



KLAGANDE

E.ON Gas Sverige AB, 556015-9492
205 09 Malmö

Ombud:

Advokaterna Mikael Wärnsby och Madeleine Edqvist
Advokatfirman Lindahl KB
Studentgatan 6
211 38 Malmö

MOTPART

Energimarknadsinspektionen
Box 155
631 03 Eskilstuna

Ombud: Advokaterna Jörgen Larsson och Tobias Bengtsson
Wistrand Advokatbyrå
Box 11920
404 39 Göteborg

ÖVERKLAGAT BESLUT

Energimarknadsinspektionens beslut den 23 oktober 2014, se bilaga 1
(utan i beslutet angivna bilagor)

SAKEN

Fastställande av intäktsram för tillsynsperioden 2015–2018 enligt
naturgaslagen (2005:403)

FÖRVALTNINGSRÄTTENS AVGÖRANDE

Förvaltningsrätten bifaller E.ON Gas Sverige AB:s överklagande på så sätt att den reala kalkylräntan före skatt fastställs till 6,82 procent och att de totala löpande påverkbara kostnaderna fastställs till 355 891 tkr efter effektiviseringskrav.

Det ankommer på Energimarknadsinspektionen att med beaktande av ovanstående beräkna E.ON Gas Sverige AB:s intäktsram för tillsynsperioden 2015–2018 till faktiskt belopp. Detta kan inte leda till en högre intäktsram än 2 154 381 tkr, angivet i 2013 års prisnivå.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

BAKGRUND	5
YRKANDEN	5
E.ON Gas	5
Energimarknadsinspektionen.....	6
VAD E.ON GAS ANFÖRT	7
Förordningens och föreskriftens laglighet	7
Löpande påverkbara kostnader	8
<i>Inledning.....</i>	<i>8</i>
<i>Kostnadsallokeringen</i>	<i>9</i>
<i>Avyttringen av transmissions- och lagerverksamheten</i>	<i>10</i>
<i>Rimligheten av yrkad höjning av löpande påverkbara kostnader</i>	<i>11</i>
Kalkylränta	12
<i>Inledning.....</i>	<i>12</i>
<i>Betydelsen av kammarrättens domar i elnätsmålen</i>	<i>12</i>
<i>Tidsperspektivets betydelse.....</i>	<i>14</i>
<i>Tidigare prövning av långsiktigt tidsperspektiv</i>	<i>16</i>
<i>Risikfri ränta.....</i>	<i>17</i>
<i>Inflation.....</i>	<i>20</i>
<i>Marknadsriskpremien</i>	<i>20</i>
<i>Kreditriskpremien</i>	<i>22</i>
<i>Särskild riskpremie</i>	<i>23</i>
<i>Kalkylräntan i annan reglerad verksamhet</i>	<i>26</i>
<i>Sammanfattning</i>	<i>27</i>
VAD ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN ANFÖRT.....	28
Löpande påverkbara kostnader	28
<i>Inledning.....</i>	<i>28</i>
<i>Kostnadsallokeringen</i>	<i>28</i>
<i>Avyttring av transmissions- och lagerverksamheterna.....</i>	<i>28</i>
Kalkylränta	29
<i>Inledning.....</i>	<i>29</i>
<i>Betydelsen av utgången i elnätsmålen.....</i>	<i>30</i>
<i>Betydelsen av "underbilagan"</i>	<i>32</i>
<i>Tidsperspektivet</i>	<i>32</i>
<i>Risikfri ränta.....</i>	<i>33</i>

<i>Marknadsriskpremien</i>	38
<i>Inflation</i>	39
<i>Kreditriskpremien</i>	40
<i>Särskild riskpremie</i>	41
<i>Kalkylränta i annan reglerad verksamhet</i>	43
UTREDNING	44
Skriftlig utredning	44
<i>Kalkylränta</i>	45
<i>Löpande påverkbara kostnader</i>	45
Vittnesförhör	46
<i>Daniel Frigell</i>	46
<i>Thore Johnsen</i>	48
<i>Björn Gustafsson</i>	50
<i>Bo Andersson</i>	52
RÄTTSLIG REGLERING	53
Allmänt om förhandsregleringen och intresset av en likartad tillsyn ..	53
Kalkylränta	55
Löpande påverkbara kostnader	57
FÖRVALTNINGSRÄTTENS BEDÖMNING	59
Förordningens och föreskriftens laglighet	59
Löpande påverkbara kostnader	59
Kalkylränta	62
<i>Tidsperspektiv och betydelsen av kammarrättens domar i elnätsmålen</i> ..	62
<i>Risikfri ränta</i>	64
<i>Marknadsriskpremie</i>	66
<i>Särskild riskpremie</i>	67
<i>Kreditriskpremie</i>	68
<i>Inflation</i>	69
<i>Beräkning av kalkylränta</i>	70
Slutsats	70
HUR MAN ÖVERKLAGAR	70
SKILJAKTIG MENING	71

BAKGRUND

E.ON Gas Sverige AB (E.ON Gas) bedriver naturgasverksamhet. E.ON Gas har i förslag till intäktsram avseende distribution av naturgas för tillsynsperioden 2015–2018 begärt att intäktsramen ska fastställas till 2 250 000 tkr.

Energimarknadsinspektionen beslutade den 23 oktober 2014 att för den aktuella tillsynsperioden fastställa intäktsramen till 2 019 274 tkr i 2013 års prisnivå. Hur Energimarknadsinspektionen beräknat den beslutade intäktsramen framgår av det överklagade beslutet, se bilaga 1.

Förvaltningsrätten har den 23 och 25 november 2015 hållit muntlig förhandling i målet gemensamt med mål nr 8016-14 och 8020-14 avseende Swedegas AB samt med mål nr 8124-14 avseende Göteborg Energi Gasnät AB. Vid förhandlingen har på begäran av Swedegas AB förhör hållits med Daniel Frigell och Thore Johnsen. På begäran av Energimarknadsinspektionen har förhör hållits med Björn Gustafsson och Bo Andersson.

YRKANDEN

E.ON Gas

E.ON Gas yrkar i första hand att förvaltningsrätten med ändring av Energimarknadsinspektionens beslut ska fastställa intäktsramen för tillsynsperioden 2015–2018 till 2 154 381 tkr, angivet i 2013 års prisnivå, och med justering i enlighet med beslutspunkterna 1 a och 1 b på sätt som anges i Energimarknadsinspektionens beslut.

E.ON Gas yrkar i andra hand att förvaltningsrätten ska undanröja det överklagade beslutet och återförvisa ärendet till Energimarknadsinspektionen för fastställande av intäktsram till faktiskt belopp för tillsynsperioden 2015–2018 med tillämpning av följande förutsättningar:

- a) de totala löpande påverkbara kostnaderna 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 procent.

E.ON Gas yrkar i tredje hand, för det fall förvaltningsrätten inte fullt ut bifaller antingen yrkande a) eller b) i företagets andrahandsyrkande, att domstolen med undanröjande av Energimarknadsinspektionens beslut och återförvisning enligt andrahandsyrkandet fastställer:

- a) den nivå på de löpande påverkbara kostnaderna för perioden 2015–2018 överstigande 324 015 tkr men understigande 355 891 tkr som domstolen finner ska tillämpas, och
- b) den nivå på den reala kalkylräntan, överstigande 6,26 procent men understigande 7,5 procent som domstolen finner ska tillämpas.

E.ON Gas yrkar att, för det fall förvaltningsrätten i något av målen 8016-14, 8020-14 eller 8124-14 fastställer en nivå på den reala kalkylräntan som överstiger 7,5 procent, sådan högre nivå även ska tillämpas vid beräkning av E.ON Gas intäktsram för tillsynsperioden 2015–2018.

Energimarknadsinspektionen

Energimarknadsinspektionen medger att de löpande påverkbara kostnaderna ändras till 324 015 tkr med anledning av kostnadsallokeringen, men anser att överklagandet i övrigt ska avslås.

VAD E.ON GAS ANFÖRT

Förordningens och föreskriftens laglighet

Enligt 3 § Energimarknadsinspektionens föreskrifter om skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag (EIFS 2014:6) fastslås – till skillnad från vad som gäller på elnätsområdet – att de historiska kostnaderna för jämförelseåren 2009–2012 ska justeras med hänsyn till förändringar i prisläget med tillämpning av konsumentprisindex (KPI). Detta innebär att t.ex. anställdas reallöneökningar, inte kommer att beaktas när intäktsramen fastställs. Vid sin ansökan om intäktsram har E.ON Gas utgått från en indexeringsmetod som på ett mer korrekt sätt speglar utvecklingen av verkliga kostnader, vilket lett till en högre intäktsram än vad som, allt annat lika, följer med en uppräkningsmetod enligt KPI.

Förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet medger inte heller – till skillnad från motsvarande reglering på elnätsområdet – att naturgasföretagen i intäktsramen får kompensation för kapitalkostnader avseende tillgångar vars ålder överstiger den ekonomiska livslängden.

E.ON Gas har dock justerat sin talan på så sätt att någon kompensation för de förhållanden som anförts ovan inte begärs enligt i målet yrkad intäktsram. E.ON Gas finner likväl anledning att uppmärksamma rätten på dessa förhållanden, som innebär att redan utgångspunkterna för Energimarknadsinspektionens metod och beslutsfattande innehåller sådana genom förordning och föreskrift inbyggda begränsningar att det med fog kan ifrågasättas om dessa författningar i sig står i strid med naturgaslagens regler om skälig kostnadstäckning och rimlig avkastning. Även om sagda förhållanden alltså inte omfattas av E.ON Gas överklagande i målet, eller utgör grund för yrkandena, bör de likväl noteras när naturgasföretagets talan

om höjning av påverkbara kostnader och kalkylränta bedöms. Det sagda innebär att, även vid ett fullt bifall till E.ON Gas talan i målet, kommer naturgasföretagets intäktsram att ligga på en lägre nivå än vad E.ON Gas i faktisk mening bedömer krävs för att bedriva verksamheten under tillsynsperioden utifrån naturgaslagens krav.

Löpande påverkbara kostnader

Inledning

Förhandsregleringen av naturgasföretagens intäktsramar utgår från den grundläggande bestämmelsen att naturgasföretagen ska erhålla täckning för skäliga kostnader för att bedriva den verksamhet som intäktsramen avser. Energimarknadsinspektionen har vid beräkning av påverkbara kostnader i beslut om intäktsram utgått från naturgasföretagets rapporterade kostnadsnivå för åren 2009–2012. Denna kostnadsnivå är inte representativ för att bedöma naturgasföretagets löpande påverkbara kostnader under tillsynsperioden. Att frångå den metod Energimarknadsinspektionen har tillämpat vid fastställande av påverkbara kostnader, bör enligt myndigheten endast tillåtas under mycket speciella förutsättningar, där det dessutom är av stor ekonomisk betydelse att metoden frångås. Energimarknadsinspektionen har hänvisat till kammarrättens uttalande att schabloniseringar och förenklingar är nödvändiga och att hänsyn normalt inte ska behöva tas till mindre avvikelser när det gäller beräkningar av de löpande påverkbara kostnaderna. Kammarrätten uttalar emellertid även att det kan vara fullt rimligt att beakta förändrade beräkningar som har stor påverkan på intäktsramen. Vad som är en mindre eller större avvikelse preciseras inte närmre i avgörandet. Den yrkade höjningen av de påverkbara kostnaderna, hänförlig till avyttringen av transmissions- och lagerverksamheterna samt kostnadsallokeringen innebär att de påverkbara kostnaderna ökar med 20 procent, varför det måste anses vara fråga om en höjning som i objektiv mening har stor påverkan på

naturgasföretagets intäktsram. Justeringen hänför sig till kostnader som är både skäligen och nödvändiga för att bedriva den aktuella verksamheten.

Den saknas stöd i naturgaslagen eller dess förarbeten för uppfattningen att möjligheten att ta individuella hänsyn till enskilda naturgasföretags kostnadsförhållanden skulle vara så starkt begränsad som Energimarknadsinspektionen hävdar. Tvärtom anges i naturgaslagen att kostnader som kan anses spegla en ändamålsenlig och effektiv drift av en verksamhet med likartade objektiva förutsättningar ska anses vara skäligen. Energimarknadsinspektionen har dessutom när det gäller elnätsregleringen i olika sammanhang betonat att det inte är rimligt att tillämpa en metod som bortser från de cirka 180 elnätsföretagens individuella förutsättningar i fråga om storlek, historik och ägarbild. Detta gäller i än större utsträckning på naturgasområdet där regleringen endast avser totalt sju naturgasföretag. Det är uppenbart orimligt att E.ON Gas ska tvingas tåla en schablonisering till sin nackdel när det föreligger objektiva och starka individuella skäl att frångå schablonen.

Kostnadsallokeringen

E.ON Gas är en del av hela E.ON koncernen. Moderbolaget tillhandahåller en rad centrala funktioner till sina olika dotterbolag. De centrala funktioner som på detta sätt kostnadsförs i moderbolaget, men tillhandahålls dotterbolagen, avser bl.a. ekonomi, juridik, koncernledningsfunktioner, kundkommunikation, inköp och strategi. Under åren 2009–2012 kostnadsfördes dessa till hundra procent i moderbolaget och beaktas därför inte vid beräkning av gasdistributionsverksamhetens intäktsram. Om korrigerig av påverkbara kostnader inte sker, erhåller bolaget en för låg intäktsram enkom på grund av de interna principer och val av kostnadsallokering och redovisning som tillämpats under den aktuella perioden.

Avyttringen av transmissions- och lagerverksamheten

E.ON Gas bedrev under 2009, 2010 och större delen av 2011 en betydligt mer omfattande verksamhet än vad som idag är fallet. Förutom dagens distributionsverksamhet bedrevs även transmissions- och lagerverksamhet. Verksamheterna bedrevs som en affärsenhet, men utgjorde självständiga redovisningsenheter. Den 1 oktober 2011 avyttrade E.ON Gas transmissions- och lagerverksamheten till Swedegas AB. De gemensamma kostnaderna för bl.a. lokaler, administration, IT, affärsanalys, bolagsstyrning och marknadsföring som tidigare allokerades ut till de olika affärsenheterna försvann inte från bolaget när två av fem affärsenheter avyttrades. Istället fick de återstående tre affärsverksamheterna gemensamt bära dessa kostnader. Den andel som distributionsverksamheten får bära har därför ökat. Eftersom ökningen har skett i slutet av år 2011, avspeglas inte de ökade kostnaderna i de kostnader E.ON Gas haft under åren 2009–2012. För att beslutet om intäktsram ska bli korrekt och ge en skälig kostnadstäckning måste en justering av de löpande påverkbara kostnaderna ske.

Energimarknadsinspektionen godtar att en större verksamhetsförändring i och för sig kan motivera en höjning av de påverkbara kostnaderna i den reglerade distributionsverksamheten, förutsatt att kostnaderna går att härleda och att beräkningarna framstår som skäliga. Energimarknadsinspektionen menar dock att de yrkade kostnaderna inte kan härledas och att en orimligt stor andel av de totala kostnaderna för de avyttrade verksamheterna kvarstår efter avyttringen.

Yrkade kostnader är i huvudsak möjliga att härleda ur inlämnade årsrapporter. Beräkningarna är utförda enligt sedvanlig ekonomisk metod och baseras på försiktiga antaganden. Beräkningarna har granskats av en auktoriserad revisor som i inlämnat utlåtande anför att den yrkade höjningen av påverkbara kostnader är möjlig att härleda utifrån tillgängliga

redovisningsunderlag och att beräkningarna ger en rimlig och rättvisande bild av naturgasföretagets kostnader under den kommande tillsynsperioden.

De gemensamma kostnader som kvarstår efter avyttringen är inte på något sätt orimliga. Det är inte anmärkningsvärt att en relativt stor andel tidigare gemensamma kostnader kvarstår för den resterande verksamheten vid en avyttring av verksamhetsområden som tidigare legat i en och samma juridiska person. Det är en naturlig följd av överlåtelser av delar av verksamheter att synergier kan gå förlorade för det överlåtande bolaget, varvid kostnadseffekter hänförliga till den överlåtna verksamheten kvarstår. Dessa kostnader går inte att rationalisera bort, eftersom de är nödvändiga för driften av de kvarvarande verksamheterna i företaget.

Rimligheten av yrkad höjning av löpande påverkbara kostnader

Om kostnaderna är nödvändiga för att bedriva en ändamålsenlig och effektiv drift av en verksamhet med likartade objektiva förutsättningar, ska kostnaderna anses vara skäliga. E.ON Gas har gjort en jämförelse av de påverkbara kostnaderna för reglerade distributionsföretag som är verksamma på det västsvenska naturgasnätet. Jämförelsen visar att E.ON Gas är det bolag som har lägst kostnader i förhållande till överförd energivolym, vilket i sin tur visar att naturgasföretaget bedriver verksamheten på ett kostnadseffektivt sätt. Jämförelsen ger även stöd för att den begärda höjningen av de påverkbara kostnaderna är högst skälig. Energimarknadsinspektionen påstår att de yrkade kostnaderna inte skulle vara rimliga, men har inte lämnat någon förklaring på vilken grund myndigheten gör en sådan värdering. Det framgår inte huruvida det är de yrkade beloppen i sig som Energimarknadsinspektionen anser är orimliga eller om orimligheten ligger i något annat.

Energimarknadsinspektionen påstår att det av naturgasföretaget inlämnade revisorsintyget endast bekräftar att det är en vedertagen fördelningsnyckel för allokering av kostnader. Av revisorsintyget framgår emellertid även att de yrkade kostnaderna är både rimliga och riktiga.

Kalkylränta

Inledning

Den av Energimarknadsinspektionen beslutade kalkylräntan ger inte företaget rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten. Energimarknadsinspektionens kalkylränta är inte förenlig med vedertagen metod för WACC-beräkning och myndigheten tillämpar ett alltför kortsiktigt tidsperspektiv vid bestämmande av de parametrar som ingår i kalkylräntan. Detta har lett till en kalkylränta som är för låg för att naturgasföretagen ska kunna erhålla en skälig intäktsram för tillsynsperioden 2015–2018.

Betydelsen av kammarrättens domar i elnätsmålen

Till stöd för den av E.ON Gas yrkade kalkylräntan ligger bl.a. Kammarrätten i Jönköpings domar avseende elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015. WACC-metoden användes även vid beräkningen av intäktsramar för elnätsverksamhet. Kammarrätten har prövat och fastställt metoden för WACC-beräkningen och det tidsperspektiv som ska anläggas. Energimarknadsinspektionen försöker förminska betydelsen av kammarrättens domar i elnätsmålen för den nu aktuella förhandsregleringen för gasnätsverksamhet. Elnätsdomarna har dock stor betydelse för den kalkylränta som ska fastställas för naturgasföretagens intäktsramar 2015–2018.

Elnätsregleringen och gasnätsregleringen har gemensamma syften, nämligen att skapa förutsägbarhet för nätföretagen och deras kunder samt att skapa stabila och långsiktiga villkor för nätverksamheten. Detta för att nödvändiga investeringar i näten ska kunna göras för att säkra nätens funktion på längre sikt. Lagstiftaren har uttalat att det är 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. Lagstiftningen som reglerar hur intäktsramarna ska fastställas för naturgasföretagen är i princip identisk med motsvarande lagstiftning för elnätsföretag. Kammarrättens ställningstaganden rörande kalkylräntan i elnätsmålen har därför direkt betydelse för besluten om naturgasföretagens intäktsramar, eftersom förhandsregleringen för naturgasföretag ska vara likartad den reglering som gäller för elnätsföretag. I sitt överklagande till Högsta förvaltningsdomstolen i elnätsmålen angav Energimarknadsinspektionen 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 [...] ett antal frågor av principiell karaktär av betydelse långt utöver den nu prövade regleringen”. Energimarknadsinspektionen underströk även att ”frågan om kalkylränteberäkningen är av vikt för rättstillämpningen”. Myndigheten motiverar inte varför den nu har en motsatt uppfattning.

Det ska även framhållas att WACC-metoden innehåller vissa parametrar som är generella, vilket innebär att bedömningen av nivån 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.

