

**Bilaga till ansökan om
intäktsram till
Energimarknadsinspektionen
2011-03-31**

**Denna handling gäller för Eskilstuna Energi och Miljö Elnäts AB
och är förklarande bilaga till ansökan som görs i
Energimarknadsinspektionens IT-system Kent.**

Innehåll

1. Ansökande företag	3
2. Ansökan om intäktsram.	3
2.1. Allmänna yrkanden och motiveringar.....	3
3. Utveckling av elmarknaden under perioden 2012-2015.	5
3.1. Utbyggnad av stamnätet.....	5
3.2. Nordisk slutkundmarknad	5
3.3. En kontakt för kunden.....	5
3.4. Timmätning.....	5
3.5. Genomslag för mikroproduktion.....	6
3.6. Smarta nät och elbilar.....	6
3.7. Elavbrotten skall minska i omfattning och till antal.....	6
3.8. Elkvalité	6
4. EEM Elnäts utveckling under perioden 2012-2015.	7
4.1. Förnyelse av anläggningar.	7
4.2. Administration och IT-system.....	7
4.3. Ekonomi EEM Elnät	7
4.4. EEM Elnäts utfall i nätnyttomodellen.....	9
5. Kapitalbas.....	10
5.1. Kapitalbas allmänt.....	10
5.2. Kapitalbas normvärde	10
5.3. Kapitalbas övriga metoder	11
5.4. Kapitalbas förändring.....	12
6. Löpande kostnader	13
6.1. Påverkbara löpande kostnader.....	14
6.2. Motivering löpande påverkbara kostnader	15
6.3. Opåverkbara löpande kostnader	16
7. Leveranskvalité	17
8. Övrigt	17

Allmänt

I det följande benämns Energimarknadsinspektionen med EI och Eskilstuna Energi och Miljö Elnät AB med EEM Elnät.

1. Ansökande företag

Företagsnamn: Eskilstuna Energi och Miljö Elnät AB
Organisationsnummer: 556513-9556
Redovisningsenhet: REL00035

Eskilstuna Energi och Miljö Elnät AB, benämns i denna handling EEM Elnät, är ett helägt dotterbolag till Eskilstuna Energi och Miljö AB. I moderbolaget ingår affärsområden Vatten och Avlopp, Värme, Återvinning, Stadsnät, Energitjänster, Service och Support. Elhandel bedrivs i ett annat helägt dotterbolag, Eskilstuna Energi och Miljö Försäljning AB.

Ett koncerngemensamt kundinformations- och faktureringsystem används av de tre bolagen med centralt kundregister och kundreskontra. All fakturering sker på uppdrag av moderbolaget. Fodran för elnät och elhandel är överläten till moderbolaget.

EEM Elnät köper också kundtjänst, mätvärdeshantering, leveranstörsbyten, andeltalsberäkning, IT-tjänster, avtalshantering, personaladministration, inköp, ekonomisk redovisning av moderbolaget.

2. Ansökan om intäktsram.

Framräknad intäktsram i Energimarknadsinspektionens beräkningsmodell (excelmall v.2.3) ger resultatet 946 mkr med egen prognos på löpande opåverkbara kostnader. I kalkyl justerad med egen prognos även på löpande påverkbara kostnader blir intäktsramen 979 mkr. Beräkningar är gjorda med wacc-räntan 5%. Kapitalbasen uppgår till 1 775 mkr.

Kapitalbasens värdering fördelar sig på följande värderingsmetoder:

Normvärde	1 685 mkr – 95 %
Anskaffningsvärde	53 mkr – 3 %
Annat skäligt värde	37 mkr – 2 %

Eskilstuna Energi och Miljö Elnät AB ansöker om intäktsramen 802 000 kkr.

2.1. Allmänna yrkanden och motiveringar.

Ansökan avser 2012-2015 vilket är en relativt lång period som innebär osäkerhet i prognoserandet. Flera regelverk är på gång och elmarknadens utveckling är svår att förutspå.

EEM Elnät anser att ett genomsnitt på perioden 2006-2009 inte är representativt för EEM Elnäts löpande kostnader under första reglerperioden. EEM Elnät yrkar på att perioden 2009-2010 och budget 2011 är en mer korrekt nivå. Se avsnitt 6.

Nivån för löpande påverkbara kostnader för år 2009 anses i EI's årliga granskning vara godkänd. Utfallet för 2010 och budget 2011 ligger på samma nivå.

