1 112 500	74 167
2010	Västraby NO	2 MW	542 500	36 167
2010	Huggelseke 3:32, Bessinge 2:32, 3:15	3x2 MW	1 406 000	93 733
Summa 2010			3 061 000	204 067
2011	Trolleberg	2x2 MW	1 000 000	67 000
2011	Huggelseke 3:32, Bessinge 2:32, 3:15	3x2 MW	5 000 000	330 000
Summa 2011			6 000 000	397 000

Det innebär att under tillsynsperioden kommer ca 600 000 kr av de årliga intäkterna komma från periodiserade anslutningsavgifter från vindkraftprojekt driftsatta under 2010 och 2011.

Bilagor

1. Revisorsintyg
2. Värdering av nätstationer – metod 2
3. Värdering av centralt driftsystem – metod 2
4. Värdering av elmätare kategori 2-5, mätsystem, viss kommunikation etc – metod 2
5. Offerter på mobila reservkraftaggregat
6. Rapport Rejlers, värdering av nätstationer samt stationärt reservkraftaggregat – metod 4
7. Värdering av mobila reservkraftaggregat – metod 4. Inklusive värderingsintyg
8. Värdering av tillägg för jordkabel 12 kV med area över 300 mm² – metod 4. Inklusive prisintyg
9. Värdering av tillägg för 5-ledare 0.4 kV serviskabel – metod 4. Inklusive prisintyg
10. Korrigeringar av historiskt rapporterade data som inte justerar KENT
11. Anläggningstillgångar som inte ingår i kapitalbasen