

EI R2009:17

Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige

Steg 2 – Fördjupade metodstudier

Energimarknads
inspektionen



Energimarknadsinspektionen
Box 155, 631 03 Eskilstuna

Energimarknadsinspektionen EI R2009:17

Författare: Anders Falk

Copyright: Energimarknadsinspektionen
Rapporten är tillgänglig på www.ei.se

Tryckt i Eskilstuna 2010

Förord

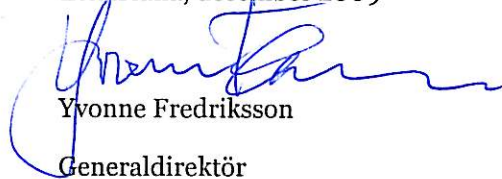
Energimarknadsinspektionen (EI) är tillsynsmyndighet över marknaderna för el, naturgas och fjärrvärme. Detta innebär bland annat att EI granskar skäligheten i de tariffer som används för överföring av samt lagring av naturgas. Denna granskning har hittills skett i efterhand.

Tillsynsmyndigheten ska enligt gällande gasmarknadsdirektiv, innan tarifferna träder i kraft, godkänna åtminstone metoderna som används för att beräkna eller fastställa villkoren för tariffer. Det sker idag genom att EI godkänner metoden för utformning av tariffer innan dessa träder i kraft.

Energimarknadsinspektionen tog i samband med rapporten *"Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige"*, EI R2008:16, fram en grundläggande metod för tillsyn av intäkter från överföring och lagring av gas i det svenska naturgassystemet. Metoden innebär att EI på förhand fastställer en skälig intäktsram för fyra år. Den första tillsynsperioden med den nya metoden föreslogs omfattas åren 2011-2014.

I denna rapport utvecklar EI metoden för bestämning av en skälig intäktsram för naturgasnättariffer. Den första tillsynsperioden med den nya metoden föreslås omfatta åren 2011 – 2014. Beslut om intäktsramen föreslås fattas i efterhand.

Eskilstuna, december 2009



Yvonne Fredriksson
Generaldirektör



Anders Falk

Projektledare

Sammanfattning

Grundläggande studier har genomförts och en översiktlig metod har redovisats i rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*¹ som beslutades i december 2008. Metoden utgår från att naturgasföretagen ska få skälig kostnadstäckning för sina kapitalkostnader och löpande kostnader. De påverkbara löpande kostnaderna åsätts ett effektiviseringskrav.

Syftet med denna rapport är att fortsätta utforma detaljerade metoder för att kunna bestämma de intäkter som naturgasföretag ska tillåtas ha för att bedriva överföring, distribution och lagring av naturgas i det svenska naturgassystemet.

Naturgaslagstiftningen är idag inte helt anpassad till en förhandsreglering av gasnättariffer. Det beror främst på att det enligt nuvarande lagstiftning inte är möjligt att ompröva beslut om intäktsramar. Omprövningsmöjligheten bedöms central för en fungerande tillsynsmetod enligt EU:s direktiv. EI har därför, i avvaktan på regeringens förslag till anpassning av den svenska lagstiftningen, kommit till slutsatsen att inte meddela beslut om intäktsram på förhand. EI meddelar istället indikativa intäktsramar innan tillsynsperiodens början. Denna indikativa intäktsram fastställs av EI på begäran av respektive naturgasföretag hos EI. Beslut om intäktsram meddelas därefter efter tillsynsperiodens slut. Den första regleringsperioden börjar den 1 januari 2011 och slutar den 31 december 2014.

EI har tagit initiativ till kompletterande bestämmelser i naturgaslagen så att intäktsramar på sikt ska kunna beslutas på förhand.

EI presenterar i denna rapport tre principiella metoder för beräkning av nuanskaffningsvärdet av kapitalbasen. De tre beräkningsmetoderna innebär i huvudsak följande:

- 1 **Normprislista** används för att granska och på ett aggregerat sätt strukturera företagens anläggningstillgångar.
- 2 **Historiska anskaffningsvärden** används och räknas upp med ett sammanvägt index. Indexet har utvecklats av Statistiska Centralbyrån (SCB) och baseras på entreprenadindexet E84.
- 3 **Företaget föreslår ett nuanskaffningsvärde** för en anläggningstillgång vilket EI får bedöma och ta ställning till.

Metoderna kompletterar varandra vid nuanskaffningsvärderingen av ett naturgasföretags kapitalbas.

¹ EI R2008:16

Löpande kostnader kommer att nuvärdesberäknas för tillsynsperioden genom en årlig uppräkningsmetod med det av Riksbanken uppsatta inflationsmålet. Ingående årligt värde för de löpande kostnaderna motsvarar genomsnittet av tidigare års löpande kostnader. Dessa stäms av mot tidigare inrapporterade värden till EI. De löpande kostnaderna kommer att åsättas ett generellt effektiviseringskrav.

Kvalitet föreslås inte påverka ett beslut om intäktsram för första tillsynsperioden.

Innehåll

| | |
|---|-----------|
| Sammanfattning | 4 |
| 1 Inledning | 11 |
| 1.1 Bakgrund | 11 |
| 1.2 Syfte..... | 12 |
| 1.3 Disposition | 13 |
| 1.4 Arbetsätt..... | 13 |
| 2 Rättslig grund för förhandsprövning | 15 |
| 2.1 Nuvarande lagstiftning..... | 15 |
| 2.2 Ny tillsynsmetod | 15 |
| 2.3 Fastställande av intäktsramar m.m. | 16 |
| 2.3.1 Utgångspunkt | 16 |
| 2.4 Förfarande för fastställande av en intäktsram för första tillsynsperioden | 17 |
| 2.4.1 Beslut och motivering avseende intäktsram | 17 |
| 2.4.2 Omprövning under eller efter tillsynsperioden | 18 |
| 2.4.3 Indikativ intäktsram – med beslut i efterhand | 21 |
| 2.4.4 Uppföljning under tillsynsperioden | 22 |
| 2.4.5 Intäkter stäms av mot intäktsramen | 22 |
| 2.4.6 Inhämtning av uppgifter | 23 |
| 2.5 Periodisering av intäkter | 24 |
| 2.6 Materiella regler för bedömning av skälig intäktsram | 24 |
| 2.7 Förfarande med förhandsreglering kräver ny lagstiftning..... | 24 |
| 2.7.1 Tillsynsperiodens längd | 25 |
| 3 Intäktsramens uppbyggnad | 26 |
| 3.1 Intäktsramen ska täcka skäliga kostnader | 26 |
| 3.2 Intäktsramen byggs upp av löpande kostnader och kapitalkostnader | 26 |
| 3.3 Kvalitet ska inte påverka intäktsramen i första tillsynsperioden | 27 |
| 4 Fastställande av tillgångar som ska ingå i kapitalbasen | 29 |
| 4.1 Bakgrund | 29 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 4.2 | Principer för värdering av kapitalbas för elnätsföretag..... | 29 |
| 4.3 | Tillgångar som ska ingå i kapitalbasen | 30 |
| 4.3.1 | Investeringar och utrangeringar | 31 |
| 4.3.2 | Pågående arbeten och investeringsprojekt som inte fullföljs | 31 |
| 4.3.3 | Anläggning som bara delvis innehas av gasföretaget | 34 |
| 4.3.4 | Uppgraderingsanläggningar av biogas i naturgassystemet | 34 |
| 5 | Metoder för beräkning av nuanskningsvärden | 36 |
| 5.1 | Bakgrund | 36 |
| 5.2 | NUAK-värdering vid förhandsreglering av elnät..... | 36 |
| 5.3 | Metoder för värdering av anläggningar i naturgassystemet | 37 |
| 5.4 | Normprislista..... | 39 |
| 5.4.1 | Syftet med normprislista | 39 |
| 5.4.2 | Framtagande av en lista med de vanligaste anläggningarna | 39 |
| 5.4.3 | Framtagandet av värden till normprislstan | 39 |
| 5.4.4 | Normprislistans användning i första tillsynsperioden. | 40 |
| 5.4.5 | Normprislistan i andra tillsynsperioden | 41 |
| 5.5 | Index för att NUAK-värdera kapitalbasen..... | 41 |
| 5.5.1 | Användandet av index för att nuanskningsvärdera kapitalbaser | 41 |
| 5.5.2 | Konsumentprisindex (KPI) | 42 |
| 5.5.3 | Entreprenadindex (E84) | 43 |
| 5.5.4 | Faktorprisindex (FPI85) | 45 |
| 5.5.5 | El:s ställningstagande avseende lämpligt index i första tillsynsperioden | 46 |
| 5.6 | Värdering av särskilda anläggningar | 46 |
| 5.7 | Förändring i kapitalbasens värde under tillsynsperioden | 47 |
| 5.8 | El:s ställningstagande till metoder för NUAK-värdering av kapitalbas under den första tillsynsperioden | 48 |
| 6 | Kapitalkostnader - reglermässig avskrivningstider | 49 |
| 7 | Kapitalkostnader - kalkylränta i tillsynsperioden..... | 51 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 7.1 | Bakgrund | 51 |
| 7.2 | Uppdatering av kalkylräntan under tillsynsperioden..... | 52 |
| 7.3 | El:s ställningstagande | 52 |
| 8 | Löpande kostnader och effektiviseringsincitament..... | 53 |
| 8.1 | Bakgrund | 53 |
| 8.2 | Uppdelning av löpande kostnader i påverkbara och opåverkbara kostnader..... | 53 |
| 8.3 | Fastställande av löpande påverkbara kostnader inför en tillsynsperiod..... | 54 |
| 8.4 | Uppdatering av löpande påverkbara kostnader under tillsynsperioden..... | 54 |
| 8.5 | Generellt effektiviseringskrav på löpande påverkbara kostnader i första tillsynsperioden..... | 55 |
| 9 | Tillsynsmetoden i praktiken | 57 |
| 9.1 | Bakgrund..... | 57 |
| 9.2 | Ansökan om intäktsram..... | 57 |
| 9.3 | Indikativt besked om intäktsram..... | 57 |
| 9.4 | Metoder att fastställa kapitalkostnader..... | 57 |
| 9.4.1 | Anläggningstillgångarna som ska ligga till grund för kapitalbasen | 58 |
| 9.4.2 | Kalkylränta | 58 |
| 9.4.3 | Avskrivningstider | 58 |
| 9.5 | Metoder att fastställa de löpande kostnaderna | 58 |
| 9.5.1 | Påverkbara kostnader och effektiviseringskrav | 59 |
| 9.5.2 | Opåverkbara kostnader | 59 |
| 9.5.3 | Under tillsynsperioden | 59 |
| 9.5.4 | Beslut om intäktsram | 59 |
| 10 | Reglering i andra länder..... | 60 |
| 11 | Fortsatt arbete för en förhandsreglering av gasnätтарiffer | 61 |
| 11.1 | Steg 3 | 61 |
| 11.2 | Steg 4 | 61 |

Bilagor

| | |
|--|-------|
| Normprislista för förhandsreglering av naturgasnätтарiffer | Bil 1 |
| Metodrapport för index avseende naturgasföretag, SCB 2009 | Bil 2 |
| PM pilotstudie av normprislista | Bil 3 |
| Reglering i andra länder | Bil 4 |

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Energimarknadsinspektionen (EI) har samlat in uppgifter för bedömning av naturgasföretagens samlade intäkter från tariffer för överföring och lagring av naturgas sedan 1 juli 2005.²

Under 2008 beslöt EI att inleda arbetet med att ta fram en tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige. Syftet var att tillsynsmetoden skulle användas för att fastställa tarifferna på förhand innan dessa började gälla. EI tog bl.a. intryck av den statliga Energinätsutredningens redovisade delbetänkande avseende en förhandsreglering av elnätstariffer.³

EI:s arbete avseende en ny tillsynsmetod delredovisades 2008 i rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*.⁴ I rapporten redovisas en grundläggande metod för hur regleringen av överföring och lagring av gas ska gå till för naturgasföretag i det svenska naturgassystemet. Metoden innebär att EI på förhand fastställer en skälig intäktsram för fyra år. Den första tillsynsperioden med den nya metoden föreslogs omfatta åren 2011-2014. I rapporten lyfte EI också fram ett antal frågor som skulle utredas vidare innan tillsynsmetoden helt kunde färdigställas.

Riksdagen beslutade den 16 juni 2009 att införa förhandsreglering avseende elnätstariffer. Den första tillsynsperioden avser åren 2012-2015. EI redovisade i oktober 2009 rapporten *Förhandsreglering av elnätsavgifter -principiella val i viktiga frågor* till regeringen.⁵ Rapporten innehåller en detaljerad beskrivning av metoderna för beräkning av en intäktsram för elnät samt beskrev allmänt hur den nya förhandsregleringen av elnät ska fungera. Flera principiella ställningstaganden i nämnda rapport återkommer också i denna rapport. I stort överensstämmer metodvalen i denna rapport också med de principiella val som gjordes i delrapporten *"Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige"*. I några delar skiljer sig vägvalen åt.

²Jfr. 3 kap. 3-4 §§ och 4 kap. 3-4 §§ Naturgaslagen (2005:403), Förordning (2006:1051 om redovisning och revision av överföring av naturgas, lagring av naturgas och drift av förgasningsanläggning, samt Statens energimyndighets föreskrifter och allmänna råd om redovisning av överföring av naturgas, lagring av naturgas och drift av förgasningsanläggning (STEMFS 2006:3).

³ *Förhandsprövning av nättariffer m.m.* Delbetänkande av Energinätsutredningen, SOU 2007:99.

⁴ *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*, EI R2008:16

⁵ *Förhandsreglering av elnätsavgifter -principiella val i viktiga frågor*, EI R2009:9.

1.2 Syfte

Denna rapport har tre syften:

- För det första att utreda och beskriva nödvändiga detaljer i tillsynsmetoden så att ett naturgasföretags⁶ intäktsram ska kunna fastställas med stöd av metoden för tillsynsperioden 2011-2014. I praktiken innebär det att EI har besvarat merparten av de frågeställningar som aviserades i rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*⁷. Fokus i denna rapport ligger på att ta fram och redovisa metoderna för hur ett naturgasföretags anläggningstillgångar ska nuanskaffningsvärderas.
- För det andra att se över de tidigare metodvalen och den legala grunden för införandet av en förhandsreglering. Anledningen till detta är främst den nuvarande naturgaslagens utformning och att det tillkommit ny lagstiftning avseende intäktsramar för elnätsföretag under 2009.
- För det tredje har syftet varit att klarlägga vilka kvarstående frågor som behöver utredas för att EI ska kunna genomföra en förhandsreglering av gasnättariffer fullt ut på samma sätt som avseende elnätstariffer.

För att fastställa en metod för förhandsreglering genomför EI sammanfattningsvis en utredning i fyra steg med följande tidplan:

- Steg 1** Grundläggande metodframtagning. Rapport klar⁸
- Steg 2** Fördjupad metodframtagning (rapport 2009-12-17)
- Steg 3** Anvisningar för ansökan om en intäktsram (mars/april 2010)
- Utkast till ny lagstiftning (2010)
- Indikativt besked om intäktsram (2011-2014)
- Utvärdering tillsynsperiod 1
- Beslut om intäktsram (2011-2014)
- Steg 4** Förhandsreglering införs fullt ut för tillsynsperioden 2015-2019

Denna rapport är resultatet av andra steget mot en fullt utvecklad tillsynsmetod där naturgasföretagens tariffer fastställs på förhand.

⁶ Med naturgasföretag avses i denna rapport företag som överför och lagrar naturgas i det svenska naturgas-systemet.

⁷ EI R2008:16.

⁸ EI R2008:16.

I steg 3 utarbetar EI anvisningar till grund för företagens ansökan hos EI om en intäktsram (mars/april 2010). EI lämnar därefter ett indikativt besked till företaget om dess intäktsram (oktober 2010). När tillsynsperioden är avslutad får nätföretaget lämna förnyad information till EI om utfallet av tillsynsperioden. EI beslutar därefter företagets intäktsram.

En del i steg 3 är också att EI utarbetar och lämnar ett förslag till bestämmelser om intäktsram till grund för komplettering av naturgaslagen till Regeringskansliet.

En förutsättning för steg 4, dvs. att EI ska kunna besluta om intäktsramar på förhand, är att nödvändiga tillägg har skett i naturgaslagen. Frågan om införandet av nya bestämmelser i naturgaslagen är ytterst en fråga för regering och riksdag.

1.3 Disposition

Den rättsliga grunden för tillsynsmetoden utvecklas i kapitel två (2). Därefter beskrivs intäktsramens uppbyggnad i kapitel tre (3). I kapitel fyra (4) redovisas vilka tillgångar som ska ingå i kapitalbasen. Sedan följer kapitel fem (5) som beskriver metoder för beräkning av nuanskaffningsvärden.

I kapitel sex (6) listas de reglermässiga avskrivningstiderna för att därefter följas av en beskrivning av hur kalkylräntan beräknas i kapitel sju (7). Naturgasföretagens löpande kostnader behandlas i kapitel åtta (8).

Kapitel nio (9) innehåller en redogörelse för hur tillsynsmetoden ska fungera i stora drag. Hur regleringen är utformad i några andra länder beskrivs översiktligt i kapitel tio (10). Det fortsatta arbetet beskrivs i kapitel elva (11).

Under arbetet med denna rapport har det framkommit att EI behöver ta ställning i vissa principiella frågor. I de delar rapporten innehåller en utveckling av eller ändrade ställningstaganden jämfört med vad tidigare redovisats av EI (se steg 1), börjar avsnittet med en ruta som i korthet redovisar EI:s bedömning. Dessa principiella ställningstaganden kommer sannolikt också att belysas mer ingående i de efterföljande anvisningar som EI kommer ta fram till stöd för redovisning av en ansökan om intäktsram (se steg tre).

1.4 Arbetssätt

Arbetet har utförts av en projektgrupp hos EI med följande sammansättning: Anders Falk (projektledare, från och med 1 juni 2009), Michael Pellijeff (projektledare till och med 31 maj 2009), Mikael Berlin, Linda Werther, Conny Bäckman, Johan Roupe och Lars Nilsson.

Delar av projektgruppen har genomfört individuella besök hos samtliga naturgasföretag i västra Sverige. Syftet med besöken har varit att kartlägga struktur och befintlig dokumentation av företagens anläggningstillgångar. EI har också fått ta del av respektive företags metoder för nuanskaffningsvärdering av tillgångar.

Projektgruppen har genomfört en pilotstudie och erfarenheterna har samlats i en bilaga till denna rapport.⁹ Syftet med arbetet har bl.a. varit att bestämma hur noggrant nuanskaffningsvärden (NUAK) kan beräknas utifrån tillgängliga uppgifter hos företagen.

Projektgruppen har löpande inhämtat synpunkter från en referensgrupp. Referensgruppen har använts i syfte att kvalitetssäkra arbetet som skett inom ramen för projektet. Referensgruppen har haft åtta gemensamma möten och två arbetsgruppmöten. Gruppen har bestått av följande personer/företag:

- Peter Gylling Krusaa Dong Energy
- Ulf Molén E.ON Sverige AB
- Nils Funke E.ON Sverige AB
- Anders Larsson Göteborg Energi AB
- Bernt Svensson Lunds Energi AB
- Jan Bech-Sörensen SIGC
- Magnus Bruno Stockholm Gas AB
- Lars Frisk Swedegas AB
- Patrick Farran-Lee Swedegas AB
- Hans Åkesson Svenska Gasföreningen
- Zarah Andersson Svenska Kraftnät
- Joachim Andersson Varberg energi
- Per Öhman Varberg energi
- Mattias Wesslau Öresundskraft AB
- Charlotta Mühlow Öresundskraft AB

⁹ Bilaga 3.

2 Rättslig grund för förhandsprövning

2.1 Nuvarande lagstiftning

EI godkänner idag metoderna för att utforma naturgastarifferna innan tarifferna börjar tillämpas.¹⁰ Samtliga naturgasföretag har inkommit med och fått sina metoder godkända av EI i separata beslut.

Skäligheten i tarifferna granskas årligen av EI i efterhand efter att företagen lämnat in sina årsrapporter till myndigheten. Granskningen sker med stöd av 6 kap. 2 § naturgaslagen som anger att tariffer för överföring och lagring av naturgas samt för tillträde till en förgasningsanläggning skall vara skäliga, objektiva och icke-diskriminerande.

Kravet på skälighet hänför sig till de totala intäkterna från verksamheten och syftar till att förhindra att lednings- eller anläggningsinnehavarna utnyttjar sin monopolställning genom att ta ut oskäliga monopolvinster.¹¹ Kravet på objektivitet syftar till en korrekt fördelning av det totala avgiftsbeloppet enligt tariffen mellan berörda kunder och kundkategorier.¹²

Naturgaslagen och dess förarbeten innehåller inga bestämmelser om beräkning av intäktsramar eller hur dessa ska fastställas. Det finns heller inte några särskilda regler i naturgaslagen om beslut eller omprövning av en intäktsram, periodisering, intäktsramens längd, när intäktsramen senast ska beslutas et cetera. Det finns inte heller bestämmelser om vad som inträffar om ett gasnätsföretag överskrider sin intäktsram.

2.2 Ny tillsynsmetod

EI redovisade i rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*¹³ att EI avser övergå till en tillsynsmetod som innebär att EI fastställer gasnätsföretagens tariffer på förhand. Förslaget innebär i korthet att EI fastställer en skälig intäktsram (högsta tillåten intäkt) för en tillsynsperiod. Den första tillsynsperioden med den nya metoden föreslogs omfatta åren 2011-2014.

¹⁰ Se. *Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas m.m* (prop. 2004/05:62 s. 228).

¹¹ *Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas m.m* (prop. 2004/05:62 s. 228).

¹² *Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas m.m* (prop. 2004/05:62 s. 228f).

¹³ EI R2008:16, s. 12.

Det bedömdes att naturgaslagen inte hindrar en förhandsreglering även om det i förarbetena till naturgaslagen uttryckts att det inte ansågs praktiskt genomförbart att gå över till att på förhand fastställa eller godkänna tariffers skälighet.¹⁴

Den 16 juni 2009 beslutade riksdagen om kompletteringar till ellagen (1997:857) som innebär att EI ska besluta om intäktsramar för elnätsföretag. Första tillsynsperioden börjar den 1 januari 2012. Bestämmelser om intäktsramar återfinns i 5 kap. 1-28 §§ ellagen. Av 5 kap. 1 § följer att en intäktsram ska fastställas i förväg för varje tillsynsperiod. I 5 kap. 4 § anges att en tillsynsperiod som huvudregel ska vara fyra kalenderår och i 5 kap. 2 § anges att en nätägare ska lämna in ett förslag till intäktsram till nätmyndigheten.

Under vissa förutsättningar kan intäktsramen omprövas av den beslutande myndigheten. Om en elnätsägars intäkter avviker från intäktsramen, ska detta påverka ramen för den påföljande tillsynsperioden. Om intäkterna överstiger intäktsramen med mer än fem procent får företaget ett särskilt överdebiteringstillägg till sin intäktsram. Ellagen fick samtidigt mer preciserade bestämmelser för skälighetsbedömningen (exempelvis avseende vad som ska avses med skäligena kostnader, kapitalbas och kvalitet vid fastställande av en intäktsram). Regeringen och, efter regeringens bemyndigande, EI får i vissa fall meddela kompletterande föreskrifter.

