

Förvaltningsrätten i Linköping
Enhet 1
Box 406
581 04 Linköping

FÖRVALTNINGSRÄTTEN
I LINKÖPING

2015-02-03

Mål nr. 8016-14
E1 Aktbil. 10
(original)

Även med e-post: forvaltningsrattenilinkoping@dom.se

Stockholm den 30 januari 2015

Kompletterande överklagande

Mål nr 8016-14 och 8020-14; Swedegas AB ./ Energimarknadsinspektionen

Som ombud för Swedegas AB får vi härmed inkomma med komplettering till tidigare ingivna överklaganden i rubricerade mål.

Med hänsyn till att frågorna är desamma för bägge målen, med undantag för frågan om ekonomisk livslängd, lämnar Swedegas endast in ett samlat yttrande. Samtliga avsnitt i detta överklagande är således relevanta för båda målen, med undantag för avsnittet avseende ekonomisk livslängd (avsnitt E) som endast rör mål nr 8016-14 (dvs. Swedegas överklagande avseende intäktsramen för transmission av naturgas).

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

| | |
|--|-----------|
| A. Inledning | 4 |
| 1 Allmänt | 4 |
| 2 För låg kalkylränta (WACC) | 4 |
| 3 För kort avskrivningstid (ekonomisk livslängd) | 4 |
| 4 Disposition | 5 |
| B. Yrkanden och grunder | 5 |
| 1 Yrkanden | 5 |
| 1.1 Swedegas yrkanden i mål nr 8016-14 (transmission) | 5 |
| 1.2 Swedegas yrkanden i mål nr 8020-14 (lagring) | 6 |
| 2 Sammanfattning av grunderna | 6 |
| C Bakgrund | 7 |
| 1 Swedegas och den svenska naturgasmarknaden | 7 |
| 1.1 Swedegas | 7 |
| 1.2 Naturgasmarknaden i Sverige | 7 |
| 2 Rättslig reglering | 9 |
| 2.1 Bakgrund | 9 |
| 2.2 Syftet med regleringen och rätten till rimlig avkastning | 10 |
| 2.3 Närmare om beräkningen av intäktsramens storlek | 11 |
| D Kalkylränta (WACC) | 13 |
| 1 Inledning | 13 |
| 2 WACC-beräkningen | 14 |
| 3 Invändningar mot EI:s beslut | 17 |
| 3.1 Övergripande | 17 |
| 3.2 Generella parametrar – oberoende av tillgångsslag | 18 |
| 3.3 Tillgångsspecifika parametrar | 19 |
| E Ekonomisk livslängd | 22 |
| 1 Inledning | 22 |
| 2 Närmare om ekonomisk livslängd i regleringen | 23 |
| 3 Invändningar mot EI:s beslut | 24 |
| 3.1 Övergripande | 24 |
| 3.2 EI stödjer sig på en bristfällig rapport från Sweco | 25 |
| 3.3 Övriga kommentarer till EI:s beslut | 31 |
| F Bevisning och målets fortsatta handläggning | 33 |

BILAGEFÖRTECKNING

- Bilaga 1** Rapport från KPMG av den 24 juni 2014 avseende uppskattning av vägd kapitalkostnad för regleringen av naturgasnätet i Sverige (KPMG I)
- Bilaga 2** Utlåtande från professor Thore Johnsen av den 24 juni 2014 avseende Energimarknadsinspektionens intäktsramar för gasnätsverksamhet 2015-2018 (Johnsen I)
- Bilaga 3** Rapport från KPMG av den 29 september 2014 avseende kommentarer till WACC-rapporter från EY, Grant Thornton samt Montell & Partners avseende reglering av naturgasnät i Sverige (KPMG II)
- Bilaga 4** Utlåtande från professor Thore Johnsen av den 30 september 2014 avseende kommentarer till nya WACC-beräkningar (Johnsen II)
- Bilaga 5** Utlåtande från docent Mattias Ganslandt av den 30 september 2014 avseende kommentarer till Energimarknadsinspektionens konsultrapporter avseende skälig kalkylränta för naturgasföretag tillsynsåren 2012, 2013 samt tillsynsperioden 2015-2018
- Bilaga 6** Rapport från KPMG av den 30 januari 2015 avseende beräkning av justerad WACC baserad på kammarrättens domar i elnätsmålen (KPMG III)
- Bilaga 7** Utlåtande från professor Thore Johnsen av den 29 januari 2015 avseende kommentarer till WACC-beslut (Johnsen III)
- Bilaga 8** Rapport från DNV GL av den 25 juni 2014 avseende ekonomisk och teknisk livslängd på Swedegas tillgångar (DNVGL I)
- Bilaga 9** Rapport från ÅF av den 25 juni 2014 avseende bedömning av teknisk livslängd för Swedegas naturgasnät (ÅF I)
- Bilaga 10** Rapport från Sweco av den 19 september 2014 avseende reglermässiga avskrivningar av naturgasanläggningar
- Bilaga 11** Rapport från DNV GL av den 30 januari 2015 avseende livslängder på transmissionsledningarna (DNVGL II)
- Bilaga 12** Rapport från ÅF av den 29 januari 2015 avseende ekonomisk livslängd för Swedegas transmissionssystem (ÅF II)

A. Inledning

1 Allmänt

- 1 I detta inledande avsnitt A ges en sammanfattande redogörelse för Energimarknadsinspektionens ("EI") beslut, frågorna i målen och de skäl som i huvudsak ligger till grund för Swedegas överklaganden.
- 2 Genom beslut daterade den 23 oktober 2014 har EI fastställt Swedegas tillåtna intäkter (intäktsramar) för tillsynsperioden 2015-2018. EI:s beslut är dock felaktigt i två avseenden. EI har dels fastställt en för låg kalkylränta (WACC), dels fastställt en för kort reglermässig avskrivningstid (ekonomisk livslängd) för Swedegas transmissionsledningar.
- 3 Ovan nämnda fel medför att intäktsramen fastställts till en för låg nivå som innebär att Swedegas inte får rimlig avkastning – ett krav som framgår uttryckligen av naturgaslagen och som är en förutsättning för att gasnätsföretagen ska kunna uppfylla de skyldigheter som följer av lagstiftningen (se punkt 35-38 nedan) och, i enlighet med syftena med regleringen, attrahera det kapital som krävs för att säkerställa en långsiktig leveranssäkerhet och en tryggad gasförsörjning (se punkt 49 nedan).

2 För låg kalkylränta (WACC)

- 4 EI har, baserat på en rapport från Ernst & Young ("EY"), fastställt den reala kalkylräntan före skatt till 6,26 % utifrån ett felaktigt tidsperspektiv. EY har beräknat en kalkylränta utifrån ett tidsperspektiv motsvarande tillsynsperioden, dvs. 2015-2018. Även om kalkylräntan fastställs för tillsynsperioden ska den beräknas utifrån ett långsiktigt perspektiv. Det tidsperspektiv som EI tillämpat är oförenligt med regleringens syfte och har också underkänts av både förvaltningsrätten och kammarrätten i elnätprocesserna.
- 5 Kammarrätten, liksom förvaltningsrätten, har fastslagit att ett långsiktigt perspektiv ska tillämpas vid beräkning av kalkylräntan. Det är givetvis angeläget att samma principer tillämpas på såväl el- som gasområdet, särskilt med hänsyn till att el och gas är konkurrerande energislag. Kammarrättens ställningstaganden har därför betydelse och ska tillämpas även på gasområdet.
- 6 De experter som Swedegas åberopat i samband med intäktsramsansökan, KPMG och Thore Johnsen, har efter att ha tagit del av kammarrättens domar i elnätsmålen upprättat nya utlåtanden avseende rimlig kalkylränta. KPMG har därvid utgått från EI:s (dvs. EY:s) egen beräkning av kalkylräntan men justerat för de principer för hur WACC:en ska beräknas som fastställts av kammarrätten. Den av KPMG beräknade kalkylräntan uppgår till 7,62 %, vilket är den kalkylränta som Swedegas yrkar i målen. Ytterligare stöd för Swedegas talan i denna del utgör Thore Johnsens utlåtande. Thore Johnsen har i sin bedömning av kalkylräntan, med beaktande av kammarrättens domar, gjort en mindre justering av marknadsriskpremien i förhållande till hans tidigare utlåtanden och kommit fram till en kalkylränta om 7,50 %.

3 För kort avskrivningstid (ekonomisk livslängd)

- 7 EI har i sitt beslut fastställt den reglermässiga avskrivningstiden för Swedegas transmissionsledningar till 65 år. EI:s beslut är baserat på en rapport från Sweco Energie AB ("Sweco"). Sweco har dock i sin bedömning av den ekonomiska livslängden felaktigt tillämpat en försiktighetsprincip utifrån en ensidig och bristfällig analys avseende gasmarknadens framtid.

- 8 En tillämpning av en försiktighetsprincip står i strid med EU-rätten och EI har tydligt uttalat att en försiktighetsprincip inte ska tillämpas (se punkt 136). Trots detta har EI fastställt en ekonomisk livslängd som är baserad på en försiktighetsprincip. Detta har lett till en väsentligt kortare avskrivningstid än vad som motsvarar den ekonomiska livslängden.
- 9 I sin rapport gör Sweco en rimlighetsbedömning av sina slutsatser genom att jämföra med den reglermässiga avskrivningstiden i Finland. Jämförelsen är dock förfelad. Det finns inget som tyder på att tillsynsmyndigheten i Finland har gjort någon bedömning av gasmarknadens framtid, och även om en sådan bedömning hade gjorts, skulle det i sådant fall innebära att gasmarknaden anses ha en framtid i Finland till år 2065 och längre. Detta kan jämföras med Swecos illa underbyggda prognos som innebär att den svenska gasmarknaden upphör år 2050.
- 10 Swecos metod, att begränsa den ekonomiska livslängden utifrån politiska och andra överväganden, innebär vidare att ett av huvudsyftena med regleringen – att säkerställa investeringar i näten – motverkas. Det leder också till egendomliga resultat för gasmarknadens aktörer, vilket utvecklas i punkt E.3.2.5 nedan.
- 11 I och med att Swecos rapport är baserad på en försiktighetsprincip och att en jämförelse med andra länder saknar relevans, saknas stöd för att tillämpa en avskrivningstid om 65 år. Swedegas däremot har gett in omfattande stöd för att den ekonomiska livslängden är 90 år (se punkt 122 nedan).

4 Disposition

- 12 I avsnitt B nedan redovisas Swedegas yrkanden och grunder. I avsnitt C ges sedan en bakgrundsbeskrivning avseende den svenska naturgasmarknaden och den rättsliga regleringen. I avsnitt D utvecklas varför EI:s beslut avseende kalkylräntan (WACC) är felaktigt och i avsnitt E utvecklas varför EI:s beslut avseende den ekonomiska livslängden är felaktigt. Slutligen, i avsnitt F, ger Swedegas några kommentarer till bevisning och fortsatt handläggning. Som framhållits ovan är samtliga avsnitt relevanta för bägge målen med undantag för avsnitt E (ekonomisk livslängd) som endast rör mål nr 8016-14 (dvs. Swedegas överklagande avseende intäktsramen för transmission av naturgas).

B. Yrkanden och grunder

1 Yrkanden

- 13 Swedegas önskar precisera i överklagandeskrifterna framställda yrkanden enligt nedan.
- 1.1 Swedegas yrkanden i mål nr 8016-14 (transmission)
- 14 Swedegas yrkar i första hand att förvaltningsrätten med ändring av det överklagade beslutet ska fastställa intäktsramen för tillsynsperioden 2015-2018 till 2 140 695 tkr, angivet i 2013 års prisnivå.
- 15 Swedegas yrkar i andra hand att förvaltningsrätten ska undanröja det överklagade beslutet och återförvisa ärendet till EI för förnyad prövning, med fastställande av följande utgångspunkter för beräkningen av intäktsramen för tillsynsperioden 2015-2018;
- a) beräkning av rimlig avkastning ska ske med en real kalkylränta före skatt om 7,62 procent; och

- b) beräkning av kapitalkostnaden ska ske med en reglermässig avskrivningstid om 90 år för transmissionsledningar.

16 Swedegas förstahandsyrkande innebär att en lägre intäktsram yrkas i förvaltningsrätten jämfört med den intäktsram som Swedegas yrkade i sin ansökan om intäktsram till EI. Denna justering är en följd av att Swedegas valt att dels avstå från att överklaga EI:s beslut avseende vilken metod som ska tillämpas för beräkning av kapitalkostnader¹, dels justerat sitt yrkande såvitt avser kalkylräntan. I ansökan om intäktsram yrkade Swedegas att EI skulle tillämpa en kalkylränta om 8,0 procent. I enlighet med vad som utvecklas nedan i avsnitt D yrkar Swedegas att en kalkylränta om 7,62 procent ska tillämpas vid beräkning av intäktsramen.

1.2 Swedegas yrkanden i mål nr 8020-14 (lagring)

17 Swedegas yrkar i första hand att förvaltningsrätten med ändring av det överklagade beslutet ska fastställa intäktsramen för tillsynsperioden 2015-2018 till 155 682 tkr, angivet i 2013 års prisnivå.