Tidsperspektivets betydelse

Den enskilt största faktorn för bedömning av parametrarna i WACC-beräkningen utgörs av vilket tidsperspektiv som ska tillämpas vid beräkningen av kalkylräntan. Vilket tidsperspektiv som används har stor påverkan på nivån på kalkylräntan och är således av principiell karaktär. Denna juridiska principfråga kan inte bli föremål för Energimarknadsinspektionens godtyckliga bedömning från en tillsynsperiod till en annan. E.ON Gas anser att det får anses klarlagt utifrån förarbeten, lagstiftningens syfte, EU-domstolens praxis samt kammarrättens domar att ett långsiktigt och stabilt perspektiv ska anläggas vid beräkning av en regulatorisk kalkylränta.

Energimarknadsinspektionen har anlagt ett felaktigt tidsperspektiv i bedömningen av rimlig kalkylränta för naturgasföretagen. Enligt vedertagen WACC-teori ska kalkylräntans parametrar anpassas efter investeringarnas tidshorisont. Trots kammarrättens dom och tydliga förarbetsuttalanden har Energimarknadsinspektionen valt att för naturgasföretagens intäktsramar 2015–2018 frångå den fastställda principen om en långsiktigt stabil kalkylränta. Enligt Energimarknadsinspektionen ska tidsperspektivet för kalkylräntan vara den aktuella tillsynsperioden (dvs. fyra år) och spegla för perioden gällande marknadsförutsättningar.

I elnätsregleringen förespråkade Energimarknadsinspektionen dock initialt det långsiktiga perspektivet vid fastställandet av kalkylräntan. I kammarrätten valde Energimarknadsinspektionen att helt ändra ståndpunkt och argumenterade för det fyraårsperspektiv som myndigheten nu hävdar ska tillämpas. Denna fråga kom därför att få stor betydelse i kammarrätten, som underkände Energimarknadsinspektionens argumentation och fastslog att det är ett långsiktigt och stabilt tidsperspektiv som ska tillämpas. De argument Energimarknadsinspektionen nu framför i detta mål är således

redan prövade. Energimarknadsinspektionen har inte anfört några nya skäl som innebär att myndigheten haft anledning att frångå kammarrättens bedömning. Konsekvensen av ett angreppssätt med ett så kort tidsperspektiv som fyra år blir att kalkylräntan kan komma att variera kraftigt mellan olika reglerperioder på ett oförutsägbart och slumpartat sätt. Ett sådant kortsiktigt och instabilt synsätt går stick i stäv med kravet på stabila och långsiktiga villkor, och medför en betydande oförutsebarhet för naturgasföretagen och deras kunder samt för investerare.

Det övergripande syftet med förhandsregleringen är att skapa förutsägbarhet för nätföretagen och deras kunder. 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 naturgasföretagen och deras kunder.

I elnätsdomarna har kammarrätten fastställt att en långsiktigt stabil kalkylränta ska beräknas. Kammarrättens bedömning är självfallet inte begränsad till att avse endast tillsynsperioden 2012–2015 utan är gällande även för kommande tillsynsperioder. Energimarknadsinspektionens påstående att kammarrätten i elnätsdomarna skulle ha begränsat långsiktigheten till att gälla en fyraårig regleringsperiod är därför svårförståelig, eftersom det tydligt framgår av domarna att kalkylräntan ska vara långsiktigt stabil. En kalkylränta kan inte bli långsiktigt stabil och ge långsiktiga villkor för naturgasföretagen om tidsperspektivet enbart anläggs för en kommande fyraårsperiod. Kammarrättens hänvisning till tillsynsperioden 2012–2015 avser enbart det faktum att det var intäktsramarna för denna period som var föremål för domstolens prövning.

Givet att ett långsiktigt stabilt tidsperspektiv ska tillämpas måste samtliga parametrar i WACC-beräkningen utgå från normaliserade långsiktigt stabila

värden och inte spegla rådande eller momentana marknadsförutsättningar. Energimarknadsinspektionen påstår att den yrkade kalkylräntan om 7,5 procent är orimlig med hänsyn 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. Olika tidsperspektiv och löptider kan inte anläggas för olika parametrar. Kalkylräntan kan således inte baseras på en blandning av långsiktiga och kortsiktiga parametrar.

Tidigare prövning av långsiktigt tidsperspektiv

Frågan om tidsperspektiv vid ränteberäkning har även prövats av Högsta domstolen i rättsfallet NJA 1990 s. 714. Detta rättsfall rörde frågan om fastställande av ett avkastningskrav på lång sikt ifråga om avgäldsrentan för tomträtter. I målet skulle avgäldsrentan för tomträtterna fastställas vart tionde år. Hovrätten hade fastställt avgäldsrentan baserat på en bedömning av realräntan under den aktuella tioårsperioden. Högsta domstolen hade att pröva vilket tidsperspektiv som skulle gälla vid jämförelsen med den långsiktiga realräntan på den allmänna kapitalmarknaden.

Högsta domstolen konstaterade att när det i nationalekonomiska sammanhang talas om "lång sikt" anläggs oftast ett tidsperspektiv på 30–50 år. Högsta domstolen ansåg att förutsättningarna förändrades om tidsperspektivet inte skulle vara den tioåriga avgäldsperioden, utan ett långsiktigt perspektiv. Högsta domstolen återförvisade därför målet till

hovrätten och förklarade att ”avgäldsräntan skall bestämmas med ledning av den långsiktiga realräntan på den allmänna kapitalmarknaden med ett tidsperspektiv på minst 30 år”.

Domen i NJA 1990 s. 714 har också bäring på nu aktuell prövning. Energimarknadsinspektionen anser att det är tillräckligt stabilt och långsiktigt att utgå från prognoser för framtiden om fyra år. Högsta domstolen har dock i nämnda mål – vartill kan dras tydliga paralleller – fastslagit att ett tioårigt tidsperspektiv var ett alltför kort tidsperspektiv. Högsta domstolens dom sammanfaller med kammarrättens principiella ställningstagande att det tidsperspektiv som ska tillämpas ska spegla investeringarnas tidshorisont.

Risikfri ränta

Tidsperspektivet har en avgörande betydelse för den riskfria räntan, som är en generell parameter i WACC-beräkningen. Detta innebär att nivån ska vara densamma oberoende av vilken tillgång, bransch eller typ av risk som avkastningskravet avser. En utgångspunkt för den riskfria räntan för gasnätverksamhet bör därför vara den nivå på den riskfria räntan som har prövats och fastställts i elnätsmålen. I besluten om intäktsramar för elnät-företagen tillämpade Energimarknadsinspektionen en nominell riskfri ränta om 4,0 procent baserat på den långsiktigt förväntade utvecklingen av BNP och Riksbankens långsiktiga inflationsmål (BNP-metoden). Utifrån det långsiktiga och stabila perspektivet fastställde kammarrätten denna nivå.

Ett långsiktigt och stabilt perspektiv var även Energimarknadsinspektionens utgångspunkt när myndigheten fastställde den riskfria räntan för elnät-företagen 2012–2015. Energimarknadsinspektionen avfärdade då en riskfri ränta beräknad utifrån tioåriga statsobligationer, eftersom detta skulle leda till en ränta för tillsynsperioden som var förhållandevis låg sett ur ett

historiskt perspektiv, och som på längre sikt skulle innebära att den riskfria räntan ”hoppas upp och ner” på ett önskat sätt. Energimarknadsinspektionen yttrade att ”en bättre ansats är att utgå från en stabil ränta utifrån vad som är rimligt utan hänsyn till konjunktursvängningar”.

Energimarknadsinspektionens totalomvändning när det gäller utgångspunkterna för den riskfria räntan är oförenlig med vedertagen WACC-metod, med lagstiftarens krav på långsiktighet och stabilitet, samt strider nu också mot gällande praxis på området. Energimarknadsinspektionen anser nu att det är lämpligt att kalkylräntan ”hoppas upp och ner” mellan tillsynsperioderna och att tidsperspektivet enbart ska vara en fyraårsperiod. Energimarknadsinspektionens agerande är inte konsekvent och skapar stor osäkerhet bland marknadens aktörer.

Energimarknadsinspektionen frångår nu kammarrättens domar och invänder mot den metod för fastställande av stabil och långsiktig riskfri ränta som myndigheten själv introducerade för elnätregleringen och påstår att BNP-metoden skulle vara en ”icke-vedertagen och icke-teoretisk metod”. Oavsett om metoden benämns ”BNP-metoden” eller något annat visar ekonomisk teori på ett långsiktigt samband mellan realräntan och tillväxten i ekonomin (dvs. BNP-utvecklingen). Den av kammarrätten fastställda metoden utgör således en bedömning av vad den långsiktiga reala riskfria räntan uppgår till över tid. BNP-metoden bygger således på en långsiktig ansats och jämfört med tioåriga statsobligationer är den därför en mycket mer representativ metod för att fastställa den riskfria räntan för gasnätverksamhet. Energimarknadsinspektionens påstående om att Thore Johnsen gjort missvisande hänvisningar i sitt utlåtande stämmer inte, vilket framgår att hans utlåtande den 28 oktober 2015.

Vidare ska, enligt vedertagen WACC-teori, löptiden för den riskfria räntan spegla investeringens tidshorisont. Investeringar i gasnäten har en livslängd

om 50–65 år. Energimarknadsinspektionens metodik med tioåriga statsobligationer och ett fyraårigt tidsperspektiv är därmed inte heller förenligt med den grundläggande utgångspunkten för regleringen. Energimarknadsinspektionen hävdar att statsobligationer med tioårig löptid är den enda vedertagna och möjliga utgångspunkten för att bestämma den riskfria räntan. Detta stämmer inte. Det finns förvisso inga svenska statsobligationer som helt motsvarar tidshorisonten för investeringar i gasnät, men det finns flera alternativa lämpliga angreppssätt för att beräkna en långsiktigt stabil riskfri ränta enligt vedertagen WACC-metod. Förutom metoden som innebär att en riskfri ränta beräknas utifrån den långsiktigt förväntade utvecklingen av BNP (beräkning av realränta över tid) adderat med inflation, kan en långsiktigt riskfri ränta till exempel även beräknas utifrån 30-åriga svenska statsobligationer eller med s.k. Ultimate Forward Rate (UFR). Oavsett tillämpad metodik för att beräkna en långsiktigt stabil riskfri ränta är dock den principiellt viktiga utgångspunkten att räntan uppskattas utifrån ett långsiktigt tidsperspektiv.

Till stöd för användningen av tioåriga statsobligationer anger Energimarknadsinspektionen att det är rimligt att utgå från finansieringshorisonten och att tio år anses vara lång sikt i finansieringssammanhang. Med ett sådant synsätt bortser Energimarknadsinspektionen dock helt och hållet från att den riskfria räntan i WACC-metoden ska spegla investeringens livslängd. Myndigheten 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 eget och lånat kapital. Energimarknadsinspektionens resonemang om bedömning utifrån ”finansieringssammanhang” saknar således grund.

Frågan om vad som utgör en långsiktig realränta har även prövats och bedömts i andra sammanhang. Konjunkturinstitutet har i flera rapporter analyserat och bedömt vad en långsiktig realränta uppgår till. Enligt Konjunkturinstitutet uppgår en lång realränta utifrån ett långsiktigt perspektiv till 2,75 procent, vilket ska jämföras med kammarrättens bedömning av den långsiktiga långa realräntan om 2,0 procent. En långsiktig kort realränta bedömde Konjunkturinstitutet uppgå till 2,0–2,5 procent. Det ska noteras att Konjunkturinstitutets bedömning av den långsiktiga långa realräntan tog sin utgångspunkt i tioåriga statsobligationer, men bedömningen visar tydligt betydelsen av vilket tidsperspektiv som används. Konjunkturinstitutets bedömning ger under alla förhållanden stöd för rimligheten i kammarrättens bedömning av den riskfria räntan i ett långsiktigt perspektiv, och visar samtidigt att en nivå om 2,0 procent får anses vara konservativ.

Inflation

Eftersom E.ON Gas tar utgångspunkt i ett långsiktigt perspektiv vad gäller bedömning av riskfri ränta och övriga WACC-parametrar, tillämpas en förväntad inflation om 2,0 procent baserat på Riksbankens långsiktiga inflationsmål vid beräkning av real WACC. Energimarknadsinspektionen har vid bedömning av inflationsförväntan tillämpat ett mer kortsiktigt perspektiv, vilket resulterar i en förväntad inflation om 1,9 procent.

Marknadsriskpremien

Det är ostridigt att det föreligger ett samband mellan marknadsriskpremien och den riskfria räntan och att parametrarna ska fastställas utifrån samma tidsperspektiv. Energimarknadsinspektionen är dock inkonsekvent i sitt angreppssätt vid bedömning av marknadsriskpremien i förhållande till bedömningen av den riskfria räntan.

Energimarknadsinspektionens riskfria ränta baseras på en prognos över utvecklingen av den riskfria räntan baserat på tioåriga statsobligationer under tillsynsperioden 2015–2018. Den riskfria räntan speglar således det fortsatt förväntade låga ränteläget under den kommande tillsynsperioden. Vid bedömningen av marknadsriskpremien har Energimarknadsinspektionen 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. Ernst & Young lyfter fram att marknadsriskpremien i enkätundersökningarna 2012 respektive 2013 uppgick till 5,8 procent respektive 6,0 procent, vilket är väsentligt över nivån 5,0 procent som Ernst & Young 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 Energimarknadsinspektionen ska vara konsekvent bör detta återspeglas vid bedömningen av marknadsriskpremien, som på samma sätt som riskfri ränta i så fall bör baseras på förväntad marknadsriskpremie under åren 2015–2018. En rimlig marknadsriskpremie för tillsynsperioden utifrån ett kort tidsperspektiv ligger i intervallet 5,5–6,0 procent. För att vara konsekvent borde Energimarknadsinspektionen rätteligen höja marknadsriskpremien för naturgasföretagens intäktsramar 2015–2018.

Mot bakgrund av ovanstående samt att ett långsiktigt tidsperspektiv ska tillämpas har E.ON Gas inga invändningar mot en marknadsrisknivå motsvarande den som Energimarknadsinspektionen tillämpat.

Kreditriskpremien

Energimarknadsinspektionen hänvisar till Ernst & Youngs rapport där det anges att kreditriskpremien bör fastställas utifrån en tioårig löptid, framförallt baserad på marknadspraxis vad gäller löptider vid finansiering av jämförbara företag. Kalkylräntans parametrar ska dock inte beräknas utifrån vad som kan anses vara marknadspraxis utan utifrån vedertagen ekonomisk metod. Den vedertagna ekonomiska metoden anger entydigt att samma tidshorisont ska tillämpas för samtliga parametrar ingående i WACC-beräkningen. Vedertagen ekonomisk metod anger att tidsperspektivet ska följa investeringarnas livstid, dvs. långt längre än tio år.

För elnätsföretagen fastställde kammarrätten en kreditriskpremie om 1,83 procent. I det nu överklagade beslutet har Energimarknadsinspektionen tillämpat en kreditriskpremie om 1,8 procent, vilket är i nivå med vad som fastslagits för elnätsföretagen. Energimarknadsinspektionen har dock bedömt att både risk (beta) och skuldsättningsgrad i gasnätsverksamhet är högre än för elnätsverksamhet, vilket borde innebära att kreditriskpremien för gasnät ska vara högre än för elnät.

Energimarknadsinspektionen har, i strid med kammarrättens domar i elnätsmålen, inte utgått från ett långsiktigt perspektiv ifråga om löptiden för krediten, utan har beräknat kreditriskpremien baserat på företagsobligationer med en tioårig löptid. Detta leder till en för låg kreditriskpremie. Vid bedömningen av nivå på kreditriskpremien bör en längre tidshorisont tillämpas, eftersom tillgångarna i gasnätsverksamhet har en livslängd om 50–65 år.

Kreditriskpremien ska beakta finansieringskostnaden över en investerings 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. Energimarknadsinspektionen anför att långivare kräver högre kreditpåslag på lån med långa löptider för att skydda sig mot exempelvis omfinansieringsrisk och högre upplåningskostnad. Myndigheten 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. Energimarknadsinspektionen anser att kreditriskpremien ska fastställas för en tioårig löptid men att ingen kompensation för refinansieringsrisk ska ske och hänvisar till Ernst & Youngs bedömningar. Ernst & Young 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 naturgasföretag. Att utgå från "praxis" och inte beakta refinansieringsrisk vid korta löptider, är inte vedertagen ekonomisk metod. Om en så kort löptid som tio år ska tillämpas, måste även refinansieringsrisken beaktas för att nivån på kreditriskpremien ska bli korrekt.

Mot bakgrund av ovanstående bör nivån på kreditriskpremien uppgå till lägst 2,5 procent, vilket också stöds av rapporter från KPMG och Thore Johnsen.

Särskild riskpremie

Den av Energimarknadsinspektionen tillämpade särskilda riskpremien om 1,5 procent är för låg och beaktar inte i tillräcklig utsträckning de särskilda risker som är förenade med svensk gasnätsverksamhet. Den särskilda riskpremien bör vara 2,0 procent, vilket är en högst skälig nivå utifrån de mycket specifika risker som föreligger för svenska naturgasföretag. Dessa risker ersätts varken av betavärdet eller av marknadsriskpremien vilket Energimarknadsinspektionen felaktigt påstår.

Energimarknadsinspektionen anger att risker till följd av EU-lagstiftning, politiska beslut och ändringar i regleringen är beaktade i marknadsriskpremien. Detta är ett felaktigt påstående. Det är givetvis inte enbart svenska naturgasföretag, utan även naturgasföretag i övriga Europa, som kan påverkas av EU-lagstiftning, politiska beslut och regleringsändringar. Dessa risker är dock högre i Sverige än i övriga Europa och för de europeiska jämförelsebolag som ligger till grund för bedömningen av betavärdet.

De svenska naturgasföretagen är mer sårbara jämfört med andra europeiska (oftast större) naturgasföretag, särskilt av den anledningen att gas utgör en så begränsad del av den totala energiförsörjningen i Sverige (ca 3 procent), samt att det finns ett större utbud av alternativa energikällor i Sverige än i flertalet andra länder. Det föreligger en inte obetydlig risk att gas överges som energislag i Sverige om det t.ex. ställs långtgående krav på krisplaner och reserver, vilket marknadsaktörer kan få svårt att möta. I övriga Europa utgör gas typiskt sett en mycket större andel av den totala energimixen, varför samma risk inte finns för substitution av gas som energislag. E.ON Gas anser att denna stora potentiella risk har en större inverkan på den särskilda riskpremien än den bedömning som Ernst & Young har gjort.

Sverige har inte några egna naturgasresurser och inte tillräcklig biogasproduktion för att täcka behovet. Det svenska gasnätet är beroende av tillförsel av gas från övriga Europa och transmission till Sverige sker enbart via en gasledning från Danmark. Detta innebär att den svenska gasverksamheten är föremål för en särskild risk vad gäller försörjningstryggheten. Försörjningstrygghet är även en aktuell fråga inom EU med anledning av den känsliga situation som råder ifråga om gasleveranser mellan EU och Ryssland.

Vidare visar historiken med långa rättsprocesser avseende nätreglering i Sverige på att regleringen av nättariffer utgör en större risk i Sverige än i många andra europeiska länder, där regleringen inte har varit så obeständig och osäker som den är och har varit i Sverige.

Vid sina intäktsramsbeslut för elnätsföretagen avseende perioden 2012–2015 tillämpade Energimarknadsinspektionen en särskild riskpremie om 0,5 procent. Kammarrätten fann däremot att en rimlig riskpremie för elnätsverksamheten bör uppgå till 1,0 procent. Vid beräkningen av kalkylräntan för naturgasföretagen har Energimarknadsinspektionen tillämpat en särskild riskpremie om 1,5 procent, dvs. en procentenhet högre än den nivå myndigheten ansett bör gälla för elnätsföretagen. Om detta synsätt överförs på den nivå avseende den särskilda riskpremien, vilken kammarrätten funnit bör tillämpas för elnätsföretagen, leder även detta till slutsatsen att den särskilda riskpremien för naturgasföretag rätteligen bör bestämmas till 2,0 procent.

Det är inte riktigt, såsom Energimarknadsinspektionen hävdar, att företaget enbart baserar nivån om 2,0 procent på att kammarrätten i elnätsmålen har använt en särskild riskpremie om 1,0 procent. Den särskilda riskpremien är tillgångsspecifik och företagets resonemang 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 företaget 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 som om konkurrerande energislag.