I och med att det införts speciallagstiftning kring förhandsreglering av elnätstariffer har EI på nytt valt att analysera om det är möjligt att införa en förhandsreglering av tariffer för överföring och lagring av naturgas innan speciallagstiftning införs också i naturgaslagen.

I det följande redovisar EI resultatet av denna analys. EI slutsats är att intäktsramar, även utan speciallagstiftning, kan beräknas för tillsynsperioden 2011 till 2014. Förfarandet och tidpunkterna för beslut får dock bli annorlunda än vad som beskrivs i rapporten *Tillsynsметод för överföring och lagring av naturgas i Sverige*.¹⁵

2.3 Fastställande av intäktsramar m.m.

2.3.1 Utgångspunkt

En central fråga är om en förhandsreglering med intäktsramar bör införas utan att motsvarande ändringar som i ellagen införs i naturgaslagen.

Som ovan redovisats saknas specifika bestämmelser i naturgaslagen avseende intäktsramar. Sådana bestämmelser har dock införts i ellagen. Det talar emot att EI beslutar om intäktsramar på förhand.

¹⁴ Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas m.m (prop. 2004/05:62 s. 168).

¹⁵ EI R2008:16 s. 12f.

Det som talar för att EI bör besluta om intäktsramar på förhand är att naturgaslagens bestämmelser redan idag ger vägledning för vad som är en skälig tariff. Naturgaslagen ger också EI möjlighet att inhämta uppgifter om naturgasföretagens ekonomiska förhållanden och andra omständigheter till grund för bedömning av vad som är skäliga tariffer. Det anges inte specifikt hur ett sådant beslut ska vara utformat. Det ger utrymme för EI att närmare utforma beslutet. Det finns ingen tidpunkt preciserad för när ett sådant beslut ska ha fattats (se avsnitt 2.4.1). Beslut bör därför kunna fattas på förhand.

EI:s samlade bedömning är att varken naturgaslagen eller dess förarbeten innehåller regler eller riktlinjer som utesluter en förhandsprövning med intäktsramar.

2.4 Förfarande för fastställande av en intäktsram för första tillsynsperioden

Som redovisats i föregående avsnitt bedömer EI inte att naturgaslagen eller dess förarbeten utesluter en förhandsprövning. Huvudfrågan är dock om det går att uppnå en ändamålsenlig förhandsprövning utifrån dagens regelverk. I det följande beskrivs de överväganden som EI gjort avseende förutsättningarna att införa en detta utifrån befintligt regelverk.

2.4.1 Beslut och motivering avseende intäktsram

EI:s bedömning: Beslut om skäliga intäkter kan fattas före- eller efter en tillsynsperiod. Beslutet kan utformas i form av en intäktsram. Beslutet kan innehålla de uppgifter och metoder som legat till grund för beslutet.

En praktisk fråga vid en tillsynsmetod som bygger på fastställandet av intäktsramar är när ett beslut om en intäktsram ska fattas liksom hur ett beslut om intäktsram ska vara utformat.

I 5 kapitlet ellagen (1997:857) har det intagits en bestämmelse som uttryckligen anger att ett beslut om intäktsram ska fattas senast två månader innan intäktsramen ska träda i kraft. Vidare anges att de uppgifter och de metoder som legat till grund för beräkningen av en intäktsram ska redovisas i beslutet.

Naturgaslagen anger inte på motsvarande sätt, som ellagen, när ett beslut ska fattas och hur ett beslut om skäliga nättariffer ska vara utformat. Det finns heller ingen preskriptionstid inom vilken ett ärende behöver ha öppnats eller avgjorts av EI för att ett beslut om skäliga tariffer ska kunna fattas. Det bedöms därmed inte finnas något formellt hinder att i tiden fatta beslut om skäliga tariffer antingen före eller efter en tillsynsperiod (se dock vidare i avsnitt 2.4.3).

När det gäller utformningen av ett beslut om skäliga nättariffer saknas det klara riktlinjer för hur ett sådant beslut ska vara utformat eller vad ett sådant beslut ska innehålla. Även om inte motsvarande bestämmelser finns i naturgaslagen idag som

det finns i ellagen, bedömer EI att ett beslut kan utformas i form av att en högsta tillåten intäkt från naturgasnättariffer för perioden bedöms, dvs. en intäktsram.

Förvaltningsbeslut ska motiveras.¹⁶ Ett beslut som innehåller de uppgifter och de metoder på vilket beslutet om en intäktsram har grundats torde uppfylla detta krav.

2.4.2 Omprövning under eller efter tillsynsperioden

EI:s bedömning: Utan speciallagstiftning är EI:s möjligheter att ompröva ett beslut om intäktsram begränsade.

När ett beslut om intäktsram bör fattas beror bl.a. av om det finns möjlighet för ett naturgasföretag och/eller EI att begära respektive ompröva ett beslut om en intäktsram som fattats på förhand. Önskemål om omprövning torde uppkomma i de fall där de förutsättningar/prognoser som legat till grund för en intäktsrams beräkning, inte infriats. Exempelvis kan man tänka sig att ett naturgasföretags investeringsplaner inte fullföljs på det sätt som antagits i ett beslut om intäktsram. Om investeringarna i verkligheten har överstigit prognosen kommer naturgasföretaget, om intäktsramen grundas på prognosen, att få en för liten intäktsram. Om investeringarna varit färre än vad som angivits i beslutet om intäktsram bör intäktsramen istället minskas. I annat fall kommer naturgasföretagens kunder att få betala för höga tariffer.

I vissa regelverk finns specialregler om omprövning av ett förvaltningsbeslut. Sådana särskilda bestämmelser har intagits i ellagen när det gäller ett beslut om intäktsram. Av 5 kapitlet 10 § ellagen framgår bl.a. att omprövning kan ske på ansökan av nätägaren under perioden. Omprövning kan ske om det finns omständigheter som bedöms medföra en väsentlig ökning av intäktsramen eller om det annars finns särskilda skäl. En ansökan om omprövning ska handläggas skyndsamt. Av 5 kap. 11 § ellagen följer vidare att en fastställd intäktsram ska ändras av tillsynsmyndigheten under tillsynsperioden om nätägaren har lämnat oriktiga eller bristfälliga uppgifter som i mer än ringa omfattning har inverkat på intäktsramens storlek, om beslutet om fastställande har fattats på ett uppenbart felaktigt eller ofullständigt underlag och detta i mer än ringa omfattning har inverkat på intäktsramens storlek eller om det annars finns särskilda skäl. Slutligen kan en intäktsram också omprövas efter en tillsynsperiod enligt 5 kap. 12 och 13 §§ ellagen.¹⁷

Några motsvarande specialbestämmelser om omprövning av ett beslut om intäktsram finns inte i naturgaslagen. Det innebär att omprövning under eller efter en tillsynsperiod bara kan ske med stöd av förvaltningslagen eller allmänna rättsprinciper.

¹⁶ Av 20 § 1 stycket (1986:223) förvaltningslagen anges att förvaltningsbeslut ska motiveras: "Ett beslut varigenom en myndighet avgör ett ärende skall innehålla de skäl som har bestämt utgången, om ärendet avser myndighetsutövning mot någon enskild."

¹⁷ Jfr Prop 2008/2009:141.

När det gäller omprövning av beslut enligt förvaltningslagen gäller i huvudsak följande. Ett beslut av en myndighet kan i vissa fall omprövas av myndigheten. Generella regler om detta finns i 26-27 §§ förvaltningslagen (1986:223). Av 26 § förvaltningslagen framgår:

”Ett beslut som innehåller en uppenbar oriktighet till följd av myndighetens eller någon annans skrivfel, räknefel eller liknande förbiseende (förbiseendefel), får rättas av den myndighet som har meddelat beslutet. Innan rättelse sker skall myndigheten ge den som är part tillfälle att yttra sig, om ärendet avser myndighetsutövning mot någon enskild och åtgärden inte är obehövlig.”

För att en omprövning ska komma till stånd enligt 26 § förvaltningslagen krävs således ett skrivfel eller motsvarande. Denna bestämmelse ger därmed ingen grund för omprövning för det fall att exempelvis en prognostiserad investering inte genomförs.

Av 27 § 1 stycket förvaltningslagen framgår:

”Finner en myndighet att ett beslut, som den har meddelat som första instans, är uppenbart oriktigt på grund av nya omständigheter eller av någon annan anledning, skall myndigheten ändra beslutet, om det kan ske *snabbt* och *enkelt* och *utan att det blir till nackdel för någon enskild part*. Skyldigheten gäller även om beslutet överklagas, såvida inte klaganden begär att beslutet tills vidare inte skall gälla (inhibition).”

Att beslutet ska vara uppenbart oriktigt innebär att en ändring av beslutet ska göras enbart då det går lätt att konstatera att så skulle vara fallet. Beslutet behöver inte ha varit oriktigt då det fattades, utan det kan också vara senare inträffade omständigheter som gör att beslutet framstår som oriktigt. Beslutet kan ha blivit oriktigt på grund av att det har fattats på uppenbart felaktigt eller ofullständigt underlag eller har blivit oriktigt på grund av uppenbart felaktig rättstillämpning eller annan liknande orsak.

När det gäller 27 § förvaltningslagen så ska sammanfattningsvis tre förutsättningar vara uppfyllda för att myndigheten ska vara *skyldig* att ompröva ett beslut:

- beslutet är uppenbart oriktigt
- beslutet kan ändras snabbt och enkelt
- ändringen kan ske utan nackdel för någon enskild part

I exemplet ovan om ändrade investeringar i förhållande till investeringsprognosen så kan en intäktsram bli uppenbart oriktig på grund av senare kända omständigheter. Sannolikt kan en intäktsram räknas om någorlunda snabbt och enkelt med den nya informationen utan att det krävs ytterligare utredning i ärendet. I dessa fall skulle beslutet om en intäktsram kunna ändras snabbt och enkelt och förutsättningarna i punkterna ett och två ovan enligt 27 § förvaltningslagen vara uppfyllda.

Det tredje kriteriet är att ändringen kan ske utan nackdel för någon enskild part. Om omprövningen inte leder till nackdel för naturgasföretaget bör även denna förutsättning vara uppfylld och intäktsramen kan därmed omprövas. En fråga är om kunderna ska ses som part. Om intäktsramen vid en omprövning skulle höjas kan detta betraktas som negativt för kundkollektivet. EI anser dock att part i detta sammanhang inte bör kunna avse kundkollektivet.¹⁸ EI:s bedömning är därvid att 27 § öppnar för viss möjlighet till omprövning av ett beslut om intäktsram om omprövningen av beslutet är gynnande för gasföretaget.

Vid sidan om förvaltningslagens bestämmelser finns också "sedvanliga" befogenheter att göra omprövningar. Huvudlinjen är att

- gynnande beslut kan återkallas bara under vissa förutsättningar (återkallelseförbehåll, säkerhetsskäl, vilseledande),
- förbud, förelägganden och liknande beslut som är betungande för den enskilde kan ändras både i mildrande och skärpande riktning.

EI anser (som ovan nämnts) att det kommer att finnas tillfällen då en intäktsram behöver omprövas även till nackdel för gasföretaget. Så kan t.ex. vara fallet om prognostiserade investeringar, som legat till grund för beslutet om en intäktsram som fattas innan tillsynsperioden, inte genomförs. En annan ordning skulle kunna leda till att kunderna får betala alltför höga nättariffer. Om ingen risk för omprövning finns kan det också ge företagen incitament att göra alltför optimistiska prognoser över sina investeringar med vetskap om att intäktsramen inte kan sänkas till nackdel för företaget.

Förvaltningslagen innehåller inte ett generellt förbud mot omprövning till en parts nackdel. Möjligheten att göra sådana omprövningar anges vanligen i specialbestämmelse eller i praxis med ledning av de regler om beslutens rättskraft som gäller på sedvanlig grund. Det kan dock konstateras att vid betungande beslut ska en sådan möjlighet användas återhållsamt. Beslut i ärenden som påminner om tvistemål eller brottmål är i princip orubbliga. Ett beslut om intäktsram har enligt EI sådan karaktär att omprövning på denna grund därför inte synes komma ifråga.

Ytterligare ett alternativ som kan övervägas är om det torde finnas möjlighet att meddela ett s.k. villkorat beslut om intäktsram. Intäktsramen skulle då beslutas med förbehåll om ändring om förutsättningarna som redovisats till grund för beslutet skulle ändras. Möjlighet till villkorade beslut finns inom bl.a. skattelagstiftningen. EI bedömer emellertid inte att beslut om skäliga tariffer bör villkoras utan någon form av speciallagstiftning.

¹⁸ Detta följer av naturgaslagen 6 kap. 5§ där det anges att parterna när det gäller överföringstariffer är "den som bedriver överföring av naturgas" och tillsynsmyndigheten. Se även Förvaltningslagen med kommentar 2 uppl., Malmkvist m.fl. s. 344f.

För en rättssäker och ändamålsenlig hantering av en tillsynsметод med intäktsramar bedömer EI sammanfattningsvis att det är nödvändigt att kunna ompröva ett beslut om en intäktsram som bygger på prognoser. Beslutet måste kunna omprövas och ändras i både höjande och sänkande riktning. Som redovisats ovan finns förutsättningarna för omprövning av ett beslut i gynnande riktning för gasföretaget men de är begränsade. När det gäller omprövning till nackdel för företaget bedömer EI att rättsläget till viss del är oklart, men att det i vart fall är högst osäkert om EI kommer att kunna ompröva ett beslut om en intäktsram till nackdel för ett nätföretag utan ytterligare stöd i naturgaslagen eller i annan författning.

2.4.3 Indikativ intäktsram – med beslut i efterhand

EI:s bedömning: EI bör fatta beslut om en intäktsram först när tillsynsperioden är slut. EI bör samla in data från gasnätföretaget innan tillsynsperioden börjar för att kunna ge ett indikativt besked till företaget om hur EI bedömer intäktsramens storlek innan tillsynsperioden börjar.

I föregående avsnitt har EI redovisat att EI:s möjligheter att ompröva ett beslut om en intäktsram kommer att vara begränsade. EI anser att omprövningsmöjligheter är en förutsättning för att det ska framstå som lämpligt att besluta om intäktsramar på förhand på samma sätt som gäller för elnät.

För att säkerställa att en intäktsram kan omprövas avser EI att föreslå kompletteringar i naturgaslagen (i likhet med det lagstöd som finns i ellagen). EI har påbörjat ett sådant utredningsarbete och avser att överlämna en rapport med förslag till ändringar i naturgaslagen till regeringen under år 2010.

I väntan på en ordning där en intäktsram kan omprövas med stöd av speciallagstiftning avser EI att från företagen begära in förslag på en intäktsram innan tillsynsperioden samt meddela varje företag en indikativ intäktsram innan tillsynsperiodens början. Den indikativa intäktsramen kommer att innehålla information om vad EI anser vara en skälig intäktsram för en tillsynsperiod. Den indikativa intäktsramen utgör inget beslut på så vis att EI tagit slutlig ställning i frågan eller skilt ärendet i från sig. Det indikativa beskedet är därmed inget beslut i förvaltningsrättslig mening och innebär heller inga rättsliga följder för naturgasföretagen. Beslut om intäktsram beslutas istället av EI efter tillsynsperiodens slut¹⁹.

För att kunna meddela en indikativ intäktsram behöver EI samla in vissa uppgifter från naturgasföretagen om de antaganden och prognoser som EI anser vara av betydelse för att kunna bedöma vad som är en skälig intäktsram. Om prognoserna skulle visa sig vara helt överensstämmande med utfallet efter tillsynsperiodens slut kommer beslutet om intäktsram att meddelas av EI i enlighet med den indikativa intäktsramen. Om de prognoser som legat till grund för det indikativa beskedet har

¹⁹ Enligt 10 kap naturgaslagen.

ändrats t.ex. att planerade investeringar uteblev kommer den beslutade intäktsramen att skilja sig från den indikativa intäktsramen.

En ordning med en indikativ intäktsram och beslut i efterhand kan inte jämföras med en reglering där en intäktsram fastställs av EI på förhand. EI bedömer ändå att ett system där en indikativ intäktsram ges på förhand är ett viktigt steg mot införandet av en förhandsreglering. Förutsägbarheten för naturgasföretaget ligger i att EI i sitt beslut om intäktsram efter tillsynsperiodens slut tillämpar samma metoder och utgår från samma uppgifter som vid analysen av den indikativa intäktsramen. Ett besked om en indikativ intäktsram ger därför också nätföretaget ökad förståelse för tillsynen.

2.4.4 Uppföljning under tillsynsperioden

EI:s bedömning: EI bör i dialog med företaget följa upp hur företaget ligger till i förhållande till sin indikativa intäktsram under tillsynsperioden.

I förarbetena till införandet av bestämmelser om en intäktsram i ellagen (1997:857) framgår att en uppföljning bör ske av regleringen med intäktsramar även under en tillsynsperiod. EI anser att detsamma bör gälla hur företagets verksamhet utvecklar sig i förhållande till sin indikativa intäktsram. EI avser därför följa upp hur naturgasföretaget ligger till i förhållande till sin indikativa intäktsram under en tillsynsperiod.

2.4.5 Intäkter stäms av mot intäktsramen

EI:s bedömning: Naturgasföretagets intäkter stäms av mot den beslutade intäktsramen. Om intäkterna är för höga ska intäkterna återföras till kunderna. Det ska utredas vidare om och hur ett underskott hos företagen i förhållande till ramen ska kunna föras vidare till kommande tillsynsperiod.

Efter en tillsynsperiods slut och ett beslut om intäktsram fattats, behöver intäkterna stämmas av mot beslutet om intäktsram. Det är sannolikt så att vissa företag kommer att ha intäkter som överstiger intäktsramen medan andra kan ha en intäkt som understiger sin intäktsram.

Enligt 5 kap. 20 § ellagen ska, i elnätsföretag, ett eventuellt underskott eller överskott tillföras intäktsramen för den efterföljande perioden. Ett underskott i förhållande till intäktsramen måste användas under efterföljande period. I annat fall kommer inte underskottet att kunna utnyttjas. Det innebär att ingen återbetalning sker till elnätsföretagens kunder av för höga intäkter. Av förarbetena framgår bl.a. att det ansågs finnas administrativa problem med återbetalning och att det varit

tveksamt om fördelarna för kunderna med en direkt återbetalning uppväger de merkostnader som återbetalning medför.²⁰

Naturgaslagen innehåller inte några särskilda bestämmelser om vad som bör gälla om tarifferna överstiger vad som är skäligen tariffintäkter. Två alternativ torde dock vara möjliga om intäkter ska återföras till kunderna. Det ena alternativet är att det överskjutande beloppet återbetalas till naturgasföretagets kunder. Det andra alternativet är att intäktsramen för en efterföljande period sänks med motsvarande belopp. EI bedömer att det i linje med vad som gäller avseende el är mest lämpligt att det belopp med vilket intäkterna överstigit en intäktsram minskar intäktsramen för den närmast efterföljande tillsynsperioden.

Inom elnät så får underutnyttjandet av intäktsramen användas i den efterföljande tillsynsperioden. Underskott ska inte kunna "samlas". När det gäller eventuella underskott i utnyttjandet av intäktsramen för ett gasföretag under första tillsynsperioden så finns inget uttryckligt lagstöd som anger att ett underskott kan sparas. Om och hur ett underskott ska kunna utnyttjas i framtiden behöver utredas vidare.

Enligt ellagen utgår också ett s.k. överdebiteringstillägg om elnätsföretagets intäkter överstigit intäktsramen med mer än fem procent. Någon motsvarande bestämmelse finns inte i naturgaslagen. EI bedömer inte att överdebiteringstillägg kan påföras naturgasföretaget utan stöd i lag.

2.4.6 Inhämtnings av uppgifter

För att få in de uppgifter som behövs för tillsynen har tillsynsmyndigheten enligt 10 kap. 2 § naturgaslagen rätt att på begäran få de upplysningar och ta del av de handlingar som behövs för tillsyn. Om begärda uppgifter inte lämnas får tillsynsmyndigheten, enligt 10 kap. 3 § naturgaslagen, meddela de förelägganden som behövs för att trygga efterlevnaden av de föreskrifter och villkor som omfattas av tillsynen. Ett sådant föreläggande får förenas med vite.

EI anser att 10 kap. 2 i förening med 3 §§ naturgaslagen ger EI möjlighet att begära in de uppgifter som är nödvändiga för att beräkna en intäktsram. Om ett nätföretag väljer att inte lämna in de uppgifter som EI har begärt så kan EI förelägga ett företag vid vite att inkomma med begärda uppgifter.

I 5 kap. 17 § ellagen har det förhållande att elnätsföretaget inte inkommer med uppgifter särskilt belysts och det har tydliggjorts att EI också, om uppgifter inte skulle inkomma från företaget, ändå får besluta om en intäktsram. Motsvarande bestämmelse finns inte i naturgaslagen.

EI bedömer att en ordning där EI i princip kan "sköntaxera" ett företag som inte inkommer med ansökan om intäktsram utgör ett kraftfullt påtryckningsmedel på

²⁰ Prop. 2008/09:141 s. 47.

företaget att lämna in en ansökan om intäktsram. Sådana bestämmelser är också nödvändiga avseende intäktsramar för elnätsföretag eftersom ellagen innehåller ett absolut krav på EI att meddela en intäktsram före ett visst datum (jfr 2.4.1). Något sådant slutdatum finns inte i naturgaslagen. Mot denna bakgrund gör EI bedömningen att nuvarande bestämmelser i 10 kap. naturgaslagen är tillfyllest. Detta är också samma slutsats som EI tidigare redovisat i rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*.²¹

2.5 Periodisering av intäkter

EI:s bedömning: Företaget har ingen rättighet att erhålla periodisering av intäkter över flera tillsynsperioder.

I 5 kap. 17 § ellagen har intagits en bestämmelse om periodisering av intäkter. Någon motsvarande bestämmelse finns inte i naturgaslagen. Med periodisering avses att intäkter kan spridas över mer än en tillsynsperiod. Någon rättighet för gasföretaget att begära och erhålla periodisering av intäkter på samma sätt som elnätsföretagen finns inte med nuvarande naturgaslag.

2.6 Materiella regler för bedömning av skälig intäktsram

I 5 kapitlet ellagen har införts kompletterande bestämmelser om vad som gäller för utformningen av en intäktsram. Bestämmelser avser kapitalbasen, skäliga kostnader och kvalitet. Motsvarande bestämmelser finns inte i naturgaslagen. EI bedömer dock att den generella bestämmelsen i 6 kap. 2 § naturgaslagen om att nättariffer ska vara skäliga, icke diskriminerande och objektiva utgör tillräcklig grund för att en intäktsram ska kunna beräknas.