18 Swedegas yrkar i andra hand att förvaltningsrätten ska undanröja det överklagade beslutet och återförvisa ärendet till EI för förnyad prövning, med fastställande av följande utgångspunkt för beräkningen av intäktsramen för tillsynsperioden 2015-2018;

- a) beräkning av rimlig avkastning ska ske med en real kalkylränta före skatt om 7,62 procent.

19 Swedegas förstahandsyrkande innebär att en lägre intäktsram yrkas i förvaltningsrätten jämfört med den intäktsram som Swedegas yrkade i sin ansökan om intäktsram till EI. Denna justering är en följd av att Swedegas justerat sitt yrkande såvitt avser kalkylräntan. I ansökan om intäktsram yrkade Swedegas att EI skulle tillämpa en kalkylränta om 8,0 procent. I enlighet med vad som utvecklas nedan i avsnitt D yrkar Swedegas att en kalkylränta om 7,62 procent ska tillämpas vid beräkning av intäktsramen.

2 Sammanfattning av grunderna

20 Swedegas åberopar sammanfattningsvis följande grunder till stöd för sin talan.

21 Enligt 6 kap. 10 § naturgaslagen (2005:403) ska intäktsramen 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). Den av EI fastställda intäktsramen är dock för låg för att uppfylla dessa krav. EI har felaktigt tillämpat dels en för låg kalkylränta vid beräkningen av rimlig avkastning på kapitalbasen, dels en för kort avskrivningstid vid beräkningen av kapitalkostnaden för transmissionsledningar.

¹ Swedegas gjorde i intäktsramsansökan gällande att en tillämpning av kapitalbasförordningen på Swedegas befintliga tillgångar innebär ett byte av metod, från real annuitet (RA-metoden) till real linjär (RL-metoden), som strider mot naturgaslagens syften, Europakonventionens skydd för äganderätten och EU-rätten. Swedegas har alltså denna uppfattning men har valt att inte åberopa den grunden i detta överklagande, se avsnitt E.3.3.

C Bakgrund

1 Swedegas och den svenska naturgasmarknaden

1.1 Swedegas

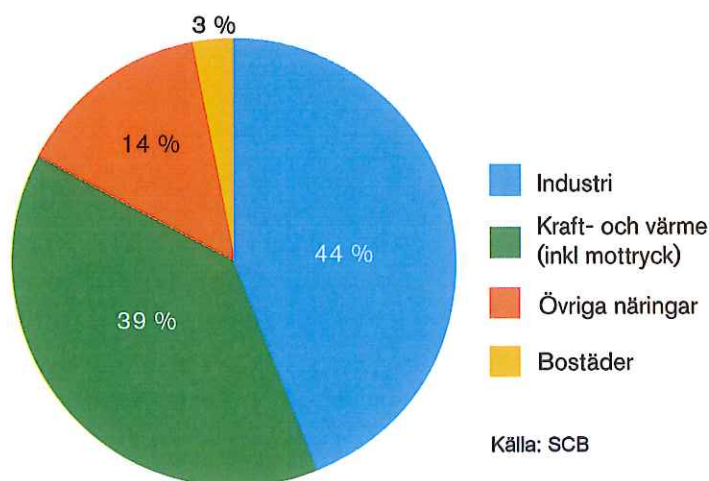
- 22 Swedegas äger och driver transmissionsnätet, dvs. den stamledning för naturgas som sträcker sig från Dragör i Danmark till Stenungsund i Sverige inklusive grenledningar. Swedegas äger även lagringsanläggningen i Skallen. Bilden nedan visar en karta över gasnätet.



- 23 Längs gasnätet finns ett 40-tal mät- och reglerstationer som säkerställer att kunderna får gas med rätt tryck samt att avräkning kan ske av gasuttaget. Från dessa stationer distribueras gasen vidare i regionala och lokala distributionssystem till slutkunder. Totalt utgörs det svenska gasnätet av ca 620 km transmissionsledning inklusive grenledningar och ca 2 600 km distributionsledning.
- 24 Distributionsnäten ägs av fem aktörer; E.ON, Göteborg Energi, Kraftringen, Varberg Energi och Öresundskraft.
- 25 Swedegas är sedan 2012 certifierat som transmissionsnätsoperatör (Transmission System Operator; TSO) för den svenska gasmarknaden och sedan 2013 balansansvarig för det svenska naturgasnätet. I egenskap av balansansvarig har Swedegas det övergripande ansvaret för att balansen upprätthålls mellan inmatning och uttag av naturgas i naturgassystemet.
- #### 1.2 Naturgasmarknaden i Sverige
- 26 Naturgas introducerades i Sverige 1985 och är således en förhållandevis ny energikälla i det svenska energisystemet. Naturgas är en gasblandning som till största delen består av metan.

Naturgas utvinns från källor på land eller på havsbotten och släpper ut 25 % mindre koldioxid jämfört med olja och 40 % mindre jämfört med kol.

- 27 Biogas, som omfattas av naturgaslagens bestämmelser enligt definitionen i 1 kap. 2 § naturgaslagen, består liksom naturgas till största delen av metan. De båda gaserna är därför i de flesta sammanhang utbytbara (t.ex. kan fordon som kan köras på naturgas även köras på biogas) och kan distribueras i samma infrastruktur, dvs. i gasnätet. En fördel med biogasen är att det är en förnybar gas; den koldioxid som bildas vid förbränningen ingår i det naturliga kretsloppet och bidrar därför inte till växthuseffekten.
- 28 Den svenska naturgasmarknaden är en relativt liten marknad. År 2013 stod naturgasen för ca 3 % av Sveriges totala energibehov. I de områden i Sverige där tillgång till naturgas finns (främst Sydvästsvetige), utgör dock gasförbrukningen ca 20 % av den totala energianvändningen.²
- 29 Naturgas används framförallt som processbränsle inom industrin, för kraft- och fjärrvärmeproduktion, som fordonsbränsle samt i hushåll (för uppvärmning och matlagning). Diagrammet nedan visar fördelningen av naturgasanvändningen år 2013.



- 30 Förbrukningen är starkt koncentrerad till ett fåtal större kunder, ungefär 60 större användare står för 80 % av förbrukningen.³
- 31 I Sverige utvinns ingen naturgas. Största delen av den naturgas som används i Sverige kommer via stamledningen från Danmark.
- 32 Ett alternativ till transport genom ledning är att naturgasen transporteras i flytande form (Liquefied Natural Gas; LNG), ofta med fartyg. Användningen av LNG ökar i Sverige. Idag finns det terminaler i Nynäshamn och Lysekil, och ytterligare terminaler planeras i bl.a. Göteborg och Gävle (där Swedegas är en av investerarna). Från terminalerna kan gasen transporteras med tåg eller med lastbil direkt till förbrukaren.
- 33 Naturgasmarknaden är indelad i handel med naturgas och överföring av naturgas. Naturgashandeln är en konkurrensutsatt marknad där gaskunden fritt kan välja

² Se Energigas Sveriges hemsida, www.energigas.se.

³ Se EI:s hemsida, <http://ei.se/sv/Naturgas/naturgas/>.

naturgashandlare, medan överföringen av gas är ett naturligt monopol eftersom det endast finns ett nätföretag som driver ledningarna i ett visst geografiskt område.

- 34 De berörda naturgasföretagens verksamhet regleras i naturgaslagen. Tillsynen över att bestämmelserna följs utövas av EI. Nedan anges kortfattat några av de skyldigheter som naturgasföretagen har enligt naturgaslagen.
- 35 Enligt 3 kap. 1 § ansvarar ett naturgasföretag som innehar en naturgasledning och bedriver överföring av naturgas för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av sitt ledningssystem och, i tillämpliga fall, dess anslutning till andra ledningssystem. Företaget svarar också för att dess ledningssystem är säkert, tillförlitligt och effektivt och för att det på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av naturgas.
- 36 Vidare framgår i 3 kap. 5 § att den som innehar en naturgasledning är skyldig att på skäliga villkor ansluta andra naturgasledningar samt lagringsanläggningar och förgasningsanläggningar. I 3 kap. 6 § anges att den som innehar en naturgasledning är skyldig att på skäliga villkor överföra naturgas.
- 37 Likaså när det gäller innehavare av en lagringsanläggning eller en förgasningsanläggning ansvarar företaget för driften av anläggningen och för att den är säker, tillförlitlig och effektiv (4 kap. 1 §). Vidare är innehavare av en lagringsanläggning skyldig att på skäliga villkor lagra naturgas för annans räkning (4 kap. 5 §). Motsvarande lagringskyldighet gäller för innehavare av transmissionsledning.
- 38 I 6 kap. 2 § framgår att avgifter och övriga villkor för överföring och lagring av naturgas samt för tillträde till en förgasningsanläggning ska vara skäliga, objektiva och icke-diskriminerande.

2 Rättslig reglering

2.1 Bakgrund

- 39 Den 1 juni 2013 trädde nya bestämmelser ikraft i naturgaslagen som innebär att EI i förväg (*ex ante*) ska fastställa de samlade intäkter som ett naturgasföretag högst får uppbära under en kommande tillsynsperiod. De tidigare tillsynsmodellerna har byggt på en efterhandskontroll (*ex post*) av intäkterna.
- 40 En tillsynsperiod är som huvudregel fyra år och de nya reglerna ska tillämpas första gången för tillsynsperioden 2015-2018. En intäktsram ska beslutas för varje verksamhet som avser transmission, distribution, lagring av lagringsanläggning och drift av förgasningsanläggning. Intäktsramen reglerar hur stora avgifter företaget totalt får ta ut av sina kunder under tillsynsperioden.
- 41 I ellagen (1997:857) har det sedan år 2009 funnits bestämmelser om förhandsprövning av nättariffer som motsvarar den tillsynsmodell som nu införts på naturgasmarknaden. Bakgrunden till de nya bestämmelserna i ellagen var att det ansågs råda tvekan om den dåvarande lagstiftningen uppfyllde kraven i elmarknadsdirektivet när det gällde förhandsgodkännande av tarifferna eller metoderna för att fastställa dem.⁴

⁴ Artikel 23.2a i Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/54/EG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 96/92/EG, numera ersatt av Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre

- 42 I sammanhanget kan noteras att elmarknadsdirektivet och gasmarknadsdirektivet⁵ är en del av EU:s tredje energimarknadspaket och är i stor utsträckning mycket lika, till såväl syfte och innehåll som ordalydelse. De krav på förhandsprövning som ställs upp i elnättsdirektivet är således utformade på samma sätt i gasmarknadsdirektivet.
- 43 I den aktuella bestämmelsen i gasmarknadsdirektivet, artikel 41 punkten 6a, anges att tillsynsmyndigheten ska ansvara för att tillräckligt lång tid i förväg innan dessa träder ikraft, fastställa eller åtminstone godkänna de metoder för att beräkna eller fastställa villkoren för överförings- och distributionstariffer.
- 44 Regeringen ansåg det angeläget att tillsynen av energimarknaden i Sverige bedrivs på ett likartat sätt och efter likartade principer, oavsett energislag och verksamhetsinriktning, och att detta bör underlätta såväl tillsynsmyndighetens som naturgasföretagens verksamhet samt bidra till en ökad förutsägbarhet på naturgasmarknaden för både kunder och företag. Mot den bakgrunden fick EI år 2010 i uppdrag av regeringen att utreda förutsättningarna för att införa en förhandsreglering av gasnättsföretagens tariffer som så långt som möjligt skulle harmoniseras med regleringen av elnättsföretag.⁶
- 45 Förhandsregleringens grundbestämmelser finns i 6 kap. naturgaslagen. Utifrån naturgaslagens bestämmelser har regeringen getts bemyndigande att reglera vissa frågor i förordning och att i sin tur bemyndiga EI att reglera vissa frågor i föreskrifter. Detta har gjorts genom förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet ("kapitalbasförordningen") som trädde ikraft den 1 mars 2014.
- 46 Vidare har EI, med stöd av regeringens bemyndiganden, utfärdat två föreskrifter; (i) Ei:s föreskrifter (EIFS 2014:5) om naturgasföretagens förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek, samt (ii) Ei:s föreskrifter (EIFS 2014:6) om skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag.
- 2.2 Syftet med regleringen och rätten till rimlig avkastning
- 47 Det övergripande syftet med gasmarknadsdirektivet är att skapa ökad effektivitet, konkurrenskraftiga priser och högre kvalitet samt bidra till försörjningstrygghet och hållbarhet.⁷
- 48 Som angetts ovan (se punkt 43) ansvarar tillsynsmyndigheten enligt artikel 41 punkten 6a i gasmarknadsdirektivet för att tillräckligt lång tid i förväg innan dessa träder ikraft, fastställa eller åtminstone godkänna de metoder för att beräkna eller fastställa villkoren för överförings- och distributionstariffer. Vidare framgår uttryckligen av artikeln att dessa tariffer eller metoder ska utformas så att nödvändiga investeringar i näten kan göras på ett sätt som gör det möjligt att säkra nätens funktion på längre sikt.
- 49 Gasmarknadsdirektivets bestämmelser och intentioner har implementerats i naturgaslagen. Av förarbetena till den nuvarande regleringen (prop. 2012/13:85 s. 51) framgår att regleringen syftar till att naturgasföretagens verksamhet ska bedrivas effektivt till låga

marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG som innehåller motsvarande krav. Se även mål C-274/08, *Kommissionen mot Sverige*, i vilket Sverige fälldes för fördragsbrott.