Varken Ernst & Young eller Energimarknadsinspektionen synes ha beaktat konkurrensförhållandena för gasnätsverksamhet vid bedömning av den särskilda riskpremien. Marknaden för naturgas är konkurrensutsatt, och till

skillnad från elmarknaden finns det alternativa energilösningar till gas. Gasförbrukare kan relativt enkelt byta från gasnätsanslutning till värmepump, fast biobränsle eller liknande, vilket gör gasnätsverksamheten mer riskfylld jämfört med elnätsverksamhet. Andra faktorer som motiverar ett högre riskpåslag är att de svenska naturgasföretagen är betydligt mindre än de flesta elnätsföretag och att gassystemet och infrastrukturen ser annorlunda ut än elinfrastrukturen, bl.a. då gas används i större utsträckning för uppvärmning och efterfrågan kan variera kraftigt. Infrastrukturen måste även anläggas där gasen produceras eller landförs, medan kraftanläggningar för el kan lokaliseras närmare förbrukningen/uttagpunkter.

Energimarknadsinspektionen har tillämpat en nivå på betavärde (tillgångsbeta) om 0,45, vilket baseras på Ernst & Youngs bedömning. E.ON Gas anser att Ernst & Youngs val av jämförelsegrupper/bolag för bedömning av beta med fog kan ifrågasättas då jämförelsebolagen inte är föremål för samma risker som svenska naturgasföretag. E.ON Gas godtar emellertid en tillgångsbeta om 0,45 men anser att de särskilda riskerna då bör kompenseras genom att den särskilda riskpremien höjs till 2,0 procent, vilket också stöds av KPMG:s rapport och Thore Johnsens utlåtande.

Kalkylräntan i annan reglerad verksamhet

Trots att Energimarknadsinspektionen genomgående i processen har avvisat att paralleller dras till elnätsregleringen och elnätsmålen gör nu myndigheten flera hänvisningar till kalkylräntan i en annan reglerad verksamhet, nämligen Post- och telestyrelsen (PTS) som reglerar marknaden för fasta nät, mobila nät och nät för broadcasting. Energimarknadsinspektionen söker stöd för sin argumentation i den kalkylränta som PTS beslutat om den 23 april 2015 för sin reglerade verksamhet. PTS beslut är föremål för prövning efter överklagande och kalkylräntan för PTS-reglerad verksamhet är således inte avgjord eller definitiv.

Helt oavsett kommande utgång i PTS-målet är det motsägelsefullt att Energimarknadsinspektionen tillbakavisar naturgasföretagens argument som grundar sig på den likartade elnätsregleringen och på kammarrättens domar, samtidigt som Energimarknadsinspektionen nu hänvisar till regleringen i en helt annan bransch med en annan reglering samt skilda risker och förutsättningar. WACC-metoden som tillämpas för gasnätsregleringen är dessutom framåtblickande, medan PTS metod bygger på ett rullande genomsnitt av den tioåriga statsobligationen de senaste sju åren, dvs. historiska värden.

Det går inte att på det sätt Energimarknadsinspektionen försöker göra bortse från elnätsregleringen och kammarrättens domar i elnätsmålen och samtidigt jämföra med andra – i sammanhanget mindre relevanta – regleringar. Detta särskilt då lagstiftaren uttryckligen har uttalat att regleringarna på gas- respektive elnätsidan ska vara likartade.

Sammanfattning

Ovan angivna justeringar av parametrarna riskfri ränta, inflationsförväntan, kreditriskpremie och särskild riskpremie medför en real kalkylränta före skatt om 7,57 procent. Denna nivå stöds av de beräkningar som utförts av KPMG och Thore Johnsen. E.ON Gas anser därför sammantaget att den av E.ON Gas yrkade kalkylräntan om 7,5 procent är rimlig och bör tillämpas vid beräkning av företagets intäktsram för tillsynsperioden 2015–2018.

VAD ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN ANFÖRT

Löpande påverkbara kostnader

Inledning

Myndigheten har valt att använda naturgasföretagens historiska påverkbara kostnader vid beräkningen av intäktsramen. Denna metod är densamma som användes för elnätsföretagens intäktsramar för perioden 2012–2015.

Kammarrätten i Jönköping har uttalat att schabloniseringar och förenklingar är nödvändiga och att hänsyn normalt inte ska behöva tas till mindre avvikelser när det gäller beräkningar av de löpande påverkbara kostnaderna. Ett tillägg till de historiska påverkbara kostnaderna enligt årsrapporter ska endast medges under speciella omständigheter till följd av grundläggande verksamhetsförändringar som motiverar ökade kostnader samt att beräkningarna måste vara rimliga.

Kostnadsallokeringen

E.ON Gas får anses ha visat att de aktuella kostnaderna har varit hänförliga till distributionsverksamheten under åren 2009–2012. Energimarknadsinspektionen medger därför E.ON Gas yrkande i denna del.

Avyttring av transmissions- och lagerverksamheterna

E.ON Gas avyttring av transmissions- och lagerverksamheten motiverar inte en höjning av påverkbara kostnader för distributionsverksamheten. Bolaget har som sådant genomgått en större förändring, som visserligen skulle ha kunnat få vissa effekter även på distributionsverksamheten. För att de påverkbara kostnaderna ska höjas till följd av detta är det dock nödvändigt

att det tydligt går att härleda kostnaderna och att de framstår som skäliga. Så är inte fallet här. När delar av verksamheten avyttras kan det visserligen vara så att någon del av kostnaderna kvarstår. En större del av personalkostnaderna och övriga kostnader borde dock rimligen flyttas till det bolag som tar över verksamheten och därmed minska betydligt i det avyttrande bolagets verksamhet.

Energimarknadsinspektionen ifrågasätter inte att revisorn i av E.ON Gas inlämnat revisorsintyg har intygat att kostnaderna kvarstår efter avyttringen och att antaganden om kvarvarande kostnader och dess fördelning är rimlig. Energimarknadsinspektionen vidhåller emellertid att det av revisorsintyget inte går att utläsa att revisorn anser att det är rimligt att samtliga gemensamma kostnader kvarstår efter avyttringen.

Kalkylränta

Inledning

Det framgår tydligt av såväl de här aktuella målen som av målen om intäktsramar för elnätsföretag att det finns ett flertal sätt att fastställa de olika parametrarna vid en WACC-beräkning och att värdena på dessa kan variera kraftigt utan att för den sakens skull vara direkt felaktiga. Det är Energimarknadsinspektionens uppfattning att rimligheten i det slutliga värdet vid beräkningen måste kontrolleras. Det är helt enkelt inte möjligt att bedöma rimligheten i varje enskild parameter utan att se helheten. Den av E.ON Gas yrkade reala kalkylräntan om 7,5 procent är inte rimlig, särskilt inte om man ser till det rådande ränteläget. En tillämpning av den yrkade kalkylräntan skulle därmed strida mot naturgaslagen.

Den av Energimarknadsinspektionen beslutade reala kalkylräntan om 6,26 procent före skatt är rimlig för tillsynsperioden. Den är i alla delar beräknad

utifrån vedertagna ekonomiska metoder och med ett relevant tidsperspektiv. Tidsperspektivet är långsiktigt på så vis att tioårig statsobligation har använts som underliggande tillgång vid skattning av riskfri ränta och marknadsriskpremie. Tidsperspektivet är relevant även på så vis att kalkylräntan har fastställts utifrån vad som är rimligt för den aktuella tillsynsperioden, dvs. uppskattningarna har skett utifrån underliggande tillgångars förväntade nivå under tillsynsperioden.

Betydelsen av utgången i elnätsmålen

Kammarrätten har i elnätsmålen underkänt den metod som Energimarknadsinspektionen använt för tillsynsperioden 2012–2015 och samtidigt anvisat vilken metod myndigheten ska använda för kommande perioder. Kammarrättens domar innebär att Energimarknadsinspektionen måste fastställa enskilda parametrar i sin kalkylränteberäkning och redovisa dessa parametervärden i sitt beslut. Däremot kan av naturliga skäl de enskilda parametervärdena förändras utifrån den situation som råder utan att för den skull den av kammarrätten anvisade metoden ändras.

Energimarknadsinspektionen har i besluten om intäktramar för naturgasföretag fastställt kalkylräntan i enlighet med de övergripande principer som följer av kammarrättens domar i elnätsmålen. Myndigheten har använt en vedertagen metod, WACC-metoden, och prövat de i metoden ingående enskilda parametrarna. Varje enskilt parametervärde och motiven till de värden som fastställts framgår tydligt av besluten.

Det framgår tydligt av kammarrättens domar att bedömningen av de olika parametrarna i kalkylränteberäkningen endast avsåg elnätsföretagens intäktsramar för perioden 2012–2015 och inte ska vara vägledande för andra perioder eller regleringar. Kammarrätten övervägde att återförvisa målen till Energimarknadsinspektionen för ny beräkning av kalkylräntan. Domstolen

ansåg sig dock tvungen att själv göra beräkningen främst på grund av den tid som förflutit. Det framgår av domarna att kammarrätten ansett sig bunden av parternas argumentation och den bevisning som hade åberopats. Det förhållandet att Högsta förvaltningsdomstolen inte meddelade prövningstillstånd i elnätsmålen talar också för att domstolen inte ansett att kalkylräntebedömningen i målen är prejudicerande för kommande perioder och/eller regleringar.

Kammarrättens bedömning i elnätsmålen kan såklart användas som underlag för argumentation i de aktuella processerna. Den underliggande utredning som legat till grund för kammarrättens bedömning av enskilda parametrar har dock vissa allvarliga brister, som Energimarknadsinspektionen återkommer till nedan under respektive parameter. De brister som kammarrätten av processuella skäl utgått ifrån i elnätsmålen är en direkt följd av de brister som förelåg i underlaget till Energimarknadsinspektionens beslut. Det förhållandet att det funnits vissa brister i underlaget till tidigare beslut innebär dock inte att rätten vid sin prövning av andra tillsynsperioder för elnäten och andra regleringar, t.ex. för gasnäten, helt kan bortse från att bristerna nu åtgärdats. Energimarknadsinspektionen måste kunna använda parametervärden som skiljer sig från elnätsmålen, så länge myndigheten följer den anvisade metoden och använder ett korrekt och utförligt redovisat underlag samt säkerställer att avkastningen för naturgasföretagen blir rimlig. Rätten har ett annat och bättre underlag att ta ställning till gällande gasnätsregleringen än vad som var fallet vid kammarrättens prövning i elnätsmålen.

Energimarknadsinspektionen anser att metoderna för bedömning av en rimlig avkastning bör vara desamma för naturgasföretag som för elnätsföretag. Detta innebär dock inte att de brister som funnits i metoderna vid bedömningen av elnätsföretagens reglerade avkastning 2012–2015 ska tillåtas påverka andra tillsynsperioder eller regleringar.

Betydelsen av "underbilagan"

E.ON Gas hänvisar, liksom kammarrätten, särskilt när det gäller frågan om den riskfria räntan till en underbilaga till Energimarknadsinspektionens beslut om intäktsramar för elnätsföretagen för perioden 2012–2015. Energimarknadsinspektionen har vid ett flertal tillfällen i elnätsprocesserna påtalat att bilagan inte var avsedd som ett beslut om parametervärden vid beräkningen av kalkylräntan. Avsikten med underbilagan var aldrig att fastställa parametervärden till grund för kalkylräntan, utan var endast avsedd som en ytterligare rimlighetskontroll. Det var en sammanvägning av två konsultrapporter som låg till grund för bedömningen. Av processuella skäl har dock kammarrätten vid sin prövning i elnätsmålen förutsatt att Energimarknadsinspektionens inställning är att parametrarna, när beräkningen ska göras på det sätt som kammarrätten bestämt, ska ha det värde som Energimarknadsinspektionen använt i underbilagan. I gasnätsmålen har Energimarknadsinspektionen däremot redovisat vilken inställning myndigheten har till enskilda parametervärden. Det är dessa värden som nu ska ligga till grund för rättens prövning och inte vad som står i en underbilaga till beslut i tidigare elnätsreglering. Underbilagan har spelat ut sin roll och saknar betydelse för andra regleringar och även för kommande elnätsregleringar.

Tidsperspektivet

En fråga som fått stor betydelse såväl i elnätsmålen som i de nu aktuella överklagandena är vilket tidsperspektiv som ska användas vid fastställande av kalkylräntan, och då särskilt vid skattningen av den riskfria räntan. Frågan avser både för vilken period kalkylräntan ska beräknas/uppskattas och vilket underlag som ska användas för att skatta den riskfria räntan för den valda perioden. Ordet långsiktig används i detta sammanhang slarvigt och utan närmare förklaringar. Eftersom varje enskild parameter ska fastställas särskilt och framgå direkt av besluten/domarna, är det viktigt att

det tydligt framgår hur varje enskild parameter har bedömts och vilket tidsperspektiv som har använts. Det är inte tillräckligt att ange att ett långsiktigt tidsperspektiv är utgångspunkten.

Energimarknadsinspektionen har inte gått ifrån kammarrättens övergripande bedömning i elnätsmålen om att ett långsiktigt tidsperspektiv ska användas. Det tidsperspektiv som Energimarknadsinspektionen har använt är långsiktigt i finansiella sammanhang. Det kan noteras att kammarrätten även i fråga om långsiktigheten tydligt begränsar domen till den där aktuella regleringen och tillsynsperioden. Domstolen uttalar således att det "för tillsynsperioden 2012–2015" är rimligt och i överensstämmelse med regleringens syfte att anlägga ett långsiktigt perspektiv.

Risikfri ränta

E.ON Gas menar att den riskfria räntan ska fastställas till 4,0 procent i enlighet med kammarrättens domar i elnätsmålen. Kammarrätten har i sina domar utgått från summan av den förväntade BNP-utvecklingen och långsiktigt inflationsmål som mått på riskfri ränta. Kammarrätten har därvid tagit fasta på argumentationen i den underbilaga till Energimarknadsinspektionens beslut för elnätsföretagen som nämnts ovan. Kammarrätten fann således inte skäl att frångå Energimarknadsinspektionens bedömning. Energimarknadsinspektionens bedömning, såsom den kom till uttryck i underbilagan, var dock bristfällig. Bedömningen låg inte heller till grund för Energimarknadsinspektionens beslut, vilket myndigheten redogjort för ovan. Att utgå från BNP och inflationsmål vid bedömningen av riskfri ränta, är inte ett bra tillvägagångssätt av flera skäl.

BNP-metoden är inte en lämplig metod för att skatta riskfri ränta. Med BNP-metoden används summan av en policyvariabel (Riksbankens inflationsmål som det är formulerat just nu) och långsiktigt förväntad BNP-

tillväxt, vilket är en högst osäker parameter. Ett förväntat värde är per definition osäkert och en prognos över tillväxt är som alla prognoser behäftad med risk. En summa av två värden där båda är osäkra kan omöjligen ge ett riskfritt värde.

När man använder riskfri ränta är det centralt att också definiera vilken som är den underliggande tillgången som den riskfria räntan är avkastning för. Det finns ingen underliggande tillgång kopplat till ett mått som utgörs av summan av BNP och inflationsmål. För att kunna använda WACC-metoden behöver kostnaden för eget kapital tas fram, vilket man gör genom att använda CAPM. BNP-metoden är inte ett vedertaget sätt att skatta riskfri ränta för användning i CAPM. I CAPM utgör den riskfria räntan en alternativkostnad, dvs. kostnaden för en alternativ tillgång som saknar risk. Det är därför viktigt att den riskfria räntan som används i CAPM faktiskt är en alternativkostnad, dvs. utgör en avkastning på en riskfri tillgång som de facto finns på marknaden.

Naturgasföretagen hävdar att inte heller Energimarknadsinspektionen har utgått från en avkastning som finns på marknaden vid beräkningen av riskfri ränta, eftersom prognoser inte är en existerande avkastning. Detta är ett märkligt resonemang. Energimarknadsinspektionen har använt prognoser för en existerande tillgångs (statsobligation) marknadspris (riskfri ränta). Det finns alltså en underliggande tillgång med ett marknadspris som bas för Energimarknadsinspektionens beräkning av den riskfria räntan.

Naturgasföretagen har åberopat yttranden från Konjunkturinstitutet avseende tomträtsavgäld till stöd för sin uppfattning att den riskfria räntan ska fastställas utifrån ett mycket långsiktigt tidsperspektiv, oklart hur långt. Konjunkturinstitutet har i yttrandena bedömt en långsiktig realränta för en ekonomi i jämvikt. Tomträtsavgälden är inte beräknad med WACC- eller CAPM-metoden, utan ska direkt motsvara den långsiktiga realräntan.

Energimarknadsinspektionen har för egen del inhämtat ett yttrande från Konjunkturinstitutet. Av yttrandet framgår det tydligt att det inte är möjligt att av Konjunkturinstitutets bedömning i nämnda yttranden avseende tomträttsavgäld dra slutsatsen att Konjunkturinstitutet också anser att en riskfri ränta i CAPM- och WACC-metoden för fastställande av intäktsramar för naturgasföretag ska uppgå till en viss nivå. Konjunkturinstitutet beskriver också det orimliga i att för de närmast kommande åren utgå från värdet på den långsiktiga realräntan för en ekonomi i jämvikt. Av Konjunkturinstitutets yttrande framgår vidare att den långa realräntan, enligt Konjunkturinstitutets prognoser fram till 2024, som mest når upp till 2,1 procent, och under större delen av perioden är den betydligt lägre.

Den av naturgasföretagen förspråkade BNP-metoden ger en kalkylränta som är orimligt hög under tillsynsperioden. Naturgasföretagens metod implicerar nämligen en realränta om 2,0 procent, samtidigt som den verkliga realräntan ligger under 2,0 procent. I och med att räntorna kan antas vara fortsatt låga även efter tillsynsperioden är risken dessutom stor att överkompensationen kan komma att bestå över mer än en tillsynsperiod. För att en sådan överavkastning ska kunna jämnas ut över tid krävs att företagen under minst lika många år får motsvarande underavkastning. Utjämnningen över tid förutsätter dessutom att den riskfria räntan i regleringen inte höjs i ett läge med höga räntor.

När det allmänna ränteläget blir högre är risken stor att företagen kommer att begära att den riskfria räntan höjs. Detta eftersom företagen verkar i verkligheten, där räntelägen och konjunkturer är ett faktum som alla, även investerare, måste förhålla sig till och agera utifrån. Naturgasföretagen menar att den stabila långsiktiga riskfria räntan ska kunna ändras. Under vilka förhållanden och utifrån vilka kriterier en ändring ska kunna ske är dock oklart. Denna oklarhet innebär bristande förutsägbarhet och transparens.

Energimarknadsinspektionen ifrågasätter inte att det finns sätt att bedöma ekonomins långsiktiga jämviktsränta. Myndigheten, liksom Konjunkturinstitutet, menar dock att det är omotiverat att använda sig av jämviktsvärden nu eftersom ekonomin de facto inte är i jämvikt. De ligger i naturgasföretagens intresse att nu, när räntorna är låga, förespråka ett långsiktigt perspektiv som sedan, när ränteläget är högre, kan ändras. Om så sker, kommer kunderna att betala för höga avgifter även utslaget över en längre tid.

En av anledningarna till att Energimarknadsinspektionen använder sig av WACC- och CAPM-metoderna vid reglering av monopolföretag är att efterlikna den marknadskontext som konkurrensutsatta företag möter. Den riskfria räntan är en central del av CAPM. I CAPM ingår riskfri ränta både direkt och som en del av marknadsriskpremien. Det är samma riskfria ränta på båda ställen. Det är därför centralt att vara konsekvent i användningen av riskfri ränta. Det är inte korrekt att använda en riskfri ränta vid skattningen av marknadsriskpremien och en annan riskfri ränta för resterande del av beräkningen.

BNP och inflation är således inte ett mått som används eller bör användas som riskfri ränta i en WACC-beräkning. Inte heller de av E.ON Gas åberopade experterna har fört fram BNP och inflation vid sina beräkningar av WACC. Övriga nordiska länder använder inte heller dessa parametrar. Det gör inte heller Post- och telestyrelsen (PTS), som i sin reglering använder tioåriga statsobligationer vid fastställande av riskfri ränta. Av utlåtande Ernst & Young framgår att BNP-metoden inte förekommer i någon litteratur för investeringsbedömning som företaget känner till. Ernst & Young känner inte till något land som tillämpar BNP-metoden i sin reglering av el- eller naturgasföretag. Det finns inte heller något empiriskt stöd för metoden. Summan av BNP och inflation är därmed varken en vedertagen metod eller utgör ett bra mått på riskfri ränta. De olika

experterna som har åberopats i såväl elnätsmålen som i de här aktuella målen har istället utgått från statsobligationer med olika löptid. Detta är också en allmänt vedertagen metod som är väl förankrad i ekonomisk teori för att skatta riskfri ränta. Energimarknadsinspektionens uppfattning är att tioåriga svenska statsobligationer är det bästa tillgängliga underlaget. Vad gäller frågan om Riksbankens användning av BNP-metoden samt regleringen i Norge och Storbritannien hänvisar Energimarknadsinspektionen till yttrande från Ernst & Young där det tydligt framgår att KPMG:s och Thore Johnsens hänvisningar i dessa delar är missvisande.

