



Mål nr. 8021-14	Enhet 1
--------------------	---------

Anges vid kontakt med domstolen

Energimarknadsinspektionen
Box 155
631 03 Eskilstuna

ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN	
Ank.	2015-06-22
D/Dnr	2014-101952

E.ON Gas Sverige AB ./ Energimarknadsinspektionen
angående **fastställande av intäktsram enligt naturgaslagen**

Ni får tillfälle att yttra Er över innehållet i bifogade handlingar, aktbilaga 16.

Om Ni yttrar Er ska yttrandet vara skriftligt och ha kommit in till förvaltningsrätten **senast den 31 augusti 2015**. Ange förvaltningsrättens målnummer som finns längst upp till höger.

OBS! Om Ni faxar eller skickar via e-post behöver Ni inte skicka originalet via post.

Använd helst bara ett sätt att svara. Handlingar kan med fördel skickas per e-post. Adressen finns nedan.

Om Ni har några frågor kan Ni kontakta förvaltningsrätten.

Åsa Lindqvist
Telefon direkt 013-25 11 50

Till

Förvaltningsrätten, enhet 1
Box 406
581 04 Linköping

forvaltningsrattenilinkoping@dom.se

Malmö den 15 juni 2015

FÖRVALTNINGSRÄTTEN
I LINKÖPING

2015-06-16

Mål nr 8021-15
Ei Aktbil 16
original

YTTRANDE (E.ON 3)

Mål nr 8021-14

E.ON Gas Sverige AB ./. Energimarknadsinspektionen

Med anledning av Energimarknadsinspektionens (Ei) yttrande (ab 13) önskar E.ON Gas Sverige AB (E.ON Gas) anföra följande.

1. JUSTERING AV YRKADE BELOPP

I anslutning till E.ON Gas begärda höjning av intäktsramen pga. ökade påverkbara kostnader hänförliga till avyttringen av transmissions- och lagerverksamheterna (punkten 6.1 i E.ON 2) har Ei identifierat en par mindre avvikelser mellan de belopp som använts vid E.ON:s beräkningar i Bilaga 1 och belopp som rapporterats enligt årsrapporterna (för transmission och lager). Vad Ei anfört är i huvudsak korrekt och föranleder en smärre justering nedåt¹ av yrkandena i målet. Efter vidtagen justering lyder E.ON Gas samlade yrkanden (punkterna 1.1-1.3) som följer (ändringar understrukna).

- 1.1 E.ON Gas yrkar i första hand att förvaltningsrätten med ändring av Ei:s beslut ska fastställa intäktsramen för tillsynsperioden 2015-2018 till 2 154 882 tkr, angivet i 2013 års prisnivå, och med justering i enlighet med beslutspunkterna 1 a och 1 b på sätt anges i Ei:s beslut.
- 1.2 E.ON Gas yrkar i andra hand att förvaltningsrätten ska undanröja det överklagade beslutet och återförvisa ärendet till Ei för fastställande av intäktsram till faktiskt belopp för tillsynsperioden 2015-2018 med tillämpning av följande förutsättningar:

¹ Sagda justering leder enligt E.ON Gas beräkningar till en något större justering nedåt än vad Ei beräknat i sitt yttrande, dvs. vid bifall till förstahandsyrkandet 2 154 882 tkr, istället för av Ei i yttrandet beräknade 2 157 121 tkr (ursprungligt yrkande 2 157 622 tkr).

- a) de totala löpande påverkbara kostnaderna² ska fastställas till 355 891 tkr efter effektiviseringskrav; och
- b) beräkning av rimlig avkastning på kapitalbasen ska ske med en real kalkylränta före skatt om 7,5 %.

1.3 E.ON Gas yrkar i sista hand – för det fall förvaltningsrätten inte fullt ut bifaller antingen yrkande 1.2 a) eller yrkande 1.2 b) – att domstolen, med undanröjande av Ei:s beslut och återförvisning enligt 1.2 ovan, fastställer

- a) den nivå på de löpande påverkbara kostnaderna för perioden 2015-2018 – överstigande 297 174 tkr (enligt Ei:s beslut) men understigande 355 891 tkr – som domstolen finner ska tillämpas, och;
- b) den nivå på den reala kalkylräntan – överstigande 6,26 % (enligt Ei:s beslut) men understigande 7,5 % – som domstolen finner ska tillämpas.

E.ON har även uppdaterat de tidigare ingivna Bilagorna 1-2 utifrån de mindre justeringar av beloppen som redovisats ovan. För tydlighets skull biläggs som Bilaga 1-2, de reviderade Bilagorna 1-2, vilka ersätter tidigare ingivna bilagor med samma nummer bifogade till E.ON 2. (Bilaga 3 till E.ON 2 är oförändrad.) Som Bilaga 4 inges reviderad Tabell 3 som ersätter Tabell 3 på s. 16 i E.ON 2.

2. DE PÅVERKBARA KOSTNADERNA

Ei hänvisar i sitt yttrande generellt till Kammarrättens i Jönköping avgörande i målet 101-14 (*Vallentuna*) gällande elnätsregleringen. E.ON Gas kan, till skillnad från Ei, inte finna att de bedömningar som kammarrätten gjorde i Vallentuna-målet ger stöd för Ei:s invändningar mot den av E.ON Gas i förevarande mål yrkande höjningen av påverkbara kostnaderna med anledning av (i) avyttringen av transmissions- och lagerverksamheterna och (ii) E.ON-koncernens principer för kostnadsallokering.

Det är riktigt att Vallentuna-domen anger (s. 52) att man – inom ramen för den typ av schabloniserade metoder som saken gäller – normalt inte ska behöva ta hänsyn till *mindre individuella avvikelser* mellan schablonen och "verkligheten". Däremot kan det, enligt domen, vara fullt rimligt att beakta förändrade beräkningar som har "stor påverkan" på intäktsramen. Vad som är en "mindre" eller "större" avvikelse preciseras inte närmare i avgörandet. Detta ter sig också naturligt, eftersom sådana bedömningar rimligen måste relateras till sitt sammanhang och svårligen kan låsas till exakta belopp eller procentsatser.

Den av E.ON Gas yrkade höjningen av de påverkbara kostnaderna, hänförlig till avyttringen av transmissions- och lagerverksamheterna samt kostnadsallokeringen, har redovisats i E.ON 2 (punkten 6) och innebär att de påverkbara kostnaderna ökar med ca

² Jfr. tabell 3 i Ei:s beslut och tabell 4 i bilaga 3 till Ei:s beslut.

20 % och intäktsramen med ca 3 % (i förhållande till Ei:s beslut). Som anförts i E.ON 2 är det därför fråga om en höjning som i objektiv mening måste anses ha "stor" påverkan på E.ON Gas kostnader och intäktsram. Detta synes dock inte heller Ei ifrågasätta, utan anför i mer allmänna ordalag att E.ON Gas yrkande är "orimligt" och underlagen "bristfälliga". Detta bemöts närmare nedan för respektive delfråga.

2.1 Avyttringen av transmission- och lagerverksamheterna

Ei godtar, så som E.ON Gas förstår myndighetens inställning, att en större verksamhetsförändring (av det slag som avyttringen av transmissions- och lagerverksamheterna utgör) i och för sig kan motivera en höjning av de påverkbara kostnaderna i den reglerade distributionsverksamheten, förutsatt att kostnaderna går att härleda och beräkningarna framstår som skäliga. Ei menar dock att de av E.ON Gas redovisade kostnaderna inte uppfyller "härledningskravet". Ei menar även att en orimligt stor andel av de totala kostnaderna för de avyttrande verksamheterna kvarstår för E.ON Gas och den reglerade distributionsverksamheten efter avyttringen, varvid Ei hänvisar till egna beräkningar enligt bilaga 2 till yttrandet.

Vad Ei anför är felaktigt.

Kvarvarande kostnader är i huvudsak möjliga att härleda ur årsrapporter på sätt som tydligt framgår av Bilagorna 1-2. Beräkningarna är utförda enligt sedvanlig ekonomisk metod och baseras på *försiktiga* antaganden, som snarare underskattar än överskattar avvikelserna mellan Ei:s metod och verkligheten.