⁵ Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/73/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 2003/55/EG.

⁶ Prop. 2012/13:85 s. 21 och 30. Se även Ei R2014:11, s. 10.

⁷ Se skäl 1 i ingressen till gasmarknadsdirektivet.

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.

- 50 En förutsättning för att gasverksamhet ska kunna bedrivas på ett ändamålsenligt sätt är att gasföretagen har rätt till en rimlig avkastning på det kapital som krävs för att driva verksamheten. Sålunda föreskrivs i 6 kap. 10 § naturgaslagen ett uttryckligt krav på rimlig avkastning. Bestämmelsen har följande lydelse.

”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).”

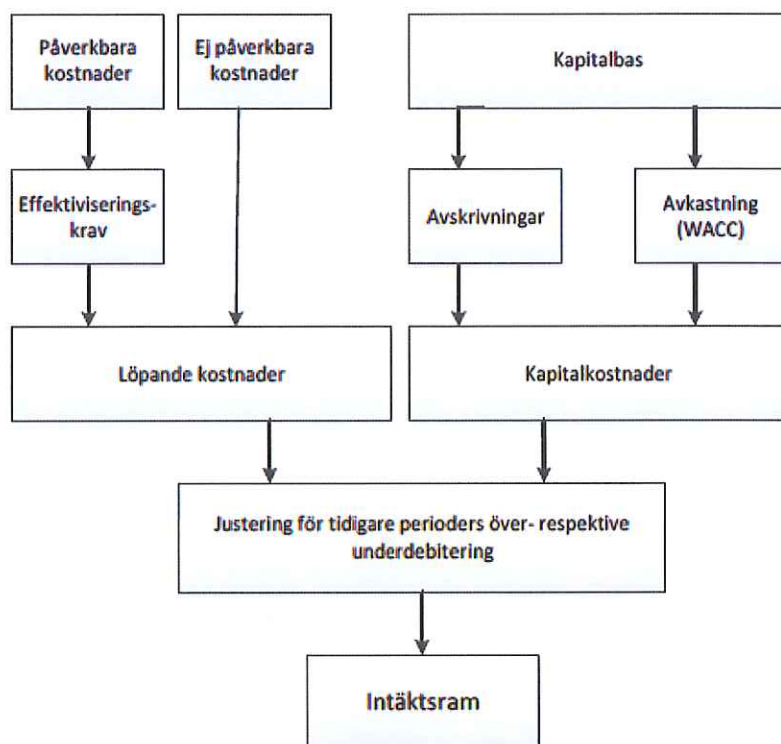
- 51 I förarbetena till naturgaslagen finns inte några djupare kommentarer om vad som avses med rimlig avkastning. På elområdet finns dock vissa vägledande uttalanden om vad som avses med rimlig avkastning. Bland annat anges i förarbetena till motsvarande bestämmelse i ellagen att en rimlig avkastning ska motsvara den avkastning som fordras för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk kunna attrahera kapital för investeringar.⁸ Avkastningen ska med andra ord vara marknadsmässig.

- 52 Eftersom regleringen av gas- och elnätsverksamhet utgår från samma principiella ställningstaganden är uttalanden avseende motsvarande frågor för elnätsverksamhet av betydelse även för gasverksamhet. Utgångspunkten även för naturgasföretagen måste således vara att avkastningen ska vara marknadsmässig. Om inte avkastningen är marknadsmässig, kommer naturgasföretagen inte att kunna attrahera kapital för de nödvändiga investeringarna, vilket leder till att syftena med regleringen inte uppfylls.

2.3 Närmare om beräkningen av intäktsramens storlek

- 53 Som angetts ovan (punkt 50) ska intäktsramen, enligt 6 kap. 10 § naturgaslagen, 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).
- 54 De kostnader som avses är i huvudsak (i) löpande påverkbara och opåverkbara kostnader och (ii) kapitalkostnader. Intäktsramen bestäms i korthet genom att löpande kostnader och kapitalkostnader adderas enligt bilden nedan.
- 55 Hur löpande kostnader och kapitalkostnader ska beräknas redovisas översiktligt nedan.

⁸ Prop. 2008/09:141, s. 60-61.



2.3.1 Löpande kostnader

56 De löpande kostnaderna utgörs av kostnader för att ha ledningar anslutna till överliggande nät, drift och underhåll och kundspecifika kostnader såsom kostnader för mätning och fakturering. Dessa kan delas upp i påverkbara respektive opåverkbara löpande kostnader. De kostnader ett gasnätsföretag har som kan betraktas som opåverkbara betraktas som skäliga i dess helhet.⁹ När det gäller kostnader som företaget kan påverka åläggs ett effektiviseringskrav; det är endast kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en verksamhet som anses skäliga (6 kap. 11 §).

57 EI har i sitt beslut valt att tillämpa ett generellt effektiviseringskrav om 1 % på Swedegas, liksom övriga naturgasföretag, löpande påverkbara kostnader. EI motiverar sitt beslut med hänvisning till att detta krav gäller i regleringen av elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012-2015 och anger att det är rimligt att tillämpa samma effektiviseringskrav för gasnätsföretagen (se EI:s beslut s.15).

2.3.2 Kapitalkostnader

58 Kapitalkostnader är kostnader för investerat kapital och består av dels kostnaden för förbrukningen av kapitalet, dels kostnaden för kapitalbindningen. Förbrukningen av kapitalet beaktas genom avskrivningar. Kostnaden för kapitalbindningen är kopplad till den alternativa förräntning en investerare hade kunnat få på det kapital som är bundet (avkastning).

59 För överföring av naturgas utgör kapitalkostnaderna en betydande del av de totala kostnaderna på grund av att investeringarna i själva infrastrukturen är omfattande i jämförelse med de löpande kostnaderna. Metoden och de parametrar som används för att beräkna kapitalkostnaderna blir därför central.

⁹ Prop. 2012/13:85 s. 55.

- 60 Till grund för beräkningen av kapitalkostnaderna ligger kapitalbasen. I kapitalbasen ingår de tillgångar som naturgasföretaget använder för att bedriva verksamheten (6 kap. 12 § naturgaslagen).
- 61 Av kapitalbasförordningens bestämmelser framgår hur kapitalförslitningen ska beräknas. Enligt 10 § ska, vid en beräkning av rimlig avkastning, den del av kapitalkostnaderna som motsvarar kapitalförslitning beräknas som en fast andel av nuanskaffningsvärdet. Den fasta andelen ska i sin tur beräknas utifrån tillgångens *ekonomiska livslängd*.
- 62 För att kunna beräkna kapitalförslitningen behöver reglermässiga avskrivningstider bestämmas för de tillgångar som ingår i kapitalbasen. Se nedan avsnitt E angående ekonomisk livslängd.
- 63 Vad gäller beräkningen av en rimlig avkastning anges i förarbetena att det ligger i sakens natur att en rimlig avkastning måste beräknas utifrån vedertagna ekonomiska metoder.¹⁰ Den vedertagna metod som används vid bestämmandet av kalkylräntan är den s.k. WACC-metoden (Weighted Average Cost of Capital). Se nedan avsnitt D angående kalkylräntan (WACC).

D Kalkylränta (WACC)

1 Inledning

- 64 Kalkylräntan används för att beräkna den del av intäktsramen som ska täcka en rimlig avkastning på kapitalbasen. Som angetts ovan (se punkt 63) används den sk. WACC-metoden för att bedöma en rimlig avkastning.
- 65 I Swedegas förslag till intäktsram för transmission avseende perioden 2015-2018 yrkade Swedegas att EI ska tillämpa en kalkylränta om 8,00 %. Till stöd för yrkad kalkylränta lämnade Swedegas in rapporter från KPMG, daterad 24 juni 2014, bilaga 1 ("KPMG I") och professor Thore Johnsen, daterad 24 juni 2014, bilaga 2 ("Johnsen I").¹¹
- 66 I samband med EI:s prövning av naturgasföretagens ansökningar om intäktsramar gav EI i uppdrag till tre konsultföretag, EY, Grant Thornton och Montell & Partners (gemensamt "Konsultrapporterna"), att utifrån WACC-metoden bedöma en real kalkylränta för tillsynsperioden. I uppdraget till konsulterna angav EI att kalkylräntan ska kunna användas under hela tillsynsperioden utan att löpande behöva uppdateras.
- 67 Swedegas bereddes tillfälle att yttra sig över Konsultrapporterna och lämnade i samband med det in kompletterande rapporter från KPMG, daterad den 29 september 2014, bilaga 3 ("KPMG II") och professor Thore Johnsen, daterad den 30 september 2014, bilaga 4, ("Johnsen II") i vilka de kommenterar metodval och antaganden i Konsultrapporterna.
- 68 Swedegas lämnade även in ett gemensamt yttrande med de övriga naturgasföretagen till vilket ett utlåtande från docent Mattias Ganslandt, daterat den 30 september 2014 bifogades, bilaga 5.

¹⁰ Prop. 2012/13:85 s. 61.

¹¹ KPMG bedömde i sitt utlåtande att en långsiktig WACC före skatt uppgår till mellan 8,30-8,90 % och att en WACC före skatt för tillsynsperioden, dvs. 2015-2018, uppgår till mellan 8,10-8,70 %. Thore Johnsen har i sitt utlåtande funnit att en långsiktig WACC före skatt uppgår till 7,40 %.

- 69 KPMG, Thore Johnsen och Mattias Ganslandt framförde i sina rapporter kritik mot Konsultrapporterna och var överens om att de föreslagna kalkylräntorna var för låga. Kritiken avsåg framförallt två principiella frågor; (i) vilket tidsperspektiv som ska användas för att beräkna en skälig WACC och (ii) i vilken utsträckning den högre riskprofil som svenska naturgasföretag bedöms ha i jämförelse med motsvarande bolag i andra länder bör beaktas.
- 70 Till grund för sitt beslut har EI sedan valt att gå på EY:s rapport i sin helhet och har i det överklagade beslutet fastställt den reala kalkylräntan före skatt till 6,26 %. Den fastställda kalkylräntan är dock beräknad utifrån ett felaktigt tidsperspektiv, vilket utvecklas nedan i avsnitt D.3. Vidare beaktas inte i tillräcklig grad de särskilda risker med vilket en investerare betraktar en investering i gasnät (se nedan punkt 116-121). Detta leder till att kalkylräntan blir för låg och inte ger en rimlig avkastning på kapitalbasen.
- 71 Efter EI:s beslut om intäktsram har Kammarrätten i Jönköping den 10 november 2014 meddelat domar i tre pilotmål avseende elnätsföretagens intäktsramar för tillsynsperioden 2012-2015 (mål nr 61-14, 101-14 och 129-14) ("**elnätsmålen**"). Kammarrätten, liksom Förvaltningsrätten i Linköping, fastställde att ett långsiktigt perspektiv ska tillämpas och att den reala kalkylräntan före skatt, utifrån detta perspektiv, uppgår till 6,5 % för elnätsföretagen, dvs. en högre nivå än vad EI beslutat för Swedegas (och övriga gasnätsföretag). Kammarrätten avslog sedan EI:s begäran om prövningstillstånd avseende de övriga målen (EI överklagade sammanlagt 93 domar till kammarrätten). EI har överklagat kammarrättens domar i elnätsmålen till Högsta förvaltningsdomstolen. Beslut i frågan om prövningstillstånd har ännu inte meddelats.
- 72 Eftersom regleringen av gas- och elnätsverksamheterna utgår ifrån samma principiella ställningstaganden är kammarrättens ställningstaganden i elnätsmålen av direkt betydelse för nu aktuell bedömning av intäktsramen för Swedegas transmissionsverksamhet.
- 73 Mot denna bakgrund har Swedegas låtit inhämta nya utlåtanden från KPMG, bilaga 6 ("**KPMG III**") och professor Thore Johnsen, bilaga 7 ("**Johnsen III**"). KPMG har vid sin bedömning utgått från EI:s (dvs. EY:s) egen beräkning av kalkylräntan men justerat för de principer för hur WACC:en ska beräknas som fastställts av kammarrätten. Den av KPMG beräknade kalkylräntan uppgår till 7,62 %, vilket är den kalkylränta som Swedegas yrkar i målen. Ytterligare stöd för Swedegas talan i denna del utgör även Thore Johnsens utlåtande. Thore Johnsen har tagit del av kammarrättens domar och har med beaktande av dessa gjort en mindre justering av marknadsriskpremien i förhållande till hans tidigare utlåtanden och kommit fram till en kalkylränta om 7,50 %.
- 74 Swedegas anser att den bedömda kalkylräntan för Swedegas verksamhet bör uppgå till 7,62 %. Att en korrekt beräknad och rimlig kalkylränta uppgår till 7,62 % kommer att utvecklas nedan i avsnitt D3. Först, i avsnitt D2, ges dock en övergripande beskrivning av WACC-metoden.

2 WACC-beräkningen

- 75 I detta avsnitt ges en övergripande beskrivning av WACC-metoden. Swedegas avser inte att i detalj redogöra för alla ingående parametrar utan hänvisar istället till de konsultrapporter som bifogas detta överklagande.

