



**E.ON Elnät Sverige AB**  
**regionnät**  
**RER 00855**

Intäktsram 2012-2015



2011-03-31

## Innehåll

1	Förslag Intäktsram 2012-2015 .....	3
2	Bakgrund .....	3
3	Förutsättningar för verksamhetsplanen .....	5
3.1	Allmänt .....	5
3.2	Strategi .....	5
3.3	Kraven på elnätet .....	5
3.4	Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem .....	5
4	Regionnäts verksamhetsplan 2012-2015 .....	9
4.1	Sammanställning finansiellt behov 2012-2015 .....	9
4.2	Metodik .....	9
4.3	Marknadsutveckling 2011-2015 .....	9
4.4	Transiteringskostnader .....	10
4.5	Nätförluster .....	10
4.6	Operativa kostnader .....	10
4.7	Investeringsplaner .....	11
4.7.1	Nyanslutningar .....	11
4.7.2	Reinvesteringar .....	11
4.7.3	Systemstöd, mätning och kundvärden .....	12
4.7.4	Sammanställning över investeringar 2012-2015 .....	12
4.8	Avskrivningar .....	12
4.9	Prisutveckling .....	12
4.10	Kassaflöde .....	13
4.11	Avkastningskrav på gjorda investeringar .....	13
4.12	Totalt kapital .....	13
5	Intäktsram 2012-2015 enligt EI:s metod .....	14
5.1	Sammanställning av resultat schablonmetoden .....	14
5.2	Utgångspunkt för beräkning av intäktsram .....	14
5.3	Normvärden .....	15
5.4	Andra värderingsmetoder .....	15
5.5	Investeringsprognos .....	16
5.6	Avskrivningstider .....	16
5.7	WACC .....	16
5.8	Ej påverkbara löpande kostnader .....	17
5.9	Påverkbara löpande kostnader .....	17
5.10	Kvalitetsjustering .....	17
5.11	Kommentarer till beräknad intäktsram .....	17

2011-03-31

# 1 FÖRSLAG INTÄKTSRAM 2012-2015

E.ON Elnät Sverige AB (E.ON Elnät) har för redovisningsenhet RER 00855, regionnät, upprättat en verksamhetsplan för åren 2012-2015. Denna verksamhetsplan baseras på de krav om leverans kvalitet, effektivitet och långsiktigt hållbar energiförsörjning som samhället, kunderna och E.ON ställer. För detta ändamål krävs en intäktsram, 2012-2015, uppgående till **13 864 Mkr**.

Intäktsramen är beräknad i 2010 års penningvärde, utom prognoserna för transiterings- och nätförlustkostnader som är i löpande penningvärde. Detta enligt Energimarknadsinspektionens (EI) önskemål. Närmare uppgifter om hur intäktsramen är beräknad framgår av avsnitt 4.

Behovet av en säker tillgång till el ökar för varje år. Samtidigt kräver samhället att energin används mer effektivt och att denna användning har mindre miljöpåverkan än tidigare. Speciellt klimatfrågan har kommit i fokus de senaste fem åren. Ett effektivt elnät är en av förutsättningarna för att uppnå högre energieffektivitet och mindre miljöpåverkan. E.ON Elnäts verksamhetsplan tar sikte på just detta.

I verksamhetsplanen finns flera delar som bidrar till en bättre helhet:

- Arbetet med att höja leveranssäkerheten i våra elnät fortsätter
- Arbete med att utveckla elnäten i syfte att uppnå ett optimalt sätt att driva nät med stor andel förnybar småskalig elproduktion fortsätter
- Den största potentiella effektiviseringsvinsten finns hos våra kunder. Under perioden planerar E.ON Elnät att erbjuda utrustning till våra kunder för att de ska kunna följa sin elanvändning i realtid

Verksamhetsplanen förutsätter att verksamheten kan bedrivas under normala förhållanden och med normal utveckling. Det innebär att kostnader och konsekvenser av extrema händelser liknande stormarna "Gudrun" och "Per" inte är inräknade, detta främst av skälet att konsekvenserna inte är förutsägbara. I vår verksamhetsplanering tar vi normalt bara med åtgärder som är någorlunda klarställda avseende sannolikheten för genomförande samt avseende ekonomiska konsekvenser.

För att genomföra de åtgärder som planeras och för att täcka de kostnadsökningar statliga Svenska Kraftnät planerar kommer elnätspriserna i regionnätet i genomsnitt att öka 5-5,5% procent per år under perioden 2012 – 2015.

Enligt ellagen ska nätägarens samlade intäkter från nätverksamheten vara skäliga i förhållande till dels objektiva förutsättningar dels sättet att bedriva nätverksamheten. För att kontrollera rimligheten i den intäktsram som behövs för E.ON Elnäts verksamhetsplan har EI:s schablonmetod använts. E.ON Elnäts, regionnät, intäkter för perioden ligger mer än 10 procent lägre än den modell som Energimarknadsinspektionen har till grund för att avgöra om avgifterna är skäliga, se avsnitt 5.

## 2 BAKGRUND

I början av 2000-talet bedrevs E.ON Elnäts verksamhet i en mängd olika nätbolag. Detta var ett arv efter de företagsförvärv som gjorts under 1990-talet och början av 2000-talet. År 2002 påbörjades en omfattande förändring av verksamheten med syfte att samla verksamheten i två bolag och införa ett nationellt och enhetligt arbetssätt med gemensamma verksamhetsprocesser och med färre lokaliseringar.

Verksamheten för de två bolagen E.ON Elnät Sverige AB och E.ON Elnät Stockholm AB bedrivs med gemensamma resurser och processer. All personal finns i E.ON Elnät Sverige AB. Ekonomiskt redovisas verksamheten till Energimarknadsinspektionen i 4 olika redovisningsenheter.

- E.ON Elnät Sverige, lokalnät syd, REL 00615
- E.ON Elnät Sverige, lokalnät nord, REL 00601
- E.ON Elnät Sverige, regionnät, RER 00855
- E.ON Elnät Stockholm, REL 00571

2011-03-31

---

Redovisningsenhet, E.ON Elnät Sverige, regionnät, RER 00855, är resultatet av integrationen av 3 tidigare redovisningsenheter, Sydkraft Elnät Syd Regionnät, Båkab Energi regionnät och Graninge Elnät Nord regionnät.