Den andel av de kvarvarande gemensamma kostnaderna som kvarstår efter avyttringen av verksamhetsområdena transmission och lager är inte på något sätt orimlig. Till skillnad från vad Ei synes hävda finns det inte något anmärkningsvärt med att en relativt sett stor del av tidigare gemensamma kostnader kvarstår för den resterande verksamheten vid en avyttring av verksamhetsområden som tidigare legat i en och samma juridiska person, dvs. att det uppstår s.k. negativa synergieffekter när i sig nödvändiga kostnader ska fördelas mellan färre kostnadsställen än tidigare.

Ei hävdar i sitt yttrande även att Swedegas AB skulle ha fått täckning i sin intäktsram för de påverkbara kostnader som tidigare belastade E.ON Gas, och att detta skulle vara en anledning till att de påverkbara kostnaderna för E.ON Gas inte ska höjas. Resonemanget saknar grund. E.ON Gas kan i målet visa att distributionsverksamheten *har* tvingats bära en större andel av de kvarvarande gemensamma kostnaderna sedan verksamheterna transmission och lager avyttrades år 2011. Det är, som sagts ovan, en naturlig följd av överlåtelse av delar av verksamheter att synergier kan gå förlorade för det överlåtande bolaget, varvid kostnadseffekter hänförliga till den överlåtna verksamheten kvarstår. Den aktuella överlåtelsen av E.ON Gas transmissions- och lagerverksamhet till Swedegas AB sammanhänger också med gällande regler för bedrivande av naturgasverksamhet och de krav på verksamhetsuppdelning som ställs enligt gasmarknadsdirektivet och naturgaslagen. I den mån Ei:s metod medger Swedegas ersättning för påverkbara kostnader för transmissions- och

lagerverksamheten utgör inte detta på något sätt hinder mot att E.ON Gas i sin intäktsram kompenseras för de verkliga kostnader som uppstår för E.ON Gas under tillsynsperioden pga. avyttringen av transmissions- och lagerverksamheterna. Ei gör även – enligt E.ON Gas mening – ej relevanta hänvisningar till de regler som gäller för fördelning av intäktsram vid företags- eller verksamhetsöverlåtelser under en tillsynsperiod, vilket inte har någon koppling till Ei:s beräkningsmodell för bestämmande av intäktsramen som baseras på de historiska påverkbara kostnaderna.

Mot bakgrund av Ei:s påståenden har beräkningarna avseende yrkad höjning av de påverkbara kostnaderna sammanhängande med avyttringen av transmissions- och lagerverksamheterna granskats av den auktoriserade revisorn Johan Rasmusson, Deloitte AB. Rasmusson har, baserat på sin granskning, upprättat det utlåtande som åberopas och inges som Bilaga 5. Av utlåtandet framgår bl.a. – i motsats till vad Ei anfört – att yrkad höjning av de påverkbara kostnaderna enligt Deloitte's bedömning är möjliga att härleda utifrån tillgängliga redovisningsunderlag och att beräkningarna ger en rimlig och rättvisande bild av E.ON Gas kostnader under den kommande tillsynsperioden.

2.2 Kostnadsallokeringen

Ei anför i sitt yttrande att det är en rimlig utgångspunkt att de årsrapporter som ingetts för överföringsverksamheten är korrekta och att särredovisning har skett, dvs. att överföringsverksamheten ekonomiskt har redovisats skilt från annan verksamhet.

E.ON Gas har självfallet ingen annan uppfattning än Ei i denna del. Bolagets talan innebär ingen konflikt med lämnade årsrapporter (som är korrekta och revisorsgranskade) eller särredovisningsreglerna (som länt till efterrättelse i alla delar). Vad bolaget anför som grund för sin talan i denna del är däremot att de interna redovisningsprinciper för kostnadsföring av s.k. centrala kostnader som E.ON Gas valt att tillämpa – med beaktande av såväl särredovisningskrav samt övriga redovisningsregler – de facto missgynnar E.ON Gas i Ei:s modell. Som sagts i E.ON 2 beror detta på att s.k. centrala kostnader avseende funktioner som är nödvändiga för bedrivande av distributionsverksamheten inte har fakturerats ut från moderbolaget till E.ON Gas under basårsperioden 2009-2012.

Enär centrala kostnader inte har kostnadsförts i bolaget (något som hade varit möjligt redovisningsmässigt, men vilket inte har skett i förhållande till E.ON Gas) speglas nämnda kostnader inte heller i årsrapporterna för gasdistributionsverksamheten. Detta får i sin tur till följd att kostnaderna inte beaktas i Ei:s modell, vilken utgår från årsrapporterna för 2009-2012. Om korrigerig inte sker kommer gasdistributionsverksamheten att erhålla en för låg intäktsram enkom på grund av de interna principer och val rörande kostnadsallokering och redovisning som tillämpats mellan E.ON Gas och dess moderbolag under den aktuella perioden.

Om E.ON Gas distributionsverksamhet istället hade bedrivits "stand-alone" – med sådana centrala funktioner som i E.ON:s koncernstruktur huvudsakligen har förlagts till

moderbolaget – skulle verksamheten (enligt Ei:s modell) utan något tvivel ha varit berättigad att i sin intäktsram uppta kostnader av det slag och till de belopp som nu begärs. Dessa centrala funktioner är nämligen nödvändiga för gasdistributionsverksamhetens bedrivande. Det är orimligt (och oförenligt med naturgaslagen) att E.ON Gas legitima val av allokeringsprinciper – som kan förändras över tid – ska få den typ av negativa, snedvridande effekter på verksamhetens intäktsram som här aktualiseras, och utan att korrigering ska kunna ske i förhållande till vad som blir resultatet enligt Ei:s modell. Det kan givetvis inte heller krävas att E.ON Gas eller dess moderbolag ska ”optimera” koncernstrukturen eller koncerninterna principer för verksamhetens bedrivande efter den modell som Ei för en given tillsynsperiod väljer att tillämpa vid fastställande av intäktsram.

De beräkningar som ligger till grund för yrkad höjning av de påverkbara kostnaderna hänförligt till E.ON Gas principer för kostnadsallokering har också granskats av extern revisor. Beräkningarnas riktighet stöds av revisorns utlåtande, se Bilaga 5, som alltså åberopas även i denna del.

2.3 ”Rimligheten” av begärda påverkbara kostnader i övrigt

Mot bakgrund av att Ei – såvitt E.ON Gas förstår myndighetens inställning – generellt ifrågasätter rimligheten av i målet yrkad höjning av de påverkbara kostnaderna (såväl gällande avyttringen av transmission- och lagerverksamheterna som kostnadsallokeringsfrågan), har E.ON låtit göra en jämförelse mellan de påverkbara kostnaderna för de reglerade distributionsföretagen verksamma på det västsvenska naturgasnätet. Jämförelsen baseras på de belopp som beslutats av Ei för tillsynsperioden 2015-2018 respektive de belopp som respektive nätföretag, i förekommande fall, yrkat vid överklagande av Ei:s beslut och har ställts i relation till respektive nätföretags årligen överförda energivolym (genomsnitt för åren 2012 och 2013). Jämförelsen inges och åberopas som Bilaga 6.

Av Bilaga 6 framgår att E.ON Gas är det bolag som har lägst kostnader i förhållande till överförd energivolym av de jämförda nätföretagen. Med andra ord visar jämförelsen att E.ON Gas bedriver verksamheten på ett kostnadseffektivt sätt. Jämförelsen ger även stöd för att den av E.ON Gas begärda höjningen av de påverkbara kostnaderna är högst skälig (och snarare torde ligga i underkant än i överkant) samt motsäger Ei:s påståenden om att begärd höjning av de påverkbara kostnaderna är ”orimlig”.

3. KALKYLRÄNTA (WACC)

Ei har beslutat om en kalkylränta som inte ger E.ON Gas rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten enligt 6 kap. 10 § naturgaslagen. Ei:s kalkylränta är inte förenlig med vedertagen metod för WACC-beräkning. Ei tillämpar ett alltför kortsiktigt tidsperspektiv vid bestämmande av de parametrar som ingår i kalkylräntan, vilket har lett till en kalkylränta som är för låg för att gasnätsbolagen ska kunna erhålla en skälig intäktsram för perioden 2015-2018.