EEM Elnät står inför flera stora utmaningar som beskrivs i avsnitt 6.2. i detta dokument. Dessa utmaningar medför ökade löpande påverkbara kostnader under reglerperioden och därmed yrkar vi att beloppet höjs till 234 592 kkr. Beräknat belopp i EI's excelmodell ver.2.3 är 201 458 kkr. I Kent framgår nivån 195 934 kkr, då är inte korrigering införd enligt EEM Elnäts brev till EI. Se avsnitt 6.1, sista punkten.

EEM Elnät har prognoserat löpande opåverkbara kostnader till 288 550 kkr, vilket är sammanställt i avsnitt 6.3.

EEM Elnät förutsätter:

- att alla nätföretag omfattas av samma wacc-ränta oavsett organisationsform eller ägarstruktur.
- att samtliga ägare och investerare ges lika möjlighet till avkastning.

Riksbanken prognoserar stora höjningar av reporäntan vilket påverkar EEM Elnät som har en relativt hög lånenivå.

EEM Elnät har som mål att närma sig 20 % soliditet under första reglerperioden, samt att fortsätta hålla låga elnätspriser och en god leveranskvalité.

Som upplysning så är EEM Elnäts nätintäkter budgeterade till 161 mkr för 2011.

Förfrågningar angående vindkraftanslutningar har tilltagit. Det finns objekt som är på väg mot beslut inom vårt nätområde. En större anslutningsintäkt kommer markant att påverka våra nätintäkter. I vår ansökan har vi inte tagit höjd för en stor intäkt av den kategorin. Om denna intäkt kommer har vi för avsikt att yrka på ökning av intäktsramen.

3. Utveckling av elmarknaden under perioden 2012-2015.

Inom elmarknadsområdet kommer det under den första reglerperioden att genomföras flera stora reformer. Denna utveckling och förändring kommer ur ett elnätsperspektiv att medföra kraftig ökning av informationsutbyte och rapporteringar mellan samtliga inblandade parter på elmarknaden. Utbyggnaden av stamnätet och införande av ny teknik i lokalnäten för att öka leverans kvalitén är andra utvecklingsområden som kommer att påverka det lokala elnätspriset. För att klara all denna utveckling krävs ett visst ekonomiskt utrymme för elnätsföretagen. Att utgå från historiska kostnader flera år tillbaks i tiden ger inte en rättvisande bild för att ekonomiskt klara den utvecklingsfas som elmarknaden är på väg in i.

3.1. Utbyggnad av stamnätet.

Svenska Kraftnät planerar förstärkning och utbyggnad av stamnätet för ca 11,4 miljarder kronor under perioden 2012-2014. Överföringsförmågan i vissa trånga passager behöver byggas bort och förbindelser med Finland, Norge och Baltikum kommer att byggas. Förstärkningar av stamnätet medför också att regionnätet behöver förstärkas. Kostnaderna för dessa omfattande ledningsåtgärder fördelas via regionnätsavgifterna ut till de lokala elnätsföretagen. Under de närmaste åren indikeras att regionnätsavgiften ökar med ca 10 % per år. Detta ger för vår del ett genomslag på eget elnätspris med i genomsnitt 3 % per år under den första reglerperioden. För EEM Elnäts del ökade regionnätskostnaden med 16 % från år 2009 till år 2010.

3.2. Nordisk slutkundmarknad

Inriktning är att under år 2015 skall Nordisk slutkundmarknad vara införd. Utbyten av mätvärden mellan elnäts- och elhandelsföretag, avräkning och andelstal skall klaras i hela Norden. Med stor säkerhet innebär detta ökade systemkrav och administration.

3.3. En kontakt för kunden

Under den första reglerperioden planeras också för införandet av ”en kontakt för kunden”. I dagsläget är systemkraven svåra att överblicka men ett större informationsutbyte mellan elnäts- och elhandelsparterna kan förutspås.

3.4. Timmätning

I slutet av reglerperioden, troligen 2014 eller 2015, kommer kravet på timmätning för alla kunder eller ned till en viss förbrukningsnivå att införas. Hanteringen av all data, validering och ständig utveckling av system kommer att innebära att mer resurser åtgår.

3.5. Genomslag för mikroproduktion

Önskemålen om att kunna producera sin egen el, göra miljönytta, genom mikroproduktion kan få ett genomslag under den första reglerperioden vilket kommer att ställa nya krav på elnätsföretagen. Diskussioner förs om nettodebitering och att elnätsföretagen skall köpa den el som produceras i de små mikrokraftverken. Här måste också beaktas elsäkerhetsaspekten vid arbeten i elnätet där mikrokraftverk är anslutna.

3.6. Smarta nät och elbilar

Under den första reglerperioden kommer elbilar och smarta nät att göra inträde på elmarknaden. En omfattande integrering mellan IT-nätverk och elnät behöver utvecklas. Laddinfrastruktur för elbilar kommer troligen att byggas upp. Dessa nya produkter kommer att medföra ökad administration i kombination med systemutveckling.