Löptiden på den riskfria räntan ska i teorin motsvara investeringshorisonten. Om man då skulle likställa investeringshorisonten med tillgångarnas ekonomiska livslängd, skulle perspektivet för transmissionsföretag inom naturgas behöva vara 65 år. Det finns dock inga statsobligationer med den löptiden. Det närmaste man kan komma vad gäller obligationer är enstaka år med likvida svenska 30-åriga statsobligationer, alternativt utländska 30-åriga statsobligationer. Det går alltså inte att matcha den ekonomiska livslängden. Det är dessutom inte lämpligt att använda utländska statsobligationer eftersom de inte representerar den svenska kontexten i vilken företagen verkar. Slutsatsen är att det inte finns kontinuerlig representativ data för längre tidsperioder än tio år. Ett tioårigt tidsperspektiv är dessutom bra av flera skäl. För de flesta infrastrukturinvesteringar finns det en tydlig skillnad mellan tillgångens livslängd och tidshorisonten för finansieringen. Livslängden kan för infrastrukturinvesteringar vara lång, t.ex. 40 år. Däremot finansieras inte investeringar med en livslängd på 40 år med lån där löptiden är 40 år. Den typen av lån finns i praktiken inte. Istället är en vanlig löptid och ibland även räntebindningstid för infrastrukturinvesteringar 5–10 år. I finansieringssammanhang anses tio år generellt vara lång sikt. Energimarknadsinspektionens metod för fastställande av den riskfria räntan utifrån tioåriga statsobligationer är alltså den mest vedertagna metoden.

Naturgasföretagen har påpekat att Ernst & Youngs prognoser över den tioåriga statsobligationsräntan skiljer sig åt mellan el och naturgas. Detta beror till stor del på att Ernst & Young i underlaget avseende naturgasföretagens intäktsramar använde Riksbankens prognoser och ett eget antagande. Det förhållande att metoden innehöll egna antaganden var en brist, som åtgärdades genom att använda Konjunkturinstitutets prognoser inför besluten om elnätsföretagens intäktsramar 2016–2019. Bristen i detta hänseende har dock enbart gynnat naturgasföretagen.

När det gäller riskerna att använda prognoser vidhåller Energimarknadsinspektionen att riskerna är större vid användande av så långa prognoser som naturgasföretagen förespråkar än vid kortare prognoser för tillsynsperioden. Björn Gustafsson framhåller att både långa och korta prognoser är osäkra, men att riskerna med felaktigheter i kortare prognoser är mindre eftersom de kan korrigeras vid kommande period.

Om förvaltningsrätten skulle anse att framåtblickande prognoser inte bör användas vid skattning av den riskfria räntan, anser Energimarknadsinspektionens att den lämpligaste åtgärden är att istället fastställa den riskfria räntan på samma sätt som PTS gör i sin reglering, nämligen genom ett historiskt rullande genomsnitt av tioåriga statsobligationer. Detta skulle dock resultera i en lägre kalkylränta än den av Energimarknadsinspektionen beslutade.

Marknadsriskpremien

Marknadsriskpremien är en del av CAPM och definieras som skillnaden mellan förväntad avkastning på aktiemarknadsindex och riskfri ränta. I alla delar av CAPM ska riskfri ränta motsvara avkastningen på en riskfri tillgång som faktiskt finns som alternativ investeringsmöjlighet. BNP-metoden ger

inte avkastningen på en tillgång som finns på marknaden. Därför kan inte heller det värde som BNP-metoden ger användas i CAPM.

E.ON Gas har inte framfört några invändningar mot den av Energi- marknadsinspektionen använda marknadsriskpremie om 5,0 procent. Marknadsriskpremie är dock beroende av vilket tidsperspektiv som har använts vid fastställande av både förväntad avkastning på aktiemarknadsindex och riskfri ränta samt den riskfria räntan i sig. Det är därför inte korrekt av företaget att använda samma marknadsriskpremie när BNP och inflation används som mått för riskfri ränta som Energimarknadsinspektionen har använt när tioåriga statsobligationer är utgångspunkten. Om den riskfria räntan bestäms till 4,0 procent, blir marknadsriskpremie 4,33 procent. E.ON Gas borde ha justerat marknadsriskpremie för den nya riskfria räntan, vilket hade resulterat i en lägre kalkylränta.

Det är vare sig korrekt, vedertaget eller i linje med ekonomisk teori att inte ta hänsyn till hur de olika variablerna och parametrarna hänger ihop. Detta visar också att det inte är möjligt att använda BNP-metoden för skattningen av den riskfria räntan, eftersom samma metod inte kan ligga till grund för skattningen av övriga parametrar. Det går med andra ord inte att skatta exempelvis marknadsriskpremie konsekvent med den riskfria räntan om BNP-metoden används.

Inflation

Vid omräkning från nominell kalkylränta till real kalkylränta har Energi- marknadsinspektionen utgått från Riksbankens KPIF-prognos för 2015–2016 samt det långsiktiga inflationsmålet för tiden därefter och samman- taget beräknat inflationsförväntan till 1,90 procent. Detta i enlighet med Ernst & Youngs beräkning. Energimarknadsinspektionen anser att detta är ett rimligt tillvägagångssätt. I elnätsmålen utgick kammarrätten från en

inflation om 2,0 procent. Det framgår dock inte hur kammarrätten har kommit fram till just 2,0 procent. Här kan det tilläggas att en höjning av inflationen till 2,0 procent i sig medför en lägre real kalkylränta.

Om riskfri ränta skulle beräknas med BNP-metoden, innebär det att Riksbankens inflationsmål ingår i beräkningen. När ett värde görs om från nominellt till reall används inflationsförväntan. Om inflationsmål och förväntad inflation skulle anta samma värde och värdet ändrades från t.ex. 1,9 procent till 2,0 procent i både riskfri ränta och i justeringen av nominell WACC till real WACC, skulle inte kalkylräntan minska. Om riskfri ränta skattas korrekt, och alltså inte innehåller inflation, gäller dock inte detta. Då gäller att ju högre förväntad inflation desto lägre real WACC.

Det kan konstateras att BNP-metoden innehåller Riksbankens inflationsmål, vilket är en policyvariabel som ligger fast till dess att den ändras av Riksbanken och den kan, som i nuläget, vara väsentligt skild från exempelvis faktisk och förväntad inflation. Detta är bara ett av de många problem som finns med att använda BNP-metoden. Det är inte vedertaget att använda Riksbankens inflationsmål när man konverterar nominell WACC till real WACC.

Kreditriskpremien

Kreditriskpremien är differensen mellan kostnad för lånat kapital och riskfri ränta. På de finansiella marknaderna idag är långa lån extremt dyra och mycket ovanliga bland företag. Långgivare kräver högre kreditpåslag på lån med långa löptider för att skydda sig mot exempelvis omfinansieringsrisk och högre upplåningskostnad. En vanlig tidshorisont för lån är snarare fem än tio år. Ett tioårsperspektiv är relevant för enhetlighet i tidsperspektiv vid fastställande av de olika parametrarna i kalkylräntan, dvs. det är neutralt mot löptider.

E.ON Gas menar att kreditriskpremien ska vara högre än den som kammarrätten använde i elnätsdomarna, eftersom risken är högre för naturgasföretagen. Detta resonemang är fel av flera skäl. I sin bedömning av kreditriskpremien gjorde kammarrätten ingen bedömning alls av risken i elnätsverksamheten och särskilt inte en bedömning av skillnaden i risk mellan elnäts- och gasnätsverksamhet. Den kreditriskpremie kammarrätten beslutade om grundar sig alltså inte alls på en bedömning av verksamhetens risk varken absolut eller i förhållande till någon annan verksamhet. Det går därför inte att dra de långtgående slutsatser som E.ON Gas vill göra.

I elnätsmålen noterade kammarrätten, helt principiellt korrekt, att långa lån är dyrare och behäftade med fler risker för en långgivare än korta lån, därför beslutade kammarrätten om en kreditriskpremie om 1,83 procent eftersom denna siffra var högre än den Energimarknadsinspektionen förordade och i linje med var elnätsföretagen framförde. Kammarrätten gjorde, såvitt framgår av domskälen, inte någon egen analys av storleken på kreditriskpremien.

I besluten om intäktsramar för naturgasföretagen har Energimarknadsinspektionen grundat sitt beslut på den analys som Ernst & Young gjort. Den analysen är genomförd på ett vedertaget sätt och med jämförelsebolagens data som grund.

Särskild riskpremie

Ibland och för vissa typer av verksamheten förekommer det att man till CAPM lägger till en särskild riskpremie, som ska fånga upp eventuella risker som inte är diversifierbara eller systematiska och som inte redan fångas upp av marknadsriskpremien och av betavärdet. Utgångspunkten är alltså att normala/vanliga risker i den aktuella typen av verksamhet redan ersätts genom marknadsriskpremien och betavärdet.

Energimarknadsinspektionen har i besluten om intäktsram för naturgasföretagen beskrivit att det finns ett antal karakteristika som är specifika för svenska naturgasföretag i relation till jämförelsebolagen och som motiverar en särskild riskpremie. Därför finns en särskild riskpremie med som en del i beräkningarna och den uppgår till 1,5 procent, vilket är ett högt värde i förhållande till företagens andel av marknadsriskpremien som uppgår till 3,8 procent ($0,76 \cdot 5$ procent).

En särskild riskpremie om 2,0 procent skulle innebära att risken i den svenska naturgasverksamheten antas vara högre än i hårt konkurrensutsatt verksamhet. Att lägga till en så hög särskild riskpremie får nämligen samma effekt som om betavärdet från början hade skattats till 1,16. Energi- marknadsinspektionens analys visar att risken hos jämförelsebolagen motiverar ett betavärde om 0,76. Ett betavärde på 1,0 innebär samma risk som aktiemarknadsindex. Att naturgasverksamhet, som bedrivs i monopol, har lägre risk än aktiemarknadsindex är rimligt. Ett betavärde på 1,16 indikerar en verksamhet som är mer riskfylld än aktiemarknadsindex och i nivå med konkurrensutsatta verksamheter som fordonsindustrin, banker och gruvor. Redan den särskilda rikspremie som Energimarknadsinspektionen beslutat om på 1,5 procent gör att den avkastning på eget kapital som företagen kommer upp i motsvarar ett betavärde på 1,06 och är alltså hög för monopolverksamheter i Sverige med garanterad intäktsram.

Naturgasföretagen har fört fram ett antal karakteristika som inte motiverar en särskild riskpremie. Detta gäller t.ex. effekterna av EU-förordningar, effekterna av en politik som styr bort från fossil energi och ändringar i regleringen. Denna typ av risker är inte specifika för svenska naturgasföretag och ersätts genom marknadsriskpremien. De motiverar därför inte någon särskild riskpremie.

Den svenska gasnätsverksamheten bedrivs i monopol. Riskerna är således små jämfört med konkurrensutsatta verksamheter. Samtidigt är riskerna högre än för elnätsföretag främst eftersom kunder kan använda andra energikällor. Den särskilda riskpremien är tillgångsspecifik och ska fastställas i relation till jämförelsebolagen. Skillnaden i risk mellan elnätsföretag och naturgasföretag ska inte i sig påverka den särskilda riskpremien, utan återspeglas i skillnader i betavärde. Det förhållandet att naturgasverksamheten har högre risker än elnätsverksamheten innebär således inte, i motsats till vad E.ON Gas hävdar, att den särskilda riskpremien ska vara en viss procent högre än i elnätsregleringen. Det är alltså inte korrekt att fastställa en särskild riskpremie till 2,0 procent enbart utifrån en jämförelse med det värde som använts i en annan reglering. E.ON Gas har i sak missuppfattat vad den särskilda riskpremien ska täcka. Det har inte framförts några skäl till att riskpremien bör fastställas till ett så högt värde som 2,0 procent. Naturgasföretagen blir klart kompenserade för de eventuella risker som kan finnas och som inte kompenseras genom marknadsriskpremien med den relativt höga särskilda riskpremien om 1,5 procent som Energimarknadsinspektionen har använt.

Thore Johnsen anför att det inte har lagts fram någon empiri till stöd för bedömningen att den särskilda riskpremien ska vara lägre än 2,0 procent. Detta är ett bakvänt resonemang. En särskild riskpremie beräknas inte på samma sätt som andra parametrar. Det finns därmed inte heller empiri som stöder att den ska vara 2,0 procent. Som ovan nämnts är det inte korrekt att endast hänvisa till en annan reglering för en annan typ av verksamhet.

Kalkylränta i annan reglerad verksamhet

PTS har under många år beräknat en rimlig avkastning med WACC-metoden utan användning av BNP-metoden. Vid fastställande av riskfri ränta utgår PTS, liksom Energimarknadsinspektionen, från tioåriga stats-

obligationer, främst eftersom det är vedertaget, har stöd i den ekonomiska forskningen och stämmer överens med regleringen i övriga Europa. Såväl Energimarknadsinspektionen som PTS har alltså använt tioåriga statsobligationer som utgångspunkt, men där Energimarknadsinspektionen har använt framåtblickande prognoser för tillsynsperioden har PTS använt ett rullande genomsnitt för de närmast föregående sju åren.

PTS beräkning av kalkylräntan har baserats på perioden april 2007–april 2014. Om samma tillvägagångssätt och underlag skulle användas i nu aktuella mål, skulle den riskfria räntan uppgå till 2,82 procent. Energimarknadsinspektionens framåtblickande prognos har lett till en riskfri ränta om 3,33 procent, vilket alltså ger en högre kalkylränta än vad som hade varit fallet om myndigheten använt samma metod som PTS.

PTS anser, liksom Energimarknadsinspektionen, att det finns goda skäl att vara försiktig med att ge elnätsdomarna prejudicerande verkan för andra tillgångsslag och tidsperioder. PTS har därigenom tagit uttrycklig ställning till att BNP-metoden inte ska användas.

UTREDNING

Skriftlig utredning

Parterna har åberopat ett stort antal utlåtanden och rapporter från sakkunniga och experter. Nedan angivna utlåtanden och rapporter är kända för parterna och förvaltningsrätten avser därför inte att närmare redogöra för innehållet i materialet.

Kalkylränta

För att fastställa en kalkylränta gav Energimarknadsinspektionen konsultföretagen Ernst & Young, Grant Thornton och Montell & Partners i uppdrag att utifrån metoden Weight Average Cost of Capital (WACC) beräkna en real kalkylränta för tillsynsperioden. Uppdraget resulterade i tre konsultrapporter (daterade augusti 2014 och den 2 september 2014). Rapporterna kommunicerades med samtliga berörda naturgasföretag som bereddes möjlighet att komma in med synpunkter. Som svar på kommunikeringen kom naturgasföretagen in med utlåtanden från Mattias Ganslandt (daterat den 30 september 2014), Thore Johnsen (daterat den 24 juni 2014) och KPMG (daterat den 24 juni 2014).

Under processen i förvaltningsrätten har Energimarknadsinspektionen bl.a. kommit in med utlåtanden från Ernst & Young (daterade den 26 mars 2014, den 31 mars 2015 och den 21 augusti 2015), Post- och telestyrelsen (daterade den 3 juni 2013, den 16 december 2013, den 9 september 2014, den 23 april 2015 och den 31 augusti 2015) och Konjunkturinstitutet (daterat den 24 november 2015). Naturgasföretagen har bl.a. kommit in med utlåtanden från Thore Johnsen (daterade den 30 september 2014, den 29 januari 2015, den 10 juni 2015 och den 28 oktober 2015), KPMG (daterade den 29 september 2014, den 30 januari 2015, den 10 juni 2015 och den 21 augusti 2015), Konjunkturinstitutet (daterade den 29 februari 2012, den 16 maj 2012 och den 31 januari 2013) samt med rapporter från Ernst & Young, Grant Thornton och Montell & Partners gällande beräkning av kalkylränta för elnätsföretagen under tillsynsperioden 2016–2019 (daterade den 14 april 2015 och april 2015).

Löpande påverkbara kostnader

E.ON Gas har åberopat ett utlåtande från auktoriserade revisorn Johan Rasmusson.

Vittnesförhör

Daniel Frigell

Han är civilekonom och auktoriserad finansanalytiker. Sedan 2007 arbetar han på KPMG där han bl.a. tidigare gjort WACC-beräkningar på elnätsområdet och nu även på naturgasområdet.

KPMG förespråkar ett långsiktigt uthålligt tidsperspektiv vid värderingen av de olika parametrarna i WACC-beräkningen. Utgångspunkten är att hitta en nivå för riskfri ränta och övriga parametrar som speglar en uthållig nivå genom en konjunkturcykel. Detta är den enda naturliga utgångspunkten i en reglering för att skapa stabilitet för kunder och investerare. Alternativet är en momentan kalkylränta som grundar sig på ränteläget vid tidpunkten för uppskattningen eller en kalkylränta som avser en prognos för en viss tidsperiod, i det här fallet fyra år. Båda dessa metoder baseras på uppskattningar gjorda vid en viss tidpunkt. En regulatorisk kalkylränta som är beräknad utifrån dessa metoder kommer att fluktuera slumpmässigt beroende på de förhållanden som råkar gälla vid tiden för uppskattningen. För att undvika sådan slumpmässighet måste en regulatorisk kalkylränta fastställas utifrån ett långsiktigt perspektiv.

Den s.k. BNP-metoden är en vedertagen metod för att fastställa den riskfria räntan och ekonomisk litteratur stöder denna teori. Riksbanken använder metoden för att bedöma den långsiktiga riskfria räntan. Det är lättare att uppskatta en långsiktig ränta än att göra en prognos över en kortare period såsom fyra år. En uppskattning av räntan för en kortare tidsperiod påverkas av slumpmässiga händelser som är svåra att prognosticera och som kan förändras snabbt. Det är lättare att ha en uppfattning om en långsiktig ränta, eftersom den beräknas utifrån jämviktsförhållanden i ekonomin och därför är mer eller mindre konstant. I KPMG:s ursprungliga rapport bedömdes den

riskfria räntan till 4,8 procent utifrån BNP-metoden med ett tillägg av en löptidspremie om 0,7 procent. Det finns empiriskt stöd för att investerare kräver högre avkastning för att upplåta kapital under längre tid. KPMG ansåg därför att det fanns uppenbart stöd för en löptidspremie. I senare utlåtanden har KPMG anpassat sig till den nivå på den riskfria räntan som fastställts av kammarrätten i elnätsmålen, dvs. 4,0 procent.

KPMG:s ursprungliga uppskattning av den särskilda riskpremien uppgick till 2,8 procent. I senare utlåtanden har premien uppskattats till 2,0 procent med utgångspunkt i kammarrättens domar i elnätsmålen där premien sattes till 1,0 procent. Det verkar råda konsensus om att naturgasverksamhet motiverar ett riskpremietillägg som är en procentenhet högre jämfört med elnätverksamhet. KPMG delar i stort Ernst & Youngs beskrivning av de risker som föreligger för naturgasföretagen, men anser att riskerna är för lågt värderade. Dessutom har Ernst & Young inte beaktat betydelsen av naturgasmarknadens storlek. Det är välkänt att mindre bolag har högre risker än stora bolag, vilket motiverar ett högre avkastningskrav. Gasnätet är en begränsad tillgång och är mycket mindre än elnätet. Om naturgasföretagen inte kompenseras för denna risk, kommer investerarna att söka sig till elnäten.

Kreditriskpremien ska uppenbart vara högre än 1,8 procent som Ernst & Young kommit fram till, eftersom denna avser stora europeiska energibolag. Genom att använda samma metod som Ernst & Young, men utifrån obligationer med längre löptid (30 år), har KPMG kommit fram till en kreditriskpremie om 2,4 procent. Eftersom jämförelsebolagen är betydligt större och omfattas av lägre risker jämfört med svenska naturgasföretag, anser KPMG att det även är relevant att ta hänsyn till Swedegas faktiska finansieringskostnad. Swedegas bedriver endast reglerad verksamhet, har en optimal kapitalstruktur och har tagit upp lån av professionella affärsbanker. Mot bakgrund av Swedegas faktiska lånekostnader bedömer KPMG att en

rimlig kreditriskpremie uppgår till 2,9 procent, vilket är försiktigt räknat. Även Ernst & Young anser att jämförelsebolagen utsätts för lägre risker jämfört med svenska naturgasföretag. Det finns ingen anledning att tro att en kreditgivare inte skulle ta hänsyn till dessa risker.