I tillägg till vad E.ON Gas tidigare har anfört rörande kalkylräntan bemöter bolaget nedan Ei:s yttrande i WACC-delen. E.ON Gas hänvisar generellt till sakkunnigutlåtandena från Thore Johnsen, daterat 10 juni 2015, och KPMG, daterat 11 juni 2015, ingivna i mål nr 8016-14 och 8020-14 (Swedegas AB ./. Ei).

3.1 Betydelsen av kammarrättens domar i elnätsmålen

Ei söker i sitt yttrande förminska betydelsen av kammarrättens domar i elnätsmålen (däribland mål nr 101-14) för den nu aktuella förhandsregleringen för gasnätverksamhet. Som E.ON Gas tidigare har redogjort för i E.ON 2 är dock elnätdomarna av stor betydelse för den kalkylränta som ska fastställas för gasnätbolagens intäktsramar 2015-2018.

Lagstiftningen som reglerar hur intäktsramarna ska fastställas för gasnät företag (6 kap. naturgaslagen) är i princip identisk med motsvarande lagstiftning för elnät företag (5 kap. ellagen). Regleringarna medför således att förutsättningarna för att göra investeringar i gasnät- respektive elnätverksamhet är desamma, med den skillnaden att en investering i gasnätverksamhet är förenad med större risker än för elnätverksamhet.

Kammarrätten har i elnätdomarna prövat kalkylräntan för tillsynsperioden 2012-2015 och övergripande principiella frågor om hur kalkylräntan ska beräknas i förhandsregleringen. Kammarrätten har fastställt att kalkylräntan ska bestämmas utifrån dess ingående parametrar och att dessa ska bedömas utifrån ett långsiktigt tidsperspektiv. Efter prövning av WACC-parametrarna fastställde domstolen nivån för en rimlig kalkylränta för elnätverksamheten under perioden 2012-2015 till 6,5 %.

Kammarrättens praxis, som har prövat och fastställt metoden för WACC-beräkningen och det tidsperspektiv som ska anläggas, är i allra högsta grad relevant för besluten om gasnätbolagens intäktsramar, eftersom förhandsregleringen för gasnät företag ska vara likartad den reglering som gäller för elnät företag. Detta framgår bl.a. av förarbetena till förhandsregleringen för gasnätbolagen: *"Det får anses vara angeläget att tillsynen av energimarknaden i Sverige bedrivs på ett likartat sätt, oavsett energislag och verksamhetsinriktning. Detta bör underlätta såväl tillsynsmyndighetens som naturgasföretagens verksamhet samt bidra till en ökad förutsägbarhet på naturgasmarknaden för både kunder och företag. Regeringen ser även ett visst värde i att kraven på förhandsprövning genomförs på ett i stora drag likartat sätt när det gäller elmarknadsdirektivet och gasmarknadsdirektivet."* (prop. 2012/13:85, s. 30) [mark. gjorda här].

I förarbetena för gasnätregleringen framhålls även att det finns *"anledning att noga följa utvecklingen på elsidan, inte minst ur ett kundperspektiv"*. Regeringen hänvisar också till vad som angavs i förarbetena till elnätregleringen (prop. 2008/09:141 s. 59), nämligen att *"det även i fortsättningen kommer att finnas ett inte obetydligt utrymme för en rättsutveckling genom praxis"* (prop. 2012/13:85, s. 52).

Ei har getts i uppdrag att verka för en harmonisering av regelverken på el- respektive gassidan. Enligt Ei:s regleringsbrev för budgetåret 2010 (dnr N2009/9672/E) ska Ei utreda hur naturgaslagen (2005:403) bör ändras för att regleringen av naturgasföretag och elnätsföretag så långt som det är möjligt harmonieras. I förarbetena anges att enligt detta uppdrag bör det vara en utgångspunkt för Ei:s verksamhet att tillsynen av el och naturgas bedrivs på ett så långt som möjligt likartat sätt (prop. 2012/13:85, s. 21).

Även Ei har tidigare angett att den kalkylränta som kammarrätten har prövat i elnätsmålen har en stor betydelse för andra tillsynsperioder och regleringar. I Ei:s överklagande till Högsta förvaltningsdomstolen den 27 november 2014 i elnätsmålen angav Ei att *"frågorna är inte endast av betydelse för det nu aktuella målet utan kan komma att ha stor betydelse även för framtida tillsynsperioder"* och att prövningen *"aktualiserar dessutom ett antal frågor av principiell karaktär av betydelse långt utöver den nu prövade regleringen"*. I Ei:s utvecklade överklagande till Högsta förvaltningsdomstolen den 23 januari 2015, underströks även att *"frågan om kalkylränteberäkningen är av vikt för rättstillämpningen"*. Ei motiverar inte varför myndigheten nu har den motsatta uppfattningen.

Det ska även framhållas att WACC-metoden innehåller vissa parametrar som är *generella* (däribland parametern riskfri ränta), vilket innebär att bedömningen av nivån på dessa parametrar är detsamma oberoende av vilken tillgång, bransch eller typ av risk som avkastningskravet avser. De generella parametrar som har prövats och fastställts i elnätsmålen har därför bäring även på gasnätsverksamhet.

Sammantaget har de principer och den metod som kammarrätten har fastslagit för WACC-beräkningen i elnätsregleringen, i motsats till vad Ei påstår, en avgörande betydelse även för den kalkylränta som ska tillämpas för gasnätsverksamheten, dels då regleringarna ska vara likartade, dels då regleringarna har samma syfte, nämligen att skapa föreutsebarhet samt stabila och långsiktiga villkor för nätföretagens verksamhet.

3.2 Tidsperspektivets betydelse

Den enskilt största faktorn för bedömning av parametrarna i WACC-beräkningen utgörs av vilket tidsperspektiv som anläggs för kalkylräntan. Kalkylräntan kan vara momentan, den kan beräknas med ett begränsat tidsperspektiv (t.ex. en fyraårsperiod) eller utifrån ett syfte att beräkningen ska resultera i en långsiktigt stabil kalkylränta. Vilket tidsperspektiv som används har stor påverkan på nivån på kalkylräntan.

Som angetts ovan är det övergripande syftet med förhandsregleringen att skapa förutsägbarhet för nätföretagen och deras kunder. Gasnätföretagen ska genom regleringen få stabila och långsiktiga villkor för sin verksamhet (prop. 2012/13:85, s. 51). Även kalkylräntan ska bedömas utifrån dessa utgångspunkter, dvs. stabilitet och långsiktighet, vilket medför mindre fluktuationer i de parametervärden som ingår i WACC-beräkningen och därmed stabila och förutsägbara villkor för gasnätsföretagen och deras kunder.

I elnätsdomarna har kammarrätten fastställt att en långsiktigt stabil kalkylränta ska beräknas. Kammarrätten hänvisar i denna del bl.a. till förarbeten, EU-rätten och lagstiftarens syfte med förhandsregleringen, samt till att Ei själv uttalat att det är önskvärt att kalkylräntan inte varierar mycket mellan tillsynsperioderna (se mål nr 101-14, s. 43-44). Kammarrättens bedömning och analys är självfallet inte begränsad till att avse endast tillsynsperioden 2012-2015 utan är gällande även för kommande tillsynsperioder. Ei:s påstående att kammarrätten i elnätsdomarna skulle ha begränsat långsiktigheten till att gälla en fyraårig regleringsperiod (2012-2015) är därför svårförståeligt eftersom det tydligt framgår av domarna att kalkylräntan ska vara långsiktigt stabil. En kalkylränta kan inte bli långsiktigt stabil och ge långsiktiga villkor för gasnätsbolagen om tidsperspektivet enbart anläggs för en kommande fyraårsperiod. Kammarättens hänvisning till tillsynsperioden 2012-2015 avser enbart det faktum att det var intäktsramarna för denna period som var föremål för kammarrättens prövning.