- 76 Ett företag finansieras genom eget kapital, dvs. kapital som ägarna tillskjuter, och lånat kapital. Ett företags avkastningskrav består således dels av avkastningskravet för eget kapital, dels av kostnader för lånat kapital.
- 77 WACC-metoden innebär att man väger in hur stora aktieägarnas och långgivarnas avkastningskrav är i förhållandet till deras respektive andel av det totala kapitalet. Storleken på kalkylräntan beror således på långgivares och ägares avkastningskrav samt företagets kapitalstruktur.
- 78 WACC-avkastningen är följaktligen den avkastning ett företag måste generera för att tillfredsställa ägare och långgivare och därmed kunna överleva på sikt. Om inte denna avkastning uppnås, kommer potentiella investerare och långgivare att välja andra placeringar. Företaget kommer med andra ord inte att kunna attrahera det kapital som krävs för verksamheten.
- 79 Avkastningskravet för lånat kapital utgörs av den ränta som en långgivare kräver för att låna ut pengar till företaget. Det avkastningskrav som ägaren ställer motsvarar den kompensation som ägaren vill ha för att investera kapital. Detta kan beräknas med den sk. CAPM-metoden.
- 80 Avkastningskravet är kopplat till risken i investeringen. Ju högre risk, desto högre avkastning respektive högre ränta kommer ägarna respektive långgivare att kräva.
- 81 Vid beräkning enligt WACC-metoden prövas en rad olika faktorer såsom riskfri ränta, kreditriskpremie, gasföretagets betavärde, marknadsrisk, kapitalstruktur m.m. Nedan redogörs översiktligt för några av de huvudsakliga parametrarna i WACC-beräkningen.

Kapitalstrukturen

- 82 Som framgått ovan utgörs kapitalstrukturen av andelen eget respektive lånat kapital. Kapitalstrukturen är en viktig faktor i WACC-beräkningen eftersom den bestämmer hur mycket vikt som ska läggas vid avkastningskravet på eget respektive lånat kapital. Skuldandelen ska motsvara den optimala kapitalstrukturen, dvs. den kapitalstruktur som återspeglar vad ett effektivt gasföretag bör ha, och spegla fundamentala risker i industrin. En högre skuldandel innebär i regel en större finansiell risk.

Risikfri ränta

- 83 Den riskfria räntan är avkastningen för tillgångar som inte har någon risk. I praktiken beräknas ofta den riskfria räntan utifrån räntor på statsobligationer, vilka normalt anses vara mycket säkra placeringar. Vid bestämmandet av värdet på riskfri ränta har tidsperspektivet stor betydelse. Den riskfria räntan som används i WACC-metoden ska spegla investeringens tidshorisont. Om pengar binds för en längre tid måste kalkylen ta utgångspunkt i den riskfria ränta som gäller vid placeringar med motsvarande tidshorisont. Typiskt sett är räntan högre vid längre placeringar eftersom osäkerheten ökar ju längre tid som pengarna binds.

Kreditriskpremie

- 84 Kreditriskpremien motsvarar vad en långgivare kräver, utöver den riskfria räntan, som kompensation för att låna ut pengar. Den ska beakta kostnaden för lånefinansiering för en löptid som motsvarar företagets långsiktiga upplåningskostnad. En längre löptid på en kredit motiverar vanligtvis en högre riskpremie.

Marknadsriskpremie

- 85 Marknadsriskpremien uppskattas som den extra avkastning utöver den riskfria räntan som en investerare kräver för att investera i en väldiversifierad aktieportfölj. Marknadsriskpremien skattas vanligen genom studier av historiska tidsserier för olika värdepapper, studier av nuvarande marknadsdata för härledning av en framåtblickande riskpremie, eller genom enkätundersökningar bland marknadsaktörer.

Betavärde

- 86 Beta är ett vedertaget mått på systematisk risk och anger hur riskfylld investeringen är i förhållande till genomsnittlig riskinvestering. Marknadens betavärde är per definition 1. Om beta understiger 1 innebär detta att tillgången är mindre riskfylld än marknadsgenomsnittet och om beta överstiger 1 är risken högre än marknadssnittet.

Särskild riskpremie

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

Inflation

- 88 Inflationsförväntan utgör en parameter vid omräkning från nominell till real kalkylränta.

Beräkning utifrån lånat och eget kapital

- 89 Som framgått av det ovanstående sker WACC-beräkningen utifrån följande faktorer; (i) avkastningskrav för lånat kapital (ränta), (ii) avkastningskrav för eget kapital samt (iii) fördelningen mellan lånat kapital och eget kapital, dvs. den sk. kapitalstrukturen.
- 90 Matematiskt beräknas WACC:en enligt följande grundformel.

$$WACC = r_E \cdot \frac{E}{D+E} + (1-t)r_D \frac{D}{D+E}$$

där

r_E är avkastningskravet på eget kapital

r_D är avkastningskravet på företagets lånade kapital (skulder) före skatt

E är marknadsvärdet på det egna kapitalet

D är marknadsvärdet på företagets lånade kapital (skulder)

t är den aktuella skattesatsen

3 Invändningar mot EI:s beslut

3.1 Övergripande

- 91 EI har, baserat på den WACC-beräkning som genomförts av EY, fastställt den reala kalkylräntan till 6,26 %.
- 92 Den av EI beslutade kalkylräntan är dock beräknad utifrån ett *felaktigt tidsperspektiv*, vilket leder till att kalkylräntan blir för låg och inte ger en rimlig avkastning på kapitalbasen.
- 93 EY har vid beräkningen av kalkylräntan tillämpat ett tidsperspektiv som motsvarar tillsynsperioden (dvs. 2015-2018).¹² Ett sådant kortsiktigt tidsperspektiv är oförenligt med förhandsregleringens syfte och har också underkänts av såväl förvaltningsrätten som kammarrätten i elnätsmålen.
- 94 I elnätsmålen behandlades frågan om tillämpligt tidsperspektiv utförligt. Av kammarrättsdomarna framgår att EI tidigare har uttalat att det är önskvärt att kalkylräntan inte varierar mycket mellan tillsynsperioderna. Eftersom detta förutsätter att ett långsiktigt perspektiv anläggs vid beräkningen utgick elnätsföretagen från att EI ansett ett långsiktigt perspektiv vara korrekt.¹³ Förvaltningsrätten utgick även i sina domar från att parterna varit överens om att kalkylräntan ska bestämmas utifrån ett långsiktigt perspektiv. Först i ett sent skede under processen i kammarrätten ändrade EI position och gjorde gällande att det långsiktiga perspektivet skulle vara felaktigt. Detta underkändes dock av kammarrätten som, bl.a. mot bakgrund av det övergripande syftet med förhandsregleringen, slog fast att ett långsiktigt perspektiv ska tillämpas. Kammarrätten uttalar i sina domskäl följande:

*”Det övergripande syftet med förhandsregleringen är att skapa förutsebarhet för nätföretagen och deras kunder (prop. 2008/09:141 s. 31). Nätföretagen ska också få stabila och långsiktiga villkor för sin nätverksamhet (prop. 2008/09:141 s. 58). 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 (jfr även EU-domstolens dom i mål C-274/08 p. 38). En investering i ett elnät har en mycket lång investeringshorisont, vilket kräver att nivån på avkastningen 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 kalkylräntan bestäms med ett kortsiktigt perspektiv kan intäktsramen komma att variera kraftigt mellan tillsynsperioderna.”*¹⁴

- 95 Det är samma syften som ligger bakom såväl elnätregleringen som gasnätregleringen och, liksom i elnätssdirektivet, anges även särskilt i gasmarknadsdirektivet att nödvändiga investeringar i näten ska kunna göras för att säkra nätens funktion på längre sikt (se punkt 48 ovan). En långsiktigt uthållig WACC, dvs. en WACC som är stabil över tiden, är därför även på gasområdet mest förenlig med regleringen och dess syften.
- 96 I enlighet med regeringens uttalade intresse i samband med införandet av förhandsregleringen, är det angeläget att samma principer tillämpas på såväl el- som gasområdet. Regeringen ansåg bl.a. att detta bör underlätta såväl tillsynsmyndighetens som naturgasföretagens verksamhet samt bidra till en ökad förutsägbarhet på naturgasmarknaden för både kunder och företag (se ovan punkt 44). Att samma principer tillämpas är särskilt

¹² KPMG III, s. 1.

¹³ Se EI:s PM 2011:07, *Kalkylränta i elnätverksamhet*, bilaga 4, s. 1 (EI:s PM, med underbilagor, utgör bilaga 3 till EI:s beslut den 28 oktober 2011 om intäktsramor för elbolagen).

¹⁴ Kammarrättens i Jönköpings dom i mål nr 61-14, s. 48f.

viktigt med beaktande av att el och gas är konkurrerande energislag. Kammarrättens ställningstaganden i elnätsmålen har därför betydelse och ska tillämpas även på gasområdet.

- 97 Vissa av de parametrar som används i WACC-beräkningen är generiska (generella) i den bemärkelsen att de är oberoende av vilken tillgång eller typ av risk som avkastningskravet avser. Dessa parametrar är följande: riskfri ränta, marknadsriskpremien och inflation.
- 98 De nivåer som kammarrätten fastslagit avseende dessa parametrar ska därför användas i WACC-beräkningen även för gas. I sammanhanget kan noteras att det saknar betydelse att WACC:en för elnätsföretagen avser en annan tillsynsperiod (år 2012-2015) än den nu aktuella tillsynsperioden för gasnätsföretagen (år 2015-2018) eftersom WACC:en, i enlighet med principerna i elnätsmålen, ska beräknas med ett långsiktigt perspektiv. Detta innebär att parametrarna som ligger till grund för WACC-beräkningen i regleringen till sin natur är stabila och därmed ej är beroende av vilken tidsperiod som beräkningen avser. En förändring i uppskattningen av en långsiktigt uthållig WACC motiveras endast vid fundamentala förändringar i parametrarna såsom t.ex. förändrad skattesats eller förändrat inflationsmål för riksbanken. Några sådana förändringar har inte skett mellan tillsynsperioden för elnätsregleringen (2012-2015) och tillsynsperioden för gasnätsregleringen (2015-2018) med undantag för bolagsskattesatsen.¹⁵
- 99 Utöver dessa generella parametrar ger kammarrättens domar i elnätsmålen vägledning angående vissa av de tillgångsspecifika parametrar (dvs. parametrar som uppskattas specifikt för varje typ av tillgång och som speglar risken och avkastningskravet för just den tillgången) som tillämpas i WACC-beräkningen och visar att EI även avseende dessa parametrar gjort en felaktig bedömning avseende kalkylräntan för gasnätsföretagen.
- 100 De tillgångsspecifika parametrar som underskattats av EI är kreditriskpremien och den särskilda riskpremien (utvecklas nedan i avsnitt 3.2 och 3.3).
- 101 EI:s tillämpning av bl.a. ett felaktigt tidsperspektiv har medfört att kalkylräntan för gasnätsföretagen (6,26 % enligt EI:s beslut) är lägre än kalkylräntan för elnätsföretagen (6,50 % enligt kammarrätten, vilket är 6,48 % efter justering för skattesatsen)¹⁶, trots att verksamheten för gasnätsföretagen är förenad med högre risk än verksamheten för elnätsföretagen (se nedan punkt 117-118).
- 102 Den högre risken motiverar naturligtvis ett högre avkastningskrav, varför kalkylräntan för gasnätsföretagen ska vara högre än för elnätsföretagen. Swedegas gör gällande att en kalkylränta om 7,62 % ska tillämpas, dvs. ca 1 % högre kalkylränta än den kalkylränta som kammarrätten fastslagit för elnätsföretagen, vilket framstår som högst rimligt och reflekterar väl den högre risk som gasverksamhet kan anses innebära.¹⁷

3.2 Generella parametrar – oberoende av tillgångsslag

- 103 I enlighet med vad som anförts ovan är vissa av de parametrar som används i WACC-beräkningen generella. Detta framgår även av utlåtanden från KPMG (KPMG III, s. 3) och Thore Johnsen (Johnsen III, s. 1).

¹⁵ KPMG III, s. 3f.

¹⁶ KPMG III, s. 12.

¹⁷ Johnsen III, s. 3.

- 104 De parametrar som, enligt ekonomisk teori, är generella för beräkning av samtliga tillgångar är följande:
- Riskfri ränta (av kammarrätten fastslagen till 4,0 %)
 - Marknadsriskpremien (av kammarrätten fastslagen till 4,735 %)
 - Inflation (av kammarrätten fastslagen till 2,0 %)
- 105 Bedömningen av dessa parametrar är alltså densamma oavsett tillgångsslag eller verksamhet. Man kan t.ex. inte bedöma inflationen till en nivå när det gäller elverksamhet och sedan bedöma inflationen till en annan nivå när det gäller gasverksamhet eftersom inflation är ett mått på ökningen av den *allmänna* prisnivån och inte avseende en viss, specifik vara. Detsamma gäller riskfri ränta och marknadsriskpremien. Dessa parametrar gäller generellt i ekonomin.
- 106 De nivåer som kammarrätten fastslagit avseende dessa parametrar ska därför användas i WACC-beräkningen även för gas. Som anförts ovan (se punkt 98) spelar det ingen roll att dessa nivåer fastställdes vid en annan tidpunkt och rör en annan tillsynsperiod eftersom utgångspunkten för bedömningen är att de ska vara långsiktigt stabila över tiden.