E.ON Elnät införde en nationell organisation, med målsättningen att uppnå ett enhetligt arbetssätt, samla kompetenser, reducera antalet etableringar och att på så sätt erhålla effektivare verksamhetsprocesser. Till följd av två naturkatastrofer med namnen "Gudrun" och "Per", blev detta arbete fördröjt. Resultatet av detta nationella arbete började därför inte på allvar att synas förrän 2009. Nyttorna av detta arbete syns bl.a i sänkta kundsupportkostnader och effektivare ärendehantering.

Stormarna "Gudrun", 2005, och "Per", 2007, innebar en påtaglig påfrestning för verksamheten och betydande extraordinära kostnader för regionnät, totalt ca 300 Mkr.

Som en följd av stormen "Gudrun" startades 2006 Projekt Krafttag, med målsättning att vädersäkra och förbättra kundernas leveranskvalitet. Projekt Krafttag avslutades 2010. För regionnätet innebär det att nära 100 % av regionnätets ledningslängd nu är trädsäkrad, till en kostnad av ca 700 Mkr. Före 2005 var ca 65 % av ledningslängden trädsäkrad. Erfarenheterna av detta projekt är mycket positiva både i sitt genomförande och till resultat. För hela E.ON Elnät innebar det att 18 000 km ledning vädersäkrades, till en kostnad av drygt 10 000 Mkr. Detta innebar att andelen oisolerad ledningslängd, i mellanspänningsnäten, minskade från ca 70% till ca 35%.

Från 2007 har också verksamheten avseende regionnät präglats av förfrågningar avseende anslutning av ny, storskalig vindkraftproduktion. Från 2007 t.o.m 2010 har ca 325 MW ny produktion anslutits till regionnäts nät. Den stora efterfrågan på anslutningar, för E.ON Elnät totalt, ca 11 000 MW ny vindkraft, medförde en större översyn av E.ON Elnäts processer avseende anslutningsverksamhet, i syfte att effektivisera och korta ledtiderna. Detta medför också en översyn av företagets policy för anslutningar, införande av ett nytt koncept Egenproducent samt en ny tariff för produktionsanläggningar, den så kallade Kanaltariffen. Parallellt med detta har vi också utvecklat våra rutiner avseende de ökande behoven och nya kraven för de risk- och sårbarhetsanalyser vi löpande gör i våra nät.

Svenskt Kvalitetsindex genomför årligen en oberoende kundundersökning bland eldistributörer i Sverige. Detta utgör vårt övergripande måttal för kundnöjdhet. Kundernas synpunkter, som i de senaste undersökningarna handlar framförallt om leveranssäkerhet, hantering av avbrott och avbrottsinformation, utgör viktig information om vilka prioriteringar E.ON Elnät ska göra framåt för att leva upp till kundernas och samhällets krav.

2011-03-31

## 3 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR VERKSAMHETSPLANEN

### 3.1 Allmänt

I de följande 3 avsnitten (3.2-3.4) beskrivs den strategi och de krav och behov av utveckling som styr E.ON Elnäts samlade agerande och prioriteringar. Dessa strategier, mål och projekt är gemensamma för hela företaget (alla 4 redovisningsenheterna) men styr naturligtvis olika för de olika enheterna, främst är det en skillnad mellan regionnät och lokalnät.

### 3.2 Strategi

E.ON Elnät ska tillgodose samhällets behov av säker tillförsel av elkraft.

E.ON Elnäts framtid präglas därför i mycket stor grad av energi och miljöpolitik och hur eldistributörsrollen utvecklas i ett svenskt/nordiskt/europeiskt perspektiv. Företagets strategi och våra strategiska initiativ tar därför sin utgångspunkt i dessa två faktorer för att nå visionen som ledande eldistributör i Norden. Inom de strategiska områdena: hantera en utvecklad nordisk/europeisk elmarknad, kundförtroende, företagskultur, teknikutveckling, affärsutveckling, reglering och åtskillnad formas vår framtid med hjälp av de framgångsfaktorer vi identifierat.

- Vi agerar **proaktivt** och **förtroendefullt** när affärsmodellen och marknadsförutsättningarna ändras.
- Vi svarar upp mot **förändrade kundbehov** på en marknad i utveckling.
- Vi anammar **ny teknik** för att möta ökade krav på näteffektivitet och möjliggör att kunderna allt mer integreras i elsystemet.
- Vi ökar vår **affärsmässighet**.
- Vi är beredda att **expandera** vår affärsverksamhet in i nya segment.
- Vi **utvecklar vår företagskultur** inför framtida utmaningar.

För att nå visionen som ledande eldistributör i Norden är det avgörande att vi kan hantera samhällets krav avseende leveranssäkerhet, effektivitet, investeringar samt utveckling av ”smartare elnät”. När vi lyckas med det säkerställer vi också ett långsiktigt kundförtroende.

### 3.3 Kraven på elnätet

Under de senaste åren har en rad nya krav och regler beslutats i syfte att säkerställa en hög leveranssäkerhet och tillförlitlig eldistribution i Sverige.

- Lag om avbrottsersättning, i kraft sedan 1 januari 2006
- Föreskrift om krav på Risk och Sårbarhetsanalyser, EIFS 2010:3, i kraft 1 juli 2010
- Lag om funktionskrav, i kraft 1 januari 2011
- Föreskrift för att överföringen av el ska vara av god kvalitet, EIFS 2010:4, i kraft 1 juli 2011
- Norm om utökade krav på spänningskvalitet, träder i kraft under 2011

Ovanstående krav är därmed grundläggande för de reinvesteringsplaner som upprättats för perioden. En omställning till nya ökade krav tar tid i en verksamhet som eldistribution, med många och kostsamma anläggningar. Erfarenheterna från Projekt Krafttag har gett E.ON Elnät djup kunskap om var och hur insatser ska göras för att varje investerad krona ska ge kunderna största nytta.