Givet att ett långsiktigt stabilt tidsperspektiv ska tillämpas måste samtliga parametrar ingående i WACC-beräkningen utgå från normaliserade långsiktigt stabila värden, och inte spegla rådande eller momentana marknadsförutsättningar. Ei påstår att den yrkade kalkylräntan om 7,5 % är orimlig om man ser till det rådande ränteläget. Det är dock inte enbart de rådande marknadsförutsättningarna som ska speglas i kalkylräntan eftersom perspektivet vid fastställande av WACC ska vara framåtblickande och långsiktigt stabilt. Det är således felaktigt att dra paralleller till rådande ränteläge för att fastställa parametrar för kalkylräntan.

Oavsett vilket tidsperspektiv som anläggs för kalkylräntan ska, enligt vedertagen WACC-metod, den riskfria räntans löptid spegla investeringens tidshorisont, vilket för gasnätsverksamhet uppgår till minst 50 år. Ei anför att när varje enskild parameter ska fastställas särskilt, är det viktigt att det tydligt framgår vilket tidsperspektiv som har använts för varje enskild parameter. E.ON Gas vill här framhålla att olika tidsperspektiv och löptider inte kan anläggas för olika parametrar. Kalkylräntan kan således inte baseras på en blandning av långsiktiga och kortsiktiga parametrar.

3.3 Riskfri ränta

Tidsperspektivet är av central betydelse för bedömningen av parametern riskfri ränta för WACC-beräkningen. Den riskfria räntan ska enligt WACC-metoden spegla investeringarnas livslängd, vilken för gasnät uppgår till minst 50 år (den regulatoriska avskrivningstiden). Trots detta kända faktum fastställer Ei den riskfria räntan för gasnätsverksamhet utifrån 10-åriga statsobligationer, vilket långt ifrån speglar investeringarnas tidshorisont (löptiden). Vidare tillämpar Ei en prognos över den riskfria räntan under perioden 2015-2018 som grund för den riskfria räntan i WACC-beräkningen. Detta är inte förenligt med regleringens krav på stabilitet och långsiktighet och det långsiktiga tidsperspektiv som ska anläggas för kalkylräntan.

Det är därför inte en bra metod att använda 10-åriga statsobligationer för att fastställa den riskfria räntan för gasnätsverksamhet eftersom löptiden är för kort. Med en alltför

kort löptid riskerar den riskfria räntan att underestimeras då räntor med längre löptid normalt sett är högre. Med ett allt för kort tidsperspektiv blir räntan inte stabil under en längre period utan riskerar att pendla upp och ner från ett år till ett annat, vilket skulle strida med regleringen syfte att skapa förutsebarhet för nätföretagen och dess kunder samt stabila och långsiktiga villkor för verksamheten. Med ett långsiktigt stabilt perspektiv erhålls emellertid en normaliserad räntenivå som är förenlig med regleringens syfte.

Ei har självt i en PM rörande förhandsregleringen för elnät 2012-2015 angett att den riskfria räntan ska spegla investeringarnas tidshorisont och att ett långsiktigt perspektiv ska användas. Ei uttalade: *"Om Ei utgår från den 10-åriga statsobligationen kommer det att få till följd att räntan för tillsynsperioden 2012-2015 blir förhållandevis låg sett i ett historiskt perspektiv. På längre sikt, i takt med att konjunkturen förändras kommer att 10-årigt perspektiv innebära att den riskfria räntan "hoppas upp och ner" mellan åren i tillsynsperioden och mellan tillsynsperioderna, dvs. en kalkylränta som går upp och ner över tiden. En bättre ansats är att utgå från en stabil riskfri ränta utifrån vad som är rimligt utan hänsyn till konjunktursvängningar".*³

Ei beslutade att för elnätsregleringen 2012-2015 fastställa en långsiktig riskfri ränta baserad på förväntad utveckling av BNP och Riksbankens långsiktiga inflationsmål (den s.k. BNP-metoden). Denna metod valde även domstolarna att tillämpa i elnätsdomarna. Ei frångår dock nu kammarrättens domar och invänder mot den metod för fastställande av stabil och långsiktig riskfri ränta som Ei själv introducerade för elnätsregleringen, och påstår att BNP-metoden skulle vara en "icke-vedertagen och icke-teoretisk metod". Detta är felaktigt. BNP-metoden är en vedertagen ekonomisk metod att bedöma en långsiktig normalnivå för nominell eller real statsränta utifrån prognoser för framtida ekonomisk tillväxt (BNP) och normalnivån på förväntad inflation. Realräntan är vanligtvis 2-2,5 % och inflationsmålet 2-2,5 % vilket leder till en normal nominell ränta om 4-5 %. BNP-metoden bygger således på en långsiktig ansats och jämfört med 10-åriga statsobligationer är den därför en mycket mer representativ metod för att fastställa den riskfria räntan för gasnätsverksamhet.

Till stöd för att tillämpa 10-åriga statsobligationer påstår även Ei att det är rimligt att utgå från finansieringshorisonten och att 10 år anses vara lång sikt i finansieringssammanhang. Med ett sådant synsätt bortser dock Ei helt och hållet från att den riskfria räntan i WACC-metoden ska spegla investeringarnas livslängd. Ei tycks mena att finansieringshorisonten är densamma som lånefinansieringens löptid, vilket inte är korrekt. De krav som ställs på företaget från aktieägare måste skiljas från krav som ställs från långgivare. Långgivare har reglerade villkor med en förutbestämd löptid som sällan sammanfaller med investerarnas investeringshorisont. Kalkylräntan ska bedömas med investeringshorisonten som utgångspunkt – både vad gäller avkastningskrav på

³ Promemoria Kalkylränta i elnätsverksamhet (version 1.1), 2011-05-13, s. 7.

eget och lånat kapital. Ei:s resonemang om bedömning utifrån "finansierings-sammanhang" saknar således grund.

Sammantaget vidhåller E.ON Gas att en riskfri ränta om 4 %, beräknad utifrån BNP och inflation, är en lämplig och representativ metod för att fastställa den riskfria räntan, eftersom den tar hänsyn till den långsiktighet och stabilitet som krävs för regleringen av gasnätsverksamhet.

Till stöd för argumentationen ovan hänvisas till utlåtandena av Thore Johnsen, s. 2 och KPMG, s. 1 ff.

3.4 Marknadsriskpremien

E.ON Gas instämmer i att marknadsriskpremien ska bedömas utifrån samma löptid som för den riskfria räntan. E.ON Gas anser dock att Ei är inkonsekvent i sitt angreppssätt vid bedömning av marknadsriskpremien i förhållande till bedömningen av den riskfria räntan.

Ei:s riskfria ränta baseras på en prognos över utvecklingen av den riskfria räntan baserat på 10-åriga statsobligationer under perioden 2015-2018. Den riskfria räntan speglar således det fortsatt förväntade låga ränteläget under 2015-2018. Vid bedömning av marknadsriskpremien har man dock utgått från ett mer långsiktigt stabilt perspektiv och baserat denna antingen på historiska studier eller på ett genomsnitt av årliga framåtblickande enkätundersökningar åren 1998-2014. Båda dessa metoder får bedömas ge normaliserade långsiktigt stabila nivåer på marknadsriskpremien. Det som kan ses, bl.a. i de årliga framåtblickande enkätundersökningarna, är att marknadsriskpremien under senare år, då ränteläget har varit lågt, har varit förhöjd i förhållande till de mer långsiktigt stabila nivåerna. EY lyfter fram att marknadsriskpremien i enkätundersökningarna 2012 respektive 2013 uppgick till 5,8 % respektive 6,0 %, vilket är väsentligt över nivån 5,0 % som EY anger som normalt marknadsläge. Eftersom ränteläget antas vara fortsatt lågt 2015-2018 kan det med fog antas att även marknadsriskpremien under dessa år kommer att ligga över normalt marknadsläge. För att Ei ska vara konsekvent bör detta återspeglas vid bedömning av marknadsriskpremien, som på samma sätt som riskfri ränta i så fall bör baseras på förväntad marknadsriskpremie 2015-2018.

E.ON Gas anser att en rimlig nivå på marknadsriskpremien i ett långsiktigt stabilt perspektiv är ca 5 %, såsom även Ei bedömt, och att denna nivå inte enbart kan erhållas genom en bedömning med ett 10-års perspektiv.

