



Swedegas AB  
Kilsgatan 4  
411 04 GÖTEBORG

## Fastställande av intäktsram enligt naturgaslagen

### Beslut

- 1 Energimarknadsinspektionen (Ei) fastställer intäktsramen för Swedegas AB:s, 556181-1034, transmission av naturgas för perioden 2015-2018 till 1 825 630 tkr i 2013 års prisnivå och med justering enligt a och b.
  - a) Efter perioden ska kapitalbasens nuanskaffningsvärde enligt bilaga 3 räknas om med ett sammanvägt entreprenadindex enligt 7 § Ei:s föreskrifter (EIFS 2014:6) om beräkning av skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag och
  - b) den löpande påverkbara kostnaden enligt bilaga 3 räknas om med konsumentprisindex (KPI).
- 2 Detta beslut gäller omedelbart.

### Bakgrund

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

### Ansökan

Swedegas AB, fortsättningsvis benämnt företaget, har ansökt om att Ei ska fastställa intäktsramen för tillsynsperioden 2015-2018 till 2 756 278 tkr för företagets verksamhet avseende transmission av naturgas.

### Företagets uppgifter till grund för bedömning av en skälig intäktsram

I ansökan om intäktsram har företaget begärt att Ei ska fastställa intäktsramen till 2 756 278 tkr. Vid sin beräkning har företaget tillämpat en annan metod än den som följer av förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet (kapitalbasförordningen) och Ei:s föreskrifter (EIFS 2014:6) om beräkning av skäliga kostnader och en rimlig avkastning vid beräkning av intäktsram för naturgasföretag

(intäktsramsföreskriften). Till stöd för detta har företaget sammanfattningsvis anfört följande.

En tillämpning av förordningen (2014:35) om fastställande av intäktsram på naturgasområdet ("kapitalbasförordningen") i förhållande till Swedegas strider mot naturgaslagens (2005:403) syften, Europakonventionens skydd för äganderätten och EU-rätten...

Ett byte av metod, från real annuitet ("RA-metoden") till real linjär ("RL-metoden"), under den ekonomiska livslängden medför att Swedegas inte får rimlig avkastning på sin investering. Effekten av ett sådant metodbyte sett över investeringens livslängd är att Swedegas erhåller intäkter som understiger vad som krävs för att erhålla en rimlig avkastning med i vart fall 2,3 miljarder kronor jämte ränta ("Underskotten")...

I och med att en tillämpning av kapitalbasförordningen i förhållande till Swedegas skulle strida mot naturgaslagens syften, Europakonventionens skydd för äganderätten och EU-rätten får den inte tillämpas. I avvaktan på att en annan reglering införs menar Swedegas att Ei i första hand ska tillämpa RA-metoden i enlighet med de principer som Ei tidigare använt i sin *ex-post*-prövning... Vid en beräkning enligt denna metod ("Metod A") uppgår intäktsramen till det av Swedegas yrkade beloppet om 2 756 274 tkr.

I andra hand kan RL-metoden tillsammans med en kapacitetsbevarande princip tillämpas, dock med tillägg för en del av Underskotten i syfte att kompensera för den förlust som metodbytet innebär... Vid beräkningen enligt denna metod ("Metod B") har Swedegas adderat så stor del av Underskotten som ger samma intäktsram som den intäktsram som beräknats enligt Metod A, dvs. 2 756 274 tkr.

Om Ei ändå, trots de skäl som anförs i denna ansökan, skulle välja att tillämpa RL-metoden enligt kapitalbasförordningen utan en kapacitetsbevarande princip och någon slags kompensation, har Swedegas, i syfte att förenkla för Ei, beräknat intäktsramen i enlighet med en sådan tillämpning. Intäktsramen enligt denna metod ("Metod C") uppgår till 2 226 233 tkr. Det kan noteras att intäktsramen enligt Metod C (RL-metoden), till skillnad från vad som är fallet enligt Metod A (RA-metoden), kommer att gå ned kraftigt efterföljande tillsynsperioder, vilket medför att metodbytet – sett över livslängden – utgör en betydligt större nackdel för Swedegas än vad som reflekteras i skillnaden i intäktsram mellan metoderna avseende förevarande tillsynsperiod.

Till stöd för påståendet att en tillämpning av kapitalbasförordningen strider mot Europakonventionens skydd för äganderätten, EU-rätten och naturgaslagen har Swedegas anfört bl.a. följande.