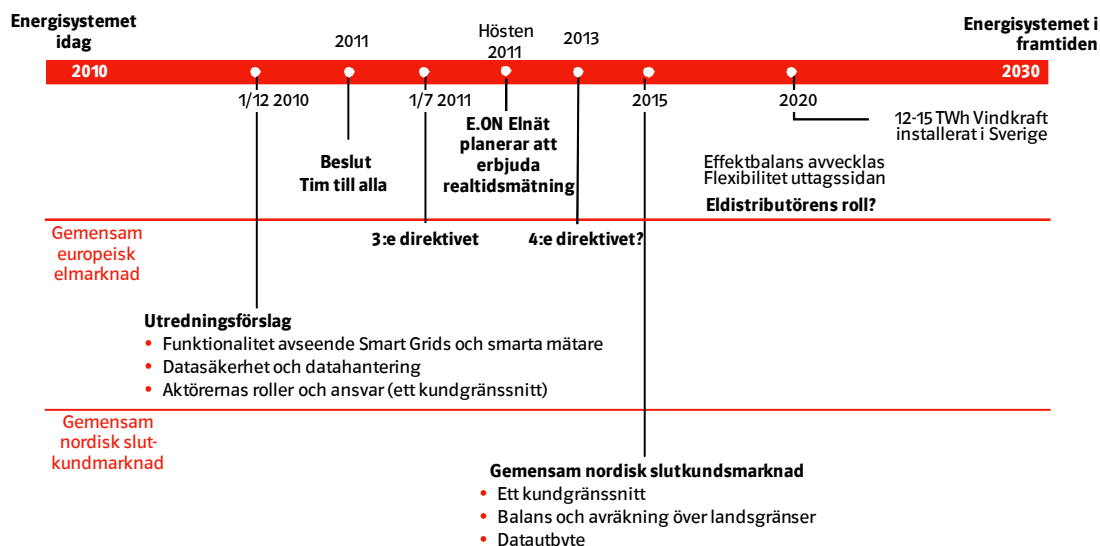
### 3.4 Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem

I förutsättningarna för E.ON Elnäts verksamhet ingår en anpassning till kommande krav och utveckling av nya distributionslösningar och tjänster. För kommande regleringsperiod har bl.a

2011-03-31

nedanstående dokument varit vägledande för vilka anpassningar och utveckling E.ON Elnät ska bedriva och för värdering av vilka investeringar och kostnader detta medför.

- 2009/73/EG - 3:e Energimarknadsdirektivet
- NordReg report 7/2010 – Implementation Plan for a Common Nordic Retail Market
- EI R2010:18 – Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem
- EI R2010:22 – Ökat inflytande för kunderna på elmarknaden – Timmätning för elkunder med abonnemang om högst 63 ampere
- EI R2010:23 – Nettodebitering – Förslag till nya regler för användare med egen elproduktion



E.ON Elnäts syn på vilka förändrade krav och utvecklingsbehov det finns inom regleringsperioden framgår av bilden ovan, samt i den följande texten nedan.

#### Lokal produktion

- Anslutning av vindkraft i distributionsnätet
- Stora volymer förfrågningar om anslutning av ny produktion
- Arbete som redan nu pågår löpande, och baserat på antalet förfrågningar ingår i verksamhetsplanen

#### Egenproducent av el

- Stödja och förenkla för kunder att ansluta mikroproduktion, solceller, vindkraft etc.
- E.ON Elnät introducerade konceptet Egenproducent år 2009

#### Realtidsmätning "100koll" för kunder

- Det första steget mot ett hållbart samhälle är att göra kunderna medvetna om sin elanvändning
- "100koll" syftar till att ge våra kunder kunskap om sin elförbrukning i realtid, och ger kunden möjlighet till att energieffektivisera.
- Vi planerar att erbjuda "100koll" till 60 000 kunder fram till 2015
- Planerad lansering vintern 2011/2012

#### 3:e Elmarknadsdirektivet

- Direktivet träder i kraft 1 juli 2011
- Elnätsbolagen är skyldiga att ha separerade kommunikationkanaler med kunderna
- Ökad åtskillnad leder till ökade kostnader. För de sex nätbolag som inte har undantag så leder detta till en diskriminerande situation ur ett konkurrensperspektiv.

#### Stora vindkraftprojekt

- Påverkar ombyggnader i systemet (främst regionnätet)
- Investeringsbehov, baserat på förfrågningar, finns med i E.ON Elnäts planer

#### Timmätning för alla

- E.ON Elnät utgår från att timmätning för alla blir verklighet 2014

2011-03-31

- Nytt avräkningssystem, bl.a baserat på framtida behov, finns med i verksamhetsplanen och planeras att införas 2012
- Förstudie avseende andra behov för mätinsamlingssystem, nya rapporteringsrutiner, ändrad administration pågår.
- Framtida behov ej ekonomiskt värderat. Detta kommer att göras då timmätning för alla är beslutat, vilket beräknas ske hösten 2011, och detaljkraven är presenterade. Detta kan leda till omprövning av liggande verksamhetsplan.

## Nordisk slutkundsmarknad

- Beräknas bli verklighet 2015
- Interna förberedelser och utredningar pågår
- Påverkar kundgränssnitt, nya rutiner och rapporteringsformat för balans- och nätavräkning
- Eventuella investerings- eller förändrade resursbehov är ännu ej kända och värderade. Detta kan leda till omprövning av liggande verksamhetsplan.

## 4:e Elmarknadsdirektivet

- Direktivet förväntas träda i kraft 2013
- Fokus på energieffektivisering och klimatmål
- Påverkar eldistributörens roll och åtaganden
- Eventuella investerings- eller förändrade resursbehov är ännu ej kända och värderade. Detta kan leda till omprövning av liggande verksamhetsplan.

