

Ansökan om intäktsram för tillsynsperioden 2012-2015, Nynäshamn Energi AB

1 Allmänt

Ansökan om intäktsram gäller för Nynäshamn Energi AB, redovisningsenhet REL00138.

2 Yrkanden

Baserat på de förutsättningar som anges nedan (kapitel 3) yrkar Nynäshamn Energi AB (NEAB) att Energimarknadsinspektionen (EI) som intäktsram för NEAB:s redovisningsenhet REL00138 för tillsynsperioden år 2012 till och med 2015 fastställer ett belopp om 385 453 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 NEAB att över tiden möta lagstiftningens ökade krav på tillgänglighet, mätning etc, vilket är en förutsättning för verksamhetens långsiktiga fortlevnad.

Utvecklingen av nättarifferna ska särskiljas från ansökt intäktsram. Betydande faktorer för den långsiktiga tariffutvecklingen framgår av kap 7.

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 NEAB ingett genom IT-systemet KENT med tillägg enligt denna ansökan.

3.1 Allmänt

Beräkning av intäktsramens belopp i ansökan baseras på uppgifter om NEAB:s elnätansläggning 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 5.1).

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.

NEAB 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 indexuppräknings av opåverkbara kostnader. För övriga kostnader används indexuppräknings 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 NEAB och Krafringen Nät AB (KNAB) 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. 1.7 % har värderats med anskaffningsvärde och 3.2 % med annat skäligt värde. Av den del av kapitalbasen som inte är värderade med normvärde beror 60 % på att anläggningen inte finns i normvärdeslistan och 40 % 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. 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 566 332 kkr (95.1 %).

De flesta anläggningar som värderas med normvärde hämtas från det tekniska anläggningsregistret i nätinformationssystemet, Facilplus. Anläggningarna i Facilplus har mappats mot EI:s normvärdeslista utifrån EI:s beskrivningar och översättningslistor.

Information gällande mottagnings- och fördelningsstationer är begränsad i Facilplus. 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 Facilplus. Denna information har istället hämtats från mätdatabasens anläggningsregister.

4.2.2 Anskaffningsvärde – metod 2

Anläggningar värderade med anskaffningsvärde bidrar till kapitalbasen med 10 210 kkr (1.7 %).

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 Centralt driftsystem

Anledning till metod 2: Normvärde saknas.

Bakgrund: Inom NEAB driftsattes ett nytt drift- och övervakningssystem under 2007. I projektet ingick ett internt centralt driftsystem och extern utrustning i stationer etc. Då utrustning i stationer etc täcks av normvärden räknas endast värdet för det interna driftsystemet med här.

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: Det totala anskaffningsvärdet var 1 725 000 kr, vilket styrks av fakturor. För att värdera det centrala driftsystemet, med extern utrustning exkluderad, har leverantören av utrustningen gjort en bedömning av den del som avser det centrala driftsystemet. Värdet för detta är infört i KENT.

Bilaga 2 visar fakturor för projektet samt leverantörens bedömning av den del som avser det centrala driftsystemet, kolumnen "Inne".

4.2.2.2 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 2005 och framåt till ett sammanlagt

anskaffningsvärde av 37 753 kkr. Indexuppräknning till 2010, enligt EI:s metod, ger 39 061 kkr. För att avse endast de delar som inte täcks av normvärde reduceras beloppet för 2010 med det totala värdet av mätare kategori 1, 29 466 kkr. Då kvarstår 9 594 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 3 anger ursprungligt anskaffningsvärde samt beräkningar för att erhålla det samlade anskaffningsvärdet för elmätare kategori 2-5, mätsystem, viss kommunikation etc i 2010 års värde.

4.2.3 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 19 075 kkr (3.2 %).

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). 25 stycken av dessa finns inom NEAB.

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.

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

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

Rejlers värdering av nätstationer ger följande:

[kkkr]	Inomhusbetjänade
Värde enligt Rejlers	11 630
Normvärde	8 226

I Bilaga 4 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: Inom Lunds Energikoncernen finns 17 mobila reservkraftaggregat i storlekar från 60 till 400 kVA. Två stycken ägs av NEAB och resten ägs av KNAB (för fyra av KNAB:s aggregat finns det anskaffningsvärde).

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 5 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 Sjökabel

Anledning till metod 4: Normvärde och anskaffningsvärde saknas.

Bakgrund: Inom NEAB finns 20.6 km sjökabel på 0.4-24 kV samt 67 stycken landfästen för sjökabel. Det saknas både anskaffningsvärde och bokfört värde för dessa anläggningar då dessa har ingått i större projekt som redovisats samlat. Något annat skäligt värde finns inte heller.