3.7. Elavbrotten skall minska i omfattning och till antal.

De flesta processer i ett modernt samhälle kräver tillgång till el. Övrig infrastruktur som t ex vatten/avlopp, fjärrvärme och stadsnät kräver tillgång till el för drivning av pumpar och styrning. Privatkunderna arbetar oftare från sin bostad eller fritidshus och blir därmed känsligare för avbrott. Industriella processer är helt beroende av el. Kraven på tillgång till el börjar bli lika hög ute på landsbygden som i tätorten. Medelavbrottstiden inom vårt nätområde är ungefär hälften av genomsnittet i Sverige. För att bygga och driva mer redundanta lokalnät med ungefär samma uppbyggnad som t ex regionnäten krävs fler ledningar och stationer samt betydligt mer avancerade system för fellokalisering och bortkoppling av felaktig anläggningsdel. Under den närmaste tillsynsperioden behöver åtgärder vidtas som innebär både investeringar och ökade löpande kostnader för att gå emot en halvering av avbrottsnivån.

3.8. Elkvalité

Kundernas ökande användning av elektronik (så kallad elektronisk last) orsakar problem med elkvaliten. Dessa problem, främst övertoner och mycket snabba spänningsvariationer, kan störa och orsaka skador på anslutna apparater och maskiner. Dessa problem har med tiden ökat och uppmärksammats av EI som nu arbetar på att ta fram en ny föreskrift "Spänningskvalitet, tekniska krav". Den nya föreskriften, som ska vara klar under 2011, kommer med stor sannolikhet ställa krav på nätägaren att kontinuerligt mäta elkvaliten i nätet. Denna mätning kommer att kräva en omfattande installation av elkvalitetsmätare samt system för kommunikation och analys.

4. EEM Elnäts utveckling under perioden 2012-2015.

4.1. Förnyelse av anläggningar.

Tätorten Eskilstuna växte kraftigt under 50- och 60-talet (Miljonprogrammet) och många eldistributionsanläggningar kom till under den tidsperioden. Under de sista åren har EEM Elnät gjort en markant ökad satsning för att förnya anläggningsbeståndet. I första hand prioriteras våra mottagningsstationer som skall säkerställa leverans kvalitén på en övergripande nivå. Men även ett stort antal nätstationer behöver bytas ut och fortlöpande pågår också "vädersäkring" av luftledningsnät

4.2. Administration och IT-system.

Förändring av lagar, ökade krav från kunder och myndigheter för med sig insamling, lagring, vidaretransport och "gör det själv" möjligheter som kräver avancerad och kraftfullt IT-stöd. För EEM-koncernen kommer inom 2-3 år hela IT-strukturen att genomgå en förnyelse. Byte av affärssystem (mätdatabas, debitering, kundstödssystem) kommer att påbörjas under 2011 och slutföras under 2012. Här behöver också en utveckling göras som möjliggör att kunderna kan få information och handlägga egna nyttigheter via vår hemsida. Nytt ekonomisystem, projektstöds- och tidskrivningssystem kommer också att installeras under perioden 2012-2015. Kostnaderna för dessa system kommer att påverka de löpande påverkbara kostnaderna. I slutet av reglerperioden, troligen 2014 eller 2015, kommer kravet på timmätning för alla kunder eller ned till en viss förbrukningsnivå att införas. Våra nyinstallerade mätare klarar detta krav men de administrativa systemen för lagring och validering behöver bytas ut. Hanteringen av all data, validering och ständig utveckling av system kommer att innebära att mer resurser åtgår.

4.3. Ekonomi EEM Elnät

EEM-koncernen har under lång tid haft ägardirektivet att hålla låga priser till kunder i Eskilstuna. Därav har det funnits en viss återhållsamhet på resultatkravet för dotterbolaget EEM Elnät. Jämförelse av några nyckeltal under perioden 2006-2011 framgår av följande tabell:

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Investeringar, mkr	27	54	82	76	24	71
Prisökning, %	3,5	3,5	6,0	6,0	0,0	7,5
Resultat efter finansnetto mkr	16,6	19,7	18,9	16,3	9,8	
Soliditet	17,6	17,2	15,9	14,7	16,3	
Placering i "Nils Holgersson"	10	10	12	9	5	

Soliditeten i EEM Elnät är jämförbart med ett snitt i elnätsbranschen förhållandevis låg. Företaget har som mål att nå upp till 20 % under första reglerperioden. Stora ny- och reinvesteringar under 2011 kommer troligen att sänka soliditeten ytterligare.