2.7 Förfarande med förhandsreglering kräver ny lagstiftning

EI:s bedömning: EI anser att förhandsreglering av nättariffer ska införas först om naturgaslagen kompletteras med bestämmelser om att tariffer ska fastställas på förhand. EI avser lämna förslag till sådant regelverk.

En utgångspunkt för EI:s verksamhet är att tillsynen av de delar av el- och naturgasmärnaderna som är berörda ska bedrivas på likartat sätt så långt det är möjligt. Eftersom ellagen och naturgaslagen idag är olika utformade blir viss skillnad oundviklig. Det innebär också att processen kring och innehållet i regleringen för första tillsynsperioden för gas mellan 2011- 2014 och för första tillsynsperioden för el mellan 2012-2015 kommer att skilja sig åt.

Nya bestämmelser bedöms inte, främst på grund av tidsutdräkten kring ett lagstiftningsärende, kunna komma på plats i närtid. Första tillsynsperioden för gas

²¹ EI R2008:16 s. 13

kommer därför att behöva utgå från befintlig lagstiftning och den metodik som beskrivs i denna och tidigare rapport.

För att andra tillsynsperioden ska kunna bygga på förhandsreglering avser EI, om inget annat framkommer i den utredning som EI för närvarande genomför av naturgaslagstiftningen, föreslå att motsvarande regler som återfinns i ellagen om intäktsram också införs i naturgaslagen. En fördel är att denna utredning kan gå förhållandevis snabbt då det finns ett befintligt regelverk i ellagen (1997:857) att utgå från. Tid och kraft kan istället läggas på analyser av gasmarknadens särskilda förutsättningar.

2.7.1 Tillsynsperiodens längd

I 5 kap. 4 § ellagen anges att en tillsynsperiod som huvudregel ska vara fyra år. Någon motsvarande regel finns inte avseende intäktsramar för naturgas. Vad är då en rimligt längd på en tillsynsperiod? EI anser att tillsynsperiodens längd för intäktsramar för naturgasföretag ska vara densamma som på el.

En fråga är om tillsynsperiodens längd bör vara fyra år så länge tillsynsmetoden innebär att beslut om intäktsram fattas efter tillsynsperiodens slut och endast ett indikativt besked meddelas på förhand om intäktsramens storlek? Exempelvis skulle man kunna överväga om första tillsynsperioden ska vara kortare i avvaktan på att kompletterande bestämmelser om intäktsramar införs i naturgaslagen.

En flerårig period ökar möjligheten för ett naturgasföretag att utjämna eventuella obalanser i intäkterna mellan åren. En längre period gör också att EI:s och naturgasföretagens administrativa börda bör minska. En kortare period skulle kunna vara att föredra om nya regler om intäktsramar kan förväntas träda i kraft inom fyra år. I så fall skulle den första "riktiga" tillsynsperioden kunna börja utan att den första tillsynsperioden på fyra år först ska vara till ända. I nuläget är det dock oklart när en ny lagstiftning kan träda i kraft.

Möjligheten finns att i samband med införandet av ny lagstiftning bedöma när lagstiftningen ska börja tillämpas. EI anser att övervägande skäl talar för att första tillsynsperioden ska avse fyra år och börja 2011-01-01.

3 Intäktsramens uppbyggnad

De samlade intäkter som ett gasföretag har för överföring och lagring av naturgas anges i en intäktsram. EI redovisade i rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*, de olika kostnadsslag som ingår i ett naturgasföretags intäktsram.²²

3.1 Intäktsramen ska täcka skäliga kostnader

För att kunna granska skäligheten i ett gasnätsföretags totala intäkter måste EI göra en värdering av den tjänst som företaget utför. På konkurrensutsatta marknader bestäms värdet av en tjänsten genom det pris som kunder är beredda att ge vid ett visst tillfälle. Ett företag som sätter för höga priser kommer att konkurreras ut av billigare alternativ. På marknader som utgörs av naturliga monopol fungerar inte denna mekanism varför ett annat sätt att värdera tjänster måste användas. Värderingen av den tjänst som utförs av naturliga monopol utgår vanligtvis från de kostnader ett företag bör ha för att leverera en tjänst med en viss kvalitet.

Enligt 6 kap 2 § naturgaslagen ska tariffer för överföring och lagring av naturgas samt för tillträde till en förgasningsanläggning vara skäliga, objektiva och icke-diskriminerande. EI har därför i uppdrag att identifiera och definiera vad som är en skälig kostnad och vilken kvalitet som ska eftersträvas. Skäliga kostnader betyder inte nödvändigtvis att det är nätföretagets faktiska kostnader som ska tas upp vid beräkningen. Ett gasföretag som har onödigt höga kostnader på grund av ett sämre sätt att bedriva sin verksamhet bör inte kunna föra dessa kostnader vidare till kunderna genom nättarifferna.

EI gör i det här sammanhanget ingen bedömning av huruvida en enskild gaskunds nättariff är skälig.

3.2 Intäktsramen byggs upp av löpande kostnader och kapitalkostnader

Naturgasföretagets intäktsram består av löpande kostnader och kapitalkostnader. 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. De löpande kostnaderna, för ett naturgasföretag, utgörs av kostnader för bl.a. överliggande nät, underhåll, drift och administration.

²² EI R2008:16 s. 23ff . En schematisk uppbyggnad av intäktsramen redovisas på sid 24 och en utökad uppbyggnad redovisas i rapporten "Förhandsreglering av elnätsavgifter – principiella val i viktiga frågor" EI R2009:09, sid 27.

Kapitalkostnader är kostnader för investerat kapital och består av två delar, kostnaden för förbrukningen av kapitalet och kostnaden för kapitalbindningen. Förbrukningen av investerat kapitalet beaktas genom avskrivningar på anläggningstillgångar. Kostnaden för kapitalbindningen benämns avkastning och är kopplad till den alternativa förräntning en investerare kunnat få på det kapital som är bundet i anläggningstillgångar.

Löpande kostnader kan delas upp i påverkbara och ej påverkbara. Anledningen till denna uppdelning är att regleringen ska ha en sådan utformning att nätföretagen får incitament att minska sina påverkbara kostnader över tiden. När det gäller sådana kostnader som kan påverkas bör rimligen endast kostnader för en ändamålsenlig och effektiv drift av en nätverksamhet anses skäligen. Sådana kostnader som kategoriseras som ej påverkbara i tillsynsmetoden ska betraktas som skäligen i sin helhet.

Intäktsramen bestäms genom att löpande kostnader och kapitalkostnader adderas.

3.3 Kvalitet ska inte påverka intäktsramen i första tillsynsperioden

EI:s bedömning: Gaskvalitet ska inte påverka intäktsramen i första tillsynsperioden.

En särskild fråga i rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*, är om gaskvaliteten bör påverka en intäktsrams storlek. EI ansåg att frågan behövde utredas vidare.²³

I ellagen (1997:857) finns bestämmelser som tydliggör att nätägaren är ansvarig för kvaliteten i elnätet och att kvaliteten i elnätstjänsten ska påverka nivån på avkastningen i nätverksamhet i höjande eller sänkande riktning. Några motsvarande bestämmelser finns inte i naturgaslagen.

Syftet med att inkludera kvalitetsfrågor i nättariff tillsynen är att skapa incitament för företagen att hålla god kvalitet i verksamheten. Det är också rimligt från ett kundperspektiv att kunden får betala mindre om tjänsten är bristfällig.

Med gaskvalitet avser EI både leveranssäkerhet och produktkvalitet. Idag bedöms den samlade gaskvaliteten i det svenska naturgassystemet var mycket hög. Avbrott liksom kvalitetsbrister i överföringen av naturgas bedöms som ovanligt.

Om kvalitet allmänt ska inverka på ett företags intäktsram behöver kvalitet definieras, mätas och värderas utifrån en objektiv metod. EI gör bedömningen att metodutvecklingen skulle förenklas med en tydligare reglering i naturgaslagen av kvalitet i naturgasverksamhet. Vidare skulle det vara att föredra om det fanns direkta be-

²³ EI R2008:16 s. 24f

stämmelser i lagstiftningen som anger hur kvalitet bör påverka intäktsramen (jfr med elnät). Mot bakgrund av att sådana regler saknas samt att gaskvalitet i nuläget bedöms vara generellt god anser EI att det är för tidigt att inkludera kvalitetsfrågor vid bedömning av en intäktsram.

I takt med att mer biogas integreras i naturgasnätet kan frågan om bristande gaskvalitet få ökad betydelse. EI avser därför att analysera hur kvalitetsansvaret bör preciseras i naturgaslagen samt hur och i vilken omfattning leveranskvalitetsfrågor på sikt bör inkluderas vid bedömning av en skälig intäktsram.

Ovanstående hindrar förstås inte att EI redan nu följer upp enskilda företags gaskvalitet om behov om detta framkommer under tillsynsperioden.

4 Fastställande av tillgångar som ska ingå i kapitalbasen

Vid fastställande av en intäktsram för gasföretagen måste det bestämmas vilka anläggningar som ska ingå i kapitalbasen.

4.1 Bakgrund

I rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*, slog EI fast att det skulle vara de befintliga anläggningarna som skulle ingå i kapitalbasen.²⁴ Vidare ansåg EI att anläggningar som inte färdigställs under vissa omständigheter skulle kunna ligga till grund för beräkning av en kapitalkostnad (och därmed också ingå i kapitalbasen). Sedan EI tog fram nämnda rapport har även frågan om vilka anläggningar som ska ingå i kapitalbasen i elnätsverksamhet preciserats i lagstiftning samt varit föremål för EI:s fortsatta utredning.

4.2 Principer för värdering av kapitalbas för elnätsföretag

Enligt 5 kap. 9 § ellagen ska kapitalbasen beräknas med utgångspunkt i de tillgångar som elnätsägaren använder för att bedriva nätverksamheten.

Med användas avses både sådana tillgångar som faktiskt är i bruk och egendom som i övrigt fyller en funktion, t.ex. reservmateriel.²⁵ Vidare framgår att tillgångarna inte måste vara av sådan karaktär att de endast kan brukas i den direkta nätverksamheten, såsom ledningar och transformatorer. Även annan utrustning, t.ex. IT-system, ingår om det utgör en del av nätverksamheten. En tillgång som används behöver inte ägas av nätföretaget för att ingå i kapitalbasen. Regeringen konstaterar att det ur ett reglerperspektiv är olämpligt att skapa olika principer beroende på rådigheten över tillgångarna. Kapitalbasen bör därför kunna baseras på de tillgångar som används i nätverksamheten oberoende av ägarförhållandena. För att ett nätföretag som hyr en tillgång inte ska få dubbel kompensation (både som kapitalkostnad och löpande kostnad) ska företagets hyreskostnader för tillgångarna i dessa fall inte tas med vid beräkning av en intäktsram.

En investering som planeras under tillsynsperioden ska ingå vid beräkning av en intäktsram. Den planerade investeringen påverkar dock kapitalbasen och beräknad kapitalkostnad först från den tidpunkt den tas i bruk, dvs. det är inte avsikten att investeringen genererar en kapitalkostnad för hela perioden. Kapitalbasen ska i normalfallet ligga till grund för en intäktsram som sträcker sig över fyra år. För att en rimlig avkastning ska kunna beräknas på ett rättvisande sätt för perioden måste

²⁴ EI R2008:16 s. 37.

²⁵ Prop. 2008/09:141 s. 105.

hänsyn därför tas till kapitalbasens förändring under den aktuella tiden. Detta kan i viss utsträckning ske genom omprövning efter tillsynsperiodens slut. Det är emellertid önskvärt att en intäktsram så långt det går blir rättvisande redan från början.

Av 5 kap. 9 § andra stycket ellagen framgår att en tillgång som inte behövs för att bedriva verksamheten ska anses ingå i kapitalbasen, om det skulle vara oskäligt mot nätägaren att bortse från tillgången. Till exempel kan en investering visa sig obehövlig på grund av omständigheter utanför nätföretagets kontroll. Vad som är oskäligt beror i stor utsträckning på omständigheterna i det enskilda fallet. Såväl orsakerna till att tillgången blivit onödig som de ekonomiska konsekvenserna för företaget måste vägas in i bedömningen.

Metoden för att beräkna kapitalbasen bör vara så utformad att den bidrar till att nätföretaget förhållandevis enkelt kan bedöma avkastningen på en investering. Enligt 5 kap. 8 § ellagen måste metoden också ta hänsyn till företagets objektiva förutsättningar.

EI bedömer att ovannämnda principer också bör utgöra vägledning vid fastställande av kapitalbas för naturgasföretag.

4.3 Tillgångar som ska ingå i kapitalbasen

EI:s bedömning: De anläggningstillgångar i naturgasföretagen som används för överföring och lagring av naturgas ska ingå i kapitalbasen. Närmare specificering av tillgångarna och den miljö som de är förlagda i görs av naturgasföretagen. Naturgasföretagen bör ta sin utgångspunkt i den uppdelning av anläggningstillgångar som framtagits av EI (bilaga 1).

De tillgångar som ska ingå i kapitalbasen är i huvudsak material såsom ledningsrör, M/R-stationer, mätare, ventiler och reservmaterial samt kostnader för entreprenadarbeten och då även inräknat projektering och arbetsledning. Närmare specificering av tillgångarna och den miljö som de är förlagda i görs av naturgasföretagen. För att förenkla hanteringen har EI tagit fram en mall i form av en lista över olika typer av anläggningstillgångar m.m. Listan presenteras i bilaga 1. Naturgasföretagen bör ta sin utgångspunkt i denna lista. Om anläggningstillgången inte kan kategoriseras enligt denna mall får den specificeras och bedömas separat. EI kommer att ge detaljerade anvisningar i samband med att naturgasföretagen ombeds redovisa förslag till intäktsram.

I det enskilda fallet kan det uppkomma frågor om en tillgång ska betraktas som en anläggningstillgång och ingå i kapitalbasen, eller utgöra en löpande kostnad. Inom elnät har EI bestämt att anläggningstillgångar som ska ingå i kapitalbasen är sådana tillgångar som används för överföring och mätning av el liksom sådana system som används för överföring och mätning. EI bedömer att ett liknande synsätt rimligen bör gälla för vid bedömning av vilka naturgasanläggningar som ska inkluderas i intäktsramen.

4.3.1 Investeringar och utrangeringar

EI:s bedömning: Anläggningstillgångar får tas med i intäktsramen från och med halvåret efter det att anläggningen tagits i bruk. Om en anläggning tas ur bruk gäller det motsvarande, dvs. anläggningen får ingå i kapitalbasen hela det halvår som anläggningen togs ur bruk.

Investeringar och utrangeringar av anläggningstillgångar som sker under tillsynsperioden ska påverka storleken på kapitalbasen och intäktsrams omfång. Företagen behöver därför innan tillsynsperioden vid sidan om redovisning av befintliga anläggningstillgångar, redovisa sina investerings- och utrangeringsplaner för tillsynsperioden. Planerna ska ge information om vilken anläggning det är fråga om och anläggningens nuanskaffningsvärde samt vilken tidpunkt investeringen ska tas i respektive ur bruk samt övriga relevanta uppgifter. Denna information kommer då att utgöra underlaget för den indikativa intäktsramen. Om naturgasföretaget av någon anledning inte har med planerade investeringar/utrangeringar i beräkningen av sin intäktsram eller om planerna inte införlivades kan dessa avvikelser redovisas till EI innan beslutet om intäktsram efter tillsynsperiodens slut ska fattas.

På elnätssidan har EI föreslagit att anläggningarna får tas med i intäktsramen för en tillsynsperiod halvåret efter det att anläggningen tagits i bruk. Om en anläggning tas ur bruk gäller det motsvarande, dvs. anläggningen får ingå i kapitalbasen hela det halvår som anläggningen togs ur bruk.

EI anser att samma princip bör gälla i gasregleringen. Företaget behöver därmed inte redovisa exakt när i tiden en investering resp. utrangering genomförs. Kravet på halvårsvis noggrannhet bör inte leda till alltför stor administrativ börda.

4.3.2 Pågående arbeten och investeringsprojekt som inte fullföljs

EI:s bedömning: Skäligen kostnader för investeringar som inte tagits i bruk kan få ingå i intäktsramen om de när de uppstår anses vara av avgörande betydelse för utvecklingen av det svenska naturgassystemet eller medverka till försörjningstryggheten.

Skäligen kostnader för projekt som inte genomförs kan om de när de uppstår anses vara av avgörande betydelse för utvecklingen av det svenska naturgassystemet eller medverka till försörjningstryggheten få ingå i intäktsramen.

Anläggningstillgångar som används ingår i kapitalbasen och genererar därmed kapitalkostnader. Motsatt gäller att tillgångar som inte används inte ingår i kapitalbasen. Det gäller såväl innan en anläggning tas i bruk som efter att den slutat användas. Anledningen till detta är att då en anläggningstillgång inte används så genererar den heller ingen tjänst som kunderna ska betala för.

EI skrev dock i rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas* att företagen ska kompenseras för kostnaden för kapitalbindningen som uppstår

innan anläggningen tas i bruk.²⁶ Denna kompensation sker genom att företagen kan räkna ränta på pågående arbeten. Det innebär att en påbörjad investering ger avkastning på investerat kapital men ingen avskrivning på grund av kapitalförslitning.

Vidare skrev EI i nämnda rapport att kostnader för projekt som realiserats ska normalt inte påverka en intäktsram. Risken för att projekt inte realiserats avspeglas i den kalkylränta som EI fastställer. Om sådana kostnader skulle tillåtas utgöra en del av en intäktsram så skulle det innebära att befintliga kunder tar över en del av företagets affärsrisk. Detta minskar företagets incitament att göra noggranna bedömningar av ett utvecklingsprojekt. Om kunderna skulle ta över en del av företagets affärsrisk innebär det också att en lägre kalkylränta borde tillämpas som speglar den lägre risken. Trots detta bedömde EI att det kan finnas skäl att göra avsteg från denna princip. Anledningen till detta är att naturgasföretagen i Sverige är begränsade i sin storlek och att avsteg kan behöva ske om större projekt ska komma till stånd. Projekt som inte fullföljs kan initialt ha betraktats som så viktiga för naturgasmarknaden i Sverige att åtminstone delar av projektkostnaderna i undantagsfall bör kunna utgöra en del av intäktsramen.

EI kan konstatera att en sådan tillämpning skiljer sig från de principer som gäller för förhandsreglering av elnätstariffer. Vid förhandsreglering av elnätstariffer ingår en anläggningstillgång som underlag till intäktsramen som huvudregel från och med den tidpunkt den börjar användas och slutar ingå från den tidpunkt den slutar användas.²⁷ EI har därför ansett att dessa frågor behöver behandlas och övervägas på nytt.

Gasnätsföretagens synpunkter

Gasföretagen har framfört i huvudsak följande till EI. Enligt 3 kap. 1 § naturgaslagen ska ett företag som innehar en naturgasledning och bedriver överföring av naturgas vid behov bygga ut sitt ledningssystem och i tillämpliga fall dess anslutning till andra ledningssystem. Med ovanstående som bakgrund anser naturgasföretagen att det förefaller självklart att kostnader som är förknippade med erforderliga förarbeten inför beslut om utvidgning av ett ledningsnät ska få ingå i intäktsramen. Naturgasföretagen ser ett behov av att inrätta en praxis och har för detta ändamål uppgett att man delat in potentiella utvidgningar i större expansioner samt mindre expansioner eller förtätning av befintliga nät.

Enligt 6 kap. 1 § naturgaslagen ska den som innehar en naturgasledning vid begäran om ny anslutning inom skäligen tid lämna skriftlig uppgift om avgiften och övriga villkor för anslutningen. Kostnader som ledningsinnehavaren har för att kunna ge de svar som naturgaslagen kräver ska därför enligt gasnätsföretagen ingå i intäkts-

²⁶ EI R2008:16 s. 39

²⁷ Det bör noteras att det är regeringen som utformar de nuvarande bestämmelserna avseende kapitalbas för elnätsföretag. Regeringen kan antas meddela sådan bestämmelser under våren 2010.

ramen, oavsett om förfrågningarna resulterar i projekt som realiseras eller ej. Kostnaderna bokförs som löpande kostnader i resultaträkningen och inte som investeringsförda medel.

Utöver externa förfrågningar kan ledningsinnehavaren i syfte att uppfylla naturgaslagens krav på ett effektivt ledningssystem, enligt 3 kap. 1 § naturgaslagen, själv initiera utvidgningsprojekt där effektiviseringsvinster kan förväntas. Även dessa kostnader anser naturgasföretagen ska få ingå i intäktsramen.

När det gäller större geografiska expansioner hänvisar naturgasföretagen till de ändringar i naturgaslagen som föreslagits i Energinätsutredningens slutbetänkande.²⁸ Detta kan initieras av efterfrågan från kunder, krav på en ökad försörjningstrygghet men även av möjligheten att ansluta lokal förnybar produktion till ledningssystemet. Potentialen för en utbyggd biogasproduktion är starkt förknippad med den infrastruktur för överföring som kan göras tillgänglig. För att ledningsinnehavaren ska kunna fullgöra ett uppdrag gentemot potentiella överföringskunder behövs förstudier som kan behöva pågå under en längre tid. Om det ska vara intressant för ledningsinnehavaren att påbörja sådana projekt efterfrågas klara riktlinjer från EI om huruvida dessa kostnader kan ligga till grund för en ökad intäktsram.

EI:s bedömning

EI gör fortsatt bedömningen att anläggningstillgångar som inte används som huvudregel inte ska ingå i kapitalbasen och därmed inte ligga till grund för intäktsramen. EI gör däremot fortsatt också bedömningen att projekt initialt kan ha betraktas som så viktiga för naturgasmarknaden i Sverige att åtminstone delar av projektkostnaderna bör kunna utgöra en av intäktsramen trots att de inte fullföljs. EI anser att det bör preciseras att det rör sig om sådana investeringsprojekt som när de inleddes ansågs ha betydelse för utvecklingen av det svenska naturgassystemet eller försörjningstryggheten.

EI anser också att företag med anläggningar som ännu inte har tagits i bruk får kompensera sig för kapitalbindning genom att tillgodoräkna sig avkastning i vissa fall. Detta får bedömas från fall till fall. Även här bör det preciseras att de investeringsprojekt som avses är sådana som när de inleddes ansågs ha betydelse för utvecklingen av det svenska naturgassystemet eller försörjningstryggheten. På sikt kommer praxis att utvecklas även i denna fråga.²⁹

²⁸ SOU 2009:48.

²⁹ EI konstaterar också att det för större investeringsprojekt också i framtiden finns möjlighet att ansöka om undantag från vissa bestämmelser i regelverket (jfr artikel 22 i direktiv Europaparlamentets och Rådets direktiv 2003/55/EG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 98/30/EG).

4.3.3 Anläggning som bara delvis innehas av gasföretaget

EI:s bedömning: En anläggning som bara delvis används av gasföretaget ska bara delvis ingå i kapitalbasen.