3.5 Inflation

Som E.ON Gas har förklarat tidigare tillämpar E.ON Gas en inflationsnivå om 2 % utifrån den nivå som fastställdes i elnätsmålen och som E.ON Gas anser vara en långsiktigt stabil nivå på inflation. Det är riktigt såsom Ei påpekar att en höjning av inflationen till 2 % (från nivån 1,9 % som Ei tillämpat i beslutet) medför en lägre kalkylränta. E.ON Gas syfte är emellertid inte att nå det högsta utfallet som möjligt på

kalkylräntan utan att regleringen ska åtföljas av en så korrekt och balanserad kalkylränta som möjligt, vilken E.ON Gas anser blir resultatet med en inflationsnivå om 2 %.

3.6 Kreditriskpremien

Kreditriskpremien ska beakta finansieringskostnaden över en investeringens hela livslängd. Detta kan göras antingen genom att direkt bedöma kreditriskpremien för löptider motsvarande investeringens tidshorisont, eller genom att utgå från kortare finansieringsalternativ där hänsyn tas till refinansieringsrisken.

Ei anför att långivare kräver högre kreditpåslag på lån med långa löptider för att skydda sig mot exempelvis omfinansieringsrisk och högre upplåningskostnad. Ei tycks dock bortse från att ett företag som väljer finansiering med kortare löptider, och därmed erhåller ett lägre kreditpåslag, måste bära risker för omfinansiering och högre upplåningskostnad i framtiden. Ei anser att kreditriskpremien ska fastställas för en 10-årig löptid men att ingen kompensation för refinansieringsrisk ska ske, och hänvisar till EY:s bedömningar. EY baserar sin analys på praxis vad gäller löptider vid finansiering av andra betydligt större företag som är verksamma på en annan marknad, och som har andra finansieringsmöjligheter än svenska gasnätsbolag. Att utgå från "praxis" och inte beakta refinansieringsrisk vid korta löptider är inte vedertagen ekonomisk metod. Om en så kort löptid som 10 år ska tillämpas, istället för att bedöma kreditriskpremien för löptiden motsvarande investeringens livslängd, måste även refinansieringsrisken beaktas för en korrekt nivå på kreditriskpremien.

E.ON Gas vidhåller att nivån för kreditriskpremien ska uppgå till lägst 2,5 % på de grunder som tidigare anförts, och hänvisar även till utlåtandena i denna del av Johnsen, s. 4 f, och KPMG, s. 5 ff.

3.7 Särskild riskpremie

Den särskilda riskpremien utgör ett risktillägg som ska fånga upp särskilda risker för verksamheten som inte är systematiska och som inte kan kompenseras av övriga parametrar i WACC-beräkningen. För gasnätsverksamhet (och även elnätsverksamhet) föreligger specifika risker som den särskilda riskpremien måste ta höjd för. Den nivå om 1,5 % som Ei tillämpat för den särskilda riskpremien är för låg och beaktar inte de risker som gasnätsverksamhet i Sverige är förenad med.

E.ON Gas anser att den särskilda riskpremien ska vara 2 % och att detta är en högst skälig nivå utifrån de mycket specifika risker som föreligger för naturgasmarknaden i Sverige. Dessa risker ersätts inte av marknadsriskpremien, vilket Ei felaktigt påstår. Det är ej heller korrekt, såsom Ei hävdar, att E.ON Gas enbart baserar nivån om 2 % på att kammarrätten i elnätsmålen har använt en särskild riskpremie om 1 %. Den särskilda riskpremien är tillgångsspecifik och E.ON Gas resonemang avseende den särskilda riskpremien grundas i denna del inte bara på nivån som fastställts i kammarrättens elnätsdomar. Däremot stöder nivån för den särskilda riskpremien för elnätsverksamhet den nivå som E.ON Gas anser ska gälla för gasnätsverksamheten, eftersom riskerna på den svenska gasmarknaden är betydligt högre än för elnätsverksamhet. Vidare är det

relevant att jämföra den särskilda riskpremien för gasnätsverksamhet med elnätsverksamhet eftersom det rör sig om konkurrerande energislag.

De specifika risker för gasnätverksamhet i Sverige som den särskilda riskpremien måste ta höjd för är i huvudsak de följande:

- Bristande försörjningstrygghet

Det svenska gassystemet är sårbart för yttre störningar eftersom tillförseln till det svenska nätet enbart sker genom en anslutning från Danmark (genom gasledningen under Öresund). Den inhemska produktionen av naturgas (biogas) är begränsad och kan inte tillgodose efterfrågan. Detta är en aspekt som även har en påverkan på kundernas långsiktiga syn på naturgasen som en attraktiv energikälla. Jämförelsebolagen, som är verksamma på andra geografiska marknader, har större redundans i sina system.

- Försörjningstryggheten i Europa

Ryssland står idag för drygt en tredjedel av EU:s gasbehov. I Tysklands fall handlar det om 40 procent, och många central- och östeuropeiska länder är helt beroende av importerad gas, som i huvudsak kommer från Ryssland, via Ukrainas gasinfrastruktur. Försörjningstrygghet av gas har varit en prioriterad fråga inom EU sedan Rysslands stopp av gasleveranser till Europa genom Ukraina år 2009, och har aktualiserats genom Rysslands agerande i Ukraina på senare tid samt Rysslands krav på Ukraina om förskottsbetalning på gasleveranser. Ryssland söker även minska leveransberoendet till Europa, bl.a. genom att landet nyligen slöt ett 30-årigt gasleveransavtal med Kina till ett uppgivet värde om ca 400 miljarder dollar.

EU:s arbete med försörjningstrygghet har resulterat i den förordning om försörjningstrygghet som är bindande för samtliga medlemsstater och som innebär skärpta krav på riskbedömning, förebyggande åtgärder och krisplanering. I Sverige kommer stora slutförbrukare av gas att behöva upprätta egna krisplaner och riskerar att behöva upprätta reserver ifråga om energitillförsel. Om det ställs krav på slutförbrukare att inrätta reservkapacitet i tillägg till gas föreligger en betydande risk att gas överges som energislag i Sverige.

- Politisk risk

Sverige är ett av de få länder i Europa där naturgasen spelar en mycket liten roll i energisystemet. Endast 3 % av den totala energikonsumtionen utgörs av naturgas. Det politiska stödet för naturgas är dessutom mycket lågt, särskilt eftersom det politiska målet är att minska andelen energi från fossila bränslen. Det föreligger därför en risk att naturgas i framtiden, genom politiska beslut, fasas ut som energislag i Sverige.

E.ON Gas delar således den analys som EY har gjort avseende den politiska risken: "Vi bedömer att Sveriges låga beroende av naturgas utgör en källa till politisk risk, då potentiella politiska beslut som missgynnar naturgas som energislag endast skulle medföra en marginell påverkan på det totala energiutbudet. I länder där naturgasen är en av de viktigaste energikällorna kan sannolikt inte naturgasanvändningen elimineras utan att detta skulle medföra kännbara konsekvenser för samhället. Det är svårt att finna politiker i Sverige som försvarar naturgasen. Ett beslut att marginalisera naturgasens roll, exempelvis som ett led i en satsning på att öka andelen energiförsörjning från förnyelsebara energikällor, bör alltså vara politiskt enklare att ta i Sverige än i många andra europeiska länder." (EY, "WACC för gasnätsföretag för tillsynsperioderna 2012, 2013 samt 2015-2018", 2 september 2014, s. 17 f.).

- Regulatorisk risk

Distribution av gas utgör en reglerad verksamhet i Sverige. Den regulatoriska miljön i Sverige är dock osäker med hänsyn till den historik av stora förändringar i reglermodeller och långa överklagandeprocesser som har präglat den svenska naturgasmarknaden. Den regulatoriska risken är således större för de svenska gasnätbolagen än för många av jämförelsebolagen i andra länder, vilket inte beaktas i betavärdet.