Att notera är att ingen prisökning gjordes under 2010 trots kraftigt ökade regionnätsavgifter. Flera planerade reinvesteringar som beräknades vara slutförda under 2010 blir färdigställda under första halvåret av 2011.

Tabell över ny- och reinvestering under åren 2011 – 2015.

[kkr]	2011	2012	2013	2014	2015	Snitt 2011-2015
Reinvesteringar						
Torshälla 10kV ställverk	20 000					
Vallby, brytar- och reläskyddsbyten	6 000					
Erlangen			20 000		22 000	
Nedgrävning luftledning	14 000	10 000	10 000	10 000	10 000	
Reinvestering övrigt	21 000	21 000	12 000	12 000	9 000	
Summa reinvesteringar	61 000	31 000	42 000	22 000	41 000	39 400
Nyinvestering	10 000	7 000	7 000	7 000	7 000	
Summa investeringar	71 000	38 000	49 000	29 000	48 000	

Prognos för avskrivningar och ränta baserade på nuvarande lån och planerade investeringar. Ränteutveckling under reglerperioden är osäker. Våra räntekostnader har framtagits utifrån Riksbankens prognos på utveckling av reporäntan.

Prognos [kkr]	2012	2013	2014	2015	Summa 2012-2015
Avskrivningar	27 981	29 100	30 100	30 700	117 881
Räntor	18 000	20 500	23 500	25 800	87 800

EEM Elnät har under perioden 2007-2010 successivt minskat personalstyrkan som är anställda i bolaget. Den 1/1 år 2007 var antalet anställda 52 personer och 1/1 2009 42 personer. Under 2010 tillkom en medarbetare. Det är en neddragning på nästan 20 %. Efter att samhället kommit ur den värsta lågkonjunkturen och nybyggnationen tagit fart har vi behov av att anställa personal. Utvecklingen mot automatisering med hjälp av IT kommer att skapa behov av personal som har kompetens inom både elkraft och IT som mycket troligt har en allmänt hög lönenivå. Vid några pensioneringar behöver också en viss överlappning ske för kompetensöverföring.

Elnätspriserna inom våra koncessionsområden är i jämförelse med övriga elnätsföretag i Sverige relativt låga. Framförallt för de kunder som bor i lägenhet (Nils Holgersson-undersökningen placerar oss på femte plats bland de företag som har lägsta nätpris). Vår bedömning är att ökade stam- och regionnätskostnader, samhällets utveckling, elnätets förnyelse och ökad administration kommer att kräva mer personal och ge ökade kostnader under en period. Möjligheten finns att vinster kan komma i ökad kvalitet och några år framåt en lägre kostnadsökningstakt.

4.4. EEM Elnäts utfall i nätnyttomodellen.

Nätnyttomodellen infördes år 2003 som räknade fram elnätsföretaget intäktsram på liknande sätt som den schablonmetoden som EI nu tagit fram. Utfallet för EEM Elnät blev för båda åren 2006 och 2007 0,83. "Debiteringsgraden" i den nya schablonmetoden för åren 2012-2015 blir i samma storleksordning.

5. Kapitalbas

5.1. Kapitalbas allmänt

I vårt nätinformationssystem finns våra anläggningar dokumenterade. Därifrån har vi bl.a. kört fram ledningslängder och kabeltyper. Alla våra kablar har översatts till EI:s kabelgrupper efter dimensioner på kabel. Vi har i NIS-systemet gjort indelning (klassificering) av områden i city, tätort, lansbygd och landsbygd svår mark. Vi har använt oss av Lantmäteriets terrängkarta och SGU:s jordartkarta. Vid uttag av data från NIS-systemet görs automatiskt i systemet en klassning av varje anläggningsdel inom respektive område. Nedan följer ett antal punkter som beskriver vårt tillvägagångssätt.

- Alla längder på kablar och ledningar är hämtade från vårt nätinformationssystem utan längdtillägg.
- Alla nätstationer är konstruerade för minst 800 kVA (märkeffekt) och värderas som 800 kVA oavsett storlek på transformator i nätstationen. Undantag görs för nätstationer som är konstruerade för 1 600 kVA, som värderas till anskaffningskostnad (de saknas i normprislista).
- Alla satellitstationer värderas som märkeffekt 200 kVA.
- Nätstationer i city värderas till anskaffningskostnad när sådan finns. Vi anser att placering i city är betydligt dyrare beroende på exploateringskostnad, speciell utformning, storlek och merkostnader vid anläggningsarbete. Anskaffningskostnad finns för nätstationer som är tillverkade efter 1994. Äldre nätstationer värderas till annat skäligt värde, som baseras på anskaffningskostnader för jämförbara nätstationer.
- Icke driftsatt utrustning är inte inräknad i kapitalbasen.
- Signalkabelnätet används inte för insamling av mätvärden.
- Vi följer översättningslistor från EI för kablar och transformatorer.
- Kapitalbasens värdering fördelar sig på följande värderingsmetoder:
 - Normvärde 1 685 mkr (95 %)
 - Anskaffningsvärde 53 mkr (3 %)
 - Annat skäligt värde 37 mkr (2 %)