## Smartare elnät

- Ett antalpilot projekt bedrivs inom ramen för verksamhetsplanen i syfte att lära mer om framtida lösningar och funktioner.
  - **Optimerat systemutnyttjande.** Studie av ökad anslutning av havsbaserad vindkraft på Öland genom ett smart grid koncept som automatiskt styr ner kraftverken då nätkapaciteten inte räcker till.
  - **Spänningskvalitet.** Via timmätvärden, Master Data Management (MDM), undersöks möjligheten till ökad kontroll och eventuell åtgärd av spänningskvaliteten i varje enskild leveranspunkt.
  - **Leveranskvalitet.** Via MDM undersöks möjligheten till övervakning i lågspänningsnätet, vilket förmodas förkorta tiden för felavhjälpning vid eventuella leveransavbrott.
  - **Optimal nätstruktur.** Med hjälp av MDM undersöks möjligheten till förenklad nätberäkning i alla typer av nät. Detta förväntas ge möjlighet att optimera nätstrukturen vid förändrat energibehov över årets alla timmar.
  - **Thinking Energy** handlar om energisystemet i det lilla perspektivet – det sk smarta huset som kan styra och optimera sitt effekt- och energiuttag.
  - **I Hyllieprojektet** (nyetablering av stadsdel i Malmö) går vi från det smarta huset till att se till en hel stadsdel. E.ON Elnäts ambition i projektet är att lära mer om energistyrning och integrationen av lokal produktion.
  - **E-mobility**, (el i transportsektorn) som är ett samarbetsprojekt mellan E.ON Elnät, Malmö Stad och Energimyndigheten för att lära oss mer om infrastrukturutbyggnad, betalsystem, kundernas beteende och nya affärsmöjligheter.
- Alternativ teknik utvärderas generellt sett i alla framtida projekt
- Investeringsmedel för större förändringar i infrastrukturen eller för inköp av nya stödsystem till följd av nya ”Smart Grid” lösningar är ej planerade och ingår därför inte i verksamhetsplanen.

När vi nu, i en period mellan 2008 till 2020, genom vindkraftutbyggnaden i grunden förändrar förutsättningarna för våra elnät så är utvecklingen av smarta nät en förutsättning för att vi ska kunna upprätthålla en hög leveranssäkerhet och kvalitet i vårt överförings- och distributionssystem.

Såväl europeisk som svensk energipolitik betonar omställningen till en långsiktig hållbar energiförsörjning med ökat inslag av förnybar energi. Som elnätsbolag med anslutningsplikt innebär dessa ambitioner att vi sedan 2008 ansluter vindkraft i stor omfattning. Anslutningarna finansieras av vindkraftexploatorerna, men hur systemförstärkningar och utveckling av Smartare nät ska finansieras är ännu i huvudsak oklart. Svenska Kraftnät (SvK) har utrett hur stora systemförändringar, i samband med produktionsutbyggnad, ska finansieras, så kallade ”tröskeeffekter”. Det finns ett stort behov av att det fattas beslut i denna fråga.

2011-03-31

---

E.ON Elnäts anser att intäktsregleringen i sin nuvarande utformning generellt sett ger svaga incitament att investera i ny teknik i elnäten. Den huvudsakliga orsaken är att, även om ny utrustning får tillgodoräknas i kapitalbasen, så värderas dessa anläggningar med dagens synsätt, i EI:s schablonmodell för lokalnäten, till endast 84 % av verkligt anläggningsvärde. För att ge verkligt incitament är ett första steg att värderingen ska motsvara den verkliga investeringen.

EI konstaterar i rapporten ”Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem”, EI R2010:18, att det för närvarande saknas kunskap om relationen mellan kostnad och nytta vid investering i intelligent teknologi varför en finansiering genom det utrymme som tariffregleringen erbjuder är att föredra. EI avser därför att, till den andra regleringsperioden (2016-2019), utveckla lämpliga kvalitetsmått och att ta fram en kvalitetsmodell som ger ett extra incitament för nätföretagen att investera i smarta elnät. Dessa incitament ska framför allt vara relaterade till anpassning av elnätet till omställningen av energisystemet och i huvudsak styra mot ”nya” efterfrågade nättjänster eller ökade nätprestationer.

EI:s förslag om införande av incitament, enligt ovan, välkomnas av E.ON Elnät.



2011-03-31

## 4 REGIONNÄTS VERKSAMHETSPLAN 2012-2015

### 4.1 Sammanställning finansiellt behov 2012-2015

[MKR]	Prel. Utf. 2010	Budget 2011	Prognos 2012	Prognos 2013	Prognos 2014	Prognos 2015
<b>Nätintäkter</b>	<b>2 625</b>	<b>2 806</b>	<b>3 283</b>	<b>3 354</b>	<b>3 541</b>	<b>3 685</b>
Transiteringskostnader	-1 093	-1 224	-1 320	-1 433	-1 554	-1 679
Nätförluster	-348	-284	-312	-311	-317	-334
Operativa kostnader*	-257	-260	-256	-254	-251	-249
Avskrivningar	-362	-380	-400	-425	-448	-359
<b>Resultat</b>	<b>565</b>	<b>658</b>	<b>994</b>	<b>931</b>	<b>972</b>	<b>1 065</b>

\*Operativa kostnader är för samtliga år angivet i 2010 års penningvärde.

För perioden 2012-2015 innebär detta ett intäktstbehov på 13 864 Mkr.

### 4.2 Metodik

E.ON Elnäts verksamhetsplan för åren 2012-2015 baseras på samma metodik som vid normalt arbete för att ta fram ekonomiska prognoser för verksamheten.

- Prognoser för verksamheten görs utifrån E.ON Elnäts strategiska plan och de myndighetskrav och kundbehov som är kända vid tillfället, se avsnitt 3. Därtill kommer aktuell kunskap om volymutveckling och priser, avseende:
  - Transiteringskostnader
  - Nätförlustkostnader
  - Operativa kostnader
  - Nyanslutningar
  - Investeringsbehov
  - Avskrivningsplaner
- Historisk och aktuell prisnivå analyseras och framtida behov av prisjusteringar bedöms i förhållande till kostnadsutvecklingen enligt ovan.
- Balansen mellan omvärldens krav och förväntningar på leveranssäkerhet, kvalitet och utveckling i förhållande till prisnivå värderas. Effektivitetskraven och verksamhetens lönsamhet värderas.
- Resultatet av tidigare års intäktsreglering värderas.
- Rimlig intäktsnivå fastställs för perioden.

### 4.3 Marknadsutveckling 2011-2015

Antalet kunder, vilket definieras som antalet anläggningar anslutna till nätet samt antalet utbytespunkter med angränsande nät, är ca 800. Under perioden förväntas ingen betydande organisk tillväxt.

Under åren 2008 och 2009 var det en mycket stor efterfrågan på nyanslutningar för ny produktion, främst vindkraft. Prisförfrågningar för nyanslutningar motsvarande ca 10 000 MW installerad effekt kom in, avseende regionnät. I och med att ekonomin gick in i en lågkonjunktur 2009 samt att den svenska kronan tappade i värde gentemot euron, lades många av projekten i vila. Flertalet av dessa projekt är fortfarande aktuella och är beroende av utvecklingen av nationellt stödsystem för ny

2011-03-31

produktion, elprisernas utveckling, kronans värde i förhållande till euron, m.m. E.ON Elnäts antagna utbyggnadstakt är anpassad till nuvarande erfarenheter av utbyggnadstakt. Fullföljande av regeringens miljöplaner kan därmed innebära en väsentligt högre nyanslutningstakt än vad som antagits i det följande, se avsnitt 4.7.1.