Den som utnyttjar en anläggningstillgång ska ta med den i sin intäktsram till den del den används i verksamheten. Två ytterligheter finns:

1. Naturgasföretaget äger och har 100 % rådighet över anläggningen i sin verksamhet.
2. Naturgasföretaget har delvis (1%) rådighet över anläggningen. Bara 1 % ska ingå i kapitalbasen

Mellan dessa ytterligheter finns olika varianter.

Hyra/leasing av anläggningstillgångar

EI:s bedömning: Anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen ska ingå oavsett om de innehas med hyra eller äganderätt.

I kapitalbasen ingår de resurser i form av anläggningstillgångar som behövs för att överföra naturgas i naturgassystemet. Om naturgasföretaget finansierar anläggningstillgången genom att äga eller hyra den nödvändiga utrustningen så ska tillgången likväl inräknas i kapitalbasen. Samma huvudprincip gäller som ovan har redovisats avseende elnät.

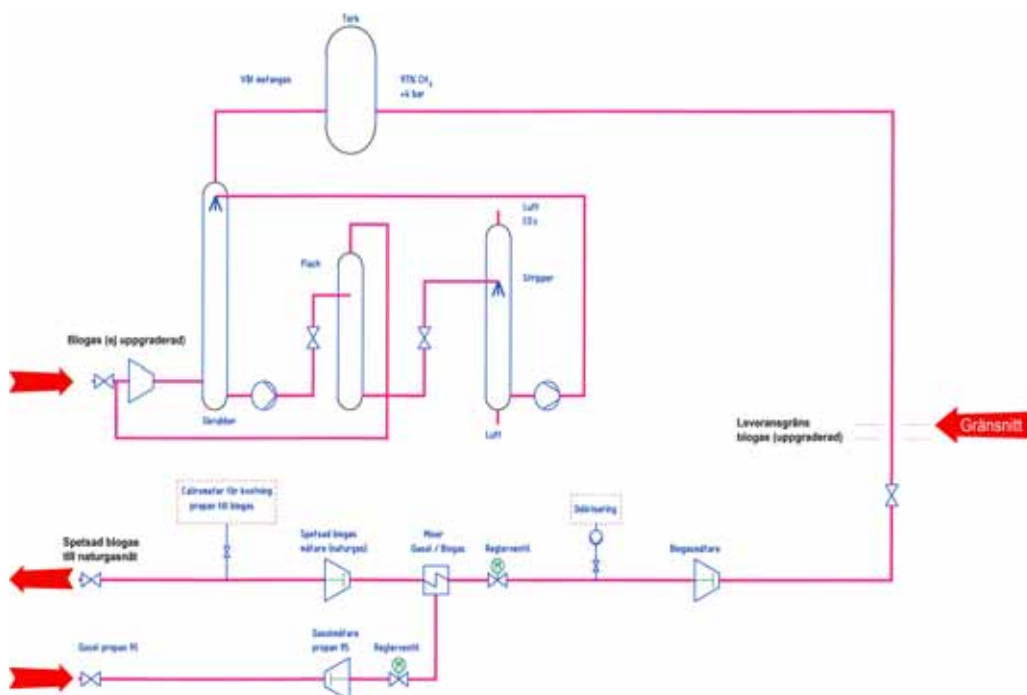
Kostnader för utrustning som leasas för att användas i drift- och underhållsverksamhet samt som hänförs till administrationen av gasnätet i företaget är att anse som löpande kostnader. Vissa företag köper sina mätvärden vilket hos andra företag fås fram ur egen utrustning ingående i kapitalbasen. I det senare fallet ska kostnaden betraktas som en kapitalkostnad eftersom utrustning för mätning är exempel på sådana tillgångar. I det tidigare fallet är det en driftskostnad, som bedöms ska ingå i kapitalbasen. Hur redovisningen ska gå till i dessa fall kommer EI att komma tillbaka till i samband med att EI kommer ut med instruktioner om hur kapitalbasen och övriga uppgifter ska redovisas till EI i samband med ansökan om en intäktsram.

4.3.4 Uppgraderingsanläggningar av biogas i naturgassystemet

EI:s bedömning: En uppgraderingsanläggning för biogas kan till vissa delar ingå i kapitalbasen om den används av gasföretaget.

Naturgassystemet har ett väl lämpat ledningssystem för överföring av energigas. Energigas som är baserad på biogas kan produceras lokalt och ska sedan överföras till slutförbrukare antingen för förbränning, som fordonsgas eller som råvara. För

att mata in biogas i naturgassystemet används s.k. uppgraderingsanläggningar. En fråga som uppkommit är om sådana uppgraderingsanläggningar kan ingå som en del i ett nätföretags kapitalbas eller om utrustningen ska betraktas som en del av produktionsutrustningen och inte ingå i kapitalbasen.



Figur 1 Exempel på uppgraderingsanläggning för biogas till naturgaskvalitet

I figur 1 visas ett exempel på en uppgraderingsanläggning där biogas ges naturgaskvalitet.

Om en uppgraderingsanläggning används av produktionsinnehavaren ska anläggningen inte ingå i naturgasföretagets kapitalbas och ligga till grund för en intäktsram. Om däremot anläggningen används av naturgasföretaget gör EI bedömningen att anläggningen, åtminstone till någon del kan anses vara en del av ledningsnätet. Var gränssnittet (se exempel på gränssnitt i figur 1) mellan produktionsinnehavare och gasföretag ska gå kommer att utredas vidare. Inom ramen för en utredning om biogas som EI redovisat till regeringen i november 2009 redogör EI ytterligare för denna och andra frågor kring uppgraderingsanläggningar.³⁰

³⁰ EI rapporten *Ökad andel biogas på en utvecklad gasmarknad*, EI R2009:12.

5 Metoder för beräkning av nuanskaffningsvärden

Anläggningstillgångarna i kapitalbasen ska äsättas ett nuanskaffningsvärde (NUAK).³¹

5.1 Bakgrund

I rapporten, *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*³², beslutade EI att en kapacitetsbevarande princip ska tillämpas vid beräkning av naturgasföretagens kapitalkostnader. Vidare ansåg EI att värdet på kapitalbasen ska ta sin utgångspunkt i de befintliga anläggningarna.

En kapacitetsbevarande princip innebär att kapitalbasen ska värderas till ett så kallat NUAK vilket utgörs av en bedömning av vad motsvarande anläggningar kostar att anskaffa till gällande priser.

EI redovisade i rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*,³³ att ett NUAK kan beräknas på i huvudsak två sätt, genom standardkostnader (baserade på svenska eller utländska förhållanden) eller genom att historiska anskaffningsvärden räknas upp med ett index. I rapporten bedömde EI att den sistnämnda metoden i huvudsak borde användas även om kompletterande bedömningar skulle genomföras.³⁴

I nämnda rapport förutskickade även EI att ett mer detaljerat arbete med beräkning av NUAK skulle genomföras i ett efterföljande projekt.

5.2 NUAK-värdering vid förhandsreglering av elnät

Sedan rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*³⁵ togs fram har ny lagstiftning tillkommit avseende bl.a. kapitalbasen i elnätsföretag. EI har i rapporten *Förhandsreglering av elnätsavgifter - principiella val i viktiga frågor*³⁶ efter utredning av förhållandena på elnätsmarknaden föreslagit att tre metoder ska användas för beräkning av ett NUAK avseende elnätsföretag. Metoderna är inte alternativa utan ska komma ifråga i följande ordning.

I första hand ska NUAK beräknas med en s.k. normprislista. Ett NUAK ska motsvara den investeringsutgift en elnätsägare skulle ha för att anskaffa eller bygga en

³¹ NUAK är egentligen en förkortning för nuanskaffningskostnad men i detta sammanhang har EI valt att även använda samma förkortning för nuanskaffningsvärden.

³² EI R2008:16, s. 27

³³ EI R2008:16

³⁴ EI R2008:16 s. 38.

³⁵ EI R2008:16

³⁶ EI R2009:09

motsvarande anläggning under tillsynsperioden på ett kostnadseffektivt sätt med tillbörlig hänsyn till elnätsägarens objektiva förutsättningar. Med motsvarande anläggningstillgång avses en tillgång som i allt väsentligt är densamma som den tillgång som ingår i kapitalbasen. Med objektiva förutsättningar avses sådana förutsättningar som nätägaren inte själv kan påverka. En normprislista för elnät utarbetas av EI.

I andra hand, om anläggningens nuanskaffningsvärde inte kan erhållas på detta sätt, ska nätföretagets anläggningstillgångars historiska anskaffningsvärden ligga till grund för beräkningen tillsammans med index.

I tredje hand har EI föreslagit att nätföretaget får föreslå ett värde som EI får godkänna.

EI har föreslagit att nämnda principer ska fastställas av regeringen i en förordning om kapitalbas. Förordningsbestämmelser är för närvarande under utarbetande inom regeringskansliet.

Motsvarande bestämmelser om kapitalbas finns inte i nuvarande naturgaslag. Något bemyndigande för regeringen att meddela närmare bestämmelser om hur en kapitalbas i naturgasverksamhet ska beräknas finns inte heller i nuvarande naturgaslagstiftning.

5.3 Metoder för värdering av anläggningar i naturgassystemet

Naturgasföretagens anläggningstillgångar består av material och av arbeten. Material och komponenter går fysiskt att specificera som exempelvis antal meter rörledning i plast med en given diameter och monterad tillsammans med passande mät- och reglerutrustning. Detta är specificerat i gasföretagens anläggningsregister och bedöms möjliga att NUAK-värdera. Desto större svårigheter är det att bestämma den mängd entreprenadarbeten som har behövts för att förlägga gasrörledningar i mark och dessutom ange geologiska lägningsförhållanden.

För att kunna genomföra en NUAK-värdering av naturgasnätet har EI efter en förnyad analys funnit att tre metoder som var för sig eller i kombination med varandra kan användas i NUAK-beräkningen av ett naturgasföretags kapitalbas.³⁷

- 1 Det första alternativet är att beräkna ett NUAK med en s.k normprislista. NUAK beräknas utifrån en lista med normpriser för olika tillgångar som typiskt sett ingår i det svenska naturgassystemet.

³⁷ Även om tillsynen baserar sig på en kapacitetsbevarandeprincip och nuanskaffningsvärden går det inte att bortse från den grund de historiska anskaffningsvärdena utgör för att ge en rättvisande ekonomisk prognos och dessutom komplettera den tillförlitliga ekonomiska information som föreligger.

- 2 Det andra alternativet är att ur historiska anskaffningsvärden beräkna ett totalt NUAK.³⁸ Detta görs genom uppräknig av de historiska anskaffningsvärden med index. För att använda denna metod krävs information om anskaffningsvärden och anskaffningsår.
- 3 Det tredje alternativt är att nätföretaget får föreslå ett eget beräknat NUAK som EI får bedöma och ta ställning till.

I det följande jämförs metoderna ett och två. Båda metodansatserna har sina för- och nackdelar vilket beskrivs i tabell 2.

| | Index | Normprislista |
|---------------------------|--|---|
| Noggrannhet | Låg | Hög |
| Partiskhet (Trovärdighet) | Objektiv | Objektiv |
| Arbetsintensitet | Låg | Hög |
| Tillgång till grunddata | Delvis | Delvis |
| Täckningsperiod | Från 1980 till 1,5 – 2 år innan 1:a regleringsperioden | Från investeringsstart till 9 månader före regleringens början. |

Tabell 1 Schematisk uppställning för- och nackdelar index vs normprislista

EI har uppskattat metodernas noggrannhet. Noggrannheten bedöms utifrån hur exakt beräkningsmetoden torde vara för att erhålla ett rimligt NUAK.

Med partiskhet menas graden av påverkan som gasbranschen har på olika beräkningsmetoder med avseende på vilken grad av trovärdighet värdena får.

Arbetsintensiteten indikerar den uppskattade arbetsinsatsen som behövs för att få ett fullgott utredningsunderlag. För att ta fram en normvärdeslista över ingående komponenter i det svenska gasnätet kommer det initialt att behövas en ingående fysisk kartläggning av berörda naturgasföretagens anläggningar. Med indexmodellen blir arbetsinsatsen mindre.

När det gäller täckningsgraden bedömer EI, efter att ha konsulterat SCB, att ett index för uppräknig av historiska anskaffningsvärden går att erhålla från år 1959 och fram till år 2008 genom en kombination med äldre VA-index, vilket har övergått till entreprenadindex med basår 1984 (E84).

Båda beräkningsmetoderna kan successivt uppdateras under tillsynsperioden.

³⁸ Denna metod förordas i rapporten "Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige", EI R2008:16 (s. 38).

När det gäller tillgång till grunddata bedömer EI, utifrån genomförda pilotstudier, att det i dag saknas historiska anskaffningsvärden för en del av de anläggningstillgångar som ingår i naturgassystemet. Avsaknad av tillgängliga grunddata gör att metoden i praktiken bara delvis kan tillämpas. Detta bedöms vara fallet trots att det finns bestämmelser om företagens skyldigheter att hålla anläggningsregister. När det gäller tillgängliga data för att utforma en normprislista saknas idag normpriser för vissa typer av tillgångar. Även detta gör att denna metod bara delvis kan tillämpas under den första tillsynsperioden.

5.4 Normprislista

EI:s bedömning: I tillsynen ska fastställd normprislista användas för att strukturera naturgasföretagens anläggningstillgångar och där det är möjligt värdesätta dessa.

5.4.1 Syftet med normprislista

Det finns två huvudsakliga syften med en normprislista. Det ena är att strukturera naturgasföretagens anläggningstillgångar som ska redovisas i kapitalbasen. Det andra syftet är att värdesätta varje specificerad anläggning i listan. Normprislistan utgör ett verktyg för att NUAK-värdera naturgasföretagens kapitalbaser. Unika anläggningar dvs. anläggningar som är en av sitt slag, lämpar sig sämre för NUAK-värdering med denna metod. Exempel på sådana anläggningar kan vara lagret i Skallen och sjövattnenledningen mellan Dragør i Danmark och Klagshamn i Sverige.

5.4.2 Framtagande av en lista med de vanligaste anläggningarna

EI har i samarbete med gasbranschens företag utrett och tagit fram en anläggningslista som utgör en grund till framtida normprislistor inom gasbranschen. Listan är uppdelad så att olika anläggningar anges i olika typer av geografiska förhållanden och material där komponenterna är indelade efter dimensioner och det arbetstryck de används i.

De olika radrubrikerna i listan är knutet till indexlittra i entreprenadindexet E84. Detta för att underlätta uppräkningsav NUAK-värden till den första dagen i tillsynsperioden dvs. 2011-01-01. En av EI utarbetad lista redovisas i sin helhet i bilaga 1. Denna har fått sin slutliga utformning efter att EI genomfört ett pilottest tillsammans med företagen i referensgruppen. Mer information om pilottestet finns att läsa i bilaga 3.

5.4.3 Framtagandet av värden till normprislistan

De olika anläggningstillgångarna ska i nästa steg värderas. De två huvudsakliga kostnadsslagen är material med komponenter och entreprenadarbeten som även inkluderar projektering.

Utgångspunkten för ett NUAK-värde i en normprislistan är att NUAK motsvarar den investeringsutgift en gasnätägare skulle ha för att anskaffa eller bygga en motsvarande anläggning under tillsynsperioden på ett kostnadseffektivt sätt med tillbörlig hänsyn till gasnätägarens objektiva förutsättningar³⁹. Med motsvarande anläggningstillgång avses en tillgång som i allt väsentligt är densamma som den tillgång som ingår i kapitalbasen. Med objektiva förutsättningar avses sådana förutsättningar som gasnätägaren inte själv kan påverka.

Normvärdena kommer således att basera sig på olika grundvärden för entreprenadarbeten med tillägg för de varierande geografiska lägningsförhållandena. Inom entreprenadarbeten ingår utgifter för grundläggande projekteringen innan anläggningen började byggas, byggledning, marktillträde, myndigheters prövning och tillstånd, besiktningar mm.

Materialet delas in i rörledning (plast eller stålrör), ventiler och komponenter, mät- och övervakningssystem, katodskydd mm. Materialspecifikationerna är knutna till anläggningarnas rördimensioner, gstryck och gasflöde.

Genom att specificera gasanläggningarnas förläggning och längder i olika lägningsförhållanden samt vilket material och komponenter som används i varje anläggning multiplicerat med de angivna normpriserna erhålls ett värde på nätföretagets kapitalbas.

Osäkerheten med att värdera entreprenadarbeten är de fördyrande omständigheter som tillkommer vid sprängningar och vice versa att förmodade svåra lägningsförhållanden kan var enkla att passera. Detta medverkar till fluktuationer mellan angivna priser och ekonomiskt utfall. I arbetet med naturgasföretagen har det betonats att gasbranschen inte har varit investeringsintensiv och inga aktuella anläggningar har byggts eller anskaffats på senare tid. Därför kommer en betydande del av värden i normprislistan att behöva approximeras.

5.4.4 Normprislistans användning i första tillsynsperioden.

EI har vid en sammanvägd bedömning kunnat konstatera att EI i nuläget inte kan presentera slutliga normvärden för den första tillsynsperioden. Anledningen till detta är att EI inte anser att det material som finns tillgängligt i nuläget kan ge EI en fullgod uppfattning av samtliga värden i en normprislista. Det beror bl.a. av att investeringsnivån i branschen har varit låg under de senaste decenniet vilket medför att värden i normprislistan kommer att få approximeras. EI har därför inte valt att inkludera värden i denna rapport.

EI bedömer inte heller att kunna redovisa värden på alla i listan ingående komponenter innan naturgasföretagen ska redovisa sina förslag till intäktsramar. För att etablera en normvärdeslista för gasbranschen kommer det att behövas jämförelser

³⁹ Samma gäller även för elnät.

och granskningar både nationellt och internationellt. EI kommer att behöva utveckla arbetsmetoder för att fullfölja detta arbete.

Därför kommer gasbranschens företag att vid begäran om intäktsram behöva ange prognostiserade NUAK-värden på material och arbeten i överensstämmelse med uppställning i normprislistan. Nätföretaget ska då också redovisa hur nätföretaget kommit fram till sina NUAK-värden.

Genom att normprislistan kommer att utvärderas och eventuellt revideras inför varje ny tillsynsperiod kommer noggrannheten att successivt förbättras i efterföljande tillsynsperioder.

EI kommer i samband med att den indikativa intäktsramen meddelas, bedöma skäligheten i de redovisade NUAK-värdena, och meddela nätföretaget hur EI bedömer NUAK-värdena för tillgångarna i kapitalbasen.

5.4.5 Normprislistan i andra tillsynsperioden

EI kommer inför tillsynsperiod två att återkomma till frågan om hur kapitalbasen ska beräknas med en normprislista. Inför tillsynsperiod två bedömer EI att det ska vara möjligt att kunna presentera en normprislista med värden för samtliga tillgångar. Denna lista kommer naturligt att ha sin grund i de värden som använts för beräkning av kapitalbasen i den första tillsynsperioden, men också ta sin utgångspunkt i den fortsatta utredningen.

5.5 Index för att NUAK-värdera kapitalbasen

NUAK-värden på anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen kan även fås genom att de historiska anskaffningsvärdena för genomförda investeringar justeras med ett index för att ta hänsyn till prisutvecklingen över tiden. Indexet ska spegla kostnadsutvecklingen för entreprenad- och materialkostnader i det svenska naturgassystemet. Detta kan med fördel göras med hjälp av en indexserie som speciellt framtagas för naturgasföretag i samband med förhandsregleringen.

5.5.1 Användandet av index för att nuanskaffningsvärdera kapitalbaser

Fördelen med ett index är främst att metoden är enkel att använda. Historiska värden kan räknas upp till ekonomiska värden motsvarande 2008 års nivå utan alltför omfattande insatser och är samtidigt enkel att utöva tillsyn över.

Nackdelen är huvudsakligen att denna metod baserar sig på ett tillvägagångssätt att anlägga gasnät samt materialpriser som gällde för 15-20 år sedan. Dessutom var projekteringskostnaderna på en lägre nivå bl.a. beroende på andra förutsättningar för administration och redovisning. Förändringar i ägandet och byte av associationsformer i naturgasföretagen kan dessutom ha medverkat till sämre spårbarhet av de ingående ekonomiska värdena i kapitalbasen.

EI anser ändå att metoden kan vara rimlig att använda i de fall naturgasföretagen har ett tillförlitligt dokumenterat anläggningsregister med information om anläggningarnas ålder och historiska anskaffningsvärden.

Vid analysen av olika indextypers användbarhet identifierades att de huvudsakliga kostnadsposterna i en kapitalbas är kostnadsslagen entreprenad-, material- och projekteringskostnader. Entreprenadkostnaderna utgör de kostnader som uppstått vid exempelvis grävning, nedläggning och återställning vid etableringen av en gasledning. Materialkostnaderna är huvudsakligen kostnader för ledningsrör i stål- alternativt plast, mät och reglerutrustningar etc.

Olika index ska spegla olika typer av kostnadsutvecklingar i samhället. Nedan redogörs för några olika index och deras utveckling under perioden 1985 – 2008.

5.5.2 Konsumentprisindex (KPI)

KPI avser att visa hur konsumentpriserna i genomsnitt utvecklar sig för hela den privata inhemska konsumtionen dvs. de priser konsumenterna faktiskt betalar.

Diagram 1 visar utvecklingen av KPI mellan åren 1985 – 2008.

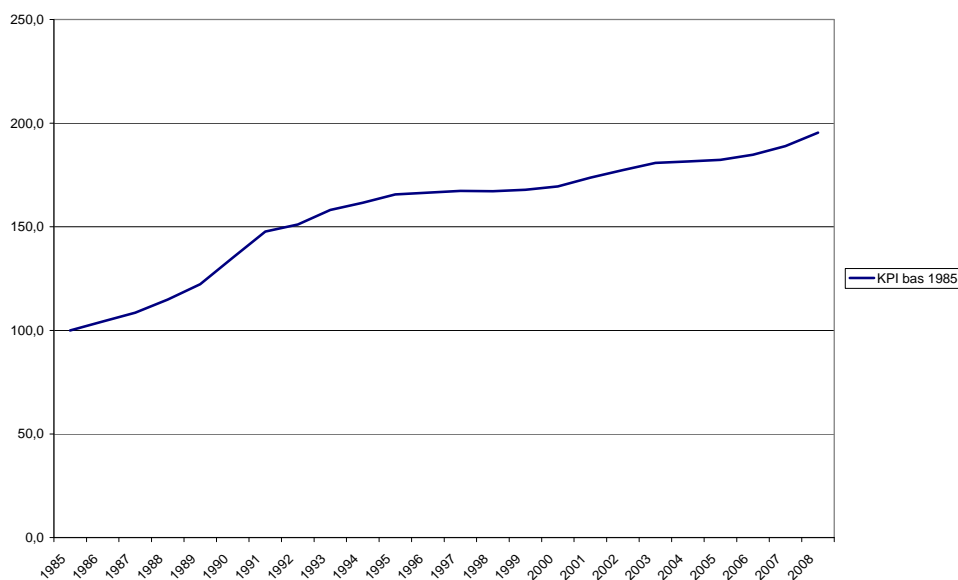


Diagram 1 Konsumentprisindex (KPI85) utvecklingen 1985-2008

Genom att KPI speglar den privata konsumtionens utveckling i genomsnitt kommer det sannolikt inte i sin helhet att spegla kostnaden för att investera i gasledningar. Anläggningen av gasnät är hårdare knutet till vad som sker inom anläggningssektorn än pris- och kostnadsutvecklingen inom handeln med konsumentvaror.