3.3 Tillgångsspecifika parametrar

- 107 Som redogjorts för ovan visar kammarrättens domar i elnätsmålen att EI även avseende vissa av de tillgångsspecifika parametrar som används i WACC-beräkningen gjort en felaktig bedömning av kalkylräntan för gasnätetsföretagen. De tillgångsspecifika parametrar som underskattats av EI är kreditriskpremien och den särskilda riskpremien. Detta utvecklas även i utlåtanden från KPMG (KPMG III) och Thore Johnsen (Johnsen III).

Kreditriskpremie

- 108 I EI:s beräkningar avseende elnätetsföretagen tillämpade EI en kreditriskpremie om 1,49 %. Kammarrätten ansåg dock att denna parameter var för låg med hänvisning till att bedömningen ska göras utifrån ett långsiktigt perspektiv. Kammarrätten konstaterar att en längre löptid på en kredit vanligtvis motiverar en högre riskpremie och fastställde därför kreditriskpremien, utifrån ett långsiktigt perspektiv, till 1,83 % i elnätsmålen.
- 109 I det överklagade beslutet har EI, utifrån ett felaktigt tidsperspektiv, fastställt en kreditriskpremie för Swedegas om 1,80 %, dvs. i nivå med den kreditriskpremie som fastslagits för elnätetsföretagen i elnätsmålen.
- 110 Inledningsvis kan noteras att det är orimligt, med hänsyn till den högre risk som är förenad med gasverksamhet, att EI:s antagna kreditriskpremie ligger i nivå med den kreditriskpremie som fastslagits för elnätetsföretagen. Av tabellen nedan framgår att detta även är inkonsekvent med övriga antaganden kring risk och finansiell struktur för gasnätetsföretagen som EI gör jämfört med elnätsmålen (se även KPMG III, s. 9).

| Jämförelse kreditriskpremie - Domen och EI reglering för Gas | | |
|--|---------------------------------|------------------------------|
| | WACC elnäts- företag (Domen) | WACC Gas (EI beslut 2014) |
| Kreditriskpremie | 1,83% | 1,80% |
| Betavärde (tillgångsbeta) | 0,38 | 0,45 |
| Skuldandel | 37,00% | 47,00% |

1 1 1 I och med att gasnätsföretagen, enligt EI:s antaganden, uppvisar såväl högre verksamhetsrisk (uttryckt som tillgångsbeta) som finansiell risk (skuldsättning) i förhållande till elnätsmålen borde kreditriskpremie vara högre för gasnätsföretagen. Att EI inte fastställt en högre kreditriskpremie beror på att EI, i strid med kammarrättens domar i elnätsmålen, inte utgått från ett långsiktigt perspektiv och därför utgått från en för kort löptid på krediten. I domskälen avseende kreditriskpremie uttalar kammarrätten bl.a. följande.

”Bedömningen av kreditriskpremie ska göras med ett långsiktigt perspektiv. Skillnaderna i experternas bedömning beror till stor del på att de haft olika utgångspunkter i detta avseende och bedömt företagens kreditrating olika. En längre löptid på en kredit motiverar vanligtvis en högre riskpremie. De experter som använt ett långsiktigt perspektiv har kommit fram till en högre riskpremie än den som EI använt. Kammarrätten, som tagit ställning till ett långsiktigt perspektiv, anser att det är rimligt att använda en kreditriskpremie om 1,83 % vid beräkning av kalkylräntan.”¹⁸

1 1 2 EI har fastställt kreditriskpremie utifrån EY:s rapport. EY har beräknat kreditriskpremie baserat på obligationer med en löptid på 10 år. Tidshorizonten för parametrarna i WACC-beräkningen ska, enligt ekonomisk vedertagen metod, så långt som möjligt motsvara den uppskattade livslängden för de tillgångar som investeringen avser. Mot denna bakgrund och kammarrättens principiella ställningstagande bör man istället tillämpa 30-åriga löptider. Om EY tillämpat en mer relevant löptid på obligationerna hade kreditriskpremie uppgått till 2,4 %. Detta framgår av KPMG:s utlåtande (KPMG III, s. 5ff).

1 1 3 En sådan, mer långsiktig, uppskattning av kreditriskpremie är dock inte heller rättvisande eftersom gasnätsföretagen är betydligt mindre än elnätetsföretagen och därför inte har tillgång till den internationella obligationsmarknaden.¹⁹ Det är istället mer rimligt (och verklighetsförankrat) att titta på Swedegas faktiska finansiering. Med hänsyn till att Swedegas är en ledande aktör på den svenska gasmarknaden och som endast bedriver den reglerade verksamheten, samt har en professionell finansiell ägare, kan det knappast finnas någon annan aktör på den svenska gasmarknaden som har en mer effektiv eller billigare finansiering än Swedegas. Swedegas faktiska lånekostnad utgör därför en klart mer relevant grund för fastställande av en rimlig kreditriskpremie vid beräkning av WACC:en för gasnätsföretagen. KPMG utvecklar detta i sin rapport (KPMG III, s. 5ff) och anger bl.a. följande.

”Vi anser vidare att den metod som EY använt för att fastställa kreditriskpremie är olämplig. EY fastställer kreditriskpremie utifrån vilken kreditriskpremie som kan erhållas på en effektiv internationell obligationsmarknad (utan att ta hänsyn till merkostnader som följer med en sådan finansiering) trots att det är tveksamt om något bolag på den svenska gasmarknaden är tillräckligt stort för att ha tillgång till en sådan obligationsmarknad.²⁰ Swedegas är en ledande aktör på den svenska naturgasmarknaden och bedriver endast den reglerade verksamheten. Bolaget har dessutom professionella ägare och har således tillgång till omfattande erfarenhet

¹⁸ Kammarrättens i Jönköping dom i mål nr 61-14, s. 52.

¹⁹ Vid bedömningen av kalkylräntan ska nätföretagen betraktas som fristående företag (*stand alone*) även om de ingår i en koncern. Det är därför inte relevant, i detta sammanhang, om ett gasnätsföretag genom sina andra verksamheter har en storlek som innebär andra finansieringsmöjligheter.

²⁰ Det ska här förtydligas att resonemanget avser företag som endast är involverade i drift av gasnät dvs. oaktat bolag med övriga verksamheter. Som exempel kan nämnas E.ON, som är aktiv på denna marknad men som, genom sina andra verksamheter, har en storlek som innebär andra finansieringsmöjligheter. Vi anser att bedömningen bör göras på den reglerade enheten *stand alone* och att kapitalkostnaden för större, mer diversifierade bolag, ej är relevant i detta sammanhang.

rörande finansiering. En rimlig utgångspunkt är att ett typiskt gasnätsföretag i Sverige inte har möjlighet att erhålla en lägre kreditriskpremie än den Swedegas faktiskt har möjlighet att erhålla. Swedegas skuldsättningsgrad motsvarar vidare den skuldsättningsgrad som EI utgår ifrån i sina beräkningar av WACC:en. Mot den bakgrunden anser vi det vara lämpligare, och mer verklighetsförankrat, att fastställa kreditriskpremien utifrån den kreditriskpremie som Swedegas kan erhålla på lång sikt.”²¹

- 1 14 Om kreditriskpremien fastställs med utgångspunkt i Swedegas faktiska lånefinansiering skulle den uppgå till 2,9 % enligt KPMG:s beräkningar. Det är den kreditriskpremie som Swedegas anser ska tillämpas och som ligger till grund för den kalkylränta som Swedegas yrkar i målen.
- 1 15 Både KPMG och Thore Johnsen har granskat de låneavtal som reglerar Swedegas externa finansiering och har kunnat konstatera att kreditriskpremien i realiteten är väsentligt högre än de nivåer som uppskattats av KPMG och Thore Johnsen utifrån ett långsiktigt perspektiv. Baserat på detta konstaterar både KPMG och Thore Johnsen att deras respektive uppskattningar av kreditriskpremien, 2,9 % respektive 2,5 %, är att betrakta som konservativa.

Särskild riskpremie

- 1 16 Även vad gäller den särskilda riskpremien är EI:s bedömning felaktig och bör, mot bakgrund av den av kammarrätten bedömda nivån för elnätsbolagen, justeras.
- 1 17 EI har i sitt beslut tillämpat en särskild riskpremie om 1,5 %. Denna nivå är för låg och beaktar inte i tillräcklig utsträckning de särskilda risker som är förenade med gasnätsverksamhet. Både KPMG och Thore Johnsen anser att en särskild riskpremie om 2 % är motiverad med hänsyn till den högre risken. Thore Johnsen framhåller bl.a. i sitt utlåtande att de svenska gasnätsföretagen är väsentligt mindre än jämförelsebolagen och hänvisar även till de särskilda riskfaktorer som bl.a. KPMG redogjort för (såsom regulatoriska risker och att gas är fullständigt konkurrensutsatt i förhållande till alternativa energibärare, se KPMG I, s. 18ff). Thore Johnsen anger följande.

”Jeg bruker også en høyere spesifikk aksjepremie på 2 % for Swedegas i forhold til 1,5 % benyttet av EI. Dette kompenserer for en sannsynligvis undervurdert forretningsbetaverdi for et lite selskap, siden betaverdien er estimert fra et utvalg av vesentlig større selskaper (børslistede el- og gass-nett selskaper) og det er velkjent at store selskaper har lavere beta enn små selskaper, alt annet like. Dessuten er inntektene fra svensk gassnettverksamhet utsatt for spesielle risiki som fremhevet i tidligere konsulentrappporter fra EY og KPMG. Endelig må man hensyn ta selskapets ensidige nedrisiko som følge av regulatorisk trunkering (jf. diskusjonen i min juni-rapport, side 4).”²²

- 1 18 Den av kammarrätten fastställda riskpremien för elnätsföretagen ger även vägledning kring vilken nivå som är rimlig att tillämpa för gasnätsföretagen. Gasnätsverksamhet är förenat med större risker än elnätsverksamhet och motiverar därför en högre riskpremie. En orsak till den högre risknivån är att gasnätsverksamhet är konkurrensutsatt av andra energislag, dvs. de flesta kunder som använder naturgas har, till skillnad från elektricitet, andra alternativ. Vidare är de svenska gasnätsföretagen väsentligt mindre än de flesta elnätsföretag. Andra exempel på faktorer som motiverar ett högre riskpåslag för gasnätet är följande; (i)

²¹ KPMG III, s. 5f.

²² Johnsen III, s. 3.

punktbeskattningen för gas har ändrats oftare och med tvära kast i principerna, (ii) gas används i större utsträckning för uppvärmningsändamål än vad el gör varför systemet måste dimensioneras för en kortvarig och mycket hög efterfrågan och (iii) gasinfrastruktur måste anläggas utifrån varifrån gasen produceras eller landsförs medan elinfrastruktur utgår i stor mån från kraftanläggningar som kan lokaliseras närmare förbrukningen.²³

- 119 EI tillämpade i sina beslut avseende elnätsföretagens intäktsramar en särskild riskpremie om 0,5 %. Detta underkändes av kammarrätten som med hänsyn till framtida risker, särskilt vad gäller regleringar, fann att en särskild riskpremie om 1 % är rimlig.
- 120 Vid beräkningen av gasföretagens WACC har EI tillämpat en särskild riskpremie om 1,5 %, dvs. 1 % högre än vad de själva föreslog för elnätsföretagen. EI själva synes således anse att gasnätet är förknippat med en särskild riskpremie motsvarande en procentenhet över den särskilda riskpremien för elnätsföretagen.
- 121 Med hänsyn till att kammarrätten fastställt den särskilda riskpremien för elnätsföretagen till 1,0 % är det därför rimligt att tillämpa en särskild riskpremie om 2,0 % vid beräkningen av gasföretagens WACC. Det är också denna riskpremie som KPMG och Thore Johnsen bedömt ska tillämpas för Swedegas.

E Ekonomisk livslängd

1 Inledning

- 122 Swedegas yrkade i sin intäktsramsansökan för transmission av naturgas att EI ska tillämpa en ekonomisk livslängd (avskrivningstid) om 90 år för bolagets transmissionsledningar. Till stöd för yrkad ekonomisk livslängd lämnade Swedegas in rapporter från DNV GL, bilaga 8 ("DNVGL I"), och ÅF, bilaga 9 ("ÅF I").
- 123 DNV GL har bedömt att den ekonomiska livslängden i princip överensstämmer med den tekniska livslängden och att denna uppgår till mellan 90-100 år. ÅF har bedömt att den tekniska livslängden uppgår till 80-120 år. I bilagor till ÅF:s rapport framgår bl.a. att Paintco Oy²⁴ inte har några invändningar mot ÅF:s bedömning avseende en teknisk livslängd på 80-120 år och att Weldadvice Sweden AB²⁵ anser att den tekniska livslängden för Swedegas transmissionsledningar är minst 100 år.
- 124 EI har beslutat att en avskrivningstid på 65 år ska tillämpas för transmissionsledningar. EI stödjer sig huvudsakligen på en rapport från Sweco, bilaga 10.
- 125 Swedegas har beretts tillfälle att yttra sig över Swecos rapport och framförde då omfattande kritik mot rapporten med den huvudsakliga innebörden att Sweco utgår från en felaktig metod och gör en bristfällig analys. EI har dock överhuvudtaget inte bemött denna kritik i sitt beslut.