Bedömning av skäligt värde: För att objektivt bedöma ett skäligt värde används EBR:s preliminära P1-kostnader (presenterade av Svensk Energi 2011-03-17). På samma sätt som EI har justerat priserna från EBR P1 med reducerade arbets- och materialomkostnadstillägg för att erhålla normvärden har vi reducerat dessa priser med 8.7 %.

Bilaga 6 visar justerade P1-priser, mängd och typ av sjökabel samt vilket värde som erhålls.

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 4, Rejlers rapport, anger närmare beräkningen av arbetskostnad.

4.4 Investeringsplan

Den prognostiserade investeringsplanen för perioden utgörs av antaganden om expansion 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

Historiskt rapporterade data är korrekta och kräver inte några korrigeringar.

5.1 Kommentar påverkbara kostnader

Det värt att notera är att de påverkbara kostnaderna för drift och underhåll under 2006 – 2009 har varit lägre än normalt. Behovet av förebyggande underhåll har i stor utsträckning utgjorts av reinvesteringar under denna period varför kostnaden för förebyggande underhåll kommer att öka den närmaste 4 årsperioden. Vid ansökan om intäktsram har dock ingen hänsyn tagits till detta, varför framtida påverkbara kostnader kan behöva justeras uppåt för kommande perioder.

5.2 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		
		2012	2013	2014-2015
Abonnemang till överliggande och angränsande nät	Volym (MWh)	+0.03 %		
	Pris (kr/MWh)	+5 %	+3 %	+1 %
Nätförluster	Volym (MWh)	+0.03 %		
	Pris (kr/MWh)	+1 %		
Ersättning till innehavare av produktionsanläggning för inmatning	Volym (MWh)	0 %		
	Pris (kr/MWh)	+1 %		
Myndighetsavgifter	Abon. hsp (st)	0 %		
	Abon. lsp (st)	+0.3 %		
	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.

6 Neutralisering av kostnader mellan löpande och kapital

6.1 Kapital till löpande

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

6.1.1 Anläggningsregister

Anläggningar i anläggningsregistret som inte får räknas med i kapitalbasen utgörs av kontor, fordon och inventarier etc. Utgående restvärde respektive avskrivningar för dessa anläggningar summeras för de aktuella åren. Dessa värden är överförda till KENT under posten *Anläggningstillgångar som inte ingår i kapitalbasen* och ökar därmed de historiska löpande kostnaderna.

Bilaga 7 anger aktuella värden.

6.1.2 Markkostnad

Inom NEAB 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.

El 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 304 km ledningar inom NEAB vilka berörs av reduktionen för markkostnader. Värdet av reduktionen för markkostnader för dessa uppgår till 4 563 kkr. Av dessa är 204 km luftledning vilka reducerats med 4 168 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 7 anger reduktionen för markkostnader som läggs till utgående bokfört värde.

7 Faktorer som påverkar nättariffernas utveckling

Utvecklingen av nättarifferna ska särskiljas från den ansökta intäktsramen.

NEAB's nättariffer ligger dock på en låg nivå p.g.a. att tidigare nätreglering, för NEAB's del, inte gav möjlighet till att ta ut skälig nätintäkt. Detta och övriga punkter nedan påverkar nättariffens långsiktiga utveckling.

- Tidigare nätreglering gav inte NEAB möjlighet till att ta ut skäliga nätintäkter, då NEAB har många sommarstugor med liten årsförbrukning med temporärt höga effektförbrukningar. Därav har intäktsnivåerna historiskt sett varit låga.
- Nya lagkrav "Inga avbrott längre än 24 timmar". Detta krav fordrar stora investeringar för utbyggnad av redundans i nätet samt tekniska åtgärder för att snabbt lokalisera felen.
- För att klara de utökade kvalitetskraven behöver reinvesteringstakten öka de närmaste åren.
- De påverkbara kostnaderna för drift och underhåll under 2006 – 2009 har varit lägre än normalt. Behovet av förebyggande underhåll har i stor utsträckning utgjorts av reinvesteringar under denna period. Kostnaden för förebyggande underhåll kommer därför att öka den närmaste 4 årsperioden.
- De nya riktlinjerna för anslutningsavgifter gör att kostnaden för anslutning av enstaka kunder på avlägsna platser inte täcks av anslut-

ningsintäkten utan mellanskillnaden betalas av kollektivet genom en högre nättariff.

- Opåverkbara kostnader för överliggande nät förväntas öka kraftigt de närmaste åren.

Bilagor

1. Revisorsintyg
2. Värdering av centralt driftsystem – metod 2
3. Värdering av elmätare kategori 2-5, mätsystem, viss kommunikation etc – metod 2
4. Rapport Rejlers, värdering av nätstationer samt stationärt reservkraftaggregat – metod 4
5. Värdering av mobila reservkraftaggregat – metod 4. Inklusive värderingsintyg
6. Värdering av sjökabel – metod 4
7. Anläggningstillgångar som inte ingår i kapitalbasen