Thore Johnsen

Han är finansprofessor som har bedrivit forskning och undervisning i många år. Han har varit sakkunnig på telekomområdet både i Norge och i Sverige. Han har varit särskilt engagerad i regleringen av elnäten.

Han har uppskattat en real kalkylränta före skatt om 7,5 procent för naturgasföretagen. Att hans kalkylränta skiljer sig från den av Energimarknadsinspektionen beslutade kalkylräntan om 6,26 procent, beror på skillnader i bedömningen av den riskfria räntan, den särskilda riskpremien och kreditriskpremien.

Energimarknadsinspektionen har använt ett kortsiktigt perspektiv vid bedömningen av den riskfria räntan. Dagens räntenivåer är historiskt låga och det är vanskligt att använda dessa låga räntor för investeringar med lång livslängd. På kort sikt är det riktigt att naturgasföretagen kan bli överkompenserade med en långsiktigt bedömd kalkylränta i förhållande till dagens låga räntenivåer. På kort sikt vill kunderna ha den billigaste tjänsten, men i ett långsiktigt perspektiv vill de ha leveranssäkerhet. Om företagen inte får en rimlig avkastning, kan de inte göra nödvändiga investeringar i gasnäten och över tid får kunderna därmed en dålig tjänst. Genom att fastställa en konjunkturanpassad kalkylränta gör Energimarknadsinspektionen därför kunderna en björntjänst. Energimarknadsinspektionen har tidigare uttalat att det är viktigt med en normaliserad nivå på kalkylräntan. Det är enklare att uppskatta en genomsnittlig kalkylränta, eftersom kortsiktiga prognoser präglas av dagsnoteringar.

Det finns en koppling mellan tillväxt och räntenivå på så sätt att en hög ekonomisk tillväxt leder till högre räntor och tvärtom. BNP-metoden är allmänt accepterad och välkänd metod som används av reglermyndigheter både i Norge och i Storbritannien. Det finns ingen motsättning mellan WACC-metoden och BNP-metoden. WACC-metoden är en neutral metod som bygger på uppskattningar och han förstår därför inte påståendet att WACC-metoden skulle förutsätta en viss metod för att fastställa den riskfria räntan.

Han har bedömt den särskilda riskpremien till 2,0 procent. Ernst & Young har bedömt den till 1,5 procent som ett genomsnitt av 1,0–2,0 procent. Ernst & Young har även uppgett att detta inte är någon exakt vetenskap. En riskpremie om 1,5 procent tar inte tillräcklig hänsyn till de risker som föreligger för naturgasföretagen i Sverige, såsom beroendet av ett fåtal kunder och gasnätets struktur. Dessutom är naturgasverksamhet inget absolut monopol eftersom det, till skillnad från elnätets verksamhet, finns alternativa energislag som kunderna relativt enkelt kan välja istället. Dessutom tillämpar Ernst & Young ingen småbolagspremie. Små företag är utsatta för större risker, som de bör kompenseras för. Han kan inte heller förstå varför man inte skulle kunna dra paralleller till elnätets verksamheten.

Han har uppskattat kreditriskpremien till 2,5 procent, vilket snarare är i underkant än i överkant. Kreditriskpremien bör vara högre än den av Energimarknadsinspektionen beslutade premien om 1,8 procent, eftersom denna inte beaktar de särskilda riskerna för naturgasföretagen. Jämförelsebolagen är alla stora. De svenska jämförelsebolag som Ernst & Young presenterar är helt andra bolag med flera andra verksamheter inom både el, vatten osv. Swedegas har som mest BB-rating och betalar därför betydligt mer för sina lån.

Björn Gustafsson

Han arbetar på Ernst & Young och leder företagets värderingsverksamhet i Sverige och i Norden. Han har arbetat med företagsvärdering i 20 år och har även arbetat inom energibranschen.

Uppdraget från Energimarknadsinspektionen innebar att fastställa en real kalkylränta för tillsynsperioden. Instruktionen var att den riskfria räntan skulle fastställas utifrån statsobligationsräntan och att kalkylräntan inte skulle behöva justeras under tillsynsperioden. Han kände sig inte begränsad av instruktionen utan hade ändå använt statsobligationer som underlag för den riskfria räntan.

Ernst & Young har i sin kalkylränteberäkning fastställt den riskfria räntan utifrån räntan på tioåriga statsobligationer. Detta är den dominerande metoden för att fastställa riskfria räntan vilket bl.a. styrks av PwC:s studier. Metoden används även vid långsiktiga investeringsbeslut, såsom vid företagsförvärv. Att den riskfria räntan skattas utifrån tioåriga statsobligationer, innebär även att man kan vara konsekvent vid bedömningen av marknadsriskpremien, som enligt PwC:s metod innebär att den tioåriga riskfria räntan subtraheras från medelvärdet av respondenternas avkastningskrav på aktiemarknaden. För att skatta den riskfria räntan använde Ernst & Young Riksbankens prognos för över den tioåriga statsobligationsräntan för åren 2015–2016 samt Ernst & Youngs eget antagande för åren 2017–2018. Detta gav en genomsnittlig riskfri ränta om 3,33 procent. Anledningen till att man valde detta fyraåriga perspektiv är att intäktsramen ska täcka företagets kostnader under tillsynsperioden. Det är därför rimligt att försöka efterlikna ränteläget under tillsynsperioden.

Naturgasföretagens konsulter anser att den riskfria räntan bör bedömas utifrån teorin att realräntan över tid motsvaras av real BNP-tillväxt adderat

med inflation. Det är en allmänt känd teori att det finns ett positivt samband mellan realränta och tillväxt. BNP-metoden är dock ingen vedertagen metod för att fastställa en riskfri ränta i en WACC/CAPM-beräkning, eftersom ingen använder den. Det saknas en teoretisk grund för varför den långsiktiga realräntan ska antas vara just 2,0 procent. Av en empirisk analys som Ernst & Young gjort framgår vidare att det saknas ett 1:1-förhållande mellan BNP-tillväxt och realränta över tid. En långsiktigt konstant kalkylränta kan dessutom leda till systematisk överkompensation för naturgasföretagen. Detta eftersom en långsiktigt bedömd ränta kommer att vara för hög i perioder med låga räntenivåer och företagen blir då överkompenserade. I perioder med höga räntenivåer kommer en långsiktigt bedömd ränta dock att vara för låg och naturgasföretagen kommer med största sannolikhet inte att acceptera den underkompensation som följer av detta. Om den långsiktigt bedömda kalkylräntan då anpassas till de högre räntenivåerna, blir naturgasföretagen totalt sett överkompenserade.

Ernst & Young har bedömt den särskilda riskpremien till 1,5 procent som ett genomsnitt av en tidigare WACC-beräkning för naturgasföretagen som företaget gjorde år 2012. Ernst & Young bedömde då att den särskilda riskpremien kunde uppgå till 1,0–2,0 procent med anledning av risker förknippade med naturgasverksamheten samt för prognososäkerhet. Denna premie är dock ingen exakt vetenskap. Olika analytiker gör olika bedömningar av jämförelsebolagen. Ernst & Young har valt att inte använda någon generell småbolagspremie. En sådan premie kan motiveras för mindre företag i andra branscher med risker kopplade till t.ex. kund- eller nyckelpersonberoende eller en oprövad affärsidé. En småbolagspremie är inte relevant för naturgasbranschen som i praktiken är en monopolmarknad. En särskild riskpremie om 1,5 procent täcker väl in de risker som är kopplade till naturgasverksamhet.

Den av Ernst & Young bedömda kreditriskpremien om 1,8 procent baseras på en tioårig löptid. Detta är konsekvent med den riskfria räntan som beräknats utifrån tioåriga statsobligationer. Tio år är en genomsnittlig löptid för lån hos företag inom energisektorn. Företag finansierar sig i praktiken inte på lång sikt, eftersom detta är dyrt. Ernst & Young anser att man inte behöver ta någon hänsyn till omfinansieringsrisken, eftersom denna bedöms vara försumbar. De särskilda risker som är förknippade med naturgasverksamhet och som beaktas i kostnaden för eget kapital ska inte beaktas i kostnaden för lånat kapital.

Ernst & Young har bedömt flera av parametrarna till naturgasföretagens fördel. I bedömningen av asset beta valde man t.ex. bort en del observationer med lägst beta och i bedömningen av riskfri ränta lade man sig på 4,0 procent för de två senare åren i tillsynsperioden. Även den särskilda riskpremien är, beroende på hur man ser på risken, till företagets fördel. Han känner sig därför trygg med att den beräknade kalkylräntan inte är för låg.

Bo Andersson

Han är chefsekonom på Post- och telestyrelsen (PTS), som har till uppdrag att identifiera flaskhalsar för konkurrens på marknaden för elektronisk kommunikation. Om PTS upptäcker sådana riskzoner, ska myndigheten införa lämpliga regleringsåtgärder. Syftet med dessa åtgärder är ge andra aktörer möjlighet att agera på marknader där ett eller flera företag dominerar och på så sätt försöka efterlikna en konkurrensutsatt marknad. Ett annat syfte är att efterlikna en sådan effektiv prissättning som gäller på en konkurrensutsatt marknad. PTS genomför i förekommande fall kostnadsbaserade prisregleringar och utgår då från WACC- respektive CAPM-modellerna för att bedöma en rimlig avkastning.

PTS använder ett genomsnitt av den tioåriga statsobligationsräntan under de senaste sju åren för att bedöma den riskfria räntan. Detta är en transparent metod som täcker en konjunkturcykel vilket skapar stabilitet över hela den period om tre år som tillsynen avser. PTS har använt denna metod i tio år. Han hade inte hört talas om BNP-metoden i WACC-beräkningssammanhang förrän i samband med kammarrättens domar i elnätsmålen. Det är inte riktigt att använda BNP-metoden som grund för en WACC-beräkning. BNP-metoden är inte tillämplig i WACC-beräkningen, eftersom den inte återspeglar förutsättningarna på en konkurrensutsatt marknad där konjunkturförändringar ständigt sker. Han känner inte till några andra regleringsmyndigheter som använder sig av BNP-metoden som för riskfri ränta. Livslängden på investeringarna inom telekombranschen är tre till 30 år.

I vissa fall kan det finnas behov av en särskild riskpremie i WACC-beräkningen. PTS har dock bedömt att det inom elektronisk kommunikation inte finns skäl för någon sådan premie, eftersom alla företag inom sektorn utsätts för samma risker.

RÄTTSLIG REGLERING

Allmänt om förhandsregleringen och intresset av en likartad tillsyn

Av 1 kap. 8 a § naturgaslagen framgår att med intäktsram avses de samlade intäkter som ett naturgasföretag högst får uppbära för överföring av naturgas, lagring av naturgas eller tillträde till en förgasningsanläggning under en tillsynsperiod.

Av 6 kap. 2 § naturgaslagen följer att tariffer för överföring och lagring av naturgas samt för tillträde till en förgasningsanläggning ska vara skäliga. Med tariffer avses såväl avgifter som övriga villkor för överföring och tillträde. Kravet på skälighet hänför sig till de totala intäkterna från verk-

samheten och syftar till att förhindra att lednings- och anläggningsinnehavarna utnyttjat sin monopolställning genom att ta ut oskäliga monopolvinster till förfång för kunderna. I kravet på skälighet ingår att lednings- eller anläggningsinnehavaren får en rimlig avkastning i verksamheten (prop. 2012/13:85 s. 85).

I 6 kap. 6–24 §§ naturgaslagen finns bestämmelser om förhandsprövning av naturgasföretagens intäkter. Ytterligare bestämmelser om beräkning av intäktsram finns i förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet och i Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2014:6) om skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag.

I 6 kap. 10 § naturgaslagen finns en grundläggande bestämmelse om beräkning av intäktsram. Bestämmelsen anger att intäktsramen ska beräknas så att den täcker skäliga kostnader för att bedriva den verksamhet som intäktsramen avser och ger en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten (kapitalbas).

Regleringen med en förhandsprövning av naturgasföretagens intäkter syftar till att naturgasföretagens verksamhet ska bedrivas effektivt till låga kostnader. Regleringen ska säkerställa att kunden får betala ett skäligt pris för de olika tjänsterna som omfattas av regleringen. Vidare ska regleringen bidra till att ge kunderna en långsiktig leveranssäkerhet och trygga den svenska naturgasförsörjningen. Naturgasföretagen ska också få stabila och långsiktiga villkor för sin verksamhet. Ytterligare ett viktigt mål med regleringen är att den ska understödja utvecklingen av en väl fungerande naturgasmarknad (prop. 2012/13:85 s. 51 f). De tariffer eller modeller som fastställs i förväg ska utformas så att nödvändiga investeringar i näten kan göras på ett sätt som gör det möjligt att säkra nätens funktion på längre sikt (Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/73/EG artikel 41.6 a).

På elnätsområdet har sedan tidigare införts bestämmelser i ellagen (1997:857) om förhandsprövning av nättariffer som motsvarar den tillsynsmodell som numera gäller för naturgasmarknaden. Energimarknadsinspektionen fick i sitt regleringsbrev inför budgetåret 2010 i uppdrag att utreda hur naturgaslagen bör ändras för att regleringen av naturgasföretagen och elnätsföretagen så långt som möjligt ska harmoniseras (dnr N2009/9672/E). Enligt uppdraget bör det vara en utgångspunkt för Energimarknadsinspektionen att tillsynen av el och naturgas ska bedrivas på ett så likartat sätt som möjligt. Vad gäller intresset av en likartad tillsyn har regeringen i förarbetena till naturgaslagen uttalat bl.a. följande. Det får anses vara angeläget att tillsynen av energimarknaden i Sverige bedrivs på ett likartat sätt, oavsett energislag och verksamhetsinriktning. Det 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 förhandsprövningen genomförs på ett i stora drag likartat sätt när det gäller elmarknadsdirektivet och gasmarknadsdirektivet (prop. 2012/13:85 s. 21 och 30).

Kalkylränta

Enligt 6 kap. 10 § naturgaslagen ska intäktsramen ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten (kapitalbas).

Vid fastställande av intäktsram måste således en skälig avkastning i verksamheten bestämmas. En förutsättning för att de olika verksamheter ska kunna bedrivas på ett ändamålsenligt sätt är att naturgasföretagens rätt till en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att driva verksamheten. Det ligger i sakens natur att en rimlig avkastning måste beräknas utifrån vedertagna ekonomiska metoder, utan att det särskilt uttrycks i lagstiftningen. På så vis möjliggörs den nödvändiga jämförelsen mellan olika placerings-

alternativ. Att det kalkyleras en rimlig avkastning inom ramen för intäktsramen, innebär inte nödvändigtvis att denna avkastning också kommer att utgöra naturgasföretagets faktiska avkastning i den aktuella verksamheten. För det fall ett naturgasföretag har lägre kostnader i sin verksamhet än vad ramen anger, kommer intäkterna att överstiga de faktiska kostnaderna i verksamheten. Så kan t.ex. vara fallet om naturgasföretaget bedriver sin verksamhet effektivare än vad regleringen förutsätter eller om intäktsramen av olika anledningar får en alltför generös utformning. Under dessa förhållanden kan naturgasföretagets faktiska avkastning komma att överstiga vad som är beräknat som en rimlig avkastning i verksamheten. Om det omvända förhållandet gäller, dvs. att naturgasföretaget har högre kostnader i verksamheten än vad som inkluderas i intäktsramen kommer naturgasföretaget sannolikt att få nöja sig med en lägre avkastning än den beräknade. Det kan hända om naturgasföretaget bedriver sin verksamhet ineffektivt. (prop. 2012/13:85 s. 53 och 61).

Förvaltningsrätten meddelade i december 2013 dom i ett stort antal mål om fastställande av intäktsram för tillsynsperioden 2012–2015 på elnätsområdet. Efter att målen överklagats meddelade Kammarrätten i Jönköping den 10 november 2014 dom i tre s.k. pilotmål (mål nr 61-14, 101-14 och 129-14). Högsta förvaltningsdomstolen beslutade den 23 mars 2015 att inte meddela prövningstillstånd och kammarrättens avgöranden står därmed fast. Kammarrätten konstaterade i domarna att frågan om vilket tidsperspektiv som anläggs har stor betydelse för nivån på den slutliga kalkylräntan och uttalade bl.a. följande i frågan. Det övergripande syftet med förhandsregleringen är enligt förarbetena till ellagen att skapa förutsägbarhet för nätföretagen och deras kunder. Nätföretagen ska också få stabila och långsiktiga villkor för sin nätverksamhet. I Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG art. 37.6.a anges särskilt att nödvändiga investeringar i näten ska kunna göras för att säkra nätens funktion. En investering i elnät har en mycket lång investeringshorisont, vilket kräver att nivån på avkast-

ningen kan bedömas på längre sikt med viss förutsägbarhet. Utredningen i målet ger stöd för att en stabil kalkylränta skulle ha positiv effekt på nätföretagens vilja och förmåga att göra de investeringar som krävs. Vidare framgår av utredningen att om kalkylränta bestäms med ett kortsiktigt perspektiv kan intäktsramen komma att variera kraftigt mellan tillsynsperioderna. Mot bakgrund av det anförda är det för tillsynsperioden 2012–2015 rimligt och i överensstämmelse med förhandsregleringens syfte att anlägga ett långsiktigt perspektiv när de parametrar som krävs för att beräkna den regulatoriska kalkylräntan fastställs.

Löpande påverkbara kostnader

I 6 kap. 10 § naturgaslagen anges att intäktsramen ska täcka skäliga kostnader för att bedriva nätverksamheten under tillsynsperioden. Som skäliga kostnader ska, enligt 6 kap. 11 § naturgaslagen, avses kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en verksamhet med likartade objektiva förutsättningar.

Eftersom intäktsramen ska täcka skäliga kostnader för att bedriva verksamheten, är det inte nödvändigtvis naturgasföretagens faktiska kostnader som ska tas upp i beräkningen. Ett naturgasföretag som har onödigt höga kostnader på grund av ett sämre sätt att bedriva sin verksamhet bör inte kunna föra dessa kostnader vidare till kunderna genom avgifter. Det är också rimligt att regleringen har en sådan utformning att naturgasföretagen får incitament att minska sina påverkbara kostnader över tid. Grovt sett kan löpande kostnader delas in i påverkbara kostnader, t.ex. drift- och underhållskostnader och opåverkbara kostnader. När det gäller sådana kostnader som kan påverkas bör rimligen endast kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en verksamhet anses skäliga. Vid bedömningen av om en verksamhet bedrivs under ändamålsenliga och effektiva former bör utgångspunkten vara en jämförelse med företag som bedriver verksamhet under

likartade objektiva förutsättningar. Hänsyn kan således behöva tas till att de enskilda naturgasföretagen verkar under olika objektiva förutsättningar (prop. 2012/13:85 s. 55).

Kammarrätten i Jönköping har i en av de ovan angivna domarna (mål nr 101-14) prövat frågan om löpande påverkbara kostnader vid fastställande av intäktsram på elnätsområdet. Energimarknadsinspektionen hade vid beräkningen av företagets påverkbara kostnader utgått från företagets historiska påverkbara kostnader som redovisats i årsrapporterna för en s.k. basårsperiod om fyra år, dvs. samma metod som myndigheten tillämpat i nu förevarande mål. Kammarrätten hade i målet att ta ställning till om det fanns skäl att höja elnätsföretagets påverkbara kostnader med anledning av den förväntade höga tillväxttakten inom det område företaget verkade. Kammarrätten uttalade följande. Den beräkning och skälighetsbedömning av de löpande påverkbara kostnaderna som görs i Energimarknadsinspektionens schablonmetod ligger inom de ramar som ges i ellagen och dess förarbeten. Genom beräkningen av löpande påverkbara kostnader enligt schablonmetoden behandlas nätföretagen lika. För att regleringen ska vara förutsägbar och någorlunda enkel måste det tillåtas att vissa förenklingar och schabloner används i beräkningsmetoden. Detta innebär att ett enskilt nätföretags individuella förutsättningar inte alltid kommer att beaktas. Detta kan vara såväl till fördel, som till nackdel för nätföretaget. Regelsystemet innebär att ett nätföretag inte nödvändigtvis kommer att få täckning för sina faktiska kostnader. Utgångspunkten måste vara att hänsyn normalt inte ska behöva tas till mindre individuella avvikelser. För att det ska vara motiverat att göra avsteg från en generell beräkningsmetod som utformats på det sätt som schablonmetoden gjorts, bör den förändrade beräkningen ha stor påverkan på nätföretagets intäktsram.