5.2. Kapitalbas normvärde

- Alla kablar och luftledningarna är värderade enligt normpris.
- Alla byggnader och utrustning i mottagnings- och fördelningsstationer är värderade enligt normpris.
- Alla nätstationer utanför cityområde med transformatorstorlek mindre än 1 600 kVA värderas enligt normpris.
- Inbyggda nätstationer värderas enligt normpris för plåtstation.
- Alla transformatorer upp t.o.m. 1 000 kVA är värderade enligt normpris.
- Lågspänningsmätning 63A och lägre (kategori 1) är värderade enligt normpris.

- Reduktion är inlagt på 130 kV kablar där de ligger parallellt med andra 130 kV kablar.
- Signalkabel som är förlagd i landsbygd räknas som område tätort beroende på avsaknad av normpris för landsbygd, enligt besked från EI.

5.3. Kapitalbas övriga metoder

- Använda anskaffningskostnader kommer från ekonomiskt anläggningsregister och dokumentation från anskaffningstillfället.
- Redovisning hur samtliga anläggningstillgångar är beräknade till skäligt värde kan redovisas på begäran.
- Transformatorer på 1 600 kVA värderas till anskaffningskostnad.
- Nätstationer som värderas efter anskaffningskostnad eller annat skäligt värde redovisas exklusive transformator. Normpris används för alla transformatorer under 1 600 kVA.
- Nätstationer med en konstruktion för 1 600 kVA är värderade till anskaffningskostnad.
- 20 nätstationer i city är värderade enligt anskaffningskostnad och redovisas i 2010 års penningvärde. Uppräkning har gjorts enligt instruktion från EI.
- För värdering av 38 nätstationer i city, som saknar anskaffningskostnad, används metoden "annat skäligt värde". Värderingen baseras på ett antal nätstationer med anskaffningskostnader samt på konstruktionstyp (betong eller plåt), storlek (antalet Hsp-fack) och antalet transformatorer. Vi har anskaffningskostnader på sex 3-facks betongstationer i city. Dessa stationer ligger till grund för vår beräkning av annat skäligt värde för en jämförbar nätstation. Anskaffningskostnaderna för dessa sex nätstationer ligger i intervallet 558-927 kkr med ett medelvärde på 703 kkr. Vi använder beloppet 550 kkr som ett skäligt värde.
- För värdering av nätstationer med två transformatorer jämför vi med tre st. jämförbara nätstationer med anskaffningskostnader för att få fram ett skäligt värde. Anskaffningskostnaderna för dessa tre nätstationer ligger i intervallet 1 260-2 360 kkr med ett medelvärde på 1 669 kkr. Vi använder beloppet 1 200 kkr som ett skäligt värde.
- Betongstationer är dyrare än plåtstationer. Vi använder normprislistans skillnader på 100 kkr för enkelstation och 200 kkr för dubbelstation.
- Nätstationer med fler 10 kV fack är dyrare. Vi använder den verkliga skillnaden i inköpspris mellan 3- och 4-facks nätstationer. För betongstationer är skillnaden 50 kkr och för plåtstationer är skillnaden 30 kkr.
- I cityområde finns tre inbyggda 7-facks nätstationer med dubbla transformatorer. Dessa inbyggda stationer värderas som plåtstationer. Värderingen grundar sig på anskaffningsvärde enligt ovan för dubbelstation i betong (1,2 mkr). Denna anskaffningskostnad reduceras med 200 000 kr enligt skillnaden i normpristabell som är differensen

mellan 2*800 kVA betong och 2*800 kVA plåt. Sedan görs ett tillägg för ett extra fack (från 6 till 7-fack) med 30 000 kr, vilket är skillnad i verklig inköpskostnad. I kapitalbasen har vi tagit upp värdet 1 030 000 kr.