Prissättningen av normalanslutningar har anpassats till den prissättningsmetodik som följer enligt EI:s regelverk för prissättning av nyanslutning av uttagskunder.

Den förväntade tillväxten för transporterad energi i regionnät beräknas till ca 1 % per år, från år 2010 och med 2015.

#### 4.4 Transiteringskostnader

Kommande år annonserar Svenska Kraftnät (SvK), kraftiga prishöjningar på grund av stora investeringsprojekt och ändrade förutsättningar. SvK bedömer att effektavgiften behöver öka med upp emot tio procent 2012 för att sedan fortsätta öka med ca tio procent under resterande del av planperioden. Uppgifterna är hämtade ur SvK:s investerings- och finansieringsplan för åren 2012-2014, daterad 2011-02-21.

SvK:s energipriser antas öka med 2-3% per år.

Detta har en direkt påverkan på regionnäts kostnader.

[MKR]	Prel. Utf. 2010	Budget 2011	Prognos 2012	Prognos 2013	Prognos 2014	Prognos 2015
Transiteringskostnader	1 093	1 224	1 320	1 433	1 554	1 679

Angivet i löpande penningvärde

#### 4.5 Nätförluster

Nätförlustvolymen prognostiseras som andel av den distribuerade volymen. Nätförlusterna upphandlas på NordPools terminmarknad. Inköpen av terminskontrakten styrs av E.ON Elnäts volymprognoser och en riskpolicy. Prissäkring sker över en 5 års period. De öppna positionerna har värderats enligt terminspriserna på Nordpool per 2011-03-07. Hänsyn har tagits till införandet av prisområden fr.o.m. 2011-11-01.

[MKR]	Prel. Utf. 2010	Budget 2011	Prognos 2012	Prognos 2013	Prognos 2014	Prognos 2015
Nätförlustkostnader	348	284	312	311	317	334

Angivet i löpande penningvärde

#### 4.6 Operativa kostnader

De operativa kostnaderna består av

- Kundrelaterade kostnader
- Drift & Underhållskostnader (D&U)
- Kostnader för overhead

Planen för de operativa kostnaderna, se tabell nedan, baseras på den utveckling E.ON Elnät ser och som beskrivs i avsnitt 3 ovan.

I effektiviseringsarbetet är det främst stordriftsfördelarna avseende drift och underhåll, kundservice och administration som kommer att utvecklas under perioden.

2011-03-31

Hänsyn till förändrat behov av administration till följd av tillkommande krav i lagar och förordningar har tagits så som det beskrivs i avsnitt 3.

[MKR]	Prel. Utf. 2010	Budget 2011	Prognos 2012	Prognos 2013	Prognos 2014	Prognos 2015
Operativa kostnader	257	260	256	254	251	249

Angivet i 2010 års penningvärde

Ovanstående plan innebär att verksamheten effektiviseras med drygt 1 % per år.

## 4.7 Investeringsplaner

### 4.7.1 Nyanslutningar

Någre större omfattning på nyanslutningar av uttagskunder i regionnätet beräknas inte ske under perioden.

Produktionsanslutningarna utgörs i huvudsak av vindkraftsanslutningar och någon enstaka kraftvärmeanläggning.

Beräknade intäkter för nyanslutningar framgår av tabeller nedan.

[MKR]	Prel. Utf. 2010	Budget 2011	Prognos 2012	Prognos 2013	Prognos 2014	Prognos 2015
Anslutningsintäkter	102	158	187	157	162	173

Angivet i 2010 års penningvärde

Totalt ligger det förfrågningar på anslutning av ny vindkraftsproduktion på omkring 15 000 MW. Prognosen är baserad på aktuella förfrågningar, lämnade prisindikationer och offerter. Hänsyn har också tagits till politiska mål, tilldelningen av elcertifikat samt en sannolikhet för olika aktörers genomförande av sina planer, som bland annat är beroende av tillståndsgivning.

I verksamhetsplanen ingår 6 stycken mycket stora vindkraftprojekt, under perioden. Den installerade effekten för dessa vindkraftparker beräknas uppgå till 1200-1900 MW. Anslutningsintäkterna för dessa beräknas till ca 1 200 Mkr. Dessa har i verksamhetsplanen periodiserats enligt tabell nedan.

[Mkr]	2012	2013	2014	2015
Anslutningsintäkter stora projekt	320	240	270	350

Toala anslutningsintäkten i verksamhetsplanen för regionnät utgörs av summan av ovanstående tabeller.

### 4.7.2 Reinvesteringar

Som underlag till den målbild som ska styra E.ON Elnäts reinvesteringsplaner och DoU insatser under regleringsperioden finns två viktiga händelser att beakta.

- Erfarenheterna av Projekt Krafttag (se avsnitt 2)
- Skärpta kvalitetskrav (se avsnitt 3.3)

Projekt Krafttag har för regionnätet inneburit att ca 95 % av ledningslängden nu är trädsäkrad. I den följande perioden kommer fokus att ligga på åtgärder för att trygga elleveranserna och säkerställa redundansen baserat på de risk och sårbarhetsanalyser som upprättas. Reinvesteringsåtgärder kommer i stor utsträckning att påverkas av hur och vilka vindkraftprojekt som kommer att genomföras.

Trädsäkring har fortsatt hög prioritet, för att uppnå 100 %. Tillståndsprocessen medger dock inte i dagsläget den takt vi önskar hålla.

2011-03-31

Alternativ teknik, s.k SmartGrid, kommer att värderas i projekten och används om bedömd nytta kan motivera eventuella kostnadsdifferenser. En del av den alternativa tekniken kan antas ha en kortare teknisk/ekonomisk livslängd jämfört med traditionell teknik, vilket också måste beaktas när denna introduceras i större omfattning i våra nät.

### 4.7.3 Systemstöd, mätning och kundvärden

Under perioden planeras ett utbyte av befintligt nätavräkningssystem att. I planerna ingår att anpassa detta system, jämfört med dagens, så att det uppfyller morgondagens krav om bl.a en utökad mängd timmätning hos under.