FÖRVALTNINGSRÄTTENS BEDÖMNING

Förordningens och föreskriftens laglighet

E.ON Gas har argumenterat för att en tillämpning av förordningen om fastställande av intäktsram på naturgasområdet och Energimarknadsinspektionens föreskrifter i EIFS 2014:6 kan anses strida mot naturgaslagens regler om skälig kostnadstäckning och rimlig avkastning. Mot bakgrund av vad som framkommit finner förvaltningsrätten att en tillämpning av ovanstående förordning och föreskrifter inte strider mot någon bestämmelse i naturgaslagen eller annan överordnad författning, varför de kan tillämpas i målet.

Löpande påverkbara kostnader

Intäktsramen ska beräknas så att den täcker skäliga kostnader för att bedriva den verksamhet som intäktsramen avser. När det gäller kostnader som naturgasföretaget kan påverka bör rimligen endast kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en verksamhet anses skäliga. Ett naturgasföretag som har onödigt höga kostnader på grund av ett sämre sätt att bedriva sin verksamhet bör inte kunna föra dessa kostnader vidare till kunderna genom avgifter. Det är därför inte nödvändigtvis naturgasföretagets faktiska kostnader som ska tas upp vid beräkningen.

Energimarknadsinspektionen har vid beräkning av påverkbara kostnader för tillsynsperioden 2015–2018 valt att utgå från företagets historiska löpande påverkbara kostnader för åren 2009–2012. E.ON Gas har överklagat Energimarknadsinspektionens beslut och yrkar att ett tillägg ska göras till de historiska kostnaderna eftersom dessa inte är representativa för företagets påverkbara kostnader för kommande tillsynsperiod. Grunden för detta är att delar av verksamheten har avyttrats och kvarvarande verksamhetsdelar får därför bära en större andel av de gemensamma kostnaderna samt att vissa

centrala kostnader i hela E.ON koncernen inte har allokerats ut till dotterbolagen trots att de har haft dessa kostnader.

Energimarknadsinspektionen har medgett tillägg till de historiska kostnaderna på grund av allokeringen av de centrala kostnaderna. Förvaltningsrätten finner inte skäl att frångå parternas samstämmiga mening i denna del. Yrkandet i denna del ska därför bifallas.

Energimarknadsinspektionen menar emellertid att tillägg inte ska göras på grund av avyttringen av lager- och transmissionsverksamheterna. Energimarknadsinspektionen har dock inte uteslutit att avyttringen skulle kunna utgöra skäl för ett tillägg till de historiska kostnaderna, men menar att andelen kvarvarande kostnader är orimligt stor.

Kammarrätten i Jönköping har i mål om intäktsram för elnätsföretag för tillsynsperioden 2012–2015 uttalat att det, för att regleringen ska vara förutsägbar och någorlunda enkel, måste tillåtas att vissa förenklingar och schabloner används i beräkningsmetoden. Kammarrätten uttalar vidare att utgångspunkten måste vara att hänsyn normalt sett inte ska behöva tas till mindre individuella avvikelser. För att det ska vara motiverat att göra avsteg från en generell beräkningsmetod som utformats på det sätt som schablonmetoden gjorts, bör den förändrade beräkningen ha stor påverkan på nätföretagets intäktsram.

Energimarknadsinspektionen har för både Göteborg Energi Gasnät AB och Swedegas AB av olika anledningar medgett tillägg till de historiska kostnaderna. Myndigheten har därigenom medgett avsteg från den tillämpade beräkningsmetoden. Den medgivna kostnaden har för E.ON Gas lika eller mindre påverkan på intäktsramen i jämförelse med de återstående tvistiga påverkbara kostnaderna. Det torde således inte vara tvistigt huruvida avsteg från den av Energimarknadsinspektionen tillämpade

beräkningsmetoden kan göras för den verksamhetsförändring som är aktuell här, utan frågan i målet är om det belopp E.ON Gas yrkar tillägg med är skäligt eller inte.

E.ON Gas har lämnat in beräkningar baserade på årsrapporter och räkenskaper avseende påverkbara kostnader för de avyttrade verksamheterna till stöd för att dessa går att härleda och är riktiga. E.ON Gas har även inkommit med ett revisorsintyg till stöd för att de kvarvarande kostnaderna är rimliga samt att dessa går att härleda från årsrapporter och årsredovisningar. Av revisorsintyget framgår att avyttringen medförde att fem personers anställning hos företaget upphörde. Det torde inte vara orimligt att gemensamma kostnader kvarstår oförändrade även i en verksamhet där fem personers anställning har upphört. Detta är självfallet beroende av hur stor verksamheten var innan avyttringen, men för en verksamhet i E.ON Gas omfattning anser förvaltningsrätten att det inte framstår som orimligt. Vidare framgår det av revisorsintyget att auktoriserad revisor Johan Rasmusson har gjort bedömningen att E.ON Gas beräkningar ger en rimlig och rättvisande bild av storleken på påverkbara kostnader för E.ON Gas distributionsverksamhet avseende åren 2015–2018.

Förvaltningsrätten anser att E.ON Gas genom inlämnat material har visat att kvarvarande kostnader är skäliga. Energimarknadsinspektionen har inte motbevisat detta. Det föreligger därför skäl att höja E.ON Gas löpande påverkbara kostnader. Yrkandet ska därför även bifallas i denna del och det föreligger sammanfattningsvis skäl att bestämma löpande påverkbara kostnader till 355 891 tkr för tillsynsperioden 2015–2018.

Kalkylränta

Tidsperspektiv och betydelsen av kammarrättens domar i elnätsmålen

Kammarrätten i Jönköping har, beträffande elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015, uttalat att ett långsiktigt perspektiv ska användas vid fastställandet av de parametrar som ingår i kalkylränteberäkningen (elnätsmålen). Detta mot bakgrund av att det övergripande syftet med förhandsregleringen är att skapa förutsägbarhet för nätföretagen och deras kunder. Nätföretagen ska också få stabila och långsiktiga villkor för sin nätverksamhet. Kammarrätten uttalade att en investering i elnät har en mycket lång investeringshorisont, vilket kräver att nivån på avkastningen kan bedömas på längre sikt med viss förutsägbarhet. Kammarrätten ansåg att utredningen i målet gav stöd för att en stabil kalkylränta skulle ha positiv effekt på nätföretagens vilja och förmåga att göra de investeringar som krävs och att intäktsramen, med ett kortsiktigt perspektiv, kan komma att variera kraftigt mellan tillsynsperioderna.

Intäktsregleringen för elnät och gasnät är i stort sett identisk. Regeringen har bl.a. framhållit att det är angeläget att tillsynen av energimarknaden i Sverige bedrivs på ett likartat sätt, oavsett energislag och verksamhetsinriktning (prop. 2012/13:85 s. 30). Mot denna bakgrund finner förvaltningsrätten att kammarrättens avgörande beträffande elnätsföretagens intäktsramar kan vara vägledande vid bedömningen av intäktsramarna för naturgasföretagen. Detta gäller framför allt kammarrättens uttalande om att ett långsiktigt perspektiv ska användas vid fastställandet av parametrarna i kalkylränteberäkningen. Förvaltningsrätten anser att detta är ett principiellt uttalande som har bäring även på naturgasverksamhet och för tidsperioder utöver den i de målen aktuella tillsynsperioden.

Att det ska anläggas ett långsiktigt perspektiv vid fastställandet av de parametrar som krävs för att beräkna den regulatoriska kalkylräntan innebär, enligt förvaltningsrättens mening, inte att samma kalkylränta ska gälla under flera tillsynsperioder. Kalkylräntan fastställs för en tillsynsperiod i taget och kan därför komma att variera mellan olika tillsynsperioder. Syftet med ett långsiktigt synsätt är dock att kalkylräntan inte ska variera lika kraftigt som när ett mer kortsiktigt perspektiv används vid beräkningen.

Energimarknadsinspektionen har valt att använda WACC-metoden för att fastställa kalkylräntans storlek. En kalkylränteberäkning enligt WACC-metoden kräver att man först fastställer värdet på ett antal parametrar. För att bestämma värdet på dessa olika parametrar kan olika beräkningsmetoder användas. De metoder och utgångspunkter som väljs för att bestämma värdet på parametrarna är av avgörande betydelse för vilket slutligt värde som fastställs för kalkylräntan. För att skapa förutsägbarhet för naturgasföretagen och deras kunder anser förvaltningsrätten att det är av stor vikt att det slås fast hur de olika parametrarna ska bestämmas.

Innan de nu överklagade besluten om intäktsramar för naturgasföretag hade Energimarknadsinspektionen endast fastställt intäktsramar vid ett tidigare tillfälle. Besluten gällde elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015 och den metod som myndigheten då använde för att fastställa kalkylräntan underkändes av domstol. Mot denna bakgrund har det inte funnits någon etablerad metod för att fastställa en kalkylränta vid beräkning av intäktsramar för elnäts- och naturgasföretag. Energimarknadsinspektionen måste därmed ha möjlighet att utveckla metoden för att fastställa kalkylräntan under förutsättning att myndigheten följer kammarrättens principiella ställningstagande för ett långsiktigt perspektiv.

Risikfri ränta

Med riskfri ränta menas den förväntade avkastningen från investeringar som saknar risk och är den minsta avkastning som en investerare kan kräva. Energimarknadsinspektionen har fastställt den riskfria räntan till 3,33 procent utifrån en prognos över den tioåriga statsobligationsräntan för tillsynsperioden. E.ON Gas anser att den riskfria räntan är för låg ur ett långsiktigt perspektiv och att den istället ska fastställas till 4,0 procent utifrån den långsiktigt förväntade utvecklingen av BNP (2,0 procent) adderat med Riksbankens långsiktiga inflationsmål (2,0 procent). Energimarknadsinspektionen anförde i besluten om elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012–2015 att detta var en lämplig metod för att fastställa den riskfria räntan. Kammarrätten fann i elnätsmålen inte skäl att frångå Energimarknadsinspektionens bedömning.

Förvaltningsrätten konstaterar att kammarrättens bedömning gällande den riskfria räntan i elnätsmålen föranleddes av att parterna då var ense om att den riskfria räntan kunde fastställas med den s.k. BNP-metoden. Kammarrätten hade därför inte anledning att ta ställning till någon alternativ metod för att fastställa den riskfria räntan, exempelvis utifrån statsobligationer. Energimarknadsinspektionen anser numera att BNP-metoden inte är någon bra metod och att myndighetens tidigare bedömning vid fastställandet av elnätsföretagens kalkylränta var bristfällig. Förvaltningsrätten måste därför ta ställning till om BNP-metoden ska användas för att skatta den riskfria räntan istället för statsobligationer.

Thore Johnsen och Daniel Frigell har båda uppgett att det finns en koppling mellan tillväxt och räntenivå samt att BNP-metoden är en allmänt accepterad och välkänd metod för att skatta riskfri ränta. De har även uppgett att det är lättare att ha en uppfattning om en långsiktig ränta, eftersom kortsiktiga prognoser präglas av slumpmässiga händelser som är

svåra att prognosticera och snabbt kan förändras. Björn Gustafsson har uppgett att BNP-metoden inte är en ekonomiskt vedertagen metod för att skatta riskfri ränta, att metoden saknar teoretisk grund och empiriskt stöd även om han känner till de nationalekonomiska teorier som argumenterar för ett långsiktigt samband mellan tillväxt och ränta.

Mot bakgrund av den osäkerhet som finns kring framförallt uppskattningen av den långsiktigt förväntade BNP-tillväxten anser förvaltningsrätten att BNP-metoden är en osäkrare metod för att bestämma riskfri ränta jämfört med att basera den riskfria räntan på statsobligationer, vilket är en allmänt vedertagen metod för att skatta riskfri ränta.

Parterna i målet är överens om att den riskfria räntan enligt WACC-teorin ska spegla investeringarnas tidshorisont och att löptiden på den riskfria räntan därför bör sammanfalla med investeringarnas livslängd. Detta fastställde även kammarrätten i elnätsmålen. Både elnätet och naturgasnätet har lång livslängd med avskrivningstider på minst 40 år. Det finns dock inga statsobligationer med den löptiden. Av utredningen framgår att den längsta löptiden på likvida statsobligationer i Sverige är tio år. Det finns svenska obligationer med längre löptid, men de har låg likviditet på grund av bristande handelsvolym. Förvaltningsrätten instämmer i Energimarknadsinspektionens bedömning att det inte är lämpligt att använda utländska statsobligationer eller svenska statsobligationer med svag likviditet. Enligt Ernst & Young är den tioåriga statsobligationsräntan den dominerande löptiden när marknadsaktörer ska fastställa den riskfria räntan, även för långsiktiga investeringar vid exempelvis företagsförvärv. Förvaltningsrätten anser därför att tioåriga svenska statsobligationer är det bästa tillgängliga underlaget för att fastställa den riskfria räntan.

För att bestämma den riskfria räntan har Energimarknadsinspektionen använt sig av en prognos över den tioåriga statsobligationsräntan för de fyra

år som tillsynsperioden avser. Förvaltningsrätten anser dock inte att denna metod lever upp till den långsiktiga bedömning som enligt kammarrätten ska vara utgångspunkten vid fastställandet av parametern. Istället bör prognosen sträcka sig över en längre tidsperiod för att därigenom undvika att kortsiktiga konjunkturförändringar får för stort utslag på kalkylräntan. Såvitt förvaltningsrätten känner till är den längsta prognos som görs för tioåriga statsobligationsräntan den nioåriga prognos som Konjunkturinstitutet publicerar fyra gånger per år i "Konjunkturläget". Förvaltningsrätten anser att denna nioåriga prognos är lämplig att använda för att skatta den riskfria räntan. Prognosen från augusti 2014 ska användas, eftersom denna ligger närmast i tiden före det överklagade beslutet. Enligt prognosen uppgår den tioåriga statsobligationsräntan under åren 2015–2023 i genomsnitt till 3,83 procent. Den riskfria räntan som ska användas är därmed 3,83 procent.

Marknadsriskpremien

Energimarknadsinspektionen har fastställt marknadsriskpremien till 5,0 procent utifrån Ernst & Youngs rapport där det anges att premien på den svenska marknaden i ett normalt marknadsläge kan uppskattas till 5,0 procent. E.ON Gas har ingen invändning mot den av Energimarknadsinspektionen använda marknadsriskpremien, eftersom denna är bedömd utifrån ett långsiktigt perspektiv.

Energimarknadsinspektionen har anfört att det inte är lämpligt att använda myndighetens fastställda marknadsriskpremie tillsammans med en riskfri ränta som skattats utifrån BNP-metoden. Eftersom förvaltningsrätten har fastställt att den riskfria räntan ska bestämmas utifrån tioåriga statsobligationer och inte utifrån BNP-metoden, torde det inte vara något problem att använda Energimarknadsinspektionens fastställda marknadsriskpremie.

Energimarknadsinspektionen har även angett att det inte är lämpligt att använda den marknadsriskpremie som kammarrätten använde i elnätsmålen, eftersom denna baseras på ett genomsnitt av två konsultrapporters värden utan någon justering med hänsyn till att kammarrätten skattat den riskfria räntan utifrån BNP-metoden. Förvaltningsrätten anser inte heller att det är lämpligt att använda ett genomsnitt av två olika konsulter marknadsriskpremier och finner därför inte skäl att frångå den av Energimarknadsinspektionen fastställda marknadsriskpremien om 5,0 procent.

Särskild riskpremie

Den särskilda riskpremien används för att fånga upp icke-systematiska risker och utgör ett tillägg till avkastningen på eget kapital utöver det som uppskattningen av betavärdet ger. Det handlar således om och i vilken utsträckning olika företagsspecifika osäkerheter ska beaktas.

Parterna är överens om att de svenska naturgasföretagen utsätts för vissa risker som motiverar ett särskilt riskpremietillägg. Energimarknadsinspektionen har fastställt den särskilda riskpremien till 1,5 procent med hänvisning till politisk och regulatorisk risk, beroende av fåtal kunder samt gasnätets struktur. Naturgasföretagen menar att Energimarknadsinspektionen har värderat de aktuella riskerna för lågt och att en storleksrelaterad premie är motiverad på grund av att naturgasföretagen är betydligt mindre än jämförelsebolagen. Naturgasföretagen har även framfört att den särskilda riskpremien är för låg i relation till den särskilda riskpremie som kammarrätten fastställt för elnätsföretagen, eftersom naturgasföretagen är utsatta för högre risker jämfört med elnätsföretagen.

Förvaltningsrätten konstaterar inledningsvis att den särskilda riskpremien ska fastställas i relation till jämförelsebolagen. Premien ska kompensera för sådana risker som svenska naturgasföretag utsätts för men som inte är

aktuella hos jämförelsebolagen. Att naturgasföretagen är utsatta för högre risker än elnätsföretagen, ska därför inte i sig påverka bedömningen av den särskilda riskpremien.

De risker som parterna är överens om föreligger för svenska naturgasföretag beaktas i den särskilda riskpremie som Energimarknadsinspektionen fastställt. Frågan är dock om riskerna är tillräckligt högt värderade och om det även finns skäl att tillämpa en storleksrelaterad riskpremie. Flera av experterna har uttalat att den särskilda riskpremien baseras på en professionell subjektiv bedömning snarare än analytiska beräkningar, vilket kan förklara skillnaderna i deras uppskattade premier. Mot denna bakgrund finner förvaltningsrätten att naturgasföretagen inte har visat att en särskild riskpremie om 2,0 procent skulle vara mer riktig än en premie om 1,5 procent. Förvaltningsrätten anser inte heller att det framkommit skäl att tillämpa en storleksrelaterad premie för naturgasmarknaden, som är en relativt stabil marknad. Förvaltningsrätten finner sammantaget inte skäl att frånga den av Energimarknadsinspektionen fastställa särskilda riskpremien om 1,5 procent.

Kreditriskpremien

Kreditriskpremien ska spegla naturgasföretagens kostnader för att skaffa kapital på kreditmarknaden. Premien kan beskrivas som den ränta, utöver riskfri ränta, som en långivare kräver. Den ska beakta förväntad kostnad för framtida lånefinansiering, dvs. naturgasföretagets långsiktiga upplåningskostnad.

Energimarknadsinspektionen har fastställt kreditriskpremien till 1,80 procent. För att skatta kreditriskpremien har Energimarknadsinspektionen använt följande metod. Utifrån jämförelsebolagen har de svenska naturgasföretagens rating uppskattats till BBB. Därefter har ett femårigt

genomsnitt på räntan för obligationer med tio års löptid för ett index av europeiska "utilities" med BBB-rating jämförts med en tioårig tysk riskfri ränta. Obligationsräntorna uppvisade en premie utöver den tyska riskfria räntan på 1,80 procent för femårsperioden, vilket ansetts utgöra bedömningen av kreditriskpremien för de svenska naturgasföretagen.

E.ON Gas anser att kreditriskpremien ska fastställas till 2,50 procent, eftersom löptiden ska spegla investeringens livslängd samt med hänsyn till de högre risker som svenska naturgasföretag uppvisar i förhållande till jämförelsebolagen.

Förvaltningsrätten har kommit fram till att en tioårig löptid är tillräckligt lång när det gäller skattningen av den riskfria räntan i kalkylränteberäkningen för naturgasföretagen. Mot denna bakgrund får även en tioårig löptid anses tillräckligt långsiktig beträffande naturgasföretagens lånekostnader.

Det har inte framkommit något i målet som gör sannolikt att Energi- marknadsinspektionens kreditriskpremie inte skulle vara framtagen på ett ekonomiskt vedertaget sätt. E.ON Gas har inte heller gjort sannolikt att premien i övrigt underskattar de svenska naturgasföretagens lånekostnader. Förvaltningsrätten finner därför inte skäl att frångå den kreditriskpremie om 1,80 procent som myndigheten har fastställt.

Inflation

Vid omräkning från nominell kalkylränta till real kalkylränta har Energimarknadsinspektionen utgått från Riksbankens KPIF-prognos för 2015–2016 samt det långsiktiga inflationsmålet för 2017–2018 och sammantaget beräknat inflationsförväntan till 1,90 procent. Förvaltningsrätten finner inte skäl att frångå denna bedömning.