5.5.3 Entreprenadindex (E84)

Entreprenadindex (E84) för husbyggnad och anläggning är ett index för kostnadsreglering av byggentreprenader. Entreprenadindex omfattar drygt 200 olika indexserier, vilka är indelade i huvud-, under- och basgrupper. E84 avser att mäta kostnadsutvecklingen för entreprenörens kostnader utan hänsyn till produktivitsutveckling och löneglidning. E84 beräknas månadsvis med januari 1984 som basår.

Anläggning av gasnät sker relativt sällan i Sverige medan anläggning av vägar, järnvägar och husbyggnationer sker i betydligt större omfattning. Materialkostnaderna för rörledningar för överföring av naturgas styrs i huvudsak av prisutvecklingen på högtrycksrör och plaströr. Denna typ av materialkostnader har inte samma genomslag inom annan anläggningsindustri.

EI bedömer att prisutvecklingen på gasanläggningar inte direkt kan jämföras med andra delar inom anläggningsbranschen.

Sammanvägt index för naturgasföretag

EI uppdrog åt SCB att genomföra en kartläggning över kostnadsutvecklingen i naturgasföretagens anläggningstillgångar och konstruera en till gasbranschen anpassad indexmodell. Kartläggningen genomfördes under augusti och september 2009. Indexet kan uppdateras.

Genomförandet och resultatet av undersökningen återfinns i SCB:s rapport "Metodrapport för index avseende naturgasföretag åt Energimarknadsinspektionen oktober 2009" 2009-10-13, se bilaga 2.

Det sammanvägda indexet har sin bakgrund i en enkät som SCB genomfördes med de naturgasföretag som finns för transmission och distribution av naturgas i det svenska naturgassystemet. Enkäten hade för avsikt att kartlägga kapitalbasen, fördelat på år och kostnadsslagen entreprenad, material och projektering.

I diagram 2 visas utvecklingen över tiden av det sammanvägda indexet.

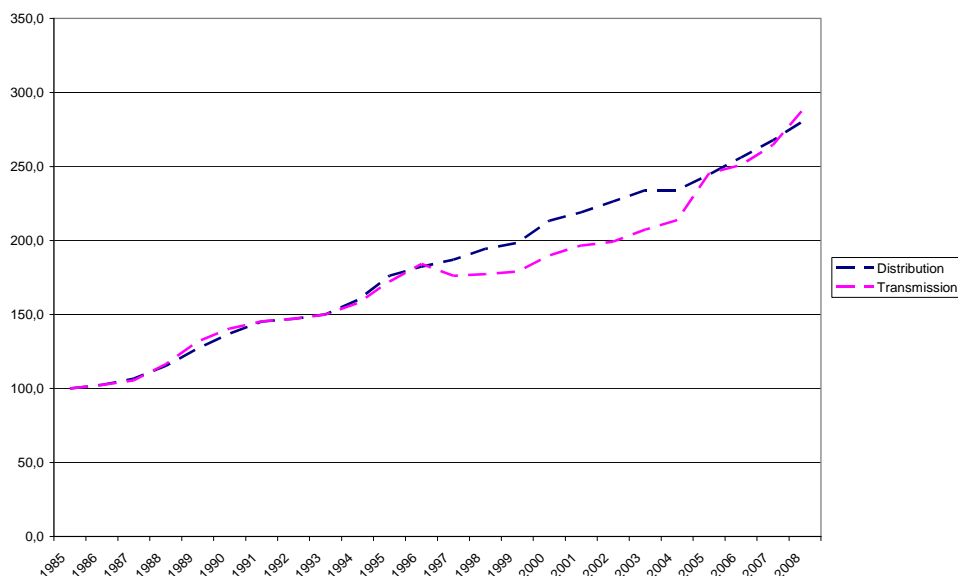


Diagram 2 Sammanvägt index (E84) för naturgasanläggningar 1985-2008

Under senare delen av åttiotalet och i början av nittiotalet skedde merparten av investeringarna i det svenska naturgassystemet. Den ekonomiska redovisningen och strukturen på anläggningsregistren är anpassade till dåtidens arkiveringskrav mm. Projektredovisningar finns inte sparade i någon större omfattning. Det begränsar förstås möjligheterna att få fram mer exakta uppgifter. Därför har det sammanvägda indexet vissa brister när det gäller precisionen i det enskilda fallet. I stort bedömer dock EI att indexet ger en någorlunda rimlig bild av kostnadsutvecklingen.

5.5.4 Faktorprisindex (FPI85)

Faktorprisindex är ett index som mäter prisutvecklingen för de produktionsfaktorer som används i byggbranschen: byggmästeri, vvs, el, löner, maskiner, transporter, drivmedel, elkraft, projektering, etc. Indextalen beräknas för flerbostadshus, gruppbyggda småhus och jordbruksbyggnader både totalt och för viktigare kostnadslag.⁴⁰

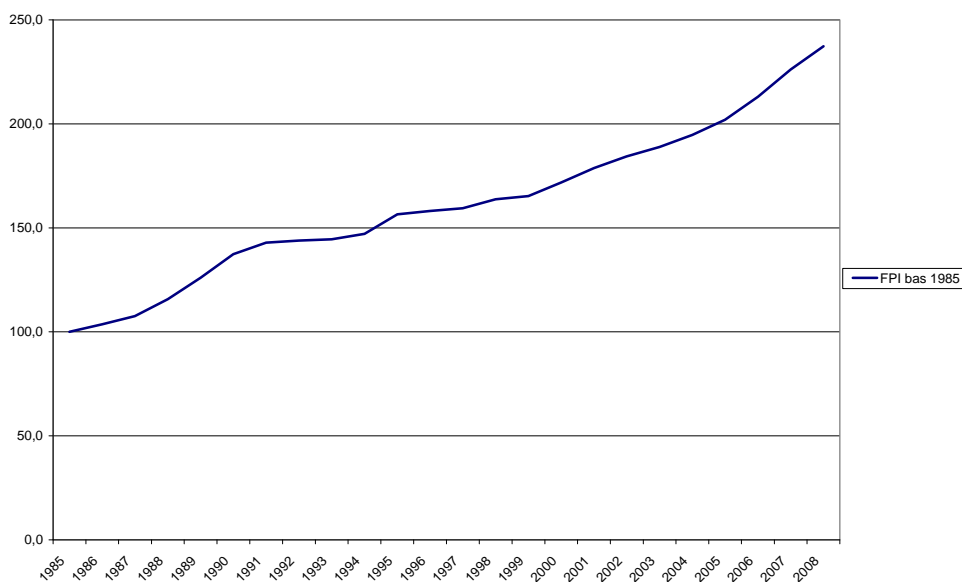


Diagram 3 Faktorprisindex utveckling 1985-2008

EI bedömer att prisutvecklingen för produktionsfaktorer inom byggbranschen inte direkt visar kostnadsutvecklingen för anläggning av naturgasledningar i Sverige.

⁴⁰ SCB:s definition http://www.scb.se/Pages/Product_12519.aspx

5.5.5 EI:s ställningstagande avseende lämpligt index i första tillsynsperioden

EI:s bedömning: Ett sammanvägt skräddarsytt index bör användas för uppräkningsvärden av historiska anskaffningsvärden.

Nedanstående diagram 4 visar en sammanläggning av de olika indextyperna.

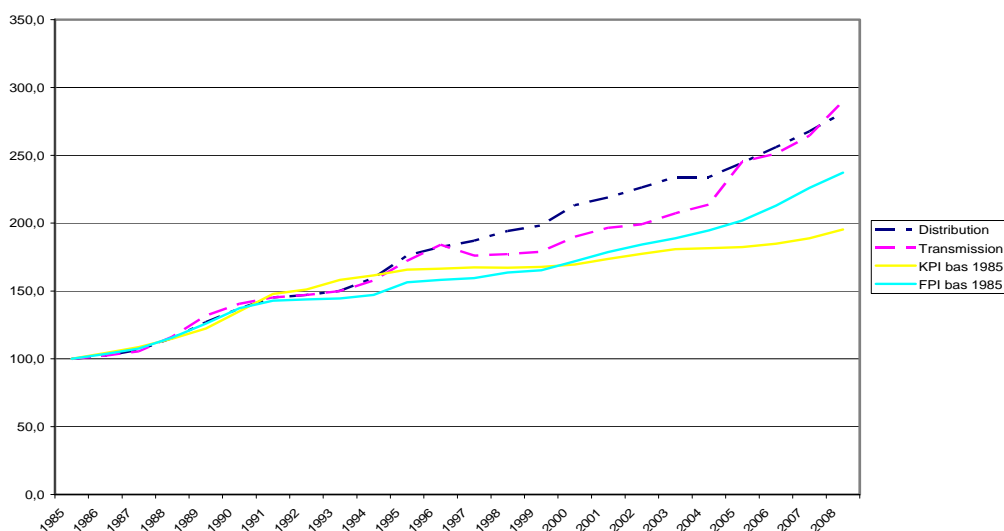


Diagram 4 Indexutveckling 1985- 2008 av KPI bas85, FPI bas 85 och sammanvägt index för naturgasföretag

EI anser att det av SCB utarbetade sammanvägda indexet är det index som bör användas vid NUAK-värdering av en kapitalbas. Visserligen är kostnadsutvecklingen hög för ett sammanvägt index men rekommenderas därför att det bedöms bäst spegla kostnadsutvecklingen för naturgasföretagen vid anläggandet av gasnätanläggningar.

EI avser att på nytt granska den rapportering som ligger bakom framtagandet av det sammanvägda indexet och därefter, om så skulle behövas, genomföra nödvändiga justeringar.

5.6 Värdering av särskilda anläggningar

I naturgasset ingår komponenter som är unika i det svenska naturgasset. Sådana anläggningar kommer inte att ingå i EI:s framtida normprislista. I de fall sådana anläggningar kan nuanskaffningsvärderas med historiska anskaffningsvärden och index kan denna metod användas. I annat fall måste anläggningarna nuanskaffningsvärderas på annat sätt. I dessa fall kommer nätföretaget att få redo-

visa metod och nuanskaffningsvärden som godkänns av EI i samband med att EI tar ställning till intäktsramens storlek.

5.7 Förändring i kapitalbasens värde under tillsynsperioden

EI:s bedömning: NUAK räknas upp med f.n. två procent per år. Det sker ingen korrigerings i efterhand även om det visar sig att värdet för tillgångarna gått upp eller ned mer än inflationen.

Det är rimligt att anta att kostnaden för investeringar i gasnät förändras under tillsynsperioden. Den begäran om intäktsram (oavsett metod för beräkning av NUA-K) som nätföretaget lämnar kommer att vara beräknat utifrån NUA-K-värdet för anläggningarna år 2010. Det behövs därför en metod för att hantera prisförändringar under tillsynsperioden.

EI har identifierat tre sätt att ta hänsyn till prisförändringar under tillsynsperioden:

- 1 NUAK räknas upp med f.n. två procent per år. Det sker ingen korrigerings i efterhand även om det visar sig att värdet för tillgångarna gått upp eller ned mer än inflationen.
- 2 NUAK räknas upp med f.n. två procent per år. I efterhand sker en korrigerings av hur den verkliga prisutvecklingen varit för anläggningarna, med hjälp av ett särskilt index för nätverksamhet. Varje år under perioden lämnar EI en indikation på hur prisutvecklingen, som information till företagen. En avstämning sker efter tillsynsperioden. Stora avvikelser mellan förväntad och faktisk prisutveckling kan då utgöra grund för att besluta om en intäktsram som avviker från det indikativa beskedet som tidigare givits.
- 3 NUAK indexeras inför varje nytt år i tillsynsperioden med ett index som på lämpligt sätt speglar kostnadsutvecklingen för anläggningarna. Indexet kommer att basera sig på den historiska prisutvecklingen, exempelvis skulle indexeringen för år två i tillsynsperioden troligtvis basera sig på prisutvecklingen ett år innan tillsynsperioden. Det sker ingen korrigerings i efterhand av den årliga indexeringen.

De två första förslagen bygger på att de av gasnätsägarna angivna värdena, räknas upp med f.n. två procent per år, dvs. Riksbankens inflationsmål. En fördel med att använda ett fast mått om två procent per år är att det blir enkelt och förutsägbart för företagen vad de får i ersättning och för deras kunderna vad de ska betala. En nackdel är att utvecklingen av konsumentpriser inte kan förutsättas vara representativ för utvecklingen av priset på de varor och tjänster som nätföretag vanligen köper. Det tredje alternativet bygger på att normprislistan årligen under tillsynsperioden uppdateras med ett index. Detta index baseras på prisutvecklingen för denna typ av kostnader.

På elnätssidan där beslut om en intäktsram fattas på förhand har nätföretagen uttryckt en preferens för alternativ tre (3) ovan. Referensgruppen för gasarbetet har förespråkat alternativ ett. EI bedömer att det på förhand är omöjligt att avgöra vilken av metoderna som i det enskilda fallet bäst kommer att spegla prisutvecklingen under tillsynsperioden. Naturgasföretagen är av den uppfattningen att förutsägbarhet om intäktsramens skäligen storlek ska prioriteras framför exakthet om resultat med metoderna antas ge likvärdig noggrannhet. EI anser de beskrivna metoderna är rimliga. EI bedömer dock att alternativ ett (1) bör innebära minst administrativ börda för gasföretagen och EI. EI delar därför bedömningen att alternativ ett (1) kan tillämpas i den tillsynsmetod som ovan beskrivits med indikativt besked samt beslut om intäktsram efter tillsynsperiodens slut.

5.8 EI:s ställningstagande till metoder för NUAK-värdering av kapitalbas under den första tillsynsperioden

EI:s bedömning: För att kunna genomföra en NUAK-värdering av naturgasnätet har EI funnit att flera metoder var för sig eller i kombination med varandra kan användas i NUAK-beräkningen av ett naturgasföretags kapitalbas.

EI anser att alla de tre metoderna beskrivna i avsnitt 5.4, 5.5. och 5.6 för beräkning av ett NUAK för en kapitalbas är möjliga att använda samt kan ge rimliga och tillförlitliga resultat.

I avsaknad av lagstiftning kring tillämplig metoder och mot bakgrund av främst avsaknaden av tillgängliga grunddata i alla delar, anser EI också att det är mest rimligt att låta flera tillgängliga metoder för beräkning av NUAK vara möjliga under första tillsynsperioden. EI förordar därför inte att någon av metoderna ska användas före de andra. EI avser att till andra tillsynsperioden utveckla en komplett normprislista för att NUAK-värdera naturgasföretagens kapitalbas.

EI kommer att tillhandahålla ett index för uppräknings av historiska anskaffningsvärden.

I referensgruppen har det påtalats att friheten i val av metod kan inverka på storleken på begärd intäktsram och även minska transparensen i tillsynen. EI kan instämma i att flera möjliga metoder ökar komplexiteten i regleringen. EI bedömer dock att fördelarna med flera metoder överväger nackdelarna när detaljerad vägledning om NUAK-beräkning saknas i lagstiftning och förarbeten.

6 Kapitalkostnader - reglermässig avskrivningstider

EI beslutade i rapporten ”Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige” vilka avskrivningstider inspektionen avser att tillämpa i den kommande regleringen.⁴¹ Följande avskrivningstider redovisades.

| Anläggningskomponenter | Reglermässiga avskrivningstider (år) |
|--|---|
| Transmissionsledningar | 40 |
| Distributionsledningar | 40 |
| M/R- stationer | 20 |
| Mätare | 12 |
| Stödsystem och system för övervakning | 12 |
| Lagerutrymme | 40 |
| Kompressor för lagret | 25 |
| Övriga maskiner och inventarier | Samma som bokföringsmässig avskrivningstid |

Tabell 2 Fastställda avskrivningstider för anläggningstillgångar i kapitalbasen vid förhandsregleringen av naturgas

Under utredningsarbetet har framkommit att den ovan redovisade tabellen inte är helt komplett. Det finns exempelvis anläggningar i verksamheten som ingår i kapitalbasen och som inte finns representerade i listan. I det fall t.ex. en uppgraderingsanläggning ingår i nätägarens kapitalbas måste också denna åsättas en avskrivningstid. För att gasföretagen vid sin ansökan om intäktsram ska kunna fastställa en kapitalkostnad även för denna typ av anläggningar, avser EI att ge ytterligare kompletterande anvisningar innan en ansökan om intäktsram ska lämnas in till EI.

Referensgruppens deltagare har uttryckt en önskan om att i möjligaste mån harmonisera avskrivningstider mellan gas- och elnät där komponenterna är identiska eller likartade. För närvarande utreder EI avskrivningstider för olika typer av elan-

⁴¹ EI R2008:16, s.30ff.

läggningar. EI kommer att återkomma till referensgruppen när denna utredning är slutförd. I nuläget ser EI dock inget behov av att revidera ovan fastställda avskrivningstider.

7 Kapitalkostnader - kalkylränta i tillsynsperioden

7.1 Bakgrund

Vid reglering av gasnätsverksamheter är kostnaden för kapitalbindning en av de viktigaste parametrarna. Kalkylräntan används för att beräkna kapitalkostnaden som i sin tur är en del i den intäktsramen för naturgasföretagen. För att bestämma kalkylräntan är det vedertaget att göra en sammanvägning av avkastningskravet på eget kapital och kostnaden för lånat kapital, WACC – Weighted Average Cost of Capital.

EI presenterade i rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige* den metod för beräkning av kalkylränta som kommer att tillämpas vid reglering av naturgasföretagens intäktsram.⁴² I rapporten gjordes även följande ställningstaganden vad gäller metoden för att beräkna och behandla kalkylräntan:

- För att erhålla en marknadsvärderad kapitalstruktur har noterade europeiska naturgasföretag valts som referensobjekt.
- Kalkylräntan kommer inför varje tillsynsperiod att fastställas av EI och avse hela tillsynsperioden.
- Till följd av att en kapacitetsbevarande princip kommer att tillämpas samt att intäkterna bedöms före skatt kommer en real kalkylränta före skatt att tillämpas. Vid beräkning av kalkylräntan tas en WACC fram som utgår från en kalkylränta efter skatt som sedan, genom ett schablonmässig beräkningssätt⁴³, omräknas till en kalkylränta före skatt.
- WACC:en innehåller ett riskpremietillägg på kostnaden för eget kapital. Tillägget motiveras av illikviditetsfaktorn, den relativt omogna svenska naturgasmarknaden samt den högre politiska risken i förhållande till marknaderna som de jämförbara europeiska naturgasföretagen verkar på.
- En och samma kalkylränta kommer att tillämpas för samtliga naturgasföretag.

⁴² EI R2008:16 s 34ff.

⁴³ Vid konvertering av WACC efter skatt till före skatt används av ICECAPITAL följande samband:

$$WACC_{\text{före skatt}} = \frac{WACC_{\text{efter skatt}}}{1 - t}$$

t = bolagsskatten

7.2 Uppdatering av kalkylräntan under tillsynsperioden

Vid framtagande av principer för förhandsreglering av elnät under år 2009 har frågan om eventuell uppdatering av kalkylräntan under tillsynsperioden diskuterats på nytt. I detta arbete presenterade EI tre förslag för hur kalkylräntan kan hanteras under tillsynsperioden:

- 1 En kalkylränta fastställs före tillsynsperioden och gäller hela tillsynsperioden och ingen korrigering sker i efterhand av kalkylräntan.
- 2 En preliminär kalkylränta fastställs före tillsynsperioden men en avstämning av kalkylränta sker efter perioden. Vid avvikelser mellan preliminär kalkylränta och verkligt utfall sker en korrigering av kalkylräntan.
- 3 En ny kalkylränta tas fram inför varje nytt år i tillsynsperioden. Ingen korrigering sker i efterhand av kalkylräntan.

Elnätföretagen, vars intäktsram fastställs på förhand, har uttryckt en preferens för alternativ tre (3). Detta alternativ innebär troligtvis en ökad administrativ börda för såväl nätföretag som tillsynsmyndigheten jämfört med alternativ ett (1). Eftersom ingen korrigering sker i efterhand så bedömde EI inte att den administrativa bördan med alternativ tre (3) blev större än med alternativ två (2). Kalkylräntan är en viktig parameter i regleringen varför EI i tillsynsmetoden för elnät avsåg att tillämpa alternativ tre (3) för att nå största möjliga precision i regleringen. Vid reglering av elnät kommer en ny WACC därför att levereras inför varje nytt år i tillsynsperioden. Gasbranschens företag förordade alternativ ett (1).

7.3 EI:s ställningstagande

EI bedömer att en kalkylränta som anges före tillsynsperioden och som ligger fast hela perioden kan öka förutsägbarheten och minska den administrativa bördan för företagen. Användandet av en kalkylränta som anges efter tillsynsperioden kommer å andra sidan att säkerhetsställa att kalkylräntan följer utvecklingen på den finansiella marknaden. EI:s uppfattning är att gasbranschens företag föredrar förutsägbarhet med en WACC som förblir oförändrad över perioden. EI anser vid en sammanvägd bedömningen att alternativ ett (1) bör tillämpas och att den riskfria räntan ska vara långsiktig.

8 Löpande kostnader och effektiviseringsincitament

De löpande kostnaderna relateras till de direkta och indirekta kostnader som ett naturgasföretag har i sin verksamhet med att överföra och lagra naturgas i det svenska naturgassystemet. Gasföretagens löpande kostnader kan delas in i påverkbara och icke påverkbara kostnader.

8.1 Bakgrund

EI förutskickade i rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige* att löpande påverkbara kostnader ska åsättas ett effektiviseringskrav.⁴⁴ Ambitionen är att ett sådant krav ska gälla från första tillsynsperioden. EI har haft frågan uppe om effektiviseringsincitament för diskussion även i detta projekt.

I nämnda rapport uppmärksammades också att någon form av metod för hantering av s.k. inflationseffekter borde utvecklas. Intäkterna från år 1 värderas ju högre än intäkterna från år 4 pga. förändrat penningvärde.

8.2 Uppdelning av löpande kostnader i påverkbara och opåverkbara kostnader

De löpande kostnaderna är de kostnader som uppstår för gasföretaget med anledning av företagets verksamhet som är relaterad till överföring och lagring av naturgas i naturgassystemet (Och som inte är kapitalkostnader).

De opåverkbara kostnaderna är i princip ej förhandlingsbara kostnader inom tillsynsperioden som uppstår vid överföring av naturgas i naturgassystemet. Exempelvis kostnader för åtgärder som beror av myndighetskrav i förordning eller föreskrift samt kostnader för överliggande gasnät.

De påverkbara löpande kostnaderna ska åläggas ett effektiviseringskrav medan motsvarande krav inte kan ställas på de opåverkbara kostnaderna. Löpande kostnader som inte definierats som opåverkbara ska betraktas som påverkbara och kommer därmed att åsättas ett effektiviseringskrav.