- Beroende av ett fåtal kunder

På den svenska naturgasmarknaden finns cirka 37 000 naturgasförbrukare, varav 3 600 är företagskunder medan resten är hushållskunder. Förbrukningen är ojämnt fördelad då ca 60 större användare står för ca 80 % av förbrukningen.⁴ Av denna anledning kan bortfall av enstaka kunder medföra betydande inkomstbortfall som pga. konkurrens från andra energislag normalt sett inte kan kompenseras genom prishöjningar.

- Konkurrens från andra energislag

Naturgas är ett konkurrensutsatt energislag, vilket av naturliga skäl även påverkar nätverksamheten. Gasnätsverksamhet skiljer sig från elnätsverksamhet eftersom el har en lägre priselasticitet i jämförelse med gas och andra energislag pga. att det normalt sett saknas alternativ till el. Det finns däremot flera alternativa energilösningar till gas, såsom värmepumpar, fast biobränsle och fjärrvärme.

⁴ Ei PM 2012:05, s. 2.

Mot bakgrund av ovan är gasnätsverksamhet förenad med vissa icke-systematiska risker som kalkylräntan måste ta höjd för genom den särskilda riskpremien. Det är rimligt att den särskilda riskpremien uppgår till 2 %.

3.8 Sammanfattning

Mot bakgrund av ovan samt vad som angetts i E.ON 2 följer att en lämplig WACC-nivå, beräknad utifrån parametrarna ovan, är 7,5 %.

4. BEVISNING

Skriftlig bevisning – påverkbara kostnader

E.ON Gas åberopar följande skriftlig bevisning.

Utlåtande – Bilaga 5 till denna inlaga – av auktoriserade revisorn Johan Rasmusson, Deloitte AB, Box 386, 201 23 Malmö.

Bevistema: Med beviset ska styrkas att E.ON Gas beräkningar av ökade påverkbara kostnader enligt vad som redovisas i Bilaga 1-3 till denna inlaga,

- går att härleda från granskade årsrapporter, årsredovisningar samt övriga underlag; och

- ger en rimlig och rättvisade bild av storleken av s.k. påverkbara kostnader för E.ON Gas distributionsverksamhet avseende åren 2015-2018, utöver vad som anges i E.ON Gas årsrapporter för basårsperioden 2009-2012.

Skriftlig bevisning - WACC

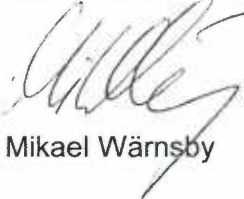
Utlåtanden av Thore Johnsen, daterade den 24 juni 2014, den 30 september 2014, den 29 januari 2015 och den 10 juni 2015. Ingivna till domstolen av Swedegas i mål nr 8016-14 och 8020-14.

Utlåtanden av KPMG, daterade den 24 juni 2014, den 29 september 2014, den 30 januari 2015 och den 11 juni 2015. Ingivna till domstolen av Swedegas i mål nr 8016-14 och 8020-14.

Bevistema: Med bevisen ska styrkas att den av Ei fastställda kalkylräntan om 6,26 % är för låg och att en korrekt beräknad kalkylränta uppgår till lägst 7,5 %

E.ON åberopar preliminärt ingen muntlig bevisning i målet, men förbehåller sig rätten att komplettera sin bevisuppgift med hänsyn till Ei:s kommande i yttrande i målet.

Som ovan



Mikael Wärnsby



Madeleine Edqvist

Charlotta Wälsäter

Bilageförteckning

1. Påverkbara kostnader för transmissions- och lagerverksamheterna i E.ON Gas Sverige AB åren 2009-2012 (justerar och ersätter Bilaga 1 i E.ON 2)
2. Beräkning av allokering till affärsenheten "gasnät" (redovisningsenheten distribution) av påverkbara gemensamma kostnader som ökat i E.ON Gas Sverige AB efter avyttringen av transmissions- och lagerverksamheterna 2011 (justerar och ersätter Bilaga 2 i E.ON 2)
3. Bilaga 3 från E.ON 2 (ej justerad i förhållande till Bilaga 3 till E.ON 2 – inges endast för överskådlighetens skull)
4. Justerad Tabell 3 (se E.ON 2 s.16)
5. Utlåtande från revisorn Johan Rasmusson, Deloitte AB
6. Jämförelse av gasnätsbolagens påverkbara kostnader i förhållande till MWh överförd energi

BILAGA 1

Påverkbara kostnader för transmissions- och lagerverksamheterna i E.ON Gas Sverige AB åren 2009-2012

Beloppen är baserade på årsrapporter (totala kostnader) och bolagets räkenskaper (avgående kostnader). Belopp i tkr, löpande penningvärde

Kostnader	Transmission					Lager				
	2009	2010	2011	2012	2012	2009	2010	2011	2012	
Råvaror och förnödenheter	135 264	173 823	181 910	0	0	2 026		1 460	0	
Övriga externa kostnader	19 228	18 802	14 325	0	0	2 605	3 816	3 711	0	
Personalkostnader	20 397	17 397	9 129	0	0	832	793	641	0	
Övriga rörelsekostnader	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Summa kostnader	174 889	210 022	205 364	0	0	5 463	7 848	5 812	0	
<i>(Avdrag för kostnader som ej utgör påverkbara kostnader enligt Elis metod)</i>										
Förändring av varulager										
Aktiverat arbete för egen räkning	491	119	12	0	0					
Kostnad för överliggande gasnät		162 885	165 729	0	0		2 733	1 369	0	
Kostnader för elnät	50	50	50	0	0	10	10	10	0	
Kostnader för myndighetsavgifter	1 955	3 147	1 729	0	0	-	0	0	0	
Kostnader för nätförluster	3 265	7 602	14 638	0	0	112	479	91	0	
Kostnader för skatter enligt lag (1994:1776) om skatt på energi										
Kostnader för skatter enligt lag (1984:1052) om statlig fastighetsskatt										
Leasing och/eller hyreskostnader för anläggningar som ingår i kapitalbasen										
Summa avgår	141 025	173 803	182 158	0	0	2 148	3 222	1 470	0	
Påverkbara kostnader	33 864	36 219	23 206	0	0	3 315	4 626	4 342	0	

(Beloppen i markerade celler har justerats i förhållande till tidigare ingiven tabell till domstolen)

BILAGA 2

Beräkning av allokering till affärsenheten "gasnät" (redovisningsenheten distribution) av påverkbara gemensamma kostnader som ökat i E.ON Gas Sverige AB efter avyttringen av transmissions- och lagerverksamheterna den 1 oktober 2011
(belopp i tkr, löpande penningvärde)

	2009	2010	2011 (Q1-Q3)	2012
Påverkbara kostnader, transmissionsverksamhet	36 219	36 219	23 206	0
Påverkbara kostnader, lagerverksamhet	0	0	4 342	0
Totalt påverkbara kostnader	37 179	40 845	27 548	0
Minskade kostnader för drift- och underhåll*	-10 603	-11 020	-8 482	0
Minskade kostnader för personal	-4 286	-4 454	-3 428	0
Summa kvarvarande kostnader för E.ON Gas efter avyttring	22 290	25 371	15 638	0
Allokering till affärsenheten "gasnät" (distribution) - %	51%	51%	51%	
Allokering till affärsenheten "gasnät" (distribution) - tkr	11 368	12 934	7 976	0

(Röda belopp utgör korrigerade belopp (från Bilaga 1). Gula belopp följer automatiskt pga. ny indata)

* I begreppet drift- och underhåll ingår samtliga påverkbara kostnader som är hänförliga till transmissions- och lagerverksamhet (exkl. personal), exempelvis mätningar/mätningstjänster, resor, traktamenten, energi, hyror, material, resursinhyrning/konsulter, larmavtal, haveriavtal, besiktningar, hantering/administration av koncessionsansökningar m.m., utbildning och markarbeten, etc.