Beräkning av kalkylränta

Efter att ha tagit ställning till vad som är rimliga värden för aktuella parametrar beräknar förvaltningsrätten den reala kalkylräntan till 6,82 procent före skatt. Denna kalkylränta ska användas vid beräkningen av E.ON Gas intäktsram för tillsynsperioden 2015–2018. E.ON Gas överklagande ska således delvis bifallas i denna del.


Slutsats

Sammanfattningsvis ska E.ON Gas överklagande bifallas på så sätt att den reala kalkylräntan före skatt fastställs till 6,82 procent och de totala löpande påverkbara kostnaderna fastställs till 355 891 tkr efter effektiviseringskrav.

Det ankommer på Energimarknadsinspektionen att med beaktande av ovanstående beräkna E.ON Gas Sverige AB:s intäktsram för tillsynsperioden 2015–2018 till faktiskt belopp. Detta kan inte leda till en högre intäktsram än 2 154 381 tkr, angivet i 2013 års prisnivå.

HUR MAN ÖVERKLAGAR

Denna dom kan överklagas. Information om hur man överklagar finns i bilaga 2 (DV 3109/1D).


Ronny Idstrand


Tomas Fredén

I avgörandet har även nämndemännen Maritha Hörsing, Bengt Lennhammar, Pär Svenningsson och Leif Tollén deltagit. Från domen är Tomas Fredén och Maritha Hörsing skiljaktiga i frågan om löpande påverkbara kostnader.

Föredraganden har varit Elin Stom, Mari Upphagen och Marie Wickström.

SKILJAKTIG MENING

Tomas Fredén och Maritha Hörsing har i den del som avser löpande påverkbara kostnader följande skiljaktiga mening.

Det saknas skäl att ifrågasätta att E.ON Gas, efter avyttring av verksamheterna transmission och lager, initialt belastas med vissa omställningskostnader. Det är emellertid inte sannolikt att samtliga kostnader som tidigare belastade transmissions- och lagerverksamheten skulle kvarstå efter avyttringen och i vart fall inte över tid. Det torde vara ett rimligt antagande att dessa kostnader, till en inte obetydlig del, successivt kommer att minska. Energimarknadsinspektionen har med hänsyn till de uppgifter som E.ON Gas har redovisat och på de i målet anförda grunderna bedömt att de löpande påverkbara kostnaderna kan höjas till 324 015 tkr. Denna höjning får anses skälig med hänsyn till att kvarvarande verksamhetsdelar, efter avyttring, får bära en större andel av vissa gemensamma kostnader. I målet kan emellertid inte anses visat att förhållandena är sådana att det finns grund för att, utöver vad Energimarknadsinspektionen nu medger, ytterligare höja beloppet för påverkbara kostnader. Det bör också beaktas att en sådan ytterligare höjning, med hänsyn till ovan nämnda och antagna kostnadsminskning, sannolikt kommer att ge ett för högt underlag då de påverkbara kostnaderna ska beräknas vid kommande tillsynsperiod. Oaktat vad som nu anförts kan den höjning som begärs inte anses ha en sådan stor påverkan på intäktsramen för E.ON Gas att den bör föranleda avsteg eller ytterligare tillägg i förhållande till den generella beräkningsmetod som Energimarknadsinspektionen använt i denna del (jfr. Kammarrätten i Jönköping mål nr 101-14 s. 52).

E.ON Gas har anförts att det även ska beaktas att E.ON Gas i jämförelse med andra naturgasföretag har den lägsta kostnaden för löpande påverkbara kostnader per MWh överförd energi. En sådan jämförelse kan emellertid

inte göras utan att också beakta volymen överförd energi hos de olika naturgasföretagen, eftersom kostnaden per MWh bl.a. påverkas av detta. Det kan i målet inte anses ha visats att E.ON Gas i jämförelse med andra naturgasföretag, med beaktande av leveransvolym, skulle ha så låga löpande påverkbara kostnader att de bör påverka bedömningen i nu aktuellt avseende.

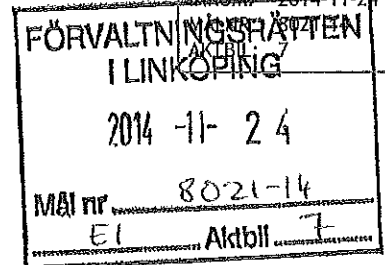
Mot bakgrund av vad som ovan anförts finner vi att det funnits skäl för den av Energimarknadsinspektionen medgivna höjningen av de påverkbara kostnaderna till 324 015 tkr men att yrkandet från E.ON Gas ska avslås i övrigt i denna del.



E.ON Gas Sverige AB
205 09 MALMÖ

FÖRVALTNINGSRÄTTEN
I LINKÖPING
Enhet 1

INKOM 2014-11-24



Fastställande av intäktsram enligt naturgaslagen

Beslut

- 1 Energimarknadsinspektionen (Ei) fastställer intäktsramen för E.ON Gas Sverige AB:s, 556015-9492, distribution av naturgas för perioden 2015-2018 till 2 019 274 tkr i 2013 års prisnivå och med justering enligt a och b.
 - a) Efter perioden ska kapitalbasens nuanskaffningsvärde enligt bilaga 3 räknas om med ett sammanvägt entreprenadindex enligt 7 § Ei:s föreskrifter (EIFS 2014:6) om beräkning av skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag och,
 - b) den löpande påverkbara kostnaden enligt bilaga 3 räknas om med konsumentprisindex (KPI).
- 2 Detta beslut gäller omedelbart.

Bakgrund

Enligt 6 kap. 6 § naturgaslagen (2005:403) ska en intäktsram beslutas i förväg för varje naturgasföretag som bedriver överföring av naturgas eller innehar en lagrings- eller en förgasningsanläggning. Naturgasföretagen ska ansöka om en intäktsram till Ei som ska pröva om den begärda intäktsramen är skälig (7 §).

Ansökan

E.ON Gas Sverige AB, fortsättningsvis benämnt företaget, har ansökt om att Ei ska fastställa intäktsramen för tillsynsperioden 2015-2018 till 2 250 000 tkr för företagets verksamhet avseende distribution av naturgas.

Avskrivningstider

Företaget har uppgett att de ekonomiska livslängderna (avskrivningstiderna) bör fastställas enligt tabell 1 nedan.



Tabell 1 – Avskrivningstid per anläggningsskategorier

	År
Distributionsledningar	50
Mät- och reglerstationer	20
Mätare	15
Stödsystem och system för övervakning	8

Som skäl för att dessa avskrivningstider ska användas har företaget bl. a. anfört följande.

Vid fastställande av ekonomisk livslängd för rörledningsbestånd är ett naturligt första steg att försöka fastställa teknisk livslängd för den typ av plaströr som utgör den absoluta merparten av tillgångsbeståndet. Den tekniska livslängden bedöms som lång om än något osäker, kring 100 år eller längre (se t.ex. "Deutsches Institut für Normung" och standard DIN 8074:2011-12). Bedömningen är därför att teknisk livslängd med hög sannolikhet inte utgör en begränsning för ekonomisk livslängd.

Gasnätsregleringen innebär att samma ekonomiska livslängd tillämpas för såväl befintligt nät som framtida investeringar. Därför kan inte ekonomisk livslängd väljas så att den korrekt speglar förutsättningarna för både befintliga och nya investeringar. Mot denna bakgrund bedöms att 50 år är en balanserad uppskattning av ekonomisk livslängd för distributionsledningar som bidrar till både effektivt utnyttjande av befintligt gasnät samtidigt som incitament ges till investering i ny infrastruktur.

Företaget har beretts möjlighet att yttra sig över den konsultrapport¹ som ligger till grund för E:s bedömning av avskrivningstider i regleringen.

Kalkylränta (WACC)

I ansökan har företaget begärt att intäktsramen ska beslutas med en real kalkylränta före skatt om 7,5 procent. Företaget har som grund för detta bl.a. anfört följande.

Vid fastställande av WACC har E.ON Gas valt att luta sig mot befintligt underlag. Materialet som avses är respektive tvistande parts underlag och domstolsutslag i förvaltningsrätten avseende intäktsramar för elnätsverksamhet (2012) samt Ernst & Youngs rapport Energimarknadsinspektionen: Estimering av kalkylränta för gasnätsverksamhet för åren 2010-2011 daterad 30 januari 2012.

E.ON Gas har gjort en bedömning av respektive parameter i WACC-formeln; riskfri ränta, inflation, beta, marknadsriskpremie, särskild riskpremie, kreditriskpremie samt kapitalstruktur. Vid bedömningen har beaktats det förhållande att gasnätsverksamhet verkar under en påtagligt större risk än elnätsföretag. Beräkningarna visar att en rimlig kalkylränta ligger i spannet 7,1 - 9,2 % och E.ON Gas väljer mot denna bakgrund att föreslå en reglerad kalkylränta om 7,5 %.

¹ Sweco Energiguide AB, *Reglernässiga avskrivningar av naturgasanläggningar, 2014.*



Företaget har beretts möjlighet att yttra sig över de konsultrapporter² som ligger till grund för Ei:s bedömning av en rimlig real kalkylränta före skatt.

Företaget har, tillsammans med de övriga naturgasföretagen, inkommit med ett yttrande där det i huvudsak anförts att de av konsulterna föreslagna kalkylräntorna är för låga. Utöver detta har företaget bl. a. anförts att Ei bör sträva efter att tillämpa en långsiktigt stabil och förutsägbar kalkylränta.

Kapitalkostnader

Företaget har redovisat anläggningstillgångar per den 31 december 2013 till ett nominellt anskaffningsvärde om 1 532 774 tkr.

Vissa investeringar och utrangeringar av anläggningstillgångar kommer att genomföras under perioden, dessa återges per halvår i bilaga 3.

Beträffande investeringar (reinvesteringar) har företaget angett att de ökat fokus på säkerhetsrelaterade frågor, vilket föranlett ytterligare översyn av nätens drift och funktion. För år 2014 har därför två mindre projekt om vardera cirka fem miljoner kronor identifierats och företaget har därför i ansökan tagit höjd för att något mer projekt kan komma att identifieras under tillsynsperioden.

Företaget har även angett att kapitalkostnader ska utgå för anläggningar vars ålder överskrider den ekonomiska livslängden. Företaget anser att den del av kapitalkostnaderna som utgörs av avskrivningar, såsom den beräknas under anläggningens ekonomiska livslängd, ska fortsätta att utgå så länge anläggningen fortfarande används och gasöverföringstjänsten uppfyller kraven på funktion och kvalitet. Det finns såväl samhällsekonomiska som rättsliga och kundnyttomässiga skäl för detta ställningstagande.

Löpande kostnader

I ansökan har företaget bl.a. uppgett följande om löpande påverkbara kostnader.

E.ON Gas utgångspunkt har varit bolagets nuvarande kostnadsnivå. E.ON Gas önskar göra Ei uppmärksamma på att den avviker från genomsnittet för perioden 2009-2012 av flera anledningar. Dels har avyttringen av transmissionsnät och lager föranlett E.ON Gas att se över sin totala kostnadsnivå samtidigt som tidigare synergivinster gått förlorade. Därtill har koncernens principer för kostnadsallokering förändrats och E.ON Gas belastas idag i större utsträckning av kostnader för t.ex. controllingfunktioner, kundkommunikation och inköp.

Denna nuvarande kostnadsnivå anser E.ON Gas bör kompletteras med de kostnader inom E.ON Sverige som fortfarande inte allokeras ut i bolagen, t.ex. strategifunktion, juridik och

² Ernst & Young AB, WACC för gasnättsföretag för tillsynsperioderna 2012, 2013 samt 2015-2018, 2014.

Grant Thornton Sweden AB, Energimarknadsinspektionen: Kalkylränta (WACC) för naturgasföretagen under 2012 och 2013 samt tillsynsperioden 2015-2018, 2014.

Montell & Partners Sverige AB, Energimarknadsinspektionen: Framtagande av kalkylränta för en skällig avkastning för naturgasföretagen för 2012, 2013 och perioden 2015-2018, 2014.

koncernledning. Dessa kostnader kommer, såvitt nu kan bedömas, att allokeras ut till bolagen under tillsynsperioden och bör därför belasta E.ON Gas med 7 MSEK per år, vilket adderats till kostnadsmassan.

Därutöver har ett säkerhetsrelaterat projekt identifierats som E.ON Gas tvingas ta kostnader för de kommande åren; ett stort antal kunder har aldrig kopplats ifrån nätet trots att de inte längre använder gas. Kostnaden för detta uppskattas till ca 2 MSEK årligen.

Företaget har också uppgett att de under de senaste åren bedrivit besparingsprogram för att sänka kostnader och höja effektiviteten i organisationen. Enligt företaget är därmed möjligheterna att ytterligare sänka kostnaderna under de inledande åren (2015-2016) begränsade. Något effektiviseringskrav bör därför inte ställas för dessa år. Under periodens två sista år kan ett årligt effektiviseringskrav på 1 procent vara rimligt då företaget strävar efter att ständigt utveckla och effektivisera såväl metoder som arbetssätt. Då en stor del av företagets kostnadsmassa utgörs av personal justeras denna upp för att kompensera för de lönehöjningar som företaget förväntas genomföra under perioden.

I företagets ansökan har myndighetsavgifterna för åren 2010-2012 rapporterats till ett annat värde än det som tidigare angetts i årsrapporter inlämnade till Ei. Företaget har anfört att angivna belopp i ansökan är de faktiska beloppen som företaget betalt samt att årsrapporterna inte speglar de faktiska erlagda beloppen.

Företaget har prognostiserat sina löpande opåverkbara kostnader för perioden 2015-2018 till 1 093 564 tkr (bilaga 3).

Anslutningsavgifter i naturgasverksamheten

Intäkter från anslutningar som utförts före tillsynsperioden och som avses intäktsföras under tillsynsperioden har redovisats till 6 960 tkr varav 1 560 tkr 2015, 1 680 tkr 2016, 1 800 tkr 2017 samt 1 920 tkr 2018.

Företaget har prognostiserat inkomster från anslutningsavgifter inkomna per år under tillsynsperioden till sammanlagt 24 000 tkr. Dessa inkomster härrör enbart till anläggningsskategorin distributionsledningar.

Aktuella regler

Naturgaslagen

Med intäktsram avses enligt 1 kap. 8 a § naturgaslagen de samlade intäkter som ett naturgasföretag högst får uppbära från överföring av naturgas, lagring av naturgas eller tillträde till förgasningsanläggning under en tillsynsperiod.

Med överföring av naturgas avses överföring av naturgas för annans räkning genom såväl transmissionsledningar som distributionsledningar (6 §).



Av 6 kap. naturgaslagen framgår bl.a. följande angående förhandsprövning av naturgasföretagens intäkter.

Intäktsramar beslutas i förväg för varje tillsynsperiod. En tillsynsperiod ska vara fyra kalenderår, om det inte finns särskilda skäl för en annan tidsperiod (9 §).

Av beslutet om fastställande av intäktsram ska det framgå vilka uppgifter och metoder som ligger till grund för beslutet (8 § andra stycket). Ett sådant beslut gäller utan hinder av att det överklagas, dvs. det gäller omedelbart (23 §).

Vid beräkningen av intäktsramens storlek är utgångspunkten enligt 10 § att ramen ska täcka skäliga kostnader för att bedriva den verksamhet som intäktsramen avser och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten (kapitalbas).

När intäktsramen bestäms, ska de samlade intäkter som naturgasföretaget högst får uppbära minskas med ett belopp som motsvarar naturgasföretagets intäkter från anslutning till naturgasledning och andra anläggningar under tillsynsperioden, i den utsträckning intäkterna härrör från tillgångar som ingår i kapitalbasen (10 § andra stycket).

Med skäliga kostnader i verksamheten avses kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en verksamhet med likartade objektiva förutsättningar (11 §).

Kapitalbasen ska beräknas med utgångspunkt i de tillgångar som naturgasföretaget använder för att bedriva den verksamhet som intäktsramen avser. Hänsyn ska även tas till investeringar och avskrivningar under tillsynsperioden. En tillgång som inte behövs för att bedriva verksamheten ska anses ingå i kapitalbasen, om det skulle vara oskäligt mot naturgasföretaget att bortse från tillgången (12 §).

Efter tillsynsperiodens slut ska tillsynsmyndigheten, Ei, göra en avstämning av det faktiska utfallet under perioden. Ei ska i vissa fall ompröva intäktsramen. För att bedöma om en omprövning ska ske ska myndigheten kontrollera om de antaganden som legat till grund för fastställelse av beslutet överensstämmer med det faktiska utfallet under perioden (16-17 §§).

Kapitalbasförordningen

I förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet (kapitalbasförordningen) finns närmare bestämmelser om vad som avses med anläggningstillgångar (3 §), vilka tillgångar som ingår i kapitalbasen (6 §), om värdering av anläggningstillgångar (7-8 §§) samt om förändring i prisläget av kapitalbasen (9 §). Vidare framgår hur beräkningen av kapitalförslitning ska ske (10 §) och hur naturgasföretag ska dokumentera sina anläggningstillgångar (12 §).

En anläggningstillgång ska ingå i kapitalbasen från det halvårsskifte som följer på den tidpunkt då tillgången börjar användas. Tillgången ska inte ingå i kapitalbasen från det halvårsskifte som infaller närmast efter den tidpunkt då tillgången slutat användas (6 §).



Vid beräkning av en rimlig avkastning ska den del av kapitalkostnaderna som motsvarar kapitalförslitning beräknas som en fast andel av nuanskaffningsvärdet. Den fasta andelen beräknas utifrån tillgångens ekonomiska livslängd (10 §).

Ei:s föreskrifter

Ei har enligt 14 § i kapitalbasförordningen bemyndigats att meddela närmare föreskrifter om skyldigheten för ett naturgasföretag att lämna in ett förslag till intäktsram och att lämna uppgifter enligt 6 kap. 7 § naturgaslagen. Ei har med stöd av detta bemyndigande meddelat föreskrifter (EIFS 2014:5) om naturgasföretagens förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek (rapporteringsföreskriften). Föreskriften innehåller bl.a. bestämmelser om när ett förslag till intäktsram senast ska lämnas och vilka närmare uppgifter som ska redovisas.

Ei har också med stöd av 4-5 och 9-11 §§ kapitalbasförordningen meddelat föreskrifter (EIFS 2014:6) om skäligen kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag (intäktsramsföreskriften). Föreskriften innehåller bl.a. bestämmelser om vilket index som ska användas vid beräkning av skäligen kostnader och hur kapitalförslitningen ska beräknas.

Energimarknadsinspektionens bedömning

Allmänt om prövningen av en intäktsram

E.ON Gas Sverige AB bedriver distribution av naturgas. Ei ska därför fastställa en intäktsram avseende denna verksamhet för tillsynsperioden 2015-2018. Företaget har ansökt om en intäktsram som uppgår till 2 250 000 tkr för tillsynsperioden. Ei har att ta ställning till om den av företaget begärda intäktsramen är skälig.

Intäktsramen ska täcka skäligen kostnader för att bedriva nätverksamhet under perioden och ge en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att bedriva verksamheten (kapitalbas). Intäktsramen ska även säkerställa att företagen kan hålla en hög leveranssäkerhet och möjliggöra nödvändiga investeringar, för att bibehålla nätets kapacitet och vid behov bygga ut det befintliga nätet (prop. 2012/13:85 s. 54).

Regleringen syftar till att naturgasföretagens verksamhet ska bedrivas effektivt till låga kostnader. Regleringen ska också säkerhetsställa att kunden får betala ett skäligt pris för de olika tjänsterna som omfattas av regleringen. Vidare ska regleringen bidra till att ge kunderna en långsiktig leveranssäkerhet och trygga den svenska naturgasförsörjningen. Naturgasföretagen ska också få stabila och långsiktiga villkor för sin verksamhet. Ytterligare ett viktigt mål med regleringen är att den ska understödja utvecklingen av en väl fungerande naturgasmarknad (a. prop. s. 51).

De skäligen kostnader som företaget ska få täckning för delas in i kostnader för kapital, inklusive en avkastning, samt löpande påverkbara och löpande opåverkbara kostnader.

Bedömning av kapitalkostnader

Kapitalkostnad är kostnad för att använda kapital, i förekommande fall i form av t.ex. gasledningar och mät- och reglerstationer. Kostnaden utgörs av två delar, kostnad för kapitalförslitning (avskrivning) och kostnad för kapitalbindning (avkastning). Det finns i huvudsak två metoder för fördelning av kapitalkostnader över tiden, linjär metod och annuitetsmetod.