²³ Se KPMG III, s. 10.

²⁴ ÅF har anlitat Paintco OY för bedömning av PE coatingens åldringsbeständighet. Paintco Oy har sedan 1974 skaffat sig omfattande erfarenhet av coatingsystem för gasledningar. De har också haft tillgång till resultat från långtidstest utförda på Borealis Porvoo SPC Lab (se ÅF I, s. 5).

²⁵ ÅF har anlitat Weldadvice Sweden AB för bedömning av ledningens hållfasthetsmässiga åldringsbeständighet. Weldadvice Sweden AB har erfaren personal som arbetat med hållfasthets- och materialfrågor samt inspektion av gasinstallationer sedan 1980-talet (se ÅF I, s. 5).

- 126 Swedegas utvecklar nedan under avsnitt E3 varför Swecos rapport inte kan ligga till grund för bedömningen av den ekonomiska livslängden. Först, i avsnitt E2, ges dock en kortfattad beskrivning avseende reglermässig avskrivningstid och ekonomisk livslängd.
- 127 Till ytterligare stöd för Swedegas argumentation i den här delen åberopas även nya rapporter från DNV GL, bilaga 11 ("DNVGL II") och, ÅF, bilaga 12 ("ÅF II").

2 Närmare om ekonomisk livslängd i regleringen

- 128 För att kunna beräkna kapitalförslitningen behöver reglermässiga avskrivningstider bestämmas för de tillgångar som ingår i kapitalbasen. Syftet med avskrivningen är att årligen beskriva hur mycket av en tillgång som förbrukas eller på annat sätt sjunker i värde.
- 129 Den reglermässiga avskrivningstiden ska enligt den nya regleringen motsvara en anläggnings *ekonomiska livslängd*. Detta framgår uttryckligen av 10 § kapitalbasförordningen som har följande lydelse.

"Vid beräkning av en rimlig avkastning ska den del av kapitalkostnaderna som motsvarar kapitalförslitning beräknas som en fast andel av nuanskningsvärdet. Den fasta andelen beräknas utifrån tillgångens ekonomiska livslängd." [vår understrykning]

- 130 När det gäller bedömningen av ekonomisk livslängd har EI uttalat att den ska beräknas utifrån den tekniska livslängden och, med beaktande av underhållskostnaderna, hur länge det är ekonomiskt lönsamt att driva anläggningen:

"Begreppet ekonomisk livslängd är inte detsamma som teknisk livslängd. Ekonomisk livslängd är den tid som en investering är, eller bedöms vara, företagsekonomiskt lönsam. Teknisk livslängd är den tid en tillgång är funktionsduglig och den kan bli mycket lång om företaget gör återkommande underhåll av anläggningen. Allt eftersom underhållskostnaderna ökar med tiden kommer dock företaget till en punkt där underhållskostnaderna blir så stora att det är ekonomiskt lönsamt att ersätta anläggningen. Den ekonomiska livslängden är maximalt lika lång som den tekniska."²⁶

- 131 Regleringen innehåller inte några närmare föreskrifter om avskrivningstider. Istället ska gasnätsföretagen i ansökan om intäktsram ange förslag till ekonomisk livslängd som sedan fastställs av EI i beslut. Regeringen har därvid uttalat att den reala linjära metoden (RL-metoden) för beräkning av kapitalkostnader som introducerades genom kapitalbasförordningen (istället för den tidigare tillämpade real annuitet, RA-metoden) ger gasnätsföretagen *"incitament till att lämna rättvisande uppgifter om avskrivningstid som speglar den verkliga ekonomiska livslängden"*.²⁷ Regeringen framhåller detta incitament på flera ställen i sin konsekvensutredning som en av fördelarna med valet av RL-metod.²⁸ Även EI har framhållit att kapitalbasförordningen är utformad utifrån perspektivet att den reglermässiga livslängden ska återspegla de verkliga förhållandena.²⁹

- 132 Grunden för beräkning av kapitalförslitning är att naturgasföretaget anger vilket år en anläggning började användas. Om den ekonomiska livslängden uppgår till 40 år och anläggningen redan är 20 år gammal ska naturgasföretaget få lyfta kapitalkostnader ytterligare 20 år. I Swedegas fall innebär EI:s beslut om avskrivningsperiod på 65 år att

²⁶ Ei R2014:11, *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om intäktsramar för naturgasföretag*, s. 24.

²⁷ Regeringens konsekvensutredning (N2013/3375/RS), s. 19. Konsekvensutredningen är även bifogad som bilaga 5 till EI:s beslut avseende Swedegas intäktsram för transmission.

²⁸ Se även s. 9 och 11 i Regeringens konsekvensutredning.

²⁹ Ei R2014:11, *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om intäktsramar för naturgasföretag*, s. 24.

bolaget kan få ersättning för sina kapitalkostnader till år 2050 (eftersom transmissionsledningarna började användas år 1985).

- 133 Den ekonomiska livslängden skiljer sig åt mellan olika anläggningskategorier. Kategorierna framgår av 3 kap. 2 och 3 §§ EI:s föreskrifter (EIFS 2014:5) om naturgasföretagens förslag till intäktsram och insamling av uppgifter för att bestämma intäktsramens storlek. Denna överklagan rör endast anläggningskategorin transmissionsledningar.

3 Invändningar mot EI:s beslut

3.1 Övergripande

- 134 I Sverige har tidigare tillämpats en reglermässig avskrivningstid om 40 år för transmissionsledningar. Denna avskrivningstid var baserad på olika överväganden men reflekterade vare sig den tekniska eller ekonomiska livslängden.
- 135 Den nya regleringen anger dock uttryckligen att avskrivningstiden ska motsvara tillgångens ekonomiska livslängd (10 § kapitalbasförordningen).
- 136 När det gäller bedömningen av den ekonomiska livslängden har EI själva uttalat att det är viktigt att reglermässiga avskrivningar inte förväxlas med bokföringsmässiga eller skattemässiga avskrivningar och att någon försiktighetsprincip därför inte ska tillämpas vid bedömningen, eftersom detta kan leda till kortare avskrivningstid än vad som motsvarar den ekonomiska livslängden:

”Det är viktigt att reglermässiga avskrivningar inte heller förväxlas med bokföringsmässiga eller skattemässiga avskrivningar. De bokföringsmässiga avskrivningarna behöver inte baseras på den ekonomiska livslängden eftersom den externa redovisningen bland annat följer försiktighetsprincipen. Försiktighetsprincipen innebär att försiktighet ska iakttas vid värdering av tillgångar vilket kan leda till kortare avskrivningstider än vad som motsvarar den ekonomiska livslängden. De skattemässiga avskrivningarna motsvarar maximal avskrivning enligt gällande skattelagstiftning.”³⁰ [vår understrykning]

- 137 Med hänsyn till syftet med regleringen (bl.a. att ge kunderna en långsiktig leveranssäkerhet och trygga den svenska naturgasförsörjningen) och de grundläggande principer som gäller för regleringen (bl.a. skälighet och objektivitet) är det, som EI uttalat, viktigt att den faktiska ekonomiska livslängden uppskattas utan beaktande av någon försiktighetsprincip.
- 138 Trots detta har EI fastställt en ekonomisk livslängd som, tvärtemot EI:s egna uttalanden, är baserad på en tillämpning av försiktighetsprincipen. Sweco gör nämligen det som EI uttalat att man inte ska göra; förväxlar reglermässiga avskrivningar med bokföringsmässiga avskrivningar och tillämpar en försiktighetsprincip vid bedömningen av den ekonomiska livslängden. Sweco anger förvisso att försiktighetsprincipen primärt en redovisningsmässig term men anser ändå att det är motiverat att tillämpa ett liknande resonemang i regleringssammanhang (se Swecos rapport, s. 5):

”En grundläggande princip inom redovisning är den s.k. försiktighetsprincipen. Denna säger att värderingar ska göras med iakttagande av rimlig försiktighet. Tillgångar bör därmed redovisas ”lågt” och skulder ”högt”. Tillämpningen av denna princip innebär att värderingar inte får bygga på alltför osäkra antaganden.

³⁰ Ei R2014:11, *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om intäktsramar för naturgasföretag*, s. 25.

Försiktighetsprincipen är förvisso primärt en redovisningsmässig term, som bland annat har syftet att skydda borgenärer som annars skulle riskera att de lånar ut pengar i tron att låntagaren har större tillgångar än vad som faktiskt är fallet.

Det är dock motiverat att även tillämpa ett liknande resonemang i regleringssammanhang.”

- 139 Sweco utgår i sin rapport från en teknisk livslängd om 90 år och reducerar sedan denna med 25 år utifrån en ensidig och bristfällig analys av marknadsförutsättningarna och kommer därvid fram till slutsatsen att den ekonomiska livslängden är 65 år.
- 140 I ett försök att rättfärdiga den kortare livslängden gör Sweco (och EI) en jämförelse med framförallt den reglermässiga avskrivningstiden i Finland. Jämförelsen är dock förfelad. Det finns inget som tyder på att tillsynsmyndigheten i Finland gjort någon bedömning av gasmarknadens framtid och, även om tillsynsmyndigheten skulle ha gjort en sådan bedömning, skulle en sådan framtid i så fall sträcka sig till år 2065 och längre.
- 141 I enlighet med vad som utvecklas nedan är det vidare olämpligt att godta Swecos rapport som underlag för att bestämma den ekonomiska livslängden. Rapporten baseras på politiska och andra överväganden som inte ska påverka bedömningen. Att fastställa den ekonomiska livslängden utifrån en pessimistisk och spekulativ prognos (utifrån ovannämnda ensidiga och bristfälliga analys av Sweco) avseende gasmarknadens framtid motverkar också ett av huvudsyftena med regleringen, dvs. att säkerställa investeringar i näten. Det leder också till egendomliga resultat. Detta utvecklas nedan.
- 142 I och med att den ekonomiska livslängden i Swecos rapport är fastställd utifrån en försiktighetsprincip finns det inte stöd för att tillämpa en avskrivningstid om 65 år.
- 143 Swedegas har gett in omfattande stöd för att den ekonomiska livslängden är 90 år (se DNVGL I, DNVGL II, ÅF I och ÅF II). Denna har fastställts i enlighet med syftet med regleringen, dvs. utifrån den tekniska livslängden och hur länge det är ekonomiskt försvarbart att driva anläggningarna. Däremot har inte gasmarknadens framtid beaktats. Den får investerarna bedöma och i den mån det föreligger en osäkerhet rörande denna ska det – i enlighet med regleringen – reflekteras i avkastningskravet, dvs. WACC:en.

3.2 El stödjer sig på en bristfällig rapport från Sweco

3.2.1 Inledning

- 144 Inledningsvis kan konstateras att Sweco är överens med Swedegas och Swedegas experter (DNV GL och ÅF) om att en teknisk livslängd för transmissionsledningarna om 90 år är rimlig, men föreslår att den reglermässiga avskrivningstiden för transmissionsledningarna ska vara 65 år.
- 145 Sweco förklarar på s. 30 i sin rapport den metod som har använts för att komma fram till 65 år. Denna metod kan sammanfattas enligt följande.
- (i) Sweco har först uppskattat den tekniska livslängden.
 - (ii) Därefter har Sweco, utifrån en försiktighetsprincip, bedömt övriga externa faktorer som kan ha en inverkan på den ekonomiska livslängden.
 - (iii) Slutligen har Sweco gjort en jämförelse med reglermässiga avskrivningstider i andra europeiska länder.

146 Swedegas ifrågasätter såväl Swecos metod som resultat, vilket utvecklas nedan.

3.2.2 Swecos felaktiga metod

147 Sweco utgår från en teknisk livslängd på 90 år och gör sedan en egen skönsmässig bedömning av marknadsförutsättningarna utifrån en försiktighetsprincip.

148 Sweco redogör för att försiktighetsprincipen förvisso primärt är en redovisningsmässig term, men anser att det är motiverat att använda termen även i regleringssammanhang utifrån att den ekonomiska livslängden inte ska fastställas utifrån alltför osäkra antaganden (se punkt 38 ovan).

149 Med en tillämpning av försiktighetsprincipen reducerar sedan Sweco den tekniska livslängden för transmissionsledningar med 25 år baserat på Swecos subjektiva bedömning av marknadsförutsättningarna och ger uttryck för att den ekonomiska livslängden skulle motsvara 65 år. Se följande uttalande på s. 32:

”Med tanke på den stora osäkerhet som finns avseende den framtida marknaden för transport av gas och den energiomställning vi ser framför oss föreslår Sweco en reglermässig avskrivningstid för transmissionsledningar på 65 år.”