⁴⁴ EI R2008:16 sid 24.

8.3 Fastställande av löpande påverkbara kostnader inför en tillsynsperiod

EI:s bedömning: Skattning av ett företags löpande påverkbara kostnader för en tillsynsperiod kan ta sin utgångspunkt i företagets historiska löpande kostnader innan tillsynsperioden.

För att kunna fastställa vilka påverkbara löpande kostnader som ska ligga till grund för intäktsramen under den första tillsynsperioden kommer gasnätsföretagets historiska löpande kostnader att användas som utgångspunkt.⁴⁵ För den första tillsynsperioden 2011-2014 kan ett alternativ vara att använda ett genomsnitt av nät-företagets historiska kostnader mellan åren 2006-2009.

Anledningen till att det inte går att använda år 2010 är att detta värde inte är känt när ansökan om intäktsram ska lämnas in och besked om den indikativa intäktsramen ska ges.

Referensgruppen har framfört att de löpande påverkbara kostnaderna kan prognostiseras också på annat sätt men något konkret förslag har inte redovisats.

EI kommer att ta fram anvisningar för hur löpande kostnader kan skattas till grund för en ansökan om intäktsram.

8.4 Uppdatering av löpande påverkbara kostnader under tillsynsperioden

EI:s bedömning: Inför tillsynsperioden räknas påverkbara löpande kostnader upp med förväntad inflation (riksbankens mål om f.n. 2%). Det sker ingen korrigering i efterhand även om det visar sig att prisutvecklingen på de påverkbara löpandekostnaderna gått upp eller ned med mer än inflationen.

Den löpande påverkbara kostnaden kommer att beräknas under 2010. Hänsyn bör tas också till prisutvecklingen för löpande påverkbara kostnader under själva tillsynsperioden. EI har identifierat tre alternativ för detta:

- 1 Inför tillsynsperioden räknas påverkbara löpande kostnader upp med förväntad inflation (riksbankens mål om f.n. 2%). Det sker ingen korrigering i efterhand även om det visar sig att prisutvecklingen på de påverkbara löpandekostnaderna gått upp eller ned med mer än inflationen.
- 2 Inför tillsynsperioden räknas påverkbara löpande kostnader upp med förväntad inflation. Under pågående tillsynsperiod tillhandahåller EI en indikation på hur den verkliga prisutvecklingen (uttryckt i form av ett index som speglar prisutvecklingen för påverkbara löpande kostnader) stämmer överens med den

⁴⁵ Samma ansats har valts avseende elnät.

prognostiserade (inflationen). Efter tillsynsperioden görs en avstämning av verklig prisutveckling i förhållande till inflationen för de fyra åren.

- 3 Löpande kostnader indexeras inför varje nytt år i tillsynsperioden med index som motsvarar prisutvecklingen för den typen av kostnader. Indexeringen kommer att basera sig på den historiska prisutvecklingen. Exempelvis skulle indexeringen för år två i tillsynsperioden troligtvis basera sig på prisutvecklingen för denna typ av kostnad två år innan tillsynsperioden.

När det gäller elnät där beslut om intäktsram fattas på förhand har EI ansett att alternativ tre (3) ska tillämpas. När det gäller gas anser EI att alla tre alternativen bör kunna spegla kostnadsutvecklingen och därför bör vara möjliga att tillämpa. Rimligen kan alternativ tre (3) ge en något mer rättvisande bild men innebär också mer administration för gasföretagen och EI än övriga alternativ. EI har uppfattat att referensgruppen till detta arbete ställer sig positiva till alternativ ett (1). Mot denna bakgrund förespråkar EI alternativ ett (1).

8.5 Generellt effektiviseringskrav på löpande påverkbara kostnader i första tillsynsperioden

EI:s bedömning: Företagens löpande påverkbara kostnader ska åsättas ett generellt effektiviseringskrav.

EI beslutade i rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige* att påverkbara kostnader ska åsättas effektivitetskrav.⁴⁶

Branschen har framfört att man inte anser att något sådant effektivitetskrav är nödvändigt mot bakgrund av att gasföretagen ändå pressas att hålla nere sina kostnader för att naturgas ska förbli en attraktiv energikälla. EI bedömer dock att gasföretagen i Sverige, precis som i de flesta andra länder, bör åsätta påverkbara kostnader ett effektivitetskrav för att säkerställa att gasföretagen får tillräckliga incitament att minska sina påverkbara kostnader. Motivet härför är att nätföretagen har monopol och därför inte som på en konkurrensutsatt marknad har tillräckliga incitament för effektivisering. Effektiviseringskravet ska säkerställa att kunderna får del av framtida produktivitetsoökningar.

Effektivitetskravet kan sättas som en procentsats lika för alla företag (en så kallad X faktor) och där kravet t.ex. grundas på en historisk utveckling av produktiviteten i branschen. Kraven kan också ställas företagsspecifikt (en så kallad Y faktor) där kraven för respektive företag sätts utifrån hur kostnadseffektivt respektive företag är relativt övriga företag i branschen (så kallad måttstocks konkurrens).

Ett generellt effektiviseringskrav kan missgynna företag som har kommit långt i effektiviseringen av kostnaderna i företaget. Naturgasföretagen har framfört att ett

⁴⁶ EI R2008:16, s. 24.

högt ställt effektiviseringskrav även kan inverka på säkerhetsarbetet inom naturgasföretaget. Därför bör även andra metoder för effektivitetsstyrning undersökas. Nyckeltalsstyrning är exempelvis en alternativ och/eller kompletterande metod som framförts som tänkbar. Denna förekommer bland annat hos den irländska regleringsmyndigheten för förhandsregleringen av gasnätтарiffer.

EI avser att endast tillämpa ett generellt effektiviseringskrav som är lika för alla företag (dvs. en X-faktor) i första tillsynsperioden. EI anser att det underlag som skulle behövas för ett individualiserat krav är alltför omfattande och att tillgängliga data bedöms vara behäftade med alltför stora osäkerheter för att ligga till grund för ett företagspecifikt effektiviseringskrav. Därigenom kan ett företagspecifikt krav riskera att företaget får krav som inte alls relateras till företagets faktiska situation, vilket skulle leda till en juridiskt mycket svårbedömd situation. EI har stor förståelse för att företag kan uppleva en orättvisa även med ett generellt krav, men bedömer ändå att ett generellt krav som är lika för alla är det mest ändamålsenliga, förutsatt att det utformas så att det kan upplevas som acceptabelt och rättvist för alla företag, med utgångspunkt i en förståelse för att kravet beror på att de arbetar under monopolistiska förutsättningar,

Hur det generella effektiviseringskravet ska beräknas återkommer EI till i de anvisningar som EI kommer att presentera till stöd för upprättande av en ansökan om en intäktsram (dvs. i steg 3).

9 Tillsynsmetoden i praktiken

I detta kapitel beskrivs hur förhandsregleringen kommer att genomföras.

9.1 Bakgrund.

EI beskrev i rapporten *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*, hur tillsynsmetoden i stora drag skulle fungera.⁴⁷ EI kan genom det arbete som nu genomförts ytterligare beskriva hur tillsynsmetoden ska fungera i praktiken.

EI förutskickade även i nämnda rapport att EI bl.a. skulle verifiera den framtagna metoden genom ett pilotprojekt med flera eller samtliga företag.⁴⁸ I detta projekt har en sådan pilot genomförts rörande förutsättningarna för beräkning av kapitalbas.

9.2 Ansökan om intäktsram

EI avser i mars 2010 att förelägga gasföretagen att inkomma med förslag på en intäktsram. Tydliga anvisningar kommer att medfölja föreläggandet. I första tillsynsperioden kommer EI inte att använda sig av någon särskild insamlingsplattform. EI kommer däremot att återkomma till denna fråga inför andra tillsynsperioden. På sikt anser EI att en särskild insamlingsplattform kan underlätta och minska den administrativa bördan för företagen och EI.

9.3 Indikativt besked om intäktsram

Nätföretagen ska lämna förslag på intäktsram till EI senast i juni 2010. Det innebär att företaget lämnar sin egen bedömning av hur stora intäkter företaget har behov av under den kommande tillsynsperioden. EI kommer att meddela ett indikativt besked om hur stor den tillåtna intäktsramen kan bli med utgångspunkt i den beslutade tillsynsmodellen. Ett besked om indikativt tillåten intäktsram kommer att meddelas av EI i oktober 2010.

9.4 Metoder att fastställa kapitalkostnader

Kapitalkostnaderna ska beräknas för den fyraåriga tillsynsperioden och baserar sig på naturgasföretagens kapitalbas, de reglermässiga avskrivningstiderna och den kalkylränta som används under tillsynsperioden.

För att beräkna kapitalbasen kommer EI att tillhandahålla en lista för företagen efter vilken företagen kommer att ombes att redovisa sina anläggningar. Naturgas-

⁴⁷ EI R2008:16.

⁴⁸ *Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige*, EI R2008:16, s.54.

företagen kommer också att ombes att NUAK-värdera sina anläggningstillgångar som används i verksamheten och som redovisats i listan.

9.4.1 Anläggningstillgångarna som ska ligga till grund för kapitalbasen

Kapitalbasen ska beräknas med utgångspunkt i de tillgångar gasnätägaren använder för att bedriva nätverksamheten. Även reservmaterial kan ingå i kapitalbasen såsom exempelvis utrustning som krävs för att klara nödlägesberedskap.

Kapitalbasen beräknas utifrån befintliga anläggningar och planerade investeringar samt utrangeringar under tillsynsperioden. Hänsyn ska tas till när planerade investeringar och utrangeringar sker under tillsynsperioden. Anläggningar ingår som huvudregel i kapitalbasen från det halvår som börjar närmast efter att anläggningen tagits i bruk. En anläggning som utrangeras ingår till och med det halvår i tillsynsperioden som anläggningen är i bruk.

En investering behöver inte påverka värdet på kapitalbasen. I den mån det handlar om reinvesteringar ska dessa inte påverka kapitalbasen så länge anläggningen ersätts med en likvärdig anläggning. Endast om det är frågan om en nyinvestering eller en investering som ersätter en befintlig anläggning som *väsentligt* skiljer sig från den anläggning som tidigare använts, ska en korrigering ske av kapitalbasen.

Som redovisats kommer en fullständig normprislista inte att finnas tillgänglig inför första tillsynsperioden. EI kommer därför att be naturgasföretagen att skatta NUAK-värden enligt en lista. EI rekommenderar att nätföretagen använder en kombination av metoderna för att beräkna värdet på sin kapitalbas.

9.4.2 Kalkylränta

EI kommer att tillhandahålla en kalkylränta som tillsammans med kapitalbasen och de reglermässiga avskrivningstiderna bestämmer kapitalkostnaderna.

9.4.3 Avskrivningstider

För att nätföretagen ska kunna beräkna en kapitalkostnad behövs det fastställas avskrivningstider för olika anläggningstillgångar. EI har i föregående rapport, om förhandsreglering av naturgas angivit reglermässiga avskrivningstider. Denna lista kommer att ses över och kompletteras i den instruktion som EI tillhandahåller innan företaget ombeds redovisa förslag till intäktsram.

9.5 Metoder att fastställa de löpande kostnaderna

Nätföretagens löpande kostnader kan delas in i påverkbara och icke påverkbara kostnader. De påverkbara kostnaderna kommer att åläggas ett effektiviseringskrav medan nätföretagen får tillgodoräkna sig de icke påverkbara kostnaderna.

9.5.1 Påverkbara kostnader och effektiviseringskrav

Samtliga löpande kostnader, som inte definierats som opåverkbara, ska betraktas som påverkbara och kommer att åsättas ett effektiviseringskrav. Gränsdragning och definitioner av påverkbara respektive opåverkbara kostnader kommer att utvecklas i de anvisningar som EI avser tillhandahålla för ansökan om en intäktsram.

De påverkbara kostnaderna kommer att prognostiseras med utgångspunkt i gasföretagens historiska påverkbara kostnader. Uppdatering av de löpande påverkbara kostnaderna under tillsynsperioden föreslås att ske med inflationen.

9.5.2 Opåverkbara kostnader

De opåverkbara kostnaderna har identifierats som kostnader för överliggande nät, skatter och myndighetsavgifter. Dessa kostnader ska nätföretagen få full kostnads- täckning för. Nätföretagen får innan tillsynsperioden, i samband med att förslag på intäktsram lämnas till EI, presentera vilka kostnader som ska specificeras som opåverkbara kostnaderna samt lämna en prognos på kostnadsutvecklingen för dessa under tillsynsperioden. Denna prognos kommer efter tillsynsperioden att korrigeras mot verkligt utfall.

9.5.3 Under tillsynsperioden

EI kommer att följa upp hur naturgasföretaget ligger till i förhållande till sin indikativa intäktsram under tillsynsperioden.

9.5.4 Beslut om intäktsram

EI kommer att begära in uppgifter från naturgasföretaget när tillsynsperioden närmar sig sitt slut. EI kommer därefter att slutligt besluta om en intäktsram för tillsynsperioden. EI kommer därvid att utgå från de prognoser och uppgifter som legat till grund för det indikativa beskedet om intäktsram.

10 Reglering i andra länder

EI anser att Sverige i takt med utvecklingen av en gemensam marknad för naturgas ska intryck av de principer och metoder som tillämpas i andra länder. En kortfattad skrivbordsstudie har genomförts av ett urval av länder som finns inom nätverket Gas Regional Initiative, NW. Vilka har genomfört förhandsreglering av gasnättariffer.

Hur regleringen sker i de nedan angivna länderna redovisas i bilaga 4

Följande länder har studerats

- Finland
- Danmark
- Irland
- Storbritannien

11 Fortsatt arbete för en förhandsreglering av gasnätтарiffer

11.1 Steg 3

Syftet med detta steg är att ta fram definitioner, bestämmelser och värden för att naturgasföretagen ska kunna lämna förslag till en intäktsram inför den första tillsynsperioden. Detta kommer att vara det sista steget innan naturgasföretagen lämnar sitt förslag till intäktsram inför den första tillsynsperioden.

För att gasföretagen ska kunna lämna sitt förslag till intäktsram ska tredje steget omfatta följande aktiviteter:

- 1 Fastställande av de ekonomiska värden i normprislistan som EI finner rimliga vid jämförelser av inhemska och utländska värden, främst med reglerare som finns inom nätverket Gas Regional Initiative, NW. Denna lista kommer inte, innan inrapportering, att kunna bli helt komplett,
- 2 Uppdatering och fastställande av det sammanvägda index som redovisas ovan i avsnitt 5.5.3
- 3 Utformande av riktlinjer för ansökan om intäktsram. Aktiviteten innebär att begrepp och definitioner anges samt att formulär för intäktsram upprättas.

Innan en indikativ intäktsram kan meddelas behöver också ytterligare internt arbete genomföras inom EI:

- 1 Utformning av riktlinjer för granskning av en ansökan om en intäktsram.
- 2 Jämförande studier av gasnätтарiffer. Aktiviteten avser att belysa vad en viss given intäktsram har för konkret inverkan på tariffnivån hos slutkund. Undersökning genomförs som en stickprovsundersökning
- 3 Följa och delta i arbetet med utarbetandet av förslag till kompletterande bestämmelser om intäktsramar naturgaslagen.

Tidplan: Start vecka 50 2009. Avrapportering successivt till och med september 2010.

11.2 Steg 4

EI bedömer att en förhandsreglering där beslut om intäktsram meddelas på förhand bör kunna meddelas hösten 2014 för perioden 2015-2019. Förutsättning är naturligtvis att ny lagstiftning om intäktsram trätt i kraft.

Sammanställning av ingående kostnader i kapitalbas

Bilaga 1

Entreperanadkostnader

| | |
|---|----------|
| Cityområde inklusive projektering- och miljökostnader | 0 |
| Tätort inklusive projektering- och miljökostnader | 0 |
| Landsbygd inklusive projektering- och miljökostnader | 0 |
| Svår landsbygd inklusive projektering- och miljökostnader | 0 |
| Summa entreprenadkostnader i kkr | 0 |

Materialkostnader

| | |
|---|----------|
| Plaströr | 0 |
| Stålrör | 0 |
| Mät och reglerutrustning | 0 |
| Ventiler, ventilarrangemang och rensdon | 0 |
| Abonnetcentraler exkl mätare | 0 |
| Mätare | 0 |
| Övervaknings- och mätinsamlingssystem | 0 |
| Unika utrustningar | 0 |
| Summa materialkostnader i kkr | 0 |

| | |
|-------------------------------|----------|
| Summa kapitalbas i kkr | 0 |
|-------------------------------|----------|

Specificering av gasnätanläggningar

| Ref. | Littera | Anläggningsdel | Enhet | Antal | kr/enhet | Summa kkr | Not |
|------|-----------------|--|-------|-------|----------|-----------|--|
| | | ENTREPRENADARBETEN EXKL MATERIAL | | | | | Avser anläggningar i drift 2011-01-01 |
| | | Cityområde inklusive projektering- och miljökostnader | | | | | |
| E001 | 511+311+241+341 | PE 32 | m | | | 0 | |
| E002 | 511+311+241+341 | PE 63 | m | | | 0 | |
| E003 | 511+311+241+341 | PE 200 | m | | | 0 | |
| E004 | 511+311+241+341 | PE 225 | | | | | |
| E005 | 511+311+241+341 | PE 250 | m | | | 0 | |
| E006 | 511+311+241+341 | PE 280 | m | | | 0 | |
| E007 | 511+311+241+341 | PE 315 | m | | | 0 | |
| E008 | 511+311+241+341 | PE 350 | m | | | 0 | |
| E009 | 511+311+241+341 | DN 80 | m | | | 0 | |
| E010 | 511+311+241+341 | DN 100 | m | | | 0 | |
| E011 | 511+311+241+341 | DN 150 | m | | | 0 | |
| E012 | 511+311+241+341 | DN 200 | m | | | 0 | |
| E013 | 511+311+241+341 | DN 250 | m | | | 0 | |
| E014 | 511+311+241+341 | DN 300 | m | | | 0 | |
| E015 | 511+311+241+341 | DN 400 | m | | | 0 | |
| E016 | 511+311+241+341 | DN 500 | m | | | 0 | |
| E017 | 511+311+241+341 | DN 600 | m | | | 0 | |
| | | Tätort inklusive projektering- och miljökostnader | | | | | |
| E018 | 511+311+241 | PE 32 | m | | | 0 | |
| E019 | 511+311+241 | PE 63 | m | | | 0 | |
| E020 | 511+311+241 | PE 200 | m | | | 0 | |
| E021 | 511+311+241 | PE 225 | | | | | |
| E022 | 511+311+241 | PE 250 | m | | | 0 | |
| E023 | 511+311+241 | PE 280 | m | | | 0 | |
| E024 | 511+311+241 | PE 315 | m | | | 0 | |
| E025 | 511+311+241 | PE 350 | m | | | 0 | |
| E026 | 511+311+241 | DN 80 | m | | | 0 | |
| E027 | 511+311+241 | DN 100 | m | | | 0 | |
| E028 | 511+311+241 | DN 150 | m | | | 0 | |
| E029 | 511+311+241 | DN 200 | m | | | 0 | |
| E030 | 511+311+241 | DN 250 | m | | | 0 | |
| E031 | 511+311+241 | DN 300 | m | | | 0 | |
| E032 | 511+311+241 | DN 400 | m | | | 0 | |
| E033 | 511+311+241 | DN 500 | m | | | 0 | |
| E034 | 511+311+241 | DN 600 | m | | | 0 | |
| | | Landsbygd inklusive projektering- och miljökostnader | | | | | |
| E035 | 511+311 | PE 32 | m | | | 0 | |
| E036 | 511+311 | PE 63 | m | | | 0 | |
| E037 | 511+311 | PE 200 | m | | | 0 | |
| E038 | 511+311 | PE 225 | | | | | |
| E039 | 511+311 | PE 250 | m | | | 0 | |
| E040 | 511+311 | PE 280 | m | | | 0 | |
| E041 | 511+311 | PE 315 | m | | | 0 | |
| E042 | 511+311 | PE 350 | m | | | 0 | |
| E043 | 511+311 | DN 80 | m | | | 0 | |
| E044 | 511+311 | DN 100 | m | | | 0 | |
| E045 | 511+311 | DN 150 | m | | | 0 | |
| E046 | 511+311 | DN 200 | m | | | 0 | |
| E047 | 511+311 | DN 250 | m | | | 0 | |
| E048 | 511+311 | DN 300 | m | | | 0 | |
| E049 | 511+311 | DN 400 | m | | | 0 | |
| E050 | 511+311 | DN 500 | m | | | 0 | |
| E051 | 511+311 | DN 600 | m | | | 0 | |

Specificering av gasnätanläggningar

| Ref. | Littera | Anläggningsdel | Enhet | Antal | kr/enhet | Summa kkr | Not |
|--|-------------|---------------------------------------|-------|-------|----------|-----------|--|
| Svår landsbygd inklusive projektering- och miljökostnader | | | | | | | |
| E052 | 511+311+312 | PE 32 | m | | | 0 | |
| E053 | 511+311+312 | PE 63 | m | | | 0 | |
| E054 | 511+311+312 | PE 200 | m | | | 0 | |
| E055 | 511+311+312 | PE 225 | | | | | |
| E056 | 511+311+312 | PE 250 | m | | | 0 | |
| E057 | 511+311+312 | PE 280 | m | | | 0 | |
| E058 | 511+311+312 | PE 315 | m | | | 0 | |
| E059 | 511+311+312 | PE 350 | m | | | 0 | |
| E060 | 511+311+312 | DN 80 | m | | | 0 | |
| E061 | 511+311+312 | DN 100 | m | | | 0 | |
| E062 | 511+311+312 | DN 150 | m | | | 0 | |
| E063 | 511+311+312 | DN 200 | m | | | 0 | |
| E064 | 511+311+312 | DN 250 | m | | | 0 | |
| E065 | 511+311+312 | DN 300 | m | | | 0 | |
| E066 | 511+311+312 | DN 400 | m | | | 0 | |
| E067 | 511+311+312 | DN 500 | m | | | 0 | |
| E068 | 511+311+312 | DN 600 | m | | | 0 | |
| MATERIAL | | | | | | | Avser anläggningar i drift 2011-01-01 |
| Plaströr | | | | | | | |
| M001 | 1172 | PE 32 | m | | | 0 | |
| M002 | 1172 | PE 63 | m | | | 0 | |
| M003 | 1172 | PE 90 | m | | | 0 | |
| M004 | 1172 | PE 125 | m | | | 0 | |
| M005 | 1172 | PE 160 | m | | | 0 | |
| M006 | 1172 | PE 200 | m | | | 0 | |
| M007 | 1172 | PE 225 | | | | | |
| M008 | 1172 | PE 250 | m | | | 0 | |
| M009 | 1172 | PE 280 | m | | | 0 | |
| M010 | 1172 | PE 315 | m | | | 0 | |
| M011 | 1172 | PE 350 | m | | | 0 | |
| Stålrör | | | | | | | |
| M012 | 1069 | DN 80 | m | | | 0 | |
| M013 | 1069 | DN 100 | m | | | 0 | |
| M014 | 1069 | DN 150 | m | | | 0 | |
| M015 | 1069 | DN 200 | m | | | 0 | |
| M016 | 1069 | DN 250 | m | | | 0 | |
| M017 | 1069 | DN 300 | m | | | 0 | |
| M018 | 1069 | DN 400 | m | | | 0 | |
| M019 | 1069 | DN 500 | m | | | 0 | |
| M020 | 1069 | DN 600 | m | | | 0 | |
| Mät och reglerutrustning In/ut 16/4 bar | | | | | | | |
| M021 | 125+1065 | MR-station 5 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M022 | 125+1065 | MR-station 10 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M023 | 125+1065 | MR-station 20 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M024 | 125+1065 | MR-station 40 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M025 | 125+1065 | MR-station 50 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M026 | 125+1065 | MR-station 70 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M027 | 125+1065 | MR-station 100 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M028 | 125+1065 | MR-station 140 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| Mät och reglerutrustning In/ut 30/4 bar | | | | | | | |
| M029 | 125+1065 | MR-station 5 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M030 | 125+1065 | MR-station 10 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M031 | 125+1065 | MR-station 20 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M032 | 125+1065 | MR-station 40 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M033 | 125+1065 | MR-station 50 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M034 | 125+1065 | MR-station 70 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M035 | 125+1065 | MR-station 100 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |
| M036 | 125+1065 | MR-station 140 000 Nm ³ /h | st | | | 0 | |