Swedegas har haft en legitim förväntan på att en real annuitetsmetod enligt Ei:s tidigare efterhandsprövning ska fortsätta att tillämpas på befintliga tillgångar. Vid en strikt tillämpning av kapitalbasförordningen kommer Swedegas inte att få en rimlig avkastning. Den metod som Ei tidigare tillämpat i sin tillsyn, real annuitet, innebär att kapitalkostnaden fördelas lika över tillgångens ekonomiska livslängd. Real linjär metod, som följer av kapitalbasförordningen, ger istället en kapitalkostnad som är successivt avtagande i takt med de årliga avskrivningarna. Om naturgasföretagen anpassat sina tariffer till en viss metod men sedan tvingas byta metod under anläggningarnas ekonomiska livslängd medför detta väsentliga omfördelningseffekter. För att säkerställa att en rimlig avkastning uppnås är det nödvändigt att beakta även historiken. Nätägarna



måste kunna känna en trygghet i att rätten till avkastning inte försämras efter att investeringen ägt rum.

Swedegas metod för utformning av tariffer godkändes av Energimyndigheten genom ett beslut om s.k. metodgodkännande den 29 november 2005. En grundläggande förvaltningsrättslig princip är att gynnande förvaltningsbeslut inte kan återkallas eller ändras av beslutsmyndigheten. Metodgodkännandet tillsammans med de rapporter som Ei därefter har publicerat och den tillsyn som Ei bedrivit har gett Swedegas en legitim förväntan på att real annuitet skulle behållas gällande befintliga tillgångar.

Till stöd för sin uppfattning har Swedegas gett in ett utlåtande från professor Karin Åhman. I utlåtandet anför Karin Åhman att en tillämpning av 10 § kapitalbasförordningen strider mot skyddet för äganderätten i Europakonventionen och EU:s stadga om grundläggande rättigheter samt mot gasmarknadsdirektivet<sup>1</sup> och EU:s proportionalitetsprincip och icke-diskrimineringsprincip. Karin Åhman framför även synpunkter på regeringens konsekvensutredning till kapitalbasförordningen. Hon anför bl.a. att införandet av 10 § kapitalbasförordningen innebär ett metodbyte och att det är oklart vad syftet med metodbytet är.

I kompletterande inlägga har företaget justerat de ansökta beloppen. De slutliga beloppen framgår av tabell 1.

Tabell 1 – Ansökt intäktsram (tkr) enligt respektive metod

	Metod A	Metod B	Metod C
Ansökt intäktsram	2 756 278	2 756 276	2 226 235

#### Avskrivningstider

Företaget har uppgett vad de ekonomiska livslängderna (avskrivningstiderna) bör fastställas till enligt respektive metod, se tabell 2 nedan. Till stöd för detta har företaget gett in en rapport från DNV GL<sup>2</sup> och två från ÅF-Industry AB<sup>3</sup>.

Tabell 2 – Avskrivningstid per anläggningskategori

	År		
	Metod A	Metod B	Metod C
Transmissionsledningar	40	90	90
Mät- och reglerstationer	20	40	40
Mätare	12	25	25
Stödsystem och system för övervakning	12	10	10

<sup>1</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/73/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 2003/55/EG

<sup>2</sup> DNV GL, *Economical and Technical Lifetime of Swedegas Assets*, 2014.

<sup>3</sup> ÅF-Industry AB, *Bedömning av teknisk livslängd för Swedegas naturgasnät*, 2014.  
ÅF-Industry AB, *Gasmarknadens förutsättningar och utveckling*, 2013.

Företaget har beretts möjlighet att yttra sig över den konsultrapport<sup>4</sup> som ligger till grund för Ei:s bedömning av avskrivningstider i regleringen.

I sitt yttrande har företaget kommenterat konsultens metodval och resultat. Vidare vidhåller företaget i huvudsak att en ekonomisk livslängd om 90 år bör tillämpas för transmissionsledningar och att en kalkylränta om 8 procent bör tillämpas. För det fall Ei anser att den ekonomiska livslängden är kortare på grund av en högre uppfattad risknivå på den svenska gasmarknaden bör kalkylräntan justeras uppåt.

#### **Kalkylränta (WACC)**

I ansökan har företaget begärt att intäktsramen ska beslutas med en real kalkylränta före skatt om 8,0 procent. Till stöd för detta har företaget gett in utlåtande från professor Thore Johnsen<sup>5</sup> och KPMG<sup>6</sup>.

Företaget har beretts möjlighet att yttra sig över de konsultrapporter<sup>7</sup> som ligger till grund för Ei:s bedömning av en rimlig real kalkylränta före skatt.