150 Det finns en avgörande invändning mot Swecos metod och det är att det inte ska tillämpas någon försiktighetsprincip. Detta har EI tydligt förklarat i anslutning till den nya regleringen (se punkt 136 ovan). EI:s uttalande förklaras sannolikt av att en sådan princip inte är förenlig med vare sig naturgaslagen eller EU-rätten. Det skulle strida mot syftet med regleringen (som bl.a. är att trygga den svenska naturgasförsörjningen och att understödja utvecklingen av en väl fungerande naturgasmarknad) och de grundläggande principer som gäller för regleringen (bl.a. skälighet och objektivitet). DNV GL har belyst detta i båda sina rapporter och konstaterar bl.a. att om avskrivningstiden fastställs till en kortare tid än den ekonomiska livslängden kommer kunderna under avskrivningsperioden att få betala oskäligt höga avgifter medan kunderna efter avskrivningsperiodens slut får betala oskäligt låga avgifter (så länge anläggningen fortfarande används). Vidare innebär kravet på objektivitet att avskrivningstiden ska fastställas utifrån en objektiv bedömning av livslängden, dvs. politiska och andra överväganden ska inte påverka denna bedömning.

”Fairness (or proportionateness) implies that the users of the gas transmission network are charged according their individual use of the network (that is across different groups of users and over time).³¹ Therefore, the best current available knowledge towards the expected asset life-time shall be used. Deviating from this, in particular by setting shorter asset lifetime, will lead to the result that customers will be unfairly overcharged during the determined asset lifetime period, whereas users will be undercharged afterwards as long as the asset is still in place.

Objectivity implies that the asset lifetimes will be set in line with independent technical knowledge concerning the respective assets. Political and regulatory bargaining

³¹ The cost-reflectivity of tariffs is also emphasized in Article 13 of REGULATION (EC) No 715/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2000: “Tariffs, or the methodologies used to calculate them, applied by the transmission system operators and approved by the regulatory authorities ... shall be transparent, take into account the need for system integrity and its improvement and reflect the actual costs incurred, insofar as such costs correspond to those of an efficient and structurally comparable network operator and are transparent, whilst including an appropriate return on investments ...”

processes must not influence the provision on asset lifetimes. Hence, the asset lifetimes shall be set according to results of independent research on the current technical status of the gas transmission network.”³²

- 151 I och med att Sweco felaktigt tillämpat en försiktighetsprincip måste Swecos förslag om ekonomisk livslängd lämnas utan avseende. Utan en tillämpning av en försiktighetsprincip torde den ekonomiska livslängden, även enligt Sweco, i princip sammanfalla med den tekniska livslängden. Det är även den slutsatsen som DNV GL kommit fram till. När det gäller den osäkerhet som finns avseende marknadsförutsättningarna ska detta istället avspeglas i riskbedömningen vid beräkningen av en rimlig WACC.
- 152 Om, trots vad som anförts ovan, en försiktighetsprincip baserad på antaganden om marknaden ändå ska tillåtas påverka den ekonomiska livslängden, ska inte rimligen samma ekonomiska livslängd gälla för befintliga som nya investeringar. Framtiden för gasmarknaden är ju densamma, oavsett om det handlar om nya eller gamla tillgångar. Istället borde EI i sådant fall t.ex. ha satt ett årtal 65 år framåt i tiden och låtit den ekonomiska livslängden ha styrts av detta. Så är emellertid inte regleringen utformad. Tanken är inte att man ska begränsa den ekonomiska livslängden utifrån antaganden om gasmarknadens framtid. Den ekonomiska livslängden ska fastställas utifrån den tekniska livslängden och hur länge det är ekonomiskt försvarbart att driva anläggningen.
- 153 Det kan avslutningsvis noteras att trots att Swedegas tydligt invänt mot Swecos tillämpning av en försiktighetsprincip, vilket enligt EI:s egen uppfattning inte ska tillämpas, har EI valt att inte bemöta detta i sitt beslut.
- 3.2.3 *Swecos översiktliga marknadsanalys är bristfällig*
- 154 Enligt vad som framgått ovan uttalar Sweco att den ekonomiska livslängden inte ska fastställas utifrån alltför osäkra antaganden. Trots detta gör Sweco sedan en alltför subjektiv, ensidig och bristfällig analys av den framtida svenska gasmarknaden och baserar sedan en kraftig reduktion av den tekniska livslängden (25 år) på denna analys. Möjligtvis förklaras den bristfälliga analysen av att Sweco anser att en närmare analys av den svenska gasmarknaden ligger utanför uppdraget och att de därför endast gör en översiktlig analys (s. 36). Så må vara, men att då begränsa den ekonomiska livslängden utifrån en översiktlig analys framstår som högst anmärkningsvärt.
- 155 Swecos analys av den framtida gasmarknaden är bristfällig och enligt flera källor felaktig. ÅF konstaterar bl.a. i sin rapport att *”Swecos bedömning avseende marknadsförutsättningarna är baserad på en grund och tillrättalagd analys”* (ÅF II, s. 5). Även DNV GL kritiserar Swecos bristfälliga analys och konstaterar att Sweco *”in its considerations [...] only focuses on developments that negatively influence the need for natural gas transmission capacity and even these developments may not be interpreted right”* (DNVGL II, s. 1).
- 156 Flera rapporter samt marknads aktörer menar – tvärt emot vad Sweco utgår ifrån – att den framtida svenska gasmarknaden har en stor och långsiktig potential. Detta utvecklas även av DNV GL och ÅF (se DNVGL II, s. 4-9 och ÅF II).
- 157 Några av de skäl som DNV GL och ÅF lyfter fram är naturgasens betydelse som en del av omställningen till ett hållbart energisystem (*transitional gas*) och som en framtida energigas

³² DNVGL II, s. 4.

(*destination fuel*) genom bl.a. användningen av biogas och ”Power to Gas”, som är en teknik som innebär att överskott av el från förnybara energikällor som vind och sol kan tas tillvara och lagras i bl.a. transmissionssystemet och även omvandlas till gasbränsle. DNV GL framhåller sammanfattningsvis att följande aspekter ska beaktas när det gäller naturgasens betydelse i framtiden.

- ”1. *Natural gas is commonly seen as the main fuel that enables the transition from fossil fuels to a sustainable energy supply. There are several, leading authorities that support and disseminate this message. Drivers for this view are*
 - a. the low-carbon content,*
 - b. enabling flexibility to respond to the volatility of wind and solar power production,*
 - c. efficient production of electricity, and*
 - d. the much desired, no-regret solution that natural gas offers.*
2. *Natural gas can act as an efficient carrier for the future sustainable energy supply through*
 - a. the connection of bio-energy to conventional processes, and*
 - b. the possibility of superfluous electricity storage by applying the Power-to-Gas process.*
3. *Biogas may increase the need for transmission capacity rather than lowering it.”*³³

158 När det gäller utfasningen av den befintliga svenska kärnkraften och den kapacitetsbrist som därigenom kommer att uppstå konstaterar ÅF i sin rapport att allt fler bedömare ser gaskraften som ett alternativ (ÅF II, s. 10). Ett exempel på detta är SKGS³⁴ som i en rapport från juni 2014, *Ny baskraft till konkurrenskraftiga priser*, anger att gaskraften utgör ett av huvudalternativen för ny produktionskapacitet. Ett annat exempel är Ramböll Management Consulting AB som i en rapport från september 2014, *Elmarknaden är död – Länge leve elmarknaden*, antar att den effektbrist som uppstår i och med utfasningen av den svenska kärnkraften ersätts med gaskraft.

159 ÅF framhåller även biogasens roll i Sveriges vision om ett klimatneutralt samhälle och konstaterar bl.a. att transmissionssystemet, inte minst i ett klimatneutralt samhälle, behövs som en sammankopplande länk mellan olika biogasproduktioner (ÅF II, s. 10). Detta beskriver även Energigas Sverige i en rapport från 2013, *Grön Gas 2050 – En vision om energigasernas roll i energiomställningen*, (s. 10).

”En omställning till mer förnybara gaser kräver bland annat att biogasproduktionen ökar. Om det ska lyckas krävs även att distributionen av gas utvecklas och förenklas. Förutom det utbyggda gasnätet i sydvästra Sverige samt gasolens befintliga infrastruktur, byggs nu marknaden för flytande naturgas upp genom nya former av regional distribution och lagring. I vissa regioner finns även ett stort intresse för regionala gasnät. Gasnät är effektiva, minimerar energiförlusterna och ger säkra transporter under markytan.”

³³ DNVGL II, s. 10f.

³⁴ SKGS står för Skogen, Kemin, Gruvorna och Stålet och är ett samarbete mellan de olika branschorganisationerna. SKGS arbetar med den svenska basindustrins energifrågor.

- 160 Naturgasens och biogasens betydelse som en del i energiomställningen lyfts även fram i en rapport från BEMIP GRIP som publicerades den 14 maj 2014³⁵ (s. 45).

”Even though natural gas is not a large energy source in Sweden, it may play an important role in reaching the defined goals. Oil and coal can be replaced by natural gas and biogas for sectors such as industry, heat and power, vehicle fleet and the marine fuel market (LNG). Investments have been made, especially for various biogas and LNG projects.”

- 161 När det gäller utvecklingen mot biogas kan även noteras att Swedegas arbetar med flera expansionsprojekt som avser att bidra till ett mer flexibelt och stabilt gassystem på lång sikt, bl.a. genom de storskaliga anläggningarna GoBiGas och Jordberga som ansluts till transmissionsnätet. Swedegas deltar även, tillsammans med transmissionsnätägare i Danmark, Nederländerna, Belgien, Frankrike, Schweiz och Tyskland, i Green Gas Commitment som bl.a. arbetar för ökad produktion och inmatning av biogas i gasnätet. Målet är att ha en 100 % koldioxidneutral gasförsörjning år 2050 (för Swedegas del innebär målet 100 % förnyelsebar energi i det svenska stamnätet).
- 162 Sammantaget anser Swedegas, som dagligen verkar på marknaden och är det bolag som ska fatta investeringsbesluten, att det finns en stor och långsiktig potential i den svenska naturgasmarknaden.

3.2.4 Swecos jämförelse med andra länder

- 163 Sweco gör slutligen en rimlighetsbedömning av sina slutsatser utifrån en jämförelse med reglermässiga avskrivningstider i andra europeiska länder.
- 164 En sådan jämförelse saknar dock i väldigt många avseenden relevans eftersom avskrivningstiderna i olika länder baseras på olika utgångspunkter och överväganden och sålunda inte alls behöver reflektera den ekonomiska livslängden.³⁶ Även Sweco självt konstaterar i sin rapport att förutsättningarna mellan olika länder inte är jämförbara (se Swecos rapport, s. 8 och 30). Ett närliggande exempel på detta är den reglermässiga avskrivningstid som tidigare tillämpats i Sverige för transmissionsledningar, 40 år, vilken inte reflekterade vare sig den ekonomiska eller tekniska livslängden. Situationen är nu en annan. Av den nya regleringen framgår uttryckligen att avskrivningstiden ska motsvara tillgångens ekonomiska livslängd (10 § kapitalbasförordningen) och som framgått ovan (punkt 131) innebär regleringen incitament för gasnätsföretagen att fastställa den faktiska/verkliga ekonomiska livslängden.
- 165 I slutändan gör Sweco framförallt en jämförande analys med de reglermässiga avskrivningstiderna i Finland, som sannolikt är det mest jämförbara landet. I Finland, liksom i Sverige, ägs transmissionsnätet av en aktör (Gasum Oy). För att bedöma livslängden på transmissionsledningarna i Finland tillämpas IFRS³⁷, vilket innebär att det är *”the useful life”* som ska bedömas.
- 166 Sweco anger i sin rapport på s. 32 att den av Sweco föreslagna avskrivningstiden för transmissionsledningar på 65 år sammanfaller med den bedömning som gjorts i Finland:

³⁵ Rapporten är den andra utgåvan av Gas Regional Investment Plan (GRIP) från den s.k. BEMIP-regionen (Finland, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Danmark och Sverige).

³⁶ Se DNVGL II, s. 10f.

³⁷ IFRS (International Financial Reporting Standards) är en internationell standard för redovisning i börsnoterade företag.

”Detta sammanfaller med den bedömning som gjorts i Finland som har förutsättningar som liknar de i Sverige. En avskrivningstid på 65 år innebär att stora delar av det nuvarande transmissionsnätet bedöms kunna användas fram till ca år 2050.”