Specificering av gasnätanläggningar

| Ref. | Littera | Anläggningsdel | Enhet | Antal | kr/enhet | Summa kkr | Not |
|---|----------|---------------------------------|-------|-------|----------|-----------|-----|
| Mät och reglerutrustning In/ut 80/4 bar | | | | | | | |
| M037 | 125+1065 | MR-station 5 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M038 | 125+1065 | MR-station 10 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M039 | 125+1065 | MR-station 20 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M040 | 125+1065 | MR-station 40 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M041 | 125+1065 | MR-station 50 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M042 | 125+1065 | MR-station 70 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M043 | 125+1065 | MR-station 100 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M044 | 125+1065 | MR-station 140 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| Mät och reglerutrustning In/ut 80/16 bar | | | | | | | |
| M045 | 125+1065 | MR-station 5 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M046 | 125+1065 | MR-station 10 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M047 | 125+1065 | MR-station 20 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M048 | 125+1065 | MR-station 40 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M049 | 125+1065 | MR-station 50 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M050 | 125+1065 | MR-station 70 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M051 | 125+1065 | MR-station 100 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M052 | 125+1065 | MR-station 140 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| Mät och reglerutrustning In/ut 80/30 bar | | | | | | | |
| M053 | 125+1065 | MR-station 5 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M054 | 125+1065 | MR-station 10 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M055 | 125+1065 | MR-station 20 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M056 | 125+1065 | MR-station 40 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M057 | 125+1065 | MR-station 50 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M058 | 125+1065 | MR-station 70 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M059 | 125+1065 | MR-station 100 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| M060 | 125+1065 | MR-station 140 000 Nm3/h | st | | | 0 | |
| Ventiler, ventilarrangemang och rensdon | | | | | | | |
| M061 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 32 | st | | | 0 | |
| M062 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 33 | st | | | 0 | |
| M063 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 90 | st | | | 0 | |
| M064 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 125 | st | | | 0 | |
| M065 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 160 | st | | | 0 | |
| M066 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 225 | st | | | 0 | |
| M067 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 250 | st | | | 0 | |
| M068 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 280 | st | | | 0 | |
| M069 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 315 | st | | | 0 | |
| M070 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 350 | st | | | 0 | |
| M071 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 80 | st | | | 0 | |
| M072 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 81 | st | | | 0 | |
| M073 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 100 | st | | | 0 | |
| M074 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 150 | st | | | 0 | |
| M075 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 200 | st | | | 0 | |
| M076 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 250 | st | | | 0 | |
| M077 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 300 | st | | | 0 | |
| M078 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 400 | st | | | 0 | |
| M079 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 500 | st | | | 0 | |
| M080 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 600 | st | | | 0 | |
| Abonnetcentraler exkl mätare | | | | | | | |
| M081 | | Villa | st | | | 0 | |
| M082 | | Mindre industri | st | | | 0 | |
| M083 | | Större industri | st | | | 0 | |

Specificering av gasnätanläggningar

| Ref. | Littera | Anläggningsdel | Enhet | Antal | kr/enhet | Summa kkr | Not |
|---|----------|--|-------|-------|----------|-----------|-----|
| Mätare | | | | | | | |
| M084 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M085 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M086 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M087 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M088 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M089 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M090 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M091 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M092 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M093 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M094 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M095 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M096 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M097 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M098 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M099 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M100 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M101 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M102 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M103 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M104 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M105 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M106 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M107 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M108 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M109 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M110 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M111 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M112 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| M113 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 | |
| Övervaknings- och mätinsamlingssystem | | | | | | | |
| M114 | | Transmissionsanläggningar | st | | | 0 | |
| M115 | | Distributionsanläggningar | st | | | 0 | |
| Unika utrustningar som specificeras och verifieras av nätägaren. | | | | | | | |
| MU01 | 311 | Sjöledning | | | | | |
| MU02 | 1065 | LNG-tillförsel | st | | | 0 | |
| MU03 | | Gaslager anläggning | st | | | 0 | |
| MU04 | 125+1065 | Uppgraderingsanläggningar biogas till NG | st | | | 0 | |
| MU05 | | Specificeras av nätägaren | st | | | 0 | |
| MU06 | | Specificeras av nätägaren | st | | | 0 | |
| MU07 | | Specificeras av nätägaren | st | | | 0 | |
| MU08 | | Specificeras av nätägaren | st | | | 0 | |
| MU09 | | Specificeras av nätägaren | st | | | 0 | |
| MU10 | | Specificeras av nätägaren | st | | | 0 | |

Specificering av gasnätanläggningar

| Ref. | Littera | Anläggningsdel | Enhet | Antal | kr/enhet | Summa kkr | Not |
|------|-----------------|--|-------|-------|----------|-----------|--|
| | | ENTREPRENADARBETEN EXKL MATERIAL | | | | | Avser anläggningar i drift 2011-01-01 |
| | | Cityområde inklusive projektering- och miljökostnader | | | | | |
| E001 | 511+311+241+341 | PE 32 | m | | | 0 | |
| E002 | 511+311+241+341 | PE 63 | m | | | 0 | |
| E003 | 511+311+241+341 | PE 200 | m | | | 0 | |
| E004 | 511+311+241+341 | PE 225 | | | | | |
| E005 | 511+311+241+341 | PE 250 | m | | | 0 | |
| E006 | 511+311+241+341 | PE 280 | m | | | 0 | |
| E007 | 511+311+241+341 | PE 315 | m | | | 0 | |
| E008 | 511+311+241+341 | PE 350 | m | | | 0 | |
| E009 | 511+311+241+341 | DN 80 | m | | | 0 | |
| E010 | 511+311+241+341 | DN 100 | m | | | 0 | |
| E011 | 511+311+241+341 | DN 150 | m | | | 0 | |
| E012 | 511+311+241+341 | DN 200 | m | | | 0 | |
| E013 | 511+311+241+341 | DN 250 | m | | | 0 | |
| E014 | 511+311+241+341 | DN 300 | m | | | 0 | |
| E015 | 511+311+241+341 | DN 400 | m | | | 0 | |
| E016 | 511+311+241+341 | DN 500 | m | | | 0 | |
| E017 | 511+311+241+341 | DN 600 | m | | | 0 | |
| | | Tätort inklusive projektering- och miljökostnader | | | | | |
| E018 | 511+311+241 | PE 32 | m | | | 0 | |
| E019 | 511+311+241 | PE 63 | m | | | 0 | |
| E020 | 511+311+241 | PE 200 | m | | | 0 | |
| E021 | 511+311+241 | PE 225 | | | | | |
| E022 | 511+311+241 | PE 250 | m | | | 0 | |
| E023 | 511+311+241 | PE 280 | m | | | 0 | |
| E024 | 511+311+241 | PE 315 | m | | | 0 | |
| E025 | 511+311+241 | PE 350 | m | | | 0 | |
| E026 | 511+311+241 | DN 80 | m | | | 0 | |
| E027 | 511+311+241 | DN 100 | m | | | 0 | |
| E028 | 511+311+241 | DN 150 | m | | | 0 | |
| E029 | 511+311+241 | DN 200 | m | | | 0 | |
| E030 | 511+311+241 | DN 250 | m | | | 0 | |
| E031 | 511+311+241 | DN 300 | m | | | 0 | |
| E032 | 511+311+241 | DN 400 | m | | | 0 | |
| E033 | 511+311+241 | DN 500 | m | | | 0 | |
| E034 | 511+311+241 | DN 600 | m | | | 0 | |
| | | Landsbygd inklusive projektering- och miljökostnader | | | | | |
| E035 | 511+311 | PE 32 | m | | | 0 | |
| E036 | 511+311 | PE 63 | m | | | 0 | |
| E037 | 511+311 | PE 200 | m | | | 0 | |
| E038 | 511+311 | PE 225 | | | | | |
| E039 | 511+311 | PE 250 | m | | | 0 | |
| E040 | 511+311 | PE 280 | m | | | 0 | |
| E041 | 511+311 | PE 315 | m | | | 0 | |
| E042 | 511+311 | PE 350 | m | | | 0 | |
| E043 | 511+311 | DN 80 | m | | | 0 | |
| E044 | 511+311 | DN 100 | m | | | 0 | |
| E045 | 511+311 | DN 150 | m | | | 0 | |
| E046 | 511+311 | DN 200 | m | | | 0 | |
| E047 | 511+311 | DN 250 | m | | | 0 | |
| E048 | 511+311 | DN 300 | m | | | 0 | |
| E049 | 511+311 | DN 400 | m | | | 0 | |
| E050 | 511+311 | DN 500 | m | | | 0 | |
| E051 | 511+311 | DN 600 | m | | | 0 | |

Specificering av gasnätanläggningar

| Svår landsbygd inklusive projektering- och miljökostnader | | | | | | |
|---|-------------|--------------------------|----|--|--|--|
| E052 | 511+311+312 | PE 32 | m | | | 0 |
| E053 | 511+311+312 | PE 63 | m | | | 0 |
| E054 | 511+311+312 | PE 200 | m | | | 0 |
| E055 | 511+311+312 | PE 225 | | | | |
| E056 | 511+311+312 | PE 250 | m | | | 0 |
| E057 | 511+311+312 | PE 280 | m | | | 0 |
| E058 | 511+311+312 | PE 315 | m | | | 0 |
| E059 | 511+311+312 | PE 350 | m | | | 0 |
| E060 | 511+311+312 | DN 80 | m | | | 0 |
| E061 | 511+311+312 | DN 100 | m | | | 0 |
| E062 | 511+311+312 | DN 150 | m | | | 0 |
| E063 | 511+311+312 | DN 200 | m | | | 0 |
| E064 | 511+311+312 | DN 250 | m | | | 0 |
| E065 | 511+311+312 | DN 300 | m | | | 0 |
| E066 | 511+311+312 | DN 400 | m | | | 0 |
| E067 | 511+311+312 | DN 500 | m | | | 0 |
| E068 | 511+311+312 | DN 600 | m | | | 0 |
| | | MATERIAL | | | | Avser anläggningar i drift 2011-01-01 |
| Plaströr | | | | | | |
| M001 | 1172 | PE 32 | m | | | 0 |
| M002 | 1172 | PE 63 | m | | | 0 |
| M003 | 1172 | PE 90 | m | | | 0 |
| M004 | 1172 | PE 125 | m | | | 0 |
| M005 | 1172 | PE 160 | m | | | 0 |
| M006 | 1172 | PE 200 | m | | | 0 |
| M007 | 1172 | PE 225 | | | | |
| M008 | 1172 | PE 250 | m | | | 0 |
| M009 | 1172 | PE 280 | m | | | 0 |
| M010 | 1172 | PE 315 | m | | | 0 |
| M011 | 1172 | PE 350 | m | | | 0 |
| Stålrör | | | | | | |
| M012 | 1069 | DN 80 | m | | | 0 |
| M013 | 1069 | DN 100 | m | | | 0 |
| M014 | 1069 | DN 150 | m | | | 0 |
| M015 | 1069 | DN 200 | m | | | 0 |
| M016 | 1069 | DN 250 | m | | | 0 |
| M017 | 1069 | DN 300 | m | | | 0 |
| M018 | 1069 | DN 400 | m | | | 0 |
| M019 | 1069 | DN 500 | m | | | 0 |
| M020 | 1069 | DN 600 | m | | | 0 |
| Mät och reglerutrustning In/ut 16/4 bar | | | | | | |
| M021 | 125+1065 | MR-station 5 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M022 | 125+1065 | MR-station 10 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M023 | 125+1065 | MR-station 20 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M024 | 125+1065 | MR-station 40 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M025 | 125+1065 | MR-station 50 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M026 | 125+1065 | MR-station 70 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M027 | 125+1065 | MR-station 100 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M028 | 125+1065 | MR-station 140 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| Mät och reglerutrustning In/ut 30/4 bar | | | | | | |
| M029 | 125+1065 | MR-station 5 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M030 | 125+1065 | MR-station 10 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M031 | 125+1065 | MR-station 20 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M032 | 125+1065 | MR-station 40 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M033 | 125+1065 | MR-station 50 000 Nm3/h | st | | | 0 |

Specificering av gasnätanläggningar

| | | | | | | |
|---|----------|---------------------------------|----|--|--|---|
| M034 | 125+1065 | MR-station 70 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M035 | 125+1065 | MR-station 100 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M036 | 125+1065 | MR-station 140 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| Mät och reglerutrustning In/ut 80/4 bar | | | | | | |
| M037 | 125+1065 | MR-station 5 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M038 | 125+1065 | MR-station 10 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M039 | 125+1065 | MR-station 20 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M040 | 125+1065 | MR-station 40 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M041 | 125+1065 | MR-station 50 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M042 | 125+1065 | MR-station 70 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M043 | 125+1065 | MR-station 100 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M044 | 125+1065 | MR-station 140 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| Mät och reglerutrustning In/ut 80/16 bar | | | | | | |
| M045 | 125+1065 | MR-station 5 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M046 | 125+1065 | MR-station 10 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M047 | 125+1065 | MR-station 20 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M048 | 125+1065 | MR-station 40 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M049 | 125+1065 | MR-station 50 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M050 | 125+1065 | MR-station 70 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M051 | 125+1065 | MR-station 100 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M052 | 125+1065 | MR-station 140 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| Mät och reglerutrustning In/ut 80/30 bar | | | | | | |
| M053 | 125+1065 | MR-station 5 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M054 | 125+1065 | MR-station 10 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M055 | 125+1065 | MR-station 20 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M056 | 125+1065 | MR-station 40 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M057 | 125+1065 | MR-station 50 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M058 | 125+1065 | MR-station 70 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M059 | 125+1065 | MR-station 100 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| M060 | 125+1065 | MR-station 140 000 Nm3/h | st | | | 0 |
| Ventiler, ventilarrangemang och rensdon | | | | | | |
| M061 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 32 | st | | | 0 |
| M062 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 33 | st | | | 0 |
| M063 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 90 | st | | | 0 |
| M064 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 125 | st | | | 0 |
| M065 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 160 | st | | | 0 |
| M066 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 225 | st | | | 0 |
| M067 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 250 | st | | | 0 |
| M068 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 280 | st | | | 0 |
| M069 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 315 | st | | | 0 |
| M070 | 1065 | Ventiler och komponenter PE 350 | st | | | 0 |
| M071 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 80 | st | | | 0 |
| M072 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 81 | st | | | 0 |
| M073 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 100 | st | | | 0 |
| M074 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 150 | st | | | 0 |
| M075 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 200 | st | | | 0 |
| M076 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 250 | st | | | 0 |
| M077 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 300 | st | | | 0 |
| M078 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 400 | st | | | 0 |

Specificering av gasnätanläggningar

| | | | | | | |
|---|----------|--|----|--|--|---|
| M079 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 500 | st | | | 0 |
| M080 | 1065 | Ventiler och komponenter DN 600 | st | | | 0 |
| Abonnecentraler exkl mätare | | | | | | |
| M081 | | Villa | st | | | 0 |
| M082 | | Mindre industri | st | | | 0 |
| M083 | | Större industri | st | | | 0 |
| Mätare | | | | | | |
| M084 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M085 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M086 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M087 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M088 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M089 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M090 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M091 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M092 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M093 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M094 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M095 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M096 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M097 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M098 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M099 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M100 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M101 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M102 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M103 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M104 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M105 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M106 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M107 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M108 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M109 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M110 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M111 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M112 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| M113 | | Mätare G 2,5+x till G 2500 | st | | | 0 |
| Overvaknings- och mätinsamlingssystem | | | | | | |
| M114 | | Transmissionsanläggningar | st | | | 0 |
| M115 | | Distributionsanläggningar | st | | | 0 |
| Unika utrustningar som specificeras och verifieras av nätägaren. | | | | | | |
| MU01 | 311 | Sjöledning | | | | |
| MU02 | 1065 | LNG-tillförsel | st | | | 0 |
| MU03 | | Gaslager anläggning | st | | | 0 |
| MU04 | 125+1065 | Uppgraderingsanläggningar biogas till NG | st | | | 0 |
| MU05 | | Specificeras av nätägaren | st | | | 0 |
| MU06 | | Specificeras av nätägaren | st | | | 0 |
| MU07 | | Specificeras av nätägaren | st | | | 0 |
| MU08 | | Specificeras av nätägaren | st | | | 0 |
| MU09 | | Specificeras av nätägaren | st | | | 0 |
| MU10 | | Specificeras av nätägaren | st | | | 0 |

Metodrapport för index avseende naturgasföretag åt Energimarknadsinspektionen oktober 2009

Stefan Pettersson och Caroline Neander

SCB

2009-10-13

METODRAPPORT FÖR INDEX AVSEENDE NATURGASFÖRETAG

Innehållsförteckning

| | |
|--|----------|
| 1. Inledning | 2 |
| 2. Bakgrund | 2 |
| 3. Variabelinnehåll | 2 |
| 4. Vad avser index för naturgas att mäta? | 3 |
| 5. Konstruktion | 3 |
| 6. Beskrivning av indexserierna | 4 |
| 6.1. Entreprenadindex E84 litt.nr 311 Jordarbeten | 4 |
| 6.2. Entreprenadindex E84 litt.nr 1174 Stålrör | 5 |
| 6.3. Entreprenadindex E84 litt.nr 1172 PVC-rör | 5 |
| 6.4. Entreprenadindex E84 litt.nr 511 Projektering | 5 |
| 7. Resultat av enkätundersökningen | 6 |
| 8. Kvalitet och sammanfattning | 6 |
| Bilaga 1 Deltagande företag i enkätundersökning | 7 |
| Bilaga 2 Enkätbrev och enkät | 8 |

1. Inledning

Statistiska centralbyrån (SCB) fick i uppdrag av Energimarknadsinspektionen att kartlägga och konstruera en skräddarsydd indexmodell för att kunna jämföra tidigare anskaffade ekonomiska tillgångar med nuvärden i svenska naturgasföretag.

Arbetet har omfattat kartläggning av kostnadsstrukturen hos naturgasföretag, gällande anläggningar för överföring av naturgas till slutförbrukare av naturgas enligt dansk naturgaskvalité i Sverige. Anläggningarna omfattas huvudsakligen av transmissions- och distributionsledningar samt tillhörande utrustning för naturgas i Sverige.

Indexet har tagits fram för dels Transmissionsledningar och dels för Distributionsledningar, under perioden 1985-2008. Basår är 1985.

2. Bakgrund

Energimarknadsinspektionen är tillsynsmyndighet över marknaderna för el, naturgas och fjärrvärme.

Uppgiften är att kontrollera att regelverk följs. Energimarknadsinspektionen utformar dessutom regler, prövar och utfärdar tillstånd enligt ellagen, naturgaslagen och lagen om vissa rörledningar. Sedan den 1 juli 2008 har Energimarknadsinspektionen även tillsynsuppgifter baserade på en ny fjärrvärmelag. Därutöver analyserar Energimarknadsinspektionen utvecklingen av energimarknaderna. Analyserna kommer att ligga till grund för förslag till ändringar av regelverk eller andra åtgärder så att el-, naturgas- eller fjärrvärmemarknaderna förbättras.

Med anledning av detta uppdrag har Energimarknadsinspektionen formulerat en beställning av ett skräddarsytt index i arbetet med att utarbeta en modell för förhandsreglering av naturgastariffer.

3. Variabelinnehåll

Indexmodellen består av tre delar, entreprenadarbete, materialkostnad samt projektering för läggning av transmissionsledningar respektive distributionsledningar.

Dessa tre delkomponenter har föreslagits att schablonmässigt viktas ihop med underlag från Entreprenadindex E84 och följande litt.nr:

Transmissionsledningar

| | |
|-------------------|---|
| Entreprenadarbete | Entreprenadindex E84 litt.nr 311 Jordarbeten |
| Materialkostnad | Entreprenadindex E84 litt.nr 1174 Stålrör |
| Projektering | Entreprenadindex E84 litt.nr 511 Projektering |

Distributionsledningar

| | |
|-------------------|---|
| Entreprenadarbete | Entreprenadindex E84 litt.nr 311 Jordarbeten |
| Materialkostnad | Entreprenadindex E84 litt.nr 1172 PVC-rör |
| Projektering | Entreprenadindex E84 litt.nr 511 Projektering |

Innehållet i dessa indexserier redovisas under punkt 6.

4. Vad avser index för naturgas att mäta?

Indexet avser att mäta naturgasföretagens kostnadsutveckling under perioden 1985 till och med 2008. Indexet ska kunna användas för att löpande beräkna ett nuanskaffningsvärde för nämnda tillgångar. Uppdatering av indexet efter 2008 ingår dock inte i detta arbete.

Indexet består av tre olika kostnadsslag (se punkt 3) för dels transmissionsledningar och dels distributionsledningar. Dessa kostnadsslag är i sin tur uppbyggda av ett antal olika delindex (se punkt 6). De olika delindexserierna är därefter uppbyggda av dels materialprisuppgifter från representativa återförsäljare, dels löneuppgifter inklusive sociala avgifter, maskinkostnader, transportkostnader samt administrativa kostnader. Stor ansträngning läggs ner på att dessa indexserier skall bli så tillförlitliga som möjligt **men i detta enskilda fall får emellertid index för naturgasföretag betraktas som en schablon** och inte någon fullgod ersättning för företagens egna kostnadskalkyler.

5. Konstruktion

Detta arbete föreslogs tillsammans med Energimarknadsinspektionen att genomföras genom en enkätundersökning mot de sex naturgasföretag som är anslutna till naturgassystemet. I praktiken innebar det ett företag omfattande transmissionsledningar, fyra företag omfattande distributionsledningar, samt ett företag som arbetar med både transmissionsledningar och distributionsledningar.