- Två av våra reservkraftaggregat har betydligt högre effekt än vad som finns i normprislistan och är värderade efter anskaffningskostnad.
- Mätvärdesdatabas är värderad efter anskaffningskostnad.
- Mätvärdesinsamlingssystem för timavläsning är värderat efter anskaffningskostnad.
- Anläggningsregister för mätare med tillhörande utrustning är värderat efter anskaffningskostnad.
- Anskaffningskostnad för lågspänningsmätare över 63A är kalkylerad till 9 538 kr. Erfarenheter från installationen av 490 mätare år 2006 ger 5 324 kr/st och uppräknig till nivå 2010 ger 6 135 kr/st. Sedan läggs kostnader för strömtransformatorer och verifiering till som ger en total anskaffningskostnad på 9 886 kr/st. Vi har använt det beräknade priset 9 538 kr/st.
- Beräknad anskaffningskostnad för hsp-mätning är kalkylerad till 45 790 kr/st., varav materialkostnaden (ström- och spänningstransformatorer samt mätare) är 87 %.

5.4. Kapitalbas förändring

- I "Kapitalbas förändring" har vi tagit med tillkommande anläggningar och sådana reinvesteringar som påverkar kapitalbasen.
- Utbyggnader och exploateringar är konjunkturberoende och inget som vi styr över. Därav kan det bli avvikelser mot budget.
- Den totala investerings- och reinvesteringsbudgeten för perioden 2012-2015 är 164 mkr (varav reinvesteringar 129 mkr) och för 2011 räknar vi med investeringar på 70 mkr (varav reinvesteringar 59 mkr).
- Under perioden 2012-2015 införs troligen timmätning för alla kunder eller för kunder ned till en viss årsförbrukning. Detta krav ihop med behov av modernisering av flera IT-system, t ex mätvärdesdatabas, är inlagt i "kapitalbas förändring".
- Ökade krav på färre och kortare avbrott för med sig att mer avancerad utrustning behöver installeras för att snabbare lokalisera felställe vid driftstörning. I "kapitalbas förändring" är upptaget en kostnad för fellokaliseringsutrustning med 3 mkr. Kostnadsnivån är beroende av hur avancerad utrustning som krävs.
- Enligt EI-rapporten "Förstudie leveranskvalité" kommer troligen krav på mer avancerad mätning av elkvalité under perioden 2012-2015. Vid fastställande av ett sådant krav behöver avancerad mätutrustning installeras i varje nätstation (550 st.). Bedömd kostnad per station är i genomsnitt 10 000 kr.

6. Löpande kostnader

Vår bedömning är att elmarknaden genomgår en kraftig förändring och utveckling under den första reglerperioden. Här följer några större utvecklingsområden:

- Förändring av lagar och ökade krav från kunder och myndigheter för med sig att olika former av data behöver samlas in, lagras och vidaretransporteras. Även krav på "gör det själv"-möjligheter som kräver avancerad och kraftfulla IT-stöd kommer.
- För EEM-koncernen kommer inom 2-3 år hela IT-strukturen att genomgå en förnyelse som medför behov av välutbildad personal inom områdena elkraft och IT.
- I slutet av reglerperioden, troligen 2014 eller 2015, kommer kravet på timmätning för alla kunder eller ned till en viss förbrukningsnivå att införas. Våra nyinstallerade mätare klarar detta krav men de administrativa systemen för lagring och validering behöver bytas ut. Hanteringen av all data, validering och ständig utveckling av system kommer att innebära att mer resurser åtgår.
- Samhällskrav på färre och kortare avbrott för med sig mer avancerade anläggningar och stödsystem som innebär ökade kompetenskrav och ökade resurser.
- Inriktning är att under år 2015 skall Nordisk slutkundsmarknad vara införd. Utbyten av mätvärden mellan elnäts- och elhandelsföretag, avräkning och andelstal skall klaras i hela Norden. Med stor säkerhet innebär detta ökade systemkrav och administration.
- Under den första reglerperioden planeras också för införandet av "en kontakt för kunden". I dagsläget är systemkraven svåra att överblicka men ett större informationsutbyte mellan elnäts- och elhandelsparterna kan förutspås.
- Utredningar pågår om nettodebitering och att elnätsföretagen skall köpa den el som produceras i de små mikrokraftverken. Dessa nya produkter kommer att medföra en ökad administration i kombination med systemutveckling.
- Under den första reglerperioden kommer också elbilar och smarta nät göra inträde på elmarknaden. En mer omfattande integrering mellan IT-nätverk och elnätet kommer att utvecklas.
- Under år 2012 kommer stora delar av personalen och kontrollrummet att flytta till ny arbetsplats. Detta medför extra kostnader som är upptagna i nedanstående tabell.
- Förberedande projekteringsverksamhet ökar under denna period när ny- och reinvesteringsbehovet är stort.