### 4.7.4 Sammanställning över investeringar 2012-2015

[Mkr]	2012	2013	2014	2015
Ledningar	325	271	291	337
Stationer m.m	592	618	576	620
IT-syst/mätare	3	4	3	4
<b>Summa investeringar</b>	<b>920</b>	<b>893</b>	<b>870</b>	<b>960</b>

Angivet i 2010 års penningvärde

## 4.8 Avskrivningar

Ledningar, stationer m.m har avskrivningstider på 40 år. För mätare, IT-system och dylikt tillämpas en avskrivningstid på 10 år.

Vindkraftprojekt får ibland sina tillstånd godkända för en 30 års period, vilket främst gäller stora projekt. Till följd av detta räknar E.ON Elnät också med att ha 30 års avskrivningstid för de stora vindkraftanslutningar som nämns i avsnitt 4.7.1 ovan. Om de tillkommande stora vindkraftanslutningarna skrivs av i bokföringen på 30 år i stället för 40 år ökar avskrivningskostnaden för perioden med 19 Mkr.

Med utgångspunkt i bokförda anläggningsvärden 2010, investeringsplanerna enligt avsnitt 4.7.4 samt med planerade utrangeringar som grund beräknas avskrivningskostnadernas utveckling för regionnät. Se tabell nedan.

[MKR]	Prel. Utf. 2010	Budget 2011	Prognos 2012	Prognos 2013	Prognos 2014	Prognos 2015
Avskrivningar	362	380	400	425	448	359

## 4.9 Prisutveckling

Under regleringsperioden 2012-2015 räknar vi med att nätavgifterna behöver justeras med i genomsnitt 4,9 % per år, vilket till 100 % baseras på prisjusteringen för inköp av el från överliggande och angränsande nät samt för nätförluster.

2011-03-31

**Genomförda prisjusteringar 2005-2010.**

Datum	Genomsnittlig prisjustering	Kommentar
2005	0 %	
2006	0 %	
2007	0 %	
2008	0 %	
2009-01-01	6,6 %	Kostnader överliggande nät och nätförluster
2010-01-01	8,3 %	Kostnader överliggande nät samt minskning för sjunkande nätförlustkostnader
2011-01-01	5,0 %	Kostnader överliggande nät

Ovanstående tabell visar genomsnittlig prisjustering för kunder i regionnät. För enskild kund kan prisjusteringarna både ha blivit högre eller lägre enskilda år.

Ovanstående prishöjningar har till 100 % varit grundat på höjningarna motsvarande ökade kostnaderna för inköp av kraft från överliggande och angränsande nät samt för ökade kostnader för inköp av energi till nätförluster.

#### 4.10 Kassaflöde

Regionnät har under den senaste 5 års perioden uppvisat ett positivt kassaflöde. Enligt uppgjord verksamhetsplan kommer regionnät att fortsätta med ett positivt bidrag i kassaflödet.

#### 4.11 Avkastningskrav på gjorda investeringar

E.ON Elnät tillämpar en WACC på 6,5 %, reallt före skatt, som mått på vilken förräntning en genomförd investering ska generera långsiktigt.

WACC:en är en sammanvägning av kostnaden för eget kapital, alltså det avkastningskrav en investerar ställer på sin investering, och kostnaden för främmande kapital, alltså räntekostnaden för lån. E.ON Elnäts tillämpade WACC har beräknats genom en studie av en längre period av marknadsnoteringar för ingående komponenter i WACC:en. WACC:en anses därför representativ för en långsiktig avkastningsnivå för ett svenska elnätsföretag. Kostnaden för eget kapital beräknas genom Capital Asset Pricing Model (CAPM).

Beräkningen av WACC följer de principer EI beskriver i rapporten "Förhandsreglering av elnätsavgifter - principiella val i viktiga frågor", EI R2009:9.

#### 4.12 Totalt kapital

Baserat på planerade och förväntade investeringar och upprättad avskrivningsplan så förväntas de totala tillgångarna öka från drygt 8 000 MKr, 2010, till omkring 10 200 MKr år 2015.

Regionnät har den senaste 5 års perioden klarat av att leverera en avkastning på det totala kapitalet i nivå med, av ägarna, förväntat avkastningskrav.

För hela perioden 2005-2015 beräknas regionnät ha en avkastning på totalt kapital på i genomsnitt 8,8 %.

2011-03-31

## 5 INTÄKTSRAM 2012-2015 ENLIGT EI:S METOD

### 5.1 Sammanställning av resultat schablonmetoden

E.ON Elnät Sverige AB - regionnät, RER 00855			
CAPEX			Anm.
Kapitalbas, 40 års avskrivning	22 929	Mkr	Genomsnitt 2012-2015
Kapitalbas, 10 års avskrivning	67	Mkr	Genomsnitt 2012-2015
WACC	6,5 %		
<b>Summa Kapitalkostnad</b>	<b>6 521</b>	Mkr	Penningvärde 2010
Ej påverkbar OPEX	7 261	Mkr	Löpande penningvärde
Påverkbar OPEX	1 073	Mkr	Penningvärde 2010
Effektivisering	-47	Mkr	1%/år
<b>Summa OPEX:</b>	<b>8 287</b>	Mkr	
<b>Summa Kostnader</b>	<b>14 808</b>	Mkr	
Kvalitetsjustering	0	Mkr	
Kompensering rörelsekapital	0	Mkr	
<b>Beräknad intäktsram</b>	<b>14 808</b>	Mkr	

### 5.2 Utgångspunkt för beräkning av intäktsram

E.ON Elnät har sammanställt och redovisat underlag för beräkning av intäktsram för regionnät, RER 00855, i överensstämmelse med gällande krav och regelverk. E.ON Elnäts utgångspunkt för vilka gällande krav och regelverk som ska ligga till grund för rapportering och beräkning är de dokument som redovisas på EI:s hemsida under rubriken, viktiga dokument i regleringen:

<http://www.energimarknadsinspektionen.se/For-Energiforetag/EI/Forhandsproving-av-elnatstariffer/Viktiga-dokument-forhandsreglering/>

E.ON Elnät har använt EI:s schablonmetod och i metoden ingående normprislistor och parametrar, så långt EI anvisat värden och detaljer, vid inrapporteringen via inrapporteringssystemet "KENT".