Företaget har med anledning av de underliggande rapporterna gett KPMG och professor Thore Johnsen i uppdrag att kommentera metodval samt antaganden i dessa rapporter. Av företagets yttrande framgår i huvudsak att företaget kvarstår vid sin begärda kalkylränta om 8 procent givet en ekonomisk livslängd om 90 år. Företaget anför även att i det fall Ei anser att den ekonomiska livslängden är kortare bör även kalkylräntan justeras.

Företaget har även, tillsammans med de övriga naturgasföretagen, inkommit med ett yttrande där det i huvudsak anförts att de av konsulterna föreslagna kalkylräntorna är för låga.

#### **Kapitalkostnader**

Företaget har redovisat anläggningstillgångar per den 31 december 2013 till ett nominellt anskaffningsvärde om 2 494 718 tkr.

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

Företaget har uppgett att kapitalkostnaderna för perioden 2015-2018 ska uppgå till följande belopp enligt respektive metod:

<sup>4</sup> Sweco Energuide AB, *Regelmässiga avskrivningar av naturgasanläggningar*, 2014.

<sup>5</sup> Thore Johnsen, *Energimarknadsinspektionens inntecktsrammer för gassnettverksamhet 2015-2018*, 2014.

<sup>6</sup> KPMG, *Uppskattning av vägd kapitalkostnad för regleringen av naturgasnätet i Sverige*, 2014.

<sup>7</sup> Ernst & Young AB, *WACC för gasnätetsföretag för tillsynsperioderna 2012, 2013 samt 2015-2018*, 2014.

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

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

Tabell 3 – Kapitalkostnader

	Metod A	Metod B	Metod C
Kapitalkostnader	2 283 840	1 772 092	1 771 134

#### Löpande kostnader

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

Den transmissionsverksamhet som bedrivits i Swedegas regi är sedan 1 oktober 2011 en sammanslagning av de transmissionsverksamheter som innan nämnda datum bedrivits och särredovisats av Swedegas och E.ON Gas Sverige. För tiden från och med 1 juli 2005 fram till och med 31 december 2010 redovisades transmissionsverksamheten inom Swedegas dels som lagring avseende lagring i rörledning, dels som transmission exklusive lagring i rörledning. För att få en korrekt jämförelsebas för löpande kostnader inom nuvarande transmissionsverksamhet måste särredovisade löpande kostnader för alla nu nämnda särredovisningar slås samman.

Företaget har uppgett att de löpande påverkbara kostnaderna för perioden 2015-2018 ska uppgå till följande belopp enligt respektive metod:

Tabell 4 – Påverkbara kostnader

	Metod A	Metod B	Metod C
Påverkbara kostnader	455 110	418 725	418 725

Företaget har i sin ansökan prognostiserat sina löpande opåverkbara kostnader för perioden 2015-2018 till följande belopp enligt respektive metod:

Tabell 5 – Opåverkbara kostnader

	Metod A	Metod B	Metod C
Opåverkbara kostnader	17 328	36 376	36 376

Enligt metod A anför företaget att kostnader för överliggande gasnät och myndighetsavgifter ska betraktas som opåverkbara kostnader vilket är i enlighet med tillsynen för åren 2010 och 2011. Enligt metod B och C anför företaget att kostnader som anses vara opåverkbara är de kostnader som anges i 2 § intäktsramsföreskriften.

Företaget har även uppgett att historiska kostnader för elnät samt kostnader för skatter enligt lagen (1994:1776) om skatt på energi till viss del är uppskattade.

Företaget har i ansökan enligt metod B och C redovisat tillgångar som är anläggningstillgångar enligt årsredovisningslagen (1995:1554) men inte anläggningstillgångar enligt 3 § kapitalbasförordningen.

För beräkning av kapitalkostnader för anläggningar utanför kapitalbasen har företaget använt en nominell räntesats beräknad utifrån real WACC och inflation, företaget har använt följande nivå för respektive år:



Tabell 6 – Ränta för omräkning av kapitalkostnad till löpande kostnad

	2009	2010	2011	2012
Nominell räntesats beräknad utifrån real WACC och inflation	7,16 %	8,86 %	10,32 %	8,46 %

#### **Anslutningsavgifter i naturgasverksamheten**

Företaget har inte redovisat intäkter från anslutningar som utförts före tillsynsperioden och som avses inkomma under tillsynsperioden.