- 167 Swecos jämförande analys med Finland är dock förfelad. Det finns inget som tyder på att tillsynsmyndigheten i Finland gjort någon bedömning av den finska gasmarknadens framtid. Istället har tillsynsmyndigheten anammat det förslag som den finska TSO:n (Gasum Oy) – utifrån sin kunskap om ledningarna och de underhållsrutiner som tillämpas – lämnat avseende den sk. teknisk-ekonomiska livslängden på transmissionsledningarna. Detta framgår också av Swecos rapport på s. 12.
- 168 Den finska tillsynsmyndighetens förfaringsätt är i linje med hur regleringen ser ut i Sverige, dvs. att fastställa avskrivningstider utifrån gasnätsföretagens bedömning av den verkliga ekonomiska livslängden. Som regeringen uttalat ger den nya regleringen incitament för företagen att inkomma med rättvisande underlag. Att då underkänna den ekonomiska livslängd som Swedegas föreslagit, med stöd av omfattande underlag, utan närmare analys strider mot tanken med regleringen. Det är inte heller överensstämmande med den bedömning som gjorts i Finland. Om EI (Sweco) skulle ha gjort samma bedömning som i Finland skulle EI ha godtagit det väl underbyggda förslag som Swedegas lämnat.
- 169 Den finska regleringen innebär vidare att transmissionsledningar som byggts efter år 2000 åsätts en reglermässig avskrivningstid om 65 år.³⁸ Om denna avskrivningstid skulle utgöra en reflektion av gasmarknadens framtid i Finland, vilket det inte finns något som tyder på, skulle det i sådant fall innebära att gasmarknaden anses ha en framtid i Finland som sträcker sig till år 2065 och längre. Swecos bedömning skulle således inte heller utifrån detta antagande överensstämma med bedömningen i Finland; det hade i sådant fall krävts en avskrivningsperiod om i vart fall 80 år.

3.2.5 *Att EI godtar Swecos rapport motverkar syftet med regleringen*

- 170 EI baserar den ekonomiska livslängden på Swecos rapport. Rapporten, som bl.a. baseras på politiska överväganden, ger uttryck för att gasmarknaden upphör år 2050. Att en myndighet genom sin tillämpning ger uttryck för en sådan uppfattning om gasmarknaden är olämpligt. Att det görs utifrån bl.a. politiska överväganden är möjligen tveksamt. Agerandet motverkar dessutom ett av huvudsyftena med regleringen, dvs. att säkerställa investeringar i näten.
- 171 Enligt naturgaslagen ska gasnätsföretagen ha rätt till en rimlig avkastning på sin investering. Det förutsätter att näten kan användas under hela den ekonomiska livslängden, eftersom intäkterna i enlighet med regleringen ska fördelas över den ekonomiska livslängden. EI fastställer den ekonomiska livslängden till 65 år för transmissionsledningar. Detta görs baserat på ett antagande om att gasmarknaden upphör år 2050. EI:s antagande skickar en signal om att det inte ska ske nyinvesteringar i näten, eftersom en sådan investering enligt antagandet inte skulle ge en rimlig avkastning. Enligt antagandet skulle nyinvesteringen nämligen endast kunna utnyttjas under 35 år (2015-2050) och aktören skulle gå miste om intäkterna som skulle kunna utgå under de resterande 30 åren av tillgångens ekonomiska livslängd.
- 172 Det kan vidare noteras att EI:s angreppssätt leder till egendomliga resultat. Existerande transmissionsnät antas endast användas till år 2050 baserat på ett antagande om gasmarknadens framtid. Samtidigt antas nya transmissionsnät användas i 65 år från att de tas

³⁸ DNVGL II, s. 11.

i bruk. Resultatet blir egendomligare om man jämför med distributionsledningar. Enligt Swecos rapport är marknadsförutsättningarna klart osäkrare för distributionsledningar än vad de är för transmissionsledningar. Trots detta antas ett nybyggt distributionsnät användas klart längre än existerande transmissionsledningar då nybyggda distributionsnät antas användas i 50 år från att de tas i bruk.

- 173 Av ovanstående framgår att EI inte ska gå in och göra bedömningar av gasmarknadens framtid utifrån politiska och andra överväganden. Den ekonomiska livslängden ska fastställas utifrån den tekniska livslängden och hur länge det är ekonomiskt försvarbart att driva anläggningen (se punkt 130 ovan). Gasmarknadens framtid får sedan bedömas av de aktörer som ska göra investeringarna. I den mån investeringen upplevs som riskfylld på grund av en osäkerhet avseende gasmarknadens framtid så ska detta reflekteras i avkastningskravet, dvs. WACC:en.

3.3 Övriga kommentarer till EI:s beslut

3.3.1 Teknisk livslängd och rimlig avskrivningstid

- 174 EI gör vissa felaktiga påståenden i sitt beslut, vilka kortfattat bemöts nedan.

- 175 EI anger att Swedegas i sin ansökan har anfört att den tekniska livslängden för transmissionsledningar är ”upp till 90 år” (EI:s beslut bilaga 1, s. 2). Detta är inte korrekt. Swedegas har aldrig gjort gällande att den tekniska livslängden skulle vara ”upp till 90 år”. Som redogjorts för ovan under punkt 127 lämnade Swedegas in rapporter från DNV GL och ÅF till stöd för sitt yrkande om att tillämpa en *ekonomisk livslängd* på 90 år. Den tekniska livslängden uppskattades av DNV GL till 90-100 år och av ÅF till 80-120 år. Enligt Swedegas uppfattning kan alltså den tekniska livslängden vara betydligt längre än 90 år.

- 176 EI anger vidare att Swedegas skulle ha anfört att ”40 år är en rimlig avskrivningstid för transmissionsledningar vid tillämpning av metod A” (EI:s beslut, bilaga 1, s 2). Detta är inte korrekt. Swedegas gjorde i sin ansökan gällande att kapitalbasförordningen, som innebär ett byte av metod för beräkning av kapitalkostnaderna, från real annuitet (RA-metoden) till real linjär (RL-metoden), inte ska tillämpas avseende befintliga tillgångar (då detta strider mot naturgaslagens syften och EU-rätten). Som en följd av detta ansåg Swedegas att intäktsramen i första hand skulle beräknas utifrån den metod och de principer som tidigare använts av naturgasföretagen och av EI i sin tidigare tillsynsmodell (*ex post*-prövningen). Det innebär att den nya regleringen inte alls skulle ha tillämpats, utan den tidigare metoden och dess principer (definierad som Metod A i Swedegas ansökan) skulle ha fortsatt tillämpats till dess att en lagenlig metod införts. Enligt denna metod tillämpades reglermässiga avskrivningstider om 40 år, vilka fastställdes i enlighet med vad som anförts ovan (se punkt 134). Avskrivningstiderna i denna tidigare av EI tillämpade metod reflekterade således inte den ekonomiska livslängden, varför dessa avskrivningstider saknar betydelse i detta sammanhang.

3.3.2 Metodbytet och en kapacitetsbevarande princip

- 177 I samband med intäktsramsansökan avseende transmission gjorde Swedegas gällande att en tillämpning av kapitalbasförordningen i förhållande till Swedegas skulle vara olaglig då det skulle strida mot naturgaslagens syften, Europakonventionens skydd för äganderätten och EU-rätten. Swedegas vidhåller att så är fallet enligt vad som utvecklats i bilaga I till intäktsramsansökan, men har i detta överklagande valt att inte yrka om en sådan prövning. Det hindrar inte att förvaltningsrätten prövar lagligheten *ex officio* och det innebär inte att

Swedegas inte kan komma att göra gällande att kapitalbasförordningen är olaglig i framtiden. Med anledning av vad EI anför i sitt beslut har Swedegas följande kortfattade kommentarer.

- 178 Genom kapitalbasförordningen sker ett metodbyte. Istället för en real annuitet metod (RA-metod) tillämpas en real linjär metod (RL-metod). I och med detta metodbyte erhåller inte Swedegas en rimlig avkastning på sina existerande tillgångar.
- 179 I sitt beslut fastställer EI vilken intäkt som Swedegas har rätt till under den aktuella reglerperioden. Denna beräknas baserat på Swedegas löpande kostnader och kapitalkostnad. Intäkterna hänförliga till de löpande kostnaderna berörs inte närmare nedan då de inte påverkas av metodbytet. Intäkterna hänförliga till kapitalkostnaden beräknas utifrån var i livscykeln som Swedegas investering befinner sig, se graf som återges under punkt 33 i bilaga 1 till intäktsramsansökan.
- 180 Om Swedegas ska erhålla en rimlig avkastning under tillgångarnas ekonomiska livslängd måste Swedegas erhålla intäkter beräknade utifrån kapitalkostnaden i nämnda graf under hela tillgångarnas ekonomiska livslängd. Det är vad EI fastställt som rimlig avkastning. Problemet är att Swedegas historiskt inte erhållit sådana intäkter i den nivå som reflekteras i nämnda graf. Det innebär att Swedegas inte kommer att erhålla rimlig avkastning.
- 181 I den tidigare RA-metoden fördelade sig de intäkter som är beräknade utifrån kapitalkostnaden annorlunda över tiden, se den första grafen som återges under punkt 29 i bilaga 1 till intäktsramsansökan.
- 182 Swedegas har genom metodgodkännandet och EI:s tillämpning fått en legitim förväntan att RA-metoden ska tillämpas och att intäkterna ska fördelas enligt nämnd kurva och således inte avtagande över tiden. EI har rätt i att en sådan tillämpning, med de avskrivningstider som tidigare tillämpats, på lång sikt hade kunnat innebära att Swedegas fick mer än en rimlig avkastning. Av det skälet angav Swedegas redan i sin ansökan att bolaget dock aldrig skulle ha rätt till mer än en rimlig avkastning och att RA-metoden med de avskrivningstider som tidigare tillämpades endast skulle tillämpas till dess att en ny lagenlig reglering införts.³⁹
- 183 EI gör i sitt beslut gällande att Swedegas inte haft en legitim förväntan på att RA-metoden skulle fortsätta tillämpas trots Swedegas tidigare metodgodkännande rörande RA-metoden (genom beslut från EI), EI:s uttryckliga uttalanden och EI:s egen tillämpning av den metoden under många år. Swedegas vidhåller att man haft en legitim förväntan och instämmer inte i vad EI anför rörande metodgodkännandet. Metodgodkännandet gick ut på att godkänna en metod utifrån vilken intäkterna skulle beräknas och fördelas. De alternativa metoderna var bl.a. RL-metoden och RA-metoden. Dessa olika metoder skiljer sig huvudsakligen åt genom att intäkterna hänförliga till kapitalkostnaderna fördelas sig olika över tiden och det var således bl.a. detta som metodgodkännandet fastslog och som bidrog till en legitim förväntan. Fördelningen av kapitalkostnaden (och således intäkterna och tarifferna) över tiden har betydelse för principerna om objektivitet och icke-diskriminering då kundkollektivet också över tid ska behandlas objektivt och icke-diskriminerande, dvs. kundkollektivet skiftar över tiden och kunder under en period ska behandlas objektivt och icke diskriminerande relativt kunder under en annan period. Detta innebär inte att Swedegas inte haft en legitim förväntan. Såväl kunderna som Swedegas har haft en legitim förväntan avseende hur kapitalkostnaden (intäkterna och tarifferna) ska fördelas över tiden.

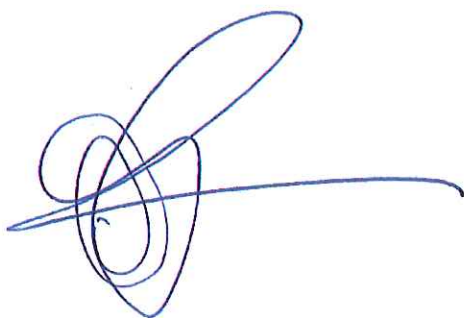
³⁹ Intäktsramsansökan, punkt 13 och 16.

- 184 Det ovan sagda innebär inte att en reglering inte kan förändras över tid. Det får dock inte medföra stora konsekvenser utan måste ske med beaktande av kraven på proportionalitet. En ny reglering skulle vara proportionerlig om den gav möjlighet för Swedegas att alltså få rimlig avkastning på sina existerande tillgångar.
- 185 I det sammanhanget kan det noteras att EI även valt att inte heller tillämpa en kapacitetsbevarande princip. EI har tidigare i flera rapporter angett att en kapacitetsbevarande princip, dvs. att man erhåller ersättning för att tillhandahålla kapacitet oaktat var i livscykeln anläggningarna befinner sig, ska tillämpas vid beräkning av naturgasföretagens kapitalkostnader. EI har nyligen ändrat uppfattning. I enlighet med vad Swedegas utvecklat i intäktsramsansökan utesluter inte regleringen en tillämpning av en sådan princip och med en sådan tillämpning kunde de oproportionerliga effekterna av metodbytet kunna mildras något.⁴⁰ Att tillämpa en kapacitetsbevarande princip skulle dessutom vara enhetligt med regleringen på elområdet.
- 186 Avslutningsvis kan det noteras att EI gör en utläggning om att investeringarna gjordes när verksamheten drevs med staten som ägare. Detta har ingen betydelse. Därefter har bolaget och verksamheter i bolaget skiftat ägare vid flera tillfällen. Dessa transaktioner har skett utifrån en förväntan avseende den reglering som finns. De relevanta frågorna är om Swedegas har rätt till en rimlig avkastning och om det funnits en legitim förväntan på att RA-metoden ska tillämpas. Om dessa frågor besvaras jakande är kapitalbasförordningen olaglig och ska inte tillämpas.

F Bevisning och målets fortsatta handläggning

- 187 Swedegas hemställer om att få avge bevisuppgift efter det att EI har yttrat sig över denna inlägga.
- 188 Det kan dock redan nu förutskickas att Swedegas kommer att åberopa muntlig bevisning och att Swedegas således avser att begära muntlig förhandling i målet.

Stockholm som ovan



Marcus Axelryd



Linda Landén

⁴⁰ Intäktsramsansökan, punkt 19-24.