6.1. Påverkbara löpande kostnader

Omfördelning och justering mellan kapitalbas och löpande kostnader framgår av nedanstående punkter:

- Affärssystem Lettera
 - Moduler som ingår i affärssystem Lettera är debitering, kundhantering (CRM), leverantörsbyten, mätvärdesdatabas, avräkning,
 - Kapitalbas – mätvärdesdatabas och avräkning. Kostnaderna är fördelade utifrån anskaffningskostnad.
 - Löpande kostnad – debitering, kundhantering, leverantörsbyten.
- Ekonomisystem
 - Moduler för redovisning och leverantörsreskontra ingår i löpande kostnad.
- Verksamhetssystem
 - Nätinformationssystemet Xpower är uppdelat så att anskaffningskostnaden för driftstödsmodulen (DMS) ingår i kapitalbasen och geografisk nätinformation, underhållsplanering, projektering, beredning och nätberäkningar ingår i löpande kostnader. Uppdelningen är gjord så att anskaffningskostnaden för hela systemet är uppdelat på DMS 30 % och övrigt 70 %.
 - Projekthanteringssystem ingår i löpande kostnad.
- Fyra hyrda 130kV-fack i Vattenfalls station ÄT81 har gått från löpande kostnader och in i kapitalbasen. Dessa fack matar i sin helhet EEM Elnäts anläggningar.
- Kostnader för kontorslokaler vid Vinkeln är omvandlade till löpande kostnad.
- Fordon och inventarier (t ex verktyg, felsökningsutrustning) har omvandlats till löpande kostnad.
- Justeringar är gjorda för de historiska värdena i årsrapporterna när det gäller transitering och inköp av kraft till råvaror och förnödenheter enligt skrivelse insänd 2010-10-27 till Energimarknadsinspektionen.

6.2. Motivering löpande påverkbara kostnader

Nedanstående tabell visar på prognos över företagets utveckling för de löpande påverkbara kostnaderna. Kostnaden för perioden 2009 – 2010 är högre än för tidigare år. Förklaringen är ökade kostnader för IT-system och mätvärdeshantering. Sammantaget är system-, kommunikations-, driftövervaknings- och reparationskostnader högre än kostnaden för den tidigare manuella avläsningen. För att ha en säker funktion vid varje månadsskifte krävs ett dagligt underhåll. EEM Elnät har utgått från ett medelvärde (54 892 kkr) av verkligt utfall 2009 och 2010 när vi prognoserar påverkbara kostnader. Budget 2011 ligger i samma kostnadsnivå.

Analys av löpande påverkbara kostnader fram till år 2015.												
	Uppräknat till 2010 års nivå				M-värde Utfall	2010 års kostnadsnivå med effektivisering 1%						Summa
	2006	2007	2008	2009	2010	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2012-2015
	kkr	kkr	kkr	kkr	kkr	kkr	kkr	kkr	kkr	kkr	kkr	kkr
Energimarknadsinsp. beräkningsmodell	52 849	50 746	52 207	54 963	52 691	52 164	51 643	51 126	50 615	50 109	49 608	201 458
Verkligt utfall 2010, prel. årsrapport					54 821							
Beräkn. utgående från medel 09 - 10					54 892		54 343	53 800	53 262	52 729	52 202	
Verifiering mätplats							1 000	1 000	1 000	50	50	
Ny mätdatabas								500	200	200	200	
Nytt affärssystem								2 000	1 500	1 500	1 500	
Ekonomisystem									500	300	300	
Projektstödsystem									300	200	200	
Tidskrivning									100	100	100	
Ökade lokalkostnader pga flytt								1 200	1 200	1 200	1 200	
Personalutökning								1 500	1 500	1 500	1 500	
Summa tillkommande								6 200	6 300	5 050	5 050	
Prognos löpande påverkbara kostnader							55 343	60 000	59 562	57 779	57 252	234 592

Förklaring till kostnadsökningar i tabellen.

- Verifiering mätplats
Nya krav på verifiering av mätsystemets mätnoggrannhet av ackrediterat bolag.
- Ny mätdatabas
Dagens system uppfyller inte framtidens krav. Systemet skall också innehålla funktioner för avräkning.
- Nytt affärssystem
Dagens system klarar inte kundernas, myndigheternas och våra krav.
- Ekonomisystem
Otidsenligt system idag.
- Projektstödsystem
Befintligt system uppdateras inte längre.
- Tidskrivning
Flera olika primitiva "system" används idag.