Angående index för historiska påverkbara löpande kostnader har vi i våra underlag korrigerat i enlighet med EI:s nyhetsbrev, daterat 2011-03-01. De här redovisade siffrorna härrör från våra egna underlag. Vi får ej exakt överensstämmelse med "KENT", vilket kan bero på tillämpat index.

Schablonmetodens slutvärde utgör ett jämförelsevärde till den intäktsram E.ON Elnät kommit fram till för regionnäts verksamhetsplan 2012-2015.

I det följande redovisar E.ON Elnät ett antal principiellt viktiga ståndpunkter avseende beräkningarna och de förutsättningar EI slagit fast för sin schablonmetod. Dessa ståndpunkter samt de belopp E.ON Elnät beräknat vid sidan av inrapporteringssystemet, ska beaktas och läggas till då EI gör sin bedömning och jämförelse av E.ON Elnäts begärda intäktsram, för lokalnät Stockholm, kontra resultatet av schablonmetoden.

2011-03-31

E.ON Elnäts verksamhetsplan och EI:s schablonmetod har olika utgångspunkter för att beräkna intäktsramen, där det är slutresultatet (intäktsramen) som är jämförbar. Enskilda parametrar eller belopp är därför inte utbytbara mellan metoderna.

### 5.3 Normvärden

Normvärden har tagits fram av EI och E.ON Elnät har använt dessa så långt normvärden har funnits tillgängliga i EI:s normprislistor för olika anläggningstyper.

Värdet på E.ON Elnät, regionnät, anläggningar som värderats enligt normmetod uppgår till 21 955 Mkr. Detta motsvarande ca 99,5 % av den totala anläggningsvärderingen enligt EI:s metod, resterande ca 0,5 % är värderat enligt övriga metoder, se avsnitt 5.4 nedan.

### 5.4 Andra värderingsmetoder

För de anläggningstyper där det i EI:s normpriser saknas har E.ON Elnät specificerat anläggningarna och värderat dessa med någon av de angivna alternativa metoderna. De anläggningstillgångar som inte värderas enligt normvärdesmetoden är:

- a. IT-system för driftövervakning
- b. Mobil krafttransformator 40 MVA
- c. IT-system för mätvärdeshantering och avräkning
- d. IT-system för mätinsamling
- e. Spänningstransformatorer 52-145 kV
- f. Brytare 52-145 kV
- g. Fränkskjare 72,5-145 kV

Värdet på de anläggningstillgångar som ingår i regionnät, och som värderats med annan alternativ värderingsmetod än normvärde uppgår till 102 Mkr (motsvarande ca 0,5 % av det totala anläggningsvärdet). Det är alltså fråga om en liten del av det totala anläggningsbeståndet som värderats genom en alternativ metod.

#### Anskaffningsvärde

*IT-system för driftövervakning.* IT-systemet har värderats utifrån dess ursprungliga bokförda anskaffningsvärde.

*Mobil krafttransformator 40 MVA.* Denna mobila krafttransformator har värderats med beställning/offert (SvK)

#### Hantering anläggningstillgångar (c-g) enligt ovan

Vad gäller övriga ovan nämnda anläggningstillgångar (c-g) som ska värderas enligt annan metod bör det i sammanhanget klargöras att E.ON Elnäts tekniska anläggningsregister innehåller alla regionnäts anläggningstillgångar redovisade på komponentnivå. Någon ekonomisk information finns inte i detta register. Sistnämnda information återfinns däremot i det ekonomiska anläggningsregistret. Där anges dock anläggningstillgångarna på en aggregerad nivå, dvs. inte på komponentnivå.

Av E.ON Elnäts ekonomiska anläggningsregister framgår ett anskaffningsvärde för grupper av anläggningstillgångar, t.ex. en fördelningsstation eller ett fördelningsnät. Det framgår inte vilka komponenter som ingår i gruppen, t.ex. i en större fördelningsstation eller om anläggningarna är inhyta, nedbyggda, inbyggda, friliggande m.m. De enskilda anläggningstillgångarnas ursprungliga anskaffningsvärden eller anskaffningstillfällen framgår inte. Därmed saknas ursprunglig anskaffningstidpunkt för enskild komponent att indexera anskaffningsvärdena ifrån. För att få till stånd en uppdelning på komponentnivå av befintliga anskaffningsvärden för att värdera ett ursprungligt anskaffningsvärde måste en omfattande kartläggning göras utifrån en jämförelse mellan de två registren. Ändå skulle det vara mycket svårt att uppnå en uppdelning av anskaffningsvärdena på rätt komponenter.

2011-03-31

Den som är bokföringsskyldig har ingen skyldighet att bevara verifikat eller projektredovisningar efter utgången av den tid som räkenskapsinformation ska bevaras (tio år). Av detta skäl är det inte ovanligt att sådan räkenskapsinformation inte finns kvar därefter eller bevaras på annan plats eller annat sätt. Att efterforska sådana verifikat eller projektredovisningar riskerar därför att bli ett arbetskrävande arbete med ett mycket osäkert utfall.

Det ovan anförda leder till att aktuella anläggningstillgångars (se c-g ovan) ursprungliga anskaffningsvärde, på ett rimligt sätt, inte kan härledas som EI anger i sin handbok.

#### Bokfört värde

På samma sätt som redogjorts för ovan om anskaffningsvärden saknar E.ON Elnäts ekonomiska anläggningsregister för regionnät en redovisning av bokförda värden på komponentnivå.

Inga anläggningar har mot denna bakgrund kunnat värderas till ett nuanskningsvärde beräknat med utgångspunkt i ett bokfört värde.

#### Annan värderingsmetod

Kvarvarande anläggningstillgångar (c-g, enligt ovan) har värderats enligt följande:

*IT-system för mätvärdeshantering och avräkning* har värderats enligt uppgifter från systemleverantör.

*IT-system för mätinsamling*. E.ON Elnät köper tjänsterna för mätvärdesinsamling och äger därför bara delar av det kompletta mätvärdesinsamlingssystemet. Värdering av insamlingssystemet som helhet har därför gjorts grundat på uppgifter från mätoperatörerna.

*Spänningstransformatorer 52-145 kV*. Dessa transformatorer har värderats med KLG 2:10.