BILAGA 3

Beräkning av allokering till affärsenheten "gasnät" (redovisningsenheten distribution) av för E.ON-koncernen centrala påverkbara kostnader
(Belopp i tkr, löpande penningvärde)

	2009	2010	2011	2012
Påverkbara centrala kostnader för E.ON Sverige AB (resultat enligt årsrapporter) som ska allokeras ut på dotterbolag	598 281	881 647	522 692	563 701

Fördelningsnyckel för allokering

Omsättning E.ON Sverige AB	35 800 000	41 900 000	41 400 000	38 700 000
Omsättning E.ON Gas Distribution	439 000	502 000	471 000	470 000
Antal anställda (FTE) i E.ON Sverige-koncernen	5735	5522	4240	3755
Antal anställda (FTE) i E.ON Gas Distribution	45	45	45	45
Allokeringsnyckel E.ON Gas Distribution/E.ON Sverige-koncernen (baserad på antal anställda)	0,78%	0,81%	1,06%	1,20%
Allokeringsnyckel E.ON Gas Distribution/E.ON Sverige-koncernen (baserad på omsättning)	1,23%	1,20%	1,14%	1,21%

Allokerade påverkbara (centrala) kostnader till E.ON Gas Distribution (allokeringsnyckel anställda)	4 694	7 185	5 547	6 755
Allokerade påverkbara (centrala) kostnader till E.ON Gas Distribution (allokeringsnyckel omsättning)	7 336	10 563	5 947	6 846
Medelvärde (tkr) för allokering av centrala påverkbara kostnader till E.ON Gas Distribution	6 015	8 874	5 747	6 801

BILAGA 4

BILAGA 5

Deloitte.

Till: E.ON Gas Sverige AB (Bolaget)

Utlåtande gällande s.k. påverkbara kostnader i Bolagets gasdistributionsverksamhet för åren 2015-2018

Inledning

Bolaget har bitt oss granska de beräkningar enligt bilagda Bilagor 1-3 samt underlagen därtill som ligger till grund för i mål 8021-14 yrkad höjning av s.k. påverkbara kostnader och intäktsram för Bolagets gasdistributionsverksamhet gällande perioden 2015-2018.

Bolaget menar att de påverkbara kostnaderna för Bolagets verksamhet under perioden 2009-2012 är högre än vad EI har fastställt i beslut om intäktsram för 2015-2018 baserat på kostnader enligt Bolagets årsrapporter för 2009-2012. Bolaget har beräknat en kostnadsmassa på ca 89 mkr per år, medan EI hävdar att kostnaderna uppgår till ca 75 mkr per år.

Argumentationen utgörs av två separata delar. Bolaget hävdar dels att avyttringen av de två resultatenheterna, Transmission och Lager, endast inneburit ett mindre bortfall av för Bolaget gemensamma kostnader i förhållande till det som rapporterats för dessa resultatenheter i årsrapporter under 2009-2011 och att andelen gemensamma kostnader allokerade till resultatenheten Distribution har ökat till följd av avyttringen (del 1), dels att centrala kostnader i E.ON Sverige AB (Moderbolaget) avser centrala funktioner som utförs för dotterbolagens räkning och som till viss del är hänförliga till resultatenheten Distribution (del 2).

1. Avyttring av Transmission och Lager

Som grund för accepterade kostnader för perioden 2015-2018 använder EI kostnader som Bolaget har rapporterat enligt årsrapporter för perioden 2009-2012. Bolaget hävdar att om historiska kostnader ska användas för framtidens underlag, krävs justeringar för de strukturella förändringar som skett.

Bolaget avyttrade i november 2011 resultatenheterna Transmission och Lager. Tillsammans med resultatenheten Distribution och två ytterligare resultatenheter delade dessa enheter genom allokeringar en del centrala kostnader. Efter avyttringen har en del av kostnaderna hänförliga till Transmission och Lager kunnat rationaliseras bort men det kvarstår en del av de centrala kostnaderna att fördela på de tre kvarvarande enheterna inom Bolaget. Bolaget hävdar således nu att verksamheten inom Distribution har att bära en del av dessa kostnader som tidigare allokerats till Transmission och Lager. Det är allmänt känt att förvärv kan leda till synergieffekter vilka vanligtvis uppstår i form av att centrala (fasta) kostnader kan delas av fler verksamheter. När ett företag istället krymper sin verksamhet genom avyttringar inträffar omvända eller negativa synergieffekter. Deloitte bedömer således att resonemanget om ändrade allokeringar utifrån en principiell ståndpunkt är rimligt och relevant i den aktuella situationen.

Bolaget har gjort en sammanställning över de kostnader som har fallit bort i och med avyttringen av Transmission och Lager samt de kostnader som kvarstår i Bolaget även efter denna avyttring. Bolaget har enligt presenterad beräkning visat att kostnader som tidigare har varit allokerade till Lager och Transmission till viss del ligger kvar i Bolaget även efter avyttringen.

Deloitte.

Kostnaderna redovisas i två olika segment; personalkostnader och övriga externa kostnader. För personalkostnader innebar avyttringen att fem personers anställning hos Bolaget upphörde.

Bolaget har beräknat de kostnader som de personer vars anställning upphörde utgjorde. Den del av kostnaderna som resultatförts i Transmission och Lager för perioden 2009-2011, och som presenterats i årsrapporterna, överstiger de kostnader som de uppsagda personerna utgjorde. Mot denna bakgrund är det rimligt att justera för de bortfallna kostnaderna.

För de övriga externa kostnaderna har bedömts att vissa kostnader som allokerats till Transmission och Lager till viss del ligger kvar i Bolaget även efter avyttringen. Bolaget har beräknat att budgeterade kostnader direkt hänförliga till den verksamhet som Lager och Transmission bedrev har försvunnit medan kostnader som är mer beroende av antalet anställda och kostnader som är avsedda för bedrivandet av Bolaget i sin helhet till viss del kvarstår i Bolaget. På så sätt belastas Bolaget av kostnader som tidigare redovisats i de avyttrade enheterna även efter avyttringen. I Bolagets beräkning presenteras en fördelningsnyckel om 51 % (baserat på antalet anställda i distributionsverksamheten i förhållande till samtliga anställda i Bolaget), vilket avser de kostnader som är kvar i Bolagets resultatenhet Distribution efter avyttringen. Vi har genomfört kontroll av den beräkning som Bolaget har presenterat och bedömer efter genomgång att antagandena om kvarvarande kostnader samt personalreducering och dess andel om 51 % är rimliga. Deloitte anser att det är en vedertagen fördelningsnyckel för allokering av kostnader att utgår från omsättning eller antalet anställda.

2. Ej allokerade kostnader för moderbolaget

I Moderbolaget tas kostnader för koncerngemensamma avdelningar som respektive dotterbolag (däribland Bolaget) har nytta av. Moderbolaget har under 2009-2012 inte på ett konsekvent sätt fakturerat ut kostnaderna till respektive dotterbolag. Mot bakgrund av den svenska skattelagstiftningen med dess möjligheter till skattemässig utjämning med koncernbidrag är det vanligt förekommande att koncerner underlåter interna debiteringar för att allokera ut kostnader.

De centrala kostnader i Moderbolaget för åren 2009 – 2012 som Bolaget nu menar bör allokeras, har gått igenom av Deloitte. Vi har därvid bedömt att dessa med rimlighet kan anses utgöra sådana kostnader som även faller Bolaget tillgodo och som är hänförliga till bedrivande av Bolagets verksamhet. För respektive kostnadsställe i Moderbolagets resultatrapport har genomgång gjorts för att skapa en förståelse för vad varje kostnadsställe har för syfte samt i vilken mån de värden som kostnaderna motsvarar kan bedömas utnyttjas av Bolaget.

Den av Bolaget framlagda beräkningen för kostnadsallokering av Moderbolagets kostnader bygger på den procentandel som Bolagets distributionsverksamhet (resultatenheten Distribution) utgör av den totala koncernen vilken beräknats fram till 1,2 %. De totala kostnaderna som Bolaget hävdar ska allokeras ut till respektive dotterbolag uppgår till ett årligt genomsnitt om 642 mkr under perioden 2009-2012.

Bolagets beräkning bygger i grunden på storleken av de koncerngemensamma kostnaderna samt andelen som Bolagets distributionsverksamhet utgör av den totala koncernen. Resultatenheten Distributions andel av koncernen är beräknat på genomsnittet av resultatenhetens omsättning i förhållande till koncernens totala omsättning samt resultatenhetens andel av koncernens antal anställda. Deloitte anser att det är en vedertagen fördelningsnyckel (allokering) för fördelning av kostnader inom en koncern att utgå från omsättningen och/eller antalet anställda. Vi har kontrollerat de angivna beloppen i Bolagets beräkning mot årsredovisning för Moderbolaget samt mot årsrapport för E.ON Gas Distribution

Deloitte.

där omsättning samt antalet anställda framgår. Dessa rapporter har reviderats och undertecknats av Bolagets revisor.