- Ökade lokalkostnader p.g.a. flytt
Stort renoveringsbehov finns i lokaler placerade centralt i Eskilstuna. Samlokalisering av Elnäts verksamheter (även med moderbolaget) planeras.
- Personalutökning
EEM Elnät har under perioden 2007-2010 successivt minskat personalstyrkan som är anställda i bolaget. Den 1/1 år 2007 var antalet anställda 52 personer och 1/1 2009 42 personer. Under 2010 tillkom en medarbetare. Det är en neddragning på nästan 20 %. Efter att samhället kommit ur den värsta lågkonjunkturen och nybyggnationen tagit fart har vi behov av att anställa personal. Vi har stort behov av förnyelse av våra anläggningar. Utvecklingen mot automatisering med hjälp av IT kommer att skapa behov av personal som har kompetens inom både elkraft och IT. Vid några pensioneringar behöver också en viss överlappning ske för kompetensöverföring.

6.3. Opåverkbara löpande kostnader

- Prognosering av regionnätskostnader
 - Det indikeras stora kostnader för förstärkning och utbyggnader av stamnätet. Förstärkning av stamnät medför även investeringar i regionnätet.
 - Kostnadsökningen mellan åren 2009 och 2010 blev för vår del 16 %, här påverkar både pris och volym.
 - Prisförändringen mellan åren 2010 och 2011 blev för vår del drygt 9 %, räknat med oförändrad energi och effekt.
 - Vår prognos för åren 2012-2015 är en årlig ökning med 10 %.
 - I prognoserna har vi räknat med ett genomsnitt av energivolymen 2007-2010. Effektmässigt har vi under hela perioden räknat med samma siffror som budget 2011.
- Småskalig kraftproduktion – ersättningen höjs i samma takt som regionnätsavgiften. Ny kraftproduktion kan tillkomma under perioden.
- Ersättningen till kraftvärmeverket för dess inmatning på 130 kV-nivån har summerats med regionnätet och inte med lokala produktionsanläggningar. Kraftvärmeverket har samma tariff som regionnätet. Historiskt har energifördelningen mellan dem svängt en hel del vilket försvårar prognos.
- Beräkning av förlustkostnad
 - Låst pris 2011: 90 % av volymen
 - Låst pris 2012: 90 % av volymen
 - Förlustpriserna för perioden 2013-2015 är inte låsta än. Vi har räknat med de priser som för nuvarande finns på Nordpool för denna period.
 - Vi har räknat med den förlustvolym vi hade under 2010: 25,1 GWh.

Prognos av opåverkbara löpande kostnader fram till år 2015.											
EEM beräkningar	Utfall (bokslut)					Prognos					Summa
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
	klcr	klcr	klcr	klcr	klcr	klcr	klcr	klcr	klcr	klcr	klcr
Kostnad för abonnemang till överliggande	32 984	33 732	33 258	35 674	40 284	43 500	48 000	52 500	58 000	63 500	222 000
Ersättning till innehavare av produktionsanläggning för inmatning					1 052	1 200	1 250	1 300	1 350	1 400	5 300
Förlustkostnader	8 870	9 773	12 369	11 242	12 233	12 200	11 500	12 500	12 700	13 000	49 700
Myndighetsavgifter	2 630	2 658	2 672	2 693	2 692	2 750	2 800	2 850	2 900	3 000	11 550
Summa	44 484	46 163	48 299	49 609	56 261	59 650	63 550	69 150	74 950	80 900	288 550
Regionnätavgifter till Vattenfall											
											Blåa siffror = verkligt utfall
År	2010	2011	2012	2013	2014	2015					Svarta siffror = prognos
Proc ökning	16%	8%	10%	9%	10%	9%					
Proc ökning av EEM pris	4%	2%	3%	3%	3%	3%					

7. Leveranskvalité

Schablonmetoden för beräkning av kvalitetstillägg tar inte hänsyn till om Elnät har högre eller lägre leveranskvalitet än andra nätbolag. Metoden, att jämföra med det egna nätbolagets historiska siffror, missgynnar nätbolag med hög leveranssäkerhet. Ett nätbolag med redan hög leveranssäkerhet får, relativt, svårt att göra förbättringar (kvalitetstillägg) jämfört med nätbolag med låg leveranssäkerhet.

8. Övrigt

- Antal gränspunkter och inmatningspunkter är förändrade jämfört med tidigare års årsrapporter. I över tio år har vi i årsrapporten felaktigt rapporterat 0 i antal gränspunkter. Totala antalet gränspunkter och inmatningspunkter är i årsrapporterna rapporterade under inmatningspunkter.
- Angivna kunder är betalande kunder. I antalet mätare i kapitalbasen ingår även mätare som är i drift men som för tillfället inte har någon betalande kund, t ex en lägenhet som står tom i väntan på att ny hyresgäst flyttar in.