Regeringen har meddelat särskilda föreskrifter om beräkning av en rimlig avkastning. Av kapitalbasförordningen och den tillhörande konsekvensutredningen framgår att det är en så kallad linjär kapitalkostnadsmetod som ska användas.³ Vid tillämpning av en linjär metod enligt kapitalbasförordningen ska de årliga avskrivningarna i förhållande till nuanskaffningsvärdet vara lika stora över anläggningens livslängd. När den ekonomiska livslängden är slut ska därför inga kapitalkostnader utgå. Företagets begäran att ersättning även ska utgå efter livslängdens slut kan därför inte medges.

Av kapitalbasförordningens bestämmelser framgår hur kapitalförslitningen ska beräknas. När den ackumulerade förslitningen av kapitalet har beräknats, baserat på företagets inrapporterade uppgifter om anskaffningsår, ska denna avräknas från kapitalbasen (nuanskaffningsvärdet). Den återstående delen av nuanskaffningsvärdet, efter avräkning av ackumulerad kapitalförslitning, ska tillämpas vid beräkning av den del av kapitalkostnaden som utgörs av kapitalbindning vid beräkning av intäktsramen. Kostnaden för kapitalbindningen ska därför beräknas på en s.k. åldersjusterad kapitalbas vilket innebär att det värde som kalkylräntan multipliceras med för att erhålla kostnad för kapitalbindning minskar successivt med en anläggningens ålder. Beräkningen av den årliga avkastningen görs i enlighet med följande formel:

$$\text{Kostnad för kapitalbindning} = \text{Nuanskaffningsvärde} * ((\text{avskrivningstid} - \text{ålder på anläggning}) / \text{avskrivningstid}) * \text{kalkylränta.}$$

För att bestämma anläggningens ålder används uppgiften om vilket år som anläggningen ursprungligen togs eller kommer att tas i bruk. För de anläggningar som ursprungligen togs i bruk fram till och med år 2012 börjar den ekonomiska livslängden att räknas från ingången av det år då anläggningen ursprungligen togs i bruk enligt 8 § intäktsramsföreskriften. För de anläggningar som tas i bruk från och med år 2013 börjar den ekonomiska livslängden att räknas från det nästkommande halvåret efter att anläggningen ursprungligen togs i bruk. Under det första året som den ekonomiska livslängden räknas är anläggningens ålder noll år och kostnaden för kapitalbindningen beräknas på hela nuanskaffningsvärdet.

³ Konsekvensutredning beträffande förslaget till förordning om fastställande av intäktsram på naturgasområdet - N2013/3375/RS s. 2

Avskrivningstider

Företaget har ansökt om att Ei ska tillämpa följande avskrivningstider vid beräkning av kapitalkostnaden: 50 år för distributionsledningar, 20 år för mät- och reglerstationer, 15 år för mätare samt 8 år för stödsystem och system för övervakning.

Av kapitalbasförordningen framgår att de reglermässiga avskrivningstiderna ska motsvara tillgångarnas ekonomiska livslängd (10 §). Ei fastställer avskrivningstider beträffande olika anläggningstillgångar i enlighet med tabell 2 nedan. Denna bedömning överensstämmer med vad företaget har anfört utom i den del som avser mätare. En närmare redogörelse för Ei:s bedömning av avskrivningstider framgår av bilaga 1.

Tabell 2 - Fastställda avskrivningstider för tillsynsperioden 2015-2018

	År
Transmissionsledningar	65
Distributionsledningar	50
Mät- och reglerstationer (Transmission)	40
Mät- och reglerstationer (Distribution)	20
Mätare (Transmission)	25
Mätare (Distribution)	12
Stödsystem och system för övervakning	8
Lagerutrymme	50
Kompressor för lager	40
Anläggningar som används för förgasning av kondenserad naturgas samt för import och lossning av kondenserad naturgas	25

Kalkylränta (WACC)

Företaget har anfört att avkastningen bör beräknas utifrån en real kalkylränta om 7,5 procent.

Av kapitalbasförordningen följer att anläggningar i kapitalbasen ska åsättas ett nuanskaffningsvärde, vilket innebär att prisjustering av kapitalbasen skett (7 §). Vid beräkning av en rimlig avkastning ska därför en real kalkylränta användas. Ei bedömer att en real kalkylränta före skatt på 6,26 procent är rimlig. Detta avviker från företagets uppfattning att kalkylräntan ska vara 7,5 procent. Ei:s bedömning av en rimlig real kalkylränta före skatt framgår av bilaga 2.

Beräkning av kapitalkostnaden

Utifrån den metod och de parametrar som beskrivits ovan och de av företaget rapporterade uppgifterna har Ei beräknat kapitalkostnaden till 635 977 tkr. Ei:s beräkning framgår av bilaga 3.

Beräkning av påverkbara kostnader

Av 2 § intäktsramsföreskriften framgår att påverkbara kostnader är sådana kostnader som inte är kostnader för överliggande gasnät, elnät, myndighetsavgifter, nätförluster,



kostnader för skatter enligt lagen (1994:1776) om skatt på energi och lagen (1984:1052) om statlig fastighetsskatt. Exempel på påverkbara kostnader är kostnader för drift och underhåll samt kundspecifika kostnader såsom kostnader för mätning, beräkning och rapportering.

Som skäligen påverkbara kostnader anses kostnader som behövs för en ändamålsenlig och effektiv drift av en verksamhet med likartade objektiva förutsättningar (6 kap. 11 § naturgaslagen). Av det följer att det inte nödvändigtvis är naturgasföretagens verkliga kostnader som ska tillämpas vid beräkning av en skälig intäktsram.

De påverkbara kostnaderna kan fastställas genom att använda företagets faktiska kostnader eller genom standardkostnader. Standardkostnader måste motsvara kostnaderna för en effektiv verksamhet för att skapa incitament till effektivisering hos det enskilda företaget. Används faktiska kostnader måste dessa istället åsättas ett rimligt effektiviseringskrav.

Vid fastställandet av standardkostnader används normkostnader eller schabloner relaterade till exempelvis antal kunder eller storleken på kapitalbasen baserade på ett effektivt bedrivet naturgasföretag. Det finns ett fåtal naturgasföretag i Sverige som dessutom bedriver verksamhet inom olika grenar. Detta gör det svårt att ta fram standardkostnader som är representativa för samtliga företag. Det är därför inte lämpligt att utgå från standardkostnader vid bedömning av naturgasföretagens påverkbara kostnader. De faktiska kostnaderna ska därför användas.

De faktiska kostnaderna kan fastställas genom två metoder, en baserad på företagets faktiska kostnader under tillsynsperioden och en baserad på företagets historiska kostnader. Om företagets faktiska kostnader under tillsynsperioden används ställs det stora krav på effektiviseringskriterier i regleringen för att säkerställa att kostnaderna är skäliga. En sådan reglering kräver ett stort underlag av jämförelseföretag. När historiska kostnader används kan istället ett generellt effektivitetsmått användas som ett årligt avdrag. Eftersom det är få naturgasföretag och dessa dessutom är verksamma i olika verksamhetsgrenar är det inte lämpligt att använda faktiska kostnader under tillsynsperioden. Historiska kostnader ska därför användas.

Underlaget för beräkningen av de historiska kostnaderna blir mer representativt och rättvisande om fler år ingår. Vid fastställandet av intäktsramar för elnätsföretagen har Ei tillämpat fyra år som basår. Ei ser ingen anledning att göra en annan bedömning för naturgasföretagen. Vid beräkningen använder Ei de årsrapporter som företagen har lämnat in. Vid tidpunkten för inlämning av ansökan om intäktsram var årsrapporten avseende 2012 den senast inlämnade. De senast tillgängliga uppgifterna om historiska kostnader är kostnaderna för 2012. Vid beräkningen av påverkbara kostnader ska därför som utgångspunkt basåren 2009-2012 användas.

Företaget har anfört att den nuvarande kostnadsnivån överstiger den för perioden 2009-2012. Företaget anser att förlorade synergivinster vid försäljningen av transmissionsnätet, ändrade principer för kostnadsallokering inom koncernen samt kostnader för att koppla



bort kunder som inte längre använder gas ska beaktas. Enligt företaget medför detta ökade kostnader om cirka 9 000 tkr årligen under tillsynsperioden.

Vid användning av generella metoder finns det alltid en risk för att ett enskilt företags förhållande inte beaktas fullt ut i alla delar. Detta kan vara till nackdel för företagets kunder eller till nackdel för företaget. Ur ett administrativt perspektiv och för att göra regleringen någorlunda enkel måste det accepteras att företagen inom en grupp avviker sinsemellan. Det ligger i regleringens natur att vissa förenklingar måste tillåtas. Sådan individuell hänsyn som företaget har anfört bör därför endast tillåtas under mycket speciella omständigheter, där det dessutom är av stor ekonomisk betydelse att metoden frångås. Vad företaget anfört om förlorade synergivinster och ändrade principer för kostnadsallokering kan inte anses utgöra tillräckliga skäl för att frångå metoden.

Enligt 3 kap. 1 § naturgaslagen ska ett naturgasföretag som bedriver nätverksamhet ansvara för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av sitt ledningssystem. Bortkoppling av kunder utgör en naturlig del av företagets verksamhet och ska utföras löpande. Vid utformning av regleringen måste det kunna antas att företagen bedriver verksamhet på ett ändamålsenligt sätt. Företagets löpande påverkbara kostnader ska därför inte ökas på grund av kostnader för bortkoppling.

Företaget har anfört att kostnaden avseende myndighetsavgifter som rapporterats i ansökan om intäktsram ska användas vid beräkning av påverkbara kostnader. Ei har vid beräkningen utgått ifrån dessa värden.

Ei har beräknat de påverkbara kostnaderna för perioden 2015-2018 innan avdrag för effektiviseringskrav till 310 903 tkr.

På konkurrensutsatta marknader tävlar företagen mot varandra vilket leder till ökad innovation, kvalitet och prispress till nytta för kunderna. För att kunna agera på en konkurrensutsatt marknad tvingas företagen också att effektivisera sin verksamhet vilket också medför fördelar för kunderna eftersom företagets kostnader pressas.

Gasnätsföretagen agerar på en reglerad marknad och eftersom det saknas marknadsmekanismer som naturligt skapar effektiva verksamheter behöver det finnas ett effektivitetskrav i intäktsregleringen för att alla kostnadsökningar inte ska kunna vidareföras till kundkollektivet. Att ett sådant krav ska ingå i regleringen framgår också av förarbetena till naturgaslagen (prop. 2012/13:85 s. 55 f).

Det saknas underlag att inför den första reglerperioden fastställa individuella effektiviseringskrav för respektive företag. Ett generellt effektiviseringskrav ska därför användas. Effektiviseringskravet ska vara samma för alla år i perioden. I regleringen av elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012-2015 är det generella effektiviseringskravet 1 procent på företagets löpande påverkbara kostnader. Ei bedömer att det är rimligt att tillämpa samma effektiviseringskrav för gasnätsföretagen för den första tillsynsperioden.



Företagets totala påverkbara kostnader för perioden 2015-2018 efter effektiviseringskrav på 1 procent uppgår till 297 174 tkr (bilaga 3).

Beräkning av opåverkbara kostnader

Med opåverkbara kostnader avses kostnader för överliggande gasnät, elnät, myndighetsavgifter, nätförluster, kostnader för skatter enligt lagen (1994:1776) om skatt på energi samt kostnader för skatter enligt lagen (1984:1052) om statlig fastighets-skatt.

Företaget har lämnat en prognos för dessa kostnader under tillsynsperioden. Vid bedömning av en skälig intäktsram utgår Ei från företagets prognos. Efter tillsynsperioden kommer prognosen att stämmas av mot det verkliga utfallet, vilket kan medföra att intäktsramen omprövas. Företaget får på detta sätt täckning för sina verkliga opåverkbara kostnader.

Företagets opåverkbara kostnader uppgår till 1 093 564 tkr (bilaga 3).

Beräkning av avdrag för anslutningsavgifter

Av 6 kap. 10 § naturgaslagen framgår att ett avdrag ska göras på intäktsramen motsvarande de intäkter som naturgasföretaget har från anslutning till naturgasledning och andra anläggningar som ingår i kapitalbasen. Avdraget ska beräknas utifrån den ekonomiska livslängden (6 § intäktsramsföreskriften) som i detta fall är 50 år, eftersom de inkomster som företaget har redovisat enbart tillhör anläggningsskategorin distributionsledningar.

Avdrag för anslutningsavgifter har beräknats utifrån företagets inlämnade uppgifter och uppgår till 7 440 tkr (bilaga 3).

Sammanfattande beräkning av intäktsramen

Utifrån det underlag som företaget lämnat och den bedömningen som beskrivits ovan har Ei beräknat en högsta godtagbar intäktsram som uppgår till 2 019 274 tkr, se tabell 3 nedan. Intäktsramen består av kapitalkostnader, löpande kostnader och avdrag för anslutningsavgifter. Hur dessa har beräknats redovisas nedan.

Med grund i den utgående kapitalbasen per den 30 juni 2014 på 2 857 856 tkr har kapitalkostnaden beräknats till 635 977 tkr. Vid beräkning av kapitalkostnaden har hänsyn tagits till anläggningarnas ålder samt de investeringar och utrangeringar som företaget har redovisat i ansökan om intäktsram. Vid beräkningen har Ei använt den fastställda kalkylräntan på 6,26 procent och de fastställda avskrivningstiderna. En detaljerad redovisning av beräkningen av kapitalkostnaden för företaget framgår av bilaga 3, tabell 1 och 2.

Den löpande opåverkbara kostnaden uppgår till 1 093 564 tkr i enlighet med den prognos företaget har redovisat till Ei. De beräknade löpande påverkbara kostnaderna uppgår till 297 174 tkr. En detaljerad redovisning av beräkningen av den opåverkbara kostnaden respektive de löpande påverkbara kostnaderna för företaget framgår av bilaga 3.



Avdrag för anslutningsavgifter uppgår till 7 440 tkr. Redovisning av beräkningen framgår av bilaga 3.

Tabell 3 - Beräknad intäktsram

	Tkr
Kapitalkostnader	635 977
Löpande kostnader	
Opåverkbara kostnader	1 093 564
Påverkbara kostnader	297 174
Avdrag för anslutningsavgifter	7 440
Summa beräknad intäktsram	2 019 274

Företaget har ansökt om att Ei ska fastställa intäktsramen till 2 250 000 tkr. Den högsta godtagbara intäktsramen är lägre än företagets ansökta intäktsram. Ansökan kan därför inte medges och intäktsramen fastställs till 2 019 274 tkr i 2013 års prisnivå.

Avstämning efter tillsynsperiodens slut

Allmänt

Efter tillsynsperiodens slut gör Ei en avstämning av de antaganden och förutsättningar som legat till grund för den fastställda intäktsramen enligt detta beslut. I Ei:s tillsyn ingår också att göra en jämförelse mellan företagets samlade, faktiska intäkter och den fastställda intäktsramen.

Det faktiska utfallet avseende kapitalbasens investeringar och utrangeringar ska jämföras med den prognos företaget gjort. Detsamma gäller för den löpande opåverkbara kostnaden. För det fall det finns skäl att anta att ramen är större än vad som är motiverat av senare kända förhållanden och avvikelserna inte är ringa ska Ei ompröva intäktsramen (6 kap. 16 och 17 §§ naturgaslagen).

Ett naturgasföretag får inom fyra månader efter tillsynsperiodens slut ansöka om att intäktsramen för perioden ska ökas (6 kap. 15 §).

I rapporteringsföreskriften finns närmare bestämmelser om när och vilka uppgifter företaget ska lämna för att Ei ska kunna göra denna avstämning.

Automatisk justering av intäktsramen

Intäktsramen fastställs i 2013 års prisnivå. I samband med att avstämning görs efter periodens slut på sätt som redovisats i föregående avsnitt, kommer Ei att räkna om den beslutade intäktsramen med vissa kostnadsprisindex i enlighet med vad som framgår av intäktsramsföreskriften respektive kapitalbasförordningen. Denna justering är en del av beslutet och innebär inte att beslutet omprövas.



Avstämning av intäkterna för perioden mot intäktsramen

Om det visar sig att nätkoncessionshavarens samlade intäkter från nätverksamheten under perioden avviker från den fastställda intäktsramen, ska ramen för påföljande tillsynsperiod minska respektive öka med det avvikande beloppet. I vissa fall tillkommer dessutom ett överdebiteringstillägg (6 kap. 19-20 §§ naturgaslagen).

HUR MAN ÖVERKLAGAR, se bilaga (överklagande till förvaltningsrätten)

Detta beslut har fattats av generaldirektören Anne Vadasz Nilsson. Vid den slutliga handläggningen har därutöver deltagit ställföreträdande generaldirektören Tony Rosten, chefsjuristen Göran Morén, biträdande chefsjuristen Hanna Abrahamsson, analytikerna Sanela Cehic och Anna Elfwén samt Tobias Alkefjärd, föredragande.

Anne Vadasz Nilsson

Tobias Alkefjärd

Bilagor till beslutet

1. Reglermässiga avskrivningstider vid beräkning av intäktsram för naturgasföretagen avseende tillsynsperioden 2015-2018, Energimarknadsinspektionen
2. Kalkylränta vid beräkning av intäktsram för naturgasföretagen avseende tillsynsperioden 2015-2018, Energimarknadsinspektionen
3. Beräknad intäktsram
4. Hur man överklagar



HUR MAN ÖVERKLAGAR - PRÖVNINGSTILLSTÅND

Den som vill överklaga förvaltningsrättens beslut ska skriva till Kammarrätten i Jönköping.

Skrivelsen ska dock skickas eller lämnas till förvaltningsrätten.

För att kammarrätten ska kunna ta upp Ert överklagande måste Er skrivelse ha kommit in till förvaltningsrätten **inom tre veckor** från den dag då Ni fick del av domen/beslutet. Om beslutet har meddelats vid en muntlig förhandling, eller det vid en sådan förhandling har angetts när beslutet kommer att meddelas, ska dock överklagandet ha kommit in inom tre veckor från den dag domstolens beslut meddelades. Om sista dagen för överklagande infaller på lördag, söndag eller helgdag, midsommarafton, julafton eller nyårsafton räcker det att besvärshandlingen kommer in nästa vardag.

Om klaganden är en part som företräder det allmänna, ska överklagandet alltid ha kommit in inom tre veckor från den dag beslut meddelades.

För att ett överklagande ska kunna tas upp i kammarrätten fordras att **prövningstillstånd** meddelas. Kammarrätten lämnar prövningstillstånd om

1. det finns anledning att betvivla riktigheten av det slut som förvaltningsrätten har kommit till,
2. det inte utan att sådant tillstånd meddelas går att bedöma riktigheten av det slut som förvaltningsrätten har kommit till,
3. det är av vikt för ledning av rättstillämpningen att överklagandet prövas av högre rätt, eller
4. det annars finns synnerliga skäl att pröva överklagandet.

Om prövningstillstånd inte meddelas står förvaltningsrättens beslut fast. Det är därför viktigt att det klart och tydligt framgår av överklagandet till kammarrätten varför man anser att prövningstillstånd bör meddelas.

Skrivelsen med överklagande ska innehålla

1. Klagandens person-/organisationsnummer, postadress, e-postadress och telefonnummer till bostaden och mobiltelefon. Adress och telefonnummer till klagandens arbetsplats ska också anges samt eventuell annan adress där klaganden kan nås för delgivning. Om dessa uppgifter har lämnats tidigare i målet – och om de fortfarande är aktuella – behöver de inte uppges igen. Om klaganden anlitar ombud, ska ombudets namn, postadress, e-postadress, telefonnummer till arbetsplatsen och mobiltelefonnummer anges. Om någon person- eller adressuppgift ändras, ska ändringen utan dröjsmål anmälas till kammarrätten.
2. den dom/beslut som överklagas med uppgift om förvaltningsrättens namn, målnummer samt dagen för beslutet,
3. de skäl som klaganden anger till stöd för en begäran om prövningstillstånd,
4. den ändring av förvaltningsrättens dom/beslut som klaganden vill få till stånd,
5. de bevis som klaganden vill åberopa och vad han/hon vill styrka med varje särskilt bevis.

Adressen till förvaltningsrätten framgår av domen/beslutet.