*Brytare 52-145 kV*. Dessa transformatorer har värderats med KLG 2:10.

*Frånskiljare 72,5-145 kV*. Dessa transformatorer har värderats med KLG 2:10.

## 5.5 Investeringsprognos

En investerings- och utraneringsprognos har upprättats för perioden, och finns inlagd i inrapporteringsystemet "KENT". Denna är baserad på investeringsprognosen enligt avsnitt 4.7 ovan.

## 5.6 Avskrivningstider

Avskrivningstider och kategoriindelning för E.ON Elnäts anläggningar följer de riktlinjer EI förordar i rapporten EI R2010:24. Detta sammanfaller med de avskrivningstider E.ON Elnät använder i sin normala redovisning.

Som nämns i avsnitt 4.8 så avser E.ON Elnät att tillämpa 30 års avskrivningstider för stora vindkraftprojekt som har ett miljötillstånd som gäller i 30 år. Detta går inte att ange i inrapporteringen i "KENT", varför ett tillägg beräknats och redovisas i avsnitt 5.11.

## 5.7 WACC

EI har inte tillkännagivit någon WACC att använda för perioden. E.ON har uppfattat det som en uppmaning från EI att elnätsbolagen själva ska motivera den WACC eller avkastning man anser sig behöva för att verksamheten över tiden ska generera en skälig avkastning.



2011-03-31

För beräkning av kapitalkostnaderna har E.ON Elnät tillämpat en real WACC, före skatt, om 6,5 % i schablonmetoden. Denna WACC är lika med vårt avkastningskrav på investeringar i elnätsverksamhet. Se avsnitt 4.11 ovan.

Ett genomsnitt av de årliga WACC:ar fastställda av ICE Capital, på uppdrag av EI, mellan åren 2003 till 2009 har beräknats som en jämförelse till E.ON Elnäts WACC. Genomsnittsvärdet av ICE Capitals WACC:ar blir 6,45 %. Genomsnittsvärdet för en 7 års period kan anses ge en bra bild av en långsiktigt stabil nivå för en WACC gällande för elnätsverksamheten i Sverige.

## 5.8 Ej påverkbara löpande kostnader

Prognos för regionnäts kostnader för transiterings- och nätförlustkostnader framgår av avsnitt 4.4 och 4.5 ovan. Prognosen är gjord i löpande penningvärde.

## 5.9 Påverkbara löpande kostnader

Vid beräkning av regionnäts påverkbara kostnader enligt EI:s schablonmetod, baserat på historiskt utfall 2006-2009 och med 1 % effektivisering per år, ges följande resultat.

[MKR]	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Påverkbara löpande kostnader	266	263	260	258	255	253

Angivet i 2010 års penningvärde

E.ON Elnät vill också framföra att vi varit positiva till införandet av normpriser för påverkbara löpande kostnader och anser att detta skulle bidra till en ökad effektivitetsutveckling i branschen.

## 5.10 Kvalitetsjustering

E.ON har tagit fram de underlag som krävs enligt EIFS 2010:5 och rapporterat detta. E.ON har inte tagit hänsyn till någon kvalitetsjustering i begärd intäktsram, utgångspunkten är att målet kommer att uppnås men inte överträffas.

## 5.11 Kommentarer till beräknad intäktsram

Beräknad intäktsram enligt schablonmetoden för åren 2012-2015 överstiger det belopp E.ON Elnäts verksamhetsplan visar. Se avsnitt 4 ovan.

[MKR]	EI metod 2012-2015	E.ON Prognos 2012-2015
Kapitalkostnader	6 521	5 593
Ej Påverkbara kostnader	7 261	7 261
Påverkbara kostnader	1 026	1 010
Kvalitetsjustering	0	0
<b>Intäktsram</b>	<b>14 808</b>	<b>13 864</b>

Redovisade belopp enligt EI metoden i tabellen ovan avser beräkning enligt schablonmetoden och utan att korrigeringar eller tillägg gjorts.

Den enda parameter som inte på förhand är tydligt definierad av EI är WACC:en. Valet av WACC påverkar påtagligt resultatet av beräkningen i schablonmetoden.

2011-03-31

---

E.ON Elnäts **kapitalkostnader**, enligt plan, är 928 Mkr lägre än vad som medges i EI:s schablonmetod. Här gör E.ON Elnät ett tillägg på 4 Mkr för att kompensera för anläggningar som har begränsad tid för sina tillstånd, stora vindkraftparker. Beräkningen av tillägget baseras på skillnaden då de tillkommande anläggningarna bokföringsmässigt skrivs av på 30 år istället för 40 år. Se avsnitt 4.8.

**Ej påverkbara kostnader**, samma prognos för transiterings- och nätförlustkostnader 2012-2015 har använts i båda beräkningarna.

De **påverkbara kostnaderna** i EI metoden bygger på faktiskt utfall för perioden 2006-2009, uppräknat till 2010 års prisnivå. I E.ON Elnäts verkliga prognos baseras beloppen på den verksamhetsutveckling som E.ON anser vara nödvändig för perioden. Detta tillsammans med den verkliga effektivisering företaget genomför under perioden 2010-2011 innebär att E.ON Elnäts prognos är 10 Mkr lägre än vad EI metoden medger. I båda fallen uppnås en effektivisering med 1 % per år under regleringsperioden.

En reflektion över att schablonmetoden ger en högre beräknad intäktsram än E.ON Elnäts verksamhetsplan, är att den indikerar en vidareutvecklad verksamhet. Som beskrivits, avsnitt 3 ovan, skärps kraven alltmer avseende leveranssäkerhet och elkvalitet. Behovet av nya investeringar bedöms bli högre och ihållande med tanke på ökande krav och behov i omställningen av energisystemet, där smartare elnät är en del av lösningen.

Intäkter på den nivå som schablonmetoden antyder kan därför vara den långsiktigt rätta, vid en fortsatt utveckling av elnäten. E.ON Elnät välkomnar en diskussion rörande den långsiktiga utvecklingen av elnäten och vad kunderna långsiktigt är beredda att betala för i form av nätavgifter.

E.ON Elnäts verksamhetsplan utgår från att bibehålla en kontinuitet och stabilitet i prissättningen samtidigt som den bedöms ligga på en nivå som uppfyller nu kända och rimliga krav på utveckling och kvalitet i elnäten, gällande för perioden 2012-2015.