Företaget har prognostiserat inkomster från anslutningsavgifter inkomna per år under tillsynsperioden till sammanlagt 5 000 tkr. Dessa inkomster härrör enbart till anläggningskategorin transmissionsledningar.

### **Aktuella regler**

#### **Europakonventionen**

Enligt art 1 i första tilläggsprotokollet till Europeiska konventionen angående skydd för de mänskliga rättigheterna och de grundläggande friheterna (Europakonventionen) ska varje fysisk eller juridisk person ha rätt till respekt för sin egendom. Ingen får berövas sin egendom annat än i det allmännas intresse och under de förutsättningar som anges i lag och i folkrättens allmänna grundsatser. Bestämmelsen inskränker dock inte en stats rätt att genomföra sådan lagstiftning som staten finner nödvändig för att reglera nyttjandet av egendom i överensstämmelse med det allmännas intresse.

Enligt art 14 i Europakonventionen ska åtnjutandet av de fri- och rättigheter som anges i konventionen säkerställas utan någon åtskillnad såsom på grund av kön, ras, hudfärg, språk, religion, politisk eller annan åskådning, nationellt eller socialt ursprung, tillhörighet till nationell minoritet, förmögenhet, börd eller ställning i övrigt.

#### **Gasmarknadsdirektivet**

Enligt art 41.6 a Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/73/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 2003/55/EG (gasmarknadsdirektivet) ska tillsynsmyndigheterna ansvara för att tillräckligt lång tid i förväg innan dessa träder i kraft, fastställa eller godkänna åtminstone metoder för att beräkna eller fastställa villkoren för anslutning och tillträde till nationella naturgasnät. Dessa tariffer eller metoder ska utformas så att nödvändiga investeringar i näten kan göras på ett sätt som gör det möjligt att säkra nätens funktion på längre sikt.

#### **Naturgaslagen**

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

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

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

En intäktsram ska beslutas var för sig för transmission, distribution, lagring i lagringsanläggning och drift av förgasningsanläggning. Ett beslut om intäktsram för transmission ska omfatta även intäkter från lagring i rörledning (6 §).

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

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

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

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

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

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

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

#### **Kapitalbasförordningen**

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



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

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

#### ***Ei:s föreskrifter***

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

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

## **Energimarknadsinspektionens bedömning**

### **Allmänt om prövningen av en intäktsram**

Swedegas AB bedriver transmission av naturgas. Ei ska därför fastställa en intäktsram avseende denna verksamhet för tillsynsperioden 2015-2018. Företaget har ansökt om en intäktsram som uppgår till 2 756 278 tkr för tillsynsperioden. Ei har att ta ställning till om den av företaget begärda intäktsramen är skälig.

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

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



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

#### Metod för beräkning av kapitalkostnader

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

Regeringen har meddelat särskilda föreskrifter om beräkning av en rimlig avkastning. Av kapitalbasförordningen och den tillhörande konsekvensutredningen framgår att det är en så kallad linjär kapitalkostnadsmetod som ska användas.<sup>8</sup> Vid tillämpning av en linjär metod enligt kapitalbasförordningen ska de årliga avskrivningarna i förhållande till nuanskaffningsvärdet vara lika stora över anläggningens livslängd.

Swedegas har anfört att kapitalbasförordningen inte får tillämpas eftersom den strider mot Europakonventionens skydd för äganderätten, EU-rätten och naturgaslagen. I huvudsak bygger företagets påstående på antagandet att företaget inte får en rimlig avkastning vid en tillämpning av en real linjär metod samt att företaget har en legitim förväntan på att real annuitet ska tillämpas. Dessa antaganden bygger i sin tur på att ett byte av metod har skett från real annuitet till real linjär. Såsom Ei har uppfattat det menar företaget också att det metodgodkännande som företaget fick 2005, tillsammans med Eis rapporter och tillsyn, i sig innebär ett hinder mot användning av någon annan metod än real annuitet för redan gjorda investeringar.

Företagen har enligt såväl EU-rätten som naturgaslagen rätt till en rimlig avkastning och utrymme för investeringar i nätet.

Regeringen har i sin konsekvensutredning till kapitalbasförordningen närmare analyserat de invändningar som framförts avseende metodbyte och överordnat regelverk. Regeringens uppfattning är att de rapporter och den tillämpning i övrigt som Swedegas hänvisat till inte medfört en legitim förväntan samt att den införda förhandsregleringen inte innebär något metodbyte. Sammanfattningsvis bedömer regeringen att det inte finns något hinder mot införande av en real linjär metod genom kapitalbasförordningen. Ei instämmer i regeringens bedömning och hänvisar till regeringens konsekvensutredning, bilaga 5.