Bolaget har därefter beräknat fram ett genomsnitt av de ej allokerade kostnader fördelade under perioden 2009-2012 mot den andel av koncernen som Bolaget bedöms utgöra. Enligt

Bolagets beräkning utgör Bolaget distributionsverksamhet 1,2 % av koncernen med ovanstående andelsberäkning vilken efter genomgång bedöms som rimlig och rättvisande.

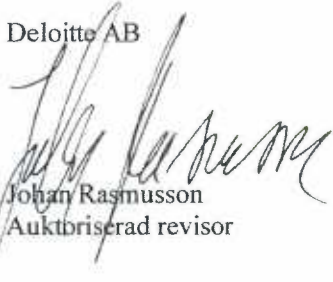
3. Sammanfattning

Mot bakgrund av utförd granskning bedömer Deloitte sammanfattningsvis att Bolagets beräkningar enligt vad som redovisas i bilagda Bilaga 1-3

- går att härleda från granskade årsrapporter, årsredovisningar och andra underlag; och
- ger en rimlig och rättvisande bild av storleken av s.k. påverkbara kostnader för Bolagets distributionsverksamhet avseende åren 2015-2018, utöver vad som anges i Bolagets årsrapporter för perioden 2009-2012.

Malmö 2015-06-12

Deloitte AB



Johan Rasmusson
Auktoriserad revisor

Påverkbara kostnader för transmissions- och lagerverksamheterna i E.ON Gas Sverige AB åren 2009-2012

Beloppen är baserade på årsrapporter (totala kostnader) och bolagets räkenskaper (avgående kostnader). Belopp i tkr, löpande penningvärde

Kostnader	Transmission				Lager			
	2009	2010	2011	2012	2009	2010	2011	2012
Råvaror och förnödenheter	135 264	173 823	181 910	0	2 026		1 460	0
Övriga externa kostnader	19 228	18 802	14 325	0	2 605	3 816	3 711	0
Personalkostnader	20 397	17 397	9 129	0	832	793	641	0
Övriga rörelsekostnader	0	0	0	0	0	0	0	0
Summa kostnader	174 889	210 022	205 364	0	5 463	7 848	5 812	0
<i>(Avdrag för kostnader som ej utgör påverkbara kostnader enligt E:s metod)</i>								
Förändring av varulager								
Aktiverat arbete för egen räkning	491	119	12	0				
Kostnad för överliggande gasnät		162 885	165 729	0		2 733	1 369	0
Kostnader för elnät	50	50	50	0	10	10	10	0
Kostnader för myndighetsavgifter	1 955	3 147	1 729	0		0	0	0
Kostnader för nätförluster	3 265	7 602	14 638	0	112	479	91	0
Kostnader för skatter enligt lag (1994:1776) om skatt på energi								
Kostnader för skatter enligt lag (1984:1052) om statlig fastighetsskatt								
Leasing och/eller hyreskostnader för anläggningar som ingår i kapitalbasen								
Summa avgår	141 025	173 803	182 158	0	2 148	3 222	1 470	0
Påverkbara kostnader	33 864	36 219	23 206	0	3 315	4 626	4 342	0

Beräkning av allokering till affärsenheten "gasnät" (redovisningsenheten distribution) av påverkbara gemensamma kostnader som ökat i E.ON Gas Sverige AB efter avyttringen av transmissions- och lagerverksamheterna den 1 oktober 2011 (belopp i tkr, löpande penningvärde)

	2009	2010	2011 (Q1-Q3)	2012
Påverkbara kostnader, transmissionsverksamhet		36 219	23 206	0
Påverkbara kostnader, lagerverksamhet			4 342	0
Totalt påverkbara kostnader	37 179	40 845	27 548	0
Minskade kostnader för drift- och underhåll*	-10 603	-11 020	-8 482	0
Minskade kostnader för personal	-4 286	-4 454	-3 428	0
Summa kvarvarande kostnader för E.ON Gas efter avyttring	22 290	25 371	15 638	0
Allokering till affärsenheten "gasnät" (distribution) - %	51%	51%	51%	
Allokering till affärsenheten "gasnät" (distribution) - tkr	11 368	12 934	7 976	0

Röda belopp korrigerade (från Bilaga 1)
Gula belopp följer automatiskt pga. ny indata i de röda cellerna

* I begreppet drift- och underhåll ingår samtliga påverkbara kostnader som är hänförliga till transmissions- och lagerverksamhet (exkl. personal), exempelvis mätningar/mätningstjänster, resor, traktamenten, energi, hyror, material, resursinhyring/konsulter, larmavtal, haveriavtal, besiktingar, hantering/administration av koncessionsansökningar m.m., utbildning och markarbeten, etc.

Beräkning av allokering till affärsenheten "gasnät" (redovisningsenheten distribution) av för E.ON-koncernen centrala påverkbara kostnader
(Belopp i tkr, löpande penningvärde)

	2009	2010	2011	2012
Påverkbara centrala kostnader för E.ON Sverige AB (resultat enligt årsrapporter) som ska allokeras ut på dotterbolag	598 281	881 647	522 692	563 701

Fördelningsnyckel för allokering

Omsättning E.ON Sverige AB	35 800 000	41 900 000	41 400 000	38 700 000
Omsättning E.ON Gas Distribution	439 000	502 000	471 000	470 000
Antal anställda (FTE) i E.ON Sverige-koncernen	5735	5522	4240	3755
Antal anställda (FTE) i E.ON Gas Distribution	45	45	45	45
Allokeringsnyckel E.ON Gas Distribution/E.ON Sverige-koncernen (baserad på antal anställda)	0,78%	0,81%	1,06%	1,20%
Allokeringsnyckel E.ON Gas Distribution/E.ON Sverige-koncernen (baserad på omsättning)	1,23%	1,20%	1,14%	1,21%

Allokerade påverkbara (centrala) kostnader till E.ON Gas Distribution (allokeringsnyckel anställda)	4 694	7 185	5 547	6 755
Allokerade påverkbara (centrala) kostnader till E.ON Gas Distribution (allokeringsnyckel omsättning)	7 336	10 563	5 947	6 846
Medelvärde (tkr) för allokering av centrala påverkbara kostnader till E.ON Gas Distribution	6 015	8 874	5 747	6 801

Jämförelse av gasnätsbolagens påverkbara kostnader ("PK") per MWh överförd energi
Beräknad utifrån snittet av överförd energienhet under åren 2012 och 2013 (Källa Ei: "Särskilda rapporten")

(belopp i tkr)

*(påverkbara kostnader i snitt per år / MWh överförd energi i snitt för åren 2012-2013)

Bolag	PK enligt Ei:s beslut tot 2015-2018		PK enligt Ei:s beslut snitt/år		PK enligt överklagande/begäran tot 2015-2018		PK enligt överklagande/begäran snitt/år		Överförd energi, MWh		Snittvolym 2012-2013		PK enligt Ei:s beslut kr/MWh*		PK enligt ök/begäran kr/MWh*	
	tot 2015-2018	snitt/år	Ei:s beslut	snitt/år	tot 2015-2018	snitt/år	2013	2012	2013	2012	2012-2013	MWh	kr/MWh*	kr/MWh*	ök/begäran	kr/MWh*
E.ON Gas Sverige AB	297 174	74 294	355 891	88 973	5 968 515	6 353 900	6 161 208	12,1	14,4							
Göteborgs Energi	100 728	25 182	144 489	36 122	2 530 000	2 376 000	2 453 000	10,3	14,7							
Kraftringen	63 783	15 946	63 783	15 946	465 161	497 622	481 392	33,1	33,1							
Varberg Energi	12 243	3 061	12 243	3 061	36 910	45 052	40 981	74,7	74,7							
Öresundskraft	60 776	15 194	60 776	15 194	805 113	851 291	828 202	18,3	18,3							