I denna enkät (se bilaga 2) ombads företagen uppskatta hur stor andel de olika kostnadsslagen årsvis påverkade deras arbeten under perioden 1985 – 2008, samt approximeringsgrad det vill säga noggrannheten i fördelningen av de olika kostnadsslagen och investeringskostnad.

Utifrån de sex företagens procentuella kostnadsfördelning mellan entreprenadarbete, materialkostnad och projektering under perioden 1985-2008, gjordes en sammanställning över den årliga genomsnittliga fördelningen. Målsättningen var att även ta hänsyn till approximeringsgrad samt investeringskostnad. Det blev inte möjligt och orsaken framgår under punkt 7.

Indexkonstruktionen var sedan att årsgenomsnittet från Entreprenadindex E84 litt.nr 311 Jordarbeten, Entreprenadindex E84 litt.nr 1174 Stålrör, Entreprenadindex E84 litt.nr 1172 PVC-rör samt Entreprenadindex E84 litt.nr 511 Projektering viktades mot den genomsnittliga kostnadsfördelningen från de sex företagen.

Resultatet blev således en retroaktiv indexserie för perioden 1985-2008 som grundar sig på befintlig prisstatistik från Entreprenadindex E84, där ovanstående relevanta index valts ut för att schablonmässigt spegla de kostnader som naturgasföretagen har för att lägga transmissionsledningar samt distributionsledningar. De tre kostnadsslagen entreprenadarbete, materialkostnad samt projektering har sedan årligen viktats utifrån företagets uppskattade investeringskostnader, vilket påverkar indexserien.

6. Beskrivning av indexserierna

6.1. Entreprenadindex E84 litt.nr 311 Jordarbeten

| | | Vikt Indextal | Vikt Kostnadslag |
|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------|---------------------|
| Material 1000 | | | 6 |
| 1012 | Stenmaterial, processat | 60,0 | |
| 1065 | Verkstadsvaror | 40,0 | |
| | Summa | 100,0 | |
| Arbetslöner 3000 | | | 14 |
| 3011 | Byggnadsavtalet, nybyggnad | 15,0 | |
| 3013 | Byggnadsavtalet, maskinför | 65,0 | |
| 3014 | Anläggningsavtalet | 10,0 | |
| 3015 | Vägavtalet | 10,0 | |
| | Summa | 100,0 | |
| Tjänstemannalöner 4000 | | | 13 |
| 4011 | Tjänstemannalöner inkl. löneglid. | | |
| Maskiner 5000 | | | 15 |
| 5011 | Schaktmaskiner | 80,0 | |
| 5012 | Övriga maskiner | 20,0 | |
| | Summa | 100,0 | |
| Transporter 6000 | | | 41 |
| 6011 | Transporter | | |
| Elkraft och drivmedel 7000 | | | 6 |
| 7011 | Dieselloja, MK 3 | 95,0 | |
| 7022 | Elkraft, anläggning | 5,0 | |
| | Summa | 100,0 | |
| Övriga kostnader 8000 | | | 5 |
| 8011 | Allmänna kostnader | | |
| Summa kostnadslag | | | 100 |

6.2. Entreprenadindex E84 litt.nr 1174 Stålrör

| | | | | | | |
|-----------------------|---------------------------------|--|--|--|--|--------------|
| 1174 Stålrör | | | | | | |
| 1174 | Stålrör galv. gängade, med muff | | | | | 100,0 |
| Summa material | | | | | | 100,0 |

6.3. Entreprenadindex E84 litt.nr 1172 PVC-rör

| | | | | | | |
|-----------------------|---|--|--|--|--|--------------|
| 1172 PVC-rör | | | | | | |
| 1172(1) | Markavloppsror, PVC, klass T, längd 6 m | | | | | 50,0 |
| 1172(1) | Markavloppsrodelar, PVC, böj 45° | | | | | 30,0 |
| 1172(2) | Brunnar för markavlopp | | | | | 20,0 |
| Summa material | | | | | | 100,0 |

6.4. Entreprenadindex E84 litt.nr 511 Projektering

| | | Vikt Indextal | Vikt Kostnadsslag |
|-------------------------------|--|------------------|----------------------|
| Tjänstemannalöner 4000 | | | 74 |
| | Tjänstemannalöner exkl. lönegl. ALMEGA | | |
| Övriga kostnader 8000 | | | 19 |
| 8011 | Allmänna kostnader (lokalkostnader) | 63,2 | |
| | Reducerad KPI (övriga omkostnader) | 36,8 | |
| | Summa | 100,0 | |
| Kapitalkostnader | | | 7 |
| 2141(01) | Räntekostnad (proj) | 28,6 | |
| 8011 | Allmänna kostnader (avskrivningar) | 71,4 | |
| | Summa | 100,0 | |
| Summa kostnadsslag | | | 100 |

7. Resultat av enkätundersökningen

Den 24 september 2009 erhöll de sex naturgasföretagen enkäten från SCB. Enkäten var framtagen i samarbete med Energimarknadsinspektionen. Den bestod av ett följebrev och en enkät med frågor om kostnadsfördelning i procent mellan entreprenad, material och projektering. Dessutom frågor om approximeringsgrad samt investeringskostnad, allt årligen under perioden 1985-2008.

Energimarknadsinspektionen hade innan enkäten skickades ut kontrollerat med naturgasföretagen att frågorna i det utarbetade enkätförslaget gick att besvara.

Då tidsplanen i hela projektet var snäv sattes ett sista svarsdatum till 30 september 2009, därefter inleddes påminnelsearbete. Det sista svaret inkom 7 oktober. Samma datum levererade SCB det färdiga indexresultatet till Energimarknadsinspektionen.

Fullständigt svar erhöles från två företag. Två företag kunde inte uppge approximeringsgrad. Två av företagen kunde inte uppge kostnadsfördelning per år utan endast en total kostnadsfördelning, som fick gälla för samtliga år.

På grund av de ofullständiga svaren bedömdes att det statistiskt inte fanns någon relevans att beakta approximeringsgrad samt investeringskostnad. Indexmodellen har således endast tagit hänsyn till företagens uppskattade kostnadsfördelning, utan hänsyn till företagens omsättning och investeringskostnad.

SCB vill tacka samtliga som hjälpt till att lämna underlag till detta index, samt Energimarknadsinspektionen som bidragit med nödvändig sakkunskap.

8. Kvalitet och sammanfattning

Index för naturgasföretag ska mäta naturgasföretagens kostnadsutveckling under perioden 1985 till och med 2008. Indexet ska kunna användas för att löpande beräkna ett nuanskaftningsvärde för nämnda tillgångar. Index beräknas med 1985 som basår. Indexet beräknas enligt ovan angivna förutsättningar.

Vad som levereras är totalindex för transmission samt distribution samt delindex för entreprenad, material samt projektering årligen under perioden 1985-2008.

Det är vår uppfattning att undersökningen som helhet ger en för ändamålet godtagbar kvalitet, med reservation för att en rak genomsnittsberäkning har skett mellan företagen. Detta på grund av ofullständigt underlag från några företag i undersökningen.

Undersökningen omfattar de väsentliga kostnadsslag för läggning av transmissions- respektive distributionsledningar.

Bilaga 1 Deltagande företag i enkätundersökning

Öresundskraft AB
E.ON Gas Sverige AB
Göteborg Energi AB
Lunds Energi AB
Swedegas AB
Varberg Energi

Bilaga 2 Enkätbrev

Till naturgasföretag anslutna till naturgassystemet
Stockholm den 24 september 2009.

Konstruktion av index avseende naturgasföretag!

SCB har fått i uppdrag av Energimarknadsinspektionen att kartlägga kostnadsstrukturen hos naturgasföretag. Det gäller anläggningar för överföring av naturgas till slutförbrukare av naturgas enligt dansk naturgaskvalité i Sverige. Anläggningarna som omfattas är huvudsakligen transmissions- och distributionsledningar samt tillhörande utrustning för naturgas i Sverige. Därefter skall SCB, utifrån denna kostnadsstruktur, konstruera en indexmodell för detta ändamål. Indexet ska kunna användas för att löpande beräkna ett nuanskaffningsvärde för nämnda tillgångar.

Kartläggningen föreslås genomföras med denna enkätundersökning som har skickats till er och som även har skickats till övriga naturgasföretag, som är anslutna till naturgassystemet. Det är uppgifterna i bifogad enkät gällande läggning av **distributions- och transmissionsledningar** vi behöver få hjälp med.

Vi önskar att ni uppskattar hur stor andel de olika kostnadsslagen årsvis påverkade era arbeten under perioden 1985 – 2008, samt approximeringsgrad det vill säga noggrannheten i fördelningen av de olika kostnadsslagen och investeringskostnad. SCB kommer i detta utredningsarbete att ha löpande kontakter med Energimarknadsinspektionen.

Den slutgiltiga modellen som utgår från de svar vi får från er kommer att innehålla ett totalindex för läggning av naturgasledningar, som i sin tur är sammansatt av ett antal delindexserier. Modellen föreslås att viktas ihop med underlag från Entreprenadindex E84.

Vänligen skicka in efterfrågade uppgifter **senast onsdag 30 september** i bifogat svarskuvert.
Tack på förhand för er värdefulla medverkan i denna undersökning!

Hur kommer de uppgifter Du lämnar i enkäten att hanteras?

Uppgiftslämnandet utgör en viktig del för att erhålla indexserier av god kvalitet. All informationshantering och befattning med det statistiska grundmaterialet vid SCB är, med hänsyn till de krav som lagstiftningen ställer, kringgärdade av ett system av säkerhetsföreskrifter och tekniska skyddsåtgärder. Det innebär att full sekretess råder avseende denna insamling. Uppgifterna är skyddade enligt 24 kap 8 § offentlighets- och sekretesslagen (2009:400).

När SCB har fått Din enkät noterar vi att Du svarat och sammanställer därefter uppgifterna för att utforma indexmodellen. Det är **endast** SCB som kommer att ta del av företagets enskilda uppgifter.

Frågor med anledning av enkäten kan ställas till: Stefan Pettersson SCB, tfn 08 - 506 942 63 e-post stefan.pettersson@scb.se eller Caroline Neander SCB, telefon 08 - 506 946 21 e-post caroline.neander@scb.se

Med vänliga hälsningar

Stefan Pettersson

Caroline Neander

Pilotstudie av normprislista

Bakgrund

I arbetet med den förhandsregleringen av nättariffer för överföring och lagring av naturgas i Sverige har Svenska Gasföreningen arbetat fram en normprislista över Naturgassystemets komponenter. Normprislistans utformning testades för att förstå dess möjlighet att åsätta anläggningstillgångar ett nuanskningsvärde. Detta gjordes genom att en pilotstudie utfördes på metoden att katalogisera befintliga anläggningar genom kartläggning och värdering med utgångspunkt från en framtagen normprislista.

EI anordnade ett arbetsgruppsmöte för de företag som genomfört pilotstudierna för att skaffa ytterligare information och möjligheterna till utvärdering av den framtagna normprislistan. De projekt som på förhand hade valts ut som pilottester var två distributionsanläggningar och en transmissionsanläggning. Distributionsanläggningarna finns i Göteborg respektive i Helsingborg, medans transmissionsledningen sträcker sig från Rya till Stenungsund.

Syfte

Arbetsgruppsmötets syfte var att bilda sig en uppfattning om hur väl företagen, utifrån sin egen projektdokumentation, kunde fylla normprislistan med anläggnings- och ekonomiska värden. För att därmed testa funktionsdugligheten i normprislistan som metod för att fastställa respektive företags kapitalbas.

Genomförande

För att bestämma ledningarnas fysiska placering använder företagen olika digitala program. De tre företagen som deltog i pilotprojekten har, vid förändring i omvärldsmiljö och läggningsförhållanden, olika förutsättningar att uppdatera kartbilden som användes vid lokalisering av gasledningsnätet. Läggningsförhållandena kan ha förändrats sedan ledningen anlades, vilket kan medföra att en nyanläggning av ledningen innehåller faktorer som fördyrar projektet. Att företagen har olika förutsättningar att uppdatera kartbilden leder således till att de har olika förutsättningar att utifrån normprislistans indelning detaljbeskriva nätet.

De priser som pilotprojekten fyllde normprislistan med var hämtade ur respektive projekts egen dokumentation. Det noterades att de olika pilotprojekten hade varierande uppfattning om priserna, vilket kan ha sin förklaring i de skilda förutsättningarna för läggning av ledning i respektive projekt.

Slutsats

Utifrån arbetsgruppsmötet konstaterades det att normprislistan är en ändamålsenlig metod för att bestämma kapitalbas. Listan behöver dock aggregeras ytterligare dels för att det har mindre betydelse att dela upp entreprenadarbeten på olika typer av läggningsförhållanden dels att ledningsdimensioner, tryck och gasflöden samt utrustning är mer förknippade med varandra än att utrustningen behöver särredovisas. En aggregering medför en arbetseffektivisering för företag och tillsynsmyndighet.

Sammanfattningsvis konstaterades att en högre aggregeringsnivå i normprislistan inte behöver innebära att noggrannheten blir sämre. En högre aggregeringsnivå i normprislistan kan även komma att underlätta EI:s tillsynsarbete.

Reglering i andra länder

1.1 Bakgrund

EI anser att Sverige i takt med utvecklingen av en gemensam marknad för naturgas att intryck ska tas av de principer och metoder som tillämpas i andra länder. I det följande ges en kortfattad presentation av regleringen i våra grannländer.

1.2 Finland¹

Tillsynen av den finska naturgasmarknaden administreras av Energimarknadsverket. Myndigheten godkänner inte nättariffen i förhand, utan de godkänner de metoder som naturgasföretagen använder för att fastställa sina nättariffer vid överföring och distribution av naturgas. Metoderna för att beräkna nättariffen godkänns innan den fyraåriga regleringsperioden träder i kraft. Den första regleringsperioden omfattade åren 2006 t.o.m. 2009. Innan Energimarknadsverket godkänner metoden för att beräkna nättarifferna publicerar de riktlinjer och rekommendationer för hur nättariffen kan beräknas.

Enligt 7 kap. § 1a finska naturgasmarknadslagen bör metoden som Energimarknadsverket ska ta ställning till att innehålla följande:

- metod för att värdera Regulated Asset Value (RAV)
- metod för att bestämma avkastning på anläggningstillgångar
- metod för att bestämma skälig avkastning av nätdriften
- metod för att bestämma effektivitetsincitament för nätverksamheten

Gasnätets värde uppdateras årligen med hänsyn till avskrivningar och investeringar. Den metod som godkänts för att bedöma avkastning på kapitalet är WACC-metoden (Weighted Average Cost of Capital).

Företagen får under enstaka år uppvisa resultat från nätverksamheten som är högre än den på förhand fastställda skäliga avkastningen utan ingripande från Energimarknadsverket. Prissättningen av nätavgiften ska hellre vara korrekt över hela regleringsperioden än för enstaka år.

Efter en regleringsperiod utvärderar Energimarknadsverket varje företag för att se om den på förhand bestämda skäliga avkastningen har under- eller överskridits. Har den skäliga avkastningen överskridits tvingas företaget återbetala det överstigande beloppet till sina kunder under nästkommande regleringsperiod. Har den underskridits tillåts företaget ta ut ett högre pris under nästkommande period, motsvarande det belopp som den skäliga avkastningen har underskridits. Energimarknadsverket samlar årligen in en mängd uppgifter från respektive företag. Tillsynsmyndigheten har även möjligheten att begära in ytterligare information som specifikt kan behövas vid en eventuell tillsyn.

1.3 Danmark

Den danska tillsynen av naturgasföretagens intäktsram administreras av Energitilsynet som är knuten till Konkurrencestyrelsen. År 2005 var det första året intäktsramarna fastställdes i förhand. Därefter har den danska tillsynsmyndigheten valt att använda sig av fyraåriga regleringsperioder. Energitilsynet fastställer intäktsramen utifrån de ingångsvärden vid första regleringen, ingående balanser, som respektive företag redovisar till myndigheten. Intäktsramen fastställs för vart och ett av de fyra kalen-

¹ http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20reporting%202008/NR_En/E08_NR_Finland-EN_0.pdf (2009-10-28)

deråren i regleringsperioden. Den slutgiltiga intäktsramen fastställs senast ett år efter regleringsperioden.

Intäktsramen fastställs med avseende på driftskostnader, avskrivningar samt avkastning vid en effektiv drift av verksamheten. Den del av intäktsramen som baseras på företagets driftskostnader fastställs som verksamhetens genomsnittliga årliga driftkostnad för de tre första åren i den föregående regleringsperioden samt det fjärde året i perioden före den föregående regleringsperioden.

Avskrivningarna i intäktsramen beräknas som lika stora årliga belopp över anläggningens förväntade ekonomiska livslängd. Kostnader som ger anläggningstillgången förbättrade egenskaper, ökar dess värde eller förlänger anläggningstillgångens livslängd ska adderas till dess anskaffningsvärde. Dessa kostnader ska skrivas av med lika stora belopp under den återstående tiden av anläggningstillgångens livslängd.²

Effektivitetskravet i den danska regleringsmodellen fastställs utifrån en jämförelse i produktivitet utvecklingen mellan den aktuella branschen och andra företag inom liknande infrastrukturella sektorer. Effektivitetskravet baseras även på benchmarking mellan nätföretagen. Den del av effektiviseringskravet som baseras på jämförelsen i produktivitet utvecklingen är det generella kravet, medan benchmarkingen ligger till grund för det individuella effektiviseringskravet. Det individuella effektiviseringskravet berör endast de företag som uppvisar sämst resultat i jämförelse med övriga naturgasnätföretag.³

I den danska regleringsmodellen används WACC-metoden (Weighted Average Cost of Capital) för att bestämma en skälig avkastning. När avkastningen beräknas antas det att företagen är finansierade med 30 % eget kapital och 70 % främmande kapital. I regleringsmodellen används inte en och samma kalkylränta för samtliga företag, utan en specifik kalkylränta beräknas för varje företag. En ytterligare differentiering av kalkylräntan görs mellan de kommunalt ägda företagen och de privatägda företagen.⁴

1.4 Irland⁵

Regleringen av de irländska nätföretagens intäktsramar regleras av CER (the Commission for Energy Regulation). CER beslutade inledningsvis att använda sig av en fyraåriga regleringsperioder, eftersom det ansågs som en skälig tid för att företagen ska kunna åstadkomma effektiviseringar av de operativa kostnaderna. Den första regleringsperioden sträckte sig från 2003 t.o.m. 2007 och den irländska regleraren har nu valt att övergå till femåriga regleringsperioder. Den nuvarande regleringsperioden omfattar oktober 2007 t.o.m. september 2012.

För att bestämma kapitalbasen, Regulatory Asset Base (RAB), används historiska kostnader för företagens tillgångar som sedan indexerats upp till dagsaktuella värden.

För att fastställa gasnätföretagens intäktsramar har en kassaflödes modell för framtida intäkter använts. Metoden innebär att man diskonterar kostnader och intäkter med hjälp av WACC.

I regleringen används en linjär avskrivningsmodell med följande avskrivningstider för de olika komponenterna i nätet:

- ledningar – 60 år
- mätare – 15 år
- byggnader – 40 år

² <http://www.energitilsynet.dk/lovgivning-og-anmeldelse/1/love-og-bek-gas/4/> (2009-10-28)

³ http://www.energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/Afgoerelser/Tilsynsnoeder/Indtaegt.naturgasBilag_1.pdf (2009-10-28)

⁴ http://www.energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/Afgoerelser/Tilsynsnoeder/Indtaegt.naturgasBilag_3.pdf (2009-10-28)

⁵ <http://www.cer.ie/en/gas-distribution-network-current-consultations.aspx?article=36dac4f6-bb76-4277-954c-9254cb3f96a8> (2009-10-28)

- tillgångar som inte är direkt hänförliga till nätverksamheten – 5 år.

För att beräkna kapitalkostnaden används, som ovan nämns, WACC-metoden, vilken innehåller två olika finansieringsformer – eget och främmande kapital. Kostnaden för främmande kapital består av den riskfria räntan samt en lånepremie. Kostnaden för egenfinansiering beräknas med CAPM (Capital Asset Pricing Model).

Effektiviseringen av företagens operativa kostnader sker utifrån benchmarking med nätföretag i andra reglerade länder samt utifrån företag med operativa verksamhet inom liknande infrastrukturella områden. När benchmarking med nätföretag i andra reglerade länder används är följande mätvärden utgångspunkten:

- Operativa kostnader per kilometer ledning
- Läckagekostnader per kilometer ledning
- Operativa kostnader per överförd energimängd
- Underhållskostnader per anläggning.

1.5 Storbritannien⁶

I Storbritannien administreras tillsynen av naturgasmarknaden av Ofgem (Office of the gas and electricity markets). Inom tillsynsområdet finns ett transmissionsföretag och åtta distributionsföretag som alla täcker varsitt geografiskt område. Regleringen startade 1 april 2002 och sträckte sig till den 31 mars 2007, för att sedan förlängas ytterligare ett år, till den 31 mars 2008. Den nuvarande regleringsperioden omfattar perioden 1 april 2008 t.o.m. 31 mars 2013.

I regleringsmodellen görs en avgränsning mellan operativa kostnader som företaget kan påverka och de kostnader som företaget ges full täckning för. De påverkbara kostnaderna har ett effektiviseringsincitament. I den nuvarande regleringsperioden har ett effektiviseringskrav upprättats som grundas på en kombination av benchmarking för speciella verksamhetsaktiviteter och benchmarking för de totala operativa kostnaderna.

Intäktsramens korrigeringsmekanism, d.v.s. om intäktsramen över- eller underskrids, träder i kraft vid en avvikelse från den på förhand fastställda intäktsramen med 3 %. En korrigerings av en eventuell överdebitering av nättarifferna görs genom att kalkylräntan sänks.

Regleraren i Storbritannien har som intention att införa ett balanserat styrkort som redogör för respektive företags kvalitet. Det föreslagna balanserade styrkortsmodellen kommer att innehålla följande aktiviteter:

- Gastillförsel – antal oplanerade avbrott per hundra kunder, genomsnittlig avbrottstiden och tillförlitligheten i de data som presenteras angående avbrotten.
- Leveranssäkerhet – menas timmar som gasnätet kan fungera utan yttre tillförsel med hänsyn taget till befintliga gaslager.
- Tillförlitliga anläggningsregister.
- Kundservice med avseende på service, ersättningar, olycksberedskap och andra anslutningsmöjligheter
- Klagomål vilket menas tiden för åtgärdandet av klagomål samt tiden för återställning

Kalkylräntan bestäms i utifrån beräkningar enligt WACC-modellen.

⁶ <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/GasDistr/GDPCR7-13/Documents1/final%20proposals.pdf> (2009-10-28)

ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN
Box 155 • 631 03 Eskilstuna • Besöksadress Kungsgatan 43
Telefon 016-16 27 00 • Telefax 016-16 27 01
registrator@ei.se • www.ei.se
Org.nr 202100-5695