Metodgodkännandet från 2005 berörs inte i regeringens konsekvensutredning. Företaget har här gjort gällande att metodgodkännandet är ett positivt förvaltningsbeslut som inte får ändras samt att det medfört en legitim förväntan på att en real annuitetsmetod ska användas. Metodgodkännandet är fattat utifrån bestämmelserna i 6 kap. 5 § naturgaslagen i dess ursprungliga lydelse. Enligt denna bestämmelse fick den som

---

<sup>8</sup> Konsekvensutredning beträffande förslaget till förordning om fastställande av intäktsram på naturgasområdet – N2013/3375/RS s. 2

bedriver överföring av naturgas inte börja tillämpa sin tariff förrän de metoder som använts för att utforma tariffen hade godkänts av tillsynsmyndigheten. Godkännande skulle lämnas om metoderna kunde antas leda till att tariffen uppfyllde kraven på objektivitet och icke diskriminering. Bedömningen avsåg alltså inte storleken på avgifterna utan fördelningen av det totala avgiftsbeloppet mellan berörda kunder och kundkategorier. Det var således inte fråga om granskning av tariffernas skälighet. Den nu aktuella regleringen om intäktsramar är ny och kan inte sägas ersätta eller strida mot metodgodkännandet från 2005. Intäktsramsregleringen avser företagets totala intäkter, inte avgifternas objektivitet och icke-diskriminering, och syftar till att säkerställa att kunden får betala ett skäligt pris. Beslutet från 2005 har således inte upphävts eller ändrats genom regleringen i kapitalbasförordningen. Beslutet innebär inte heller något godkännande eller ställningstagande avseende tillämplig metod vid bedömning av skäligheten i företagets intäkter. Vad metodgodkännandet avsåg framgår också tydligt av själva beslutet och torde vara känt för företaget. Det kan därmed inte ha gett upphov till en legitim förväntan ifråga om den här aktuella prövningen. Vad företaget anfört om metodgodkännandet saknar redan av denna anledning relevans för Ei:s bedömning i detta ärende.

I det återopade rättsutlåtandet anför professor Karin Åhman att det även efter regeringens konsekvensutredning är oklart vad syftet med "metodbytet" är och att oskäliga monopolvinster nämns "lite kryptiskt". Ei vill med anledning av detta särskilt framhålla att det av konsekvensutredningen sid. 11, bilaga 5, framgår varför en real annuitetsmetod riskerar att leda till överkompensation. Det framgår där också att en sådan metod som förespråkas av Swedegas, real annuitet i kombination med korta avskrivningstider (här 40 år för transmissionsledningarna) leder till för höga kapitalkostnader vid en tillämpning där hänsyn inte tas till anläggningarnas ålder. En sådan tillämpning skulle ge företaget en orimligt hög intäktsram. Även för det fall kapitalbasförordningen skulle anses utgöra en ändring av metod, från den av Swedegas förespråkade, skulle en sådan ändring ha ett legitimt syfte och vara proportionerlig.

Swedegas resonemang bygger i många delar på att nätföretagen har rätt att känna en "trygghet i att rätten till rimlig avkastning inte försämras efter att investeringen ägt rum". Utgångspunkten för de legitima förväntningar som Swedegas hänvisar till är ett beslut från 2005. Det är inte helt klart vilka eller vems investeringar Swedegas menar eller när dessa skulle ha ägt rum. Det kan i detta sammanhang nämnas att de ursprungliga investeringarna i transmissionsnätet gjordes med staten som ägare och att transmissionsverksamheten bedrevs i ett dotterbolag till Vattenfall AB så sent som 2001. Vidare gjordes investeringar i transmissionsnätet från mitten av 80-talet till 2004 när verksamheterna handel och överföring av naturgas var integrerade. Huvuddelen, cirka 92 procent<sup>9</sup> av kapitalbasen, hänförs till investeringarna som skett före 2005. Tillgångarna i Swedegas nät är till stor del betydligt äldre än 10 år och den tekniska livslängden på merparten av investeringarna är enligt Swedegas 90 år. Hela

---

<sup>9</sup> Andelen har beräknats utifrån företagets rapporterade anläggningstillgångar per den 31 december 2013.



resonemanget om legitima förväntningar och avkastningen under hela investeringens livslängd förefaller därför ha en felaktig utgångspunkt.

Ei bedömer sammanfattningsvis att kapitalbasförordningen är förenlig med Europakonventionen, EU-rätten och naturgaslagen. Den ska därför tillämpas vid beräkningen av en skälig intäktsram för företaget.

#### **Beräkning av kapitalkostnaden enligt kapitalbasförordningen**

Av kapitalbasförordningens bestämmelser framgår hur kapitalförslitningen ska beräknas. När den ackumulerade förbrukningen av kapitalet beräknats, baserat på företagets inrapporterade uppgifter om anskaffningsår, ska denna avräknas från kapitalbasen (nuanskaffningsvärdet). Den återstående delen av nuanskaffningsvärdet, efter avräkning av ackumulerad kapitalförslitning, ska tillämpas vid beräkning av den del av kapitalkostnaden som utgörs av kapitalbindning vid beräkning av intäktsramen.

Kostnaden för kapitalbindningen beräknas således på en s.k. åldersjusterad kapitalbas vilket innebär att det värde som kalkylräntan multipliceras med för att erhålla kostnad för kapitalbindning minskar successivt med en anläggnings ålder. Beräkningen av den årliga avkastningen görs i enlighet med följande formel:

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

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

#### **Avskrivningstider**

Företaget har ansökt om att Ei, om kapitalbasförordningen tillämpas, ska använda följande avskrivningstider vid beräkning av kapitalkostnaden. 90 år för transmissionsledningar, 40 år för mät- och reglerstationer, 25 år för mätare och 10 år för stödsystem och system för övervakning. Samtidigt har företaget t.ex. anfört att 40 år är en rimlig avskrivningstid för transmissionsledningar vid tillämpning av Metod A enligt ansökan.

Av kapitalbasförordningen framgår att de reglermässiga avskrivningstiderna ska motsvara tillgångarnas ekonomiska livslängd (10 §). Ei fastställer avskrivningstider beträffande olika anläggningstillgångar i enlighet med tabell 7 nedan. Denna bedömning överensstämmer med vad företaget har anfört vad det gäller mät- och reglerstationer

samt mätare. I övrigt är de av företaget ansökta avskrivningstiderna längre än de avskrivningstider som Ei fastställer. En närmare redogörelse för Ei:s bedömning i denna del framgår av bilaga 1.

Tabell 7 – Fastställda avskrivningstider för tillsynsperioden 2015-2018

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

#### ***Kalkylränta (WACC)***

Företaget har anfört att avkastningen bör beräknas utifrån en real kalkylränta om 8,0 procent.

Av kapitalbasförordningen följer att anläggningar i kapitalbasen ska sättas ett nuanskaffningsvärde, vilket innebär att prisjustering av kapitalbasen skett (7 §). Vid beräkning av en rimlig avkastning ska därför en real kalkylränta användas. Ei bedömer att en real kalkylränta före skatt på 6,26 procent är rimlig. Detta avviker från företagets uppfattning att kalkylräntan ska vara 8,0 procent. Ei:s bedömning om en rimlig real kalkylränta före skatt framgår av bilaga 2.

#### ***Beräkning av kapitalkostnaden***

Utifrån den metod och de parametrar som beskrivits ovan och de av företaget rapporterade uppgifterna har Ei beräknat kapitalkostnaden till 1 389 334 tkr. Ei:s beräkning framgår av bilaga 3.

#### ***Beräkning av påverkbara kostnader***

Av 2 § intäktsramsföreskriften framgår att påverkbara kostnader är sådana kostnader som inte är kostnader för överliggande gasnät, elnät, myndighetsavgifter, nätförluster, kostnader för skatter enligt lagen (1994:1776) om skatt på energi och lagen (1984:1052) om statlig fastighetsskatt. Exempel på påverkbara kostnader är kostnader för drift och underhåll samt kundspecifika kostnader såsom kostnader för mätning, beräkning och rapportering.

Som skäligen påverkbara kostnader anses kostnader som behövs för en ändamålsenlig och effektiv drift av en verksamhet med likartade objektiva förutsättningar (6 kap. 11 §





naturgaslagen). Av det följer att det inte nödvändigtvis är naturgasföretagens verkliga kostnader som ska tillämpas vid beräkning av en skälig intäktsram.

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

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

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

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

Företaget har i sin ansökan angett att de löpande kostnaderna för tillsynsperioden ska fastställas utifrån en sammanslagning av följande verksamheter:  
Swedegas Transmission AB, E.ON Gas Sverige AB:s transmissionsverksamhet samt Swedegas Lager (lagring i rörledning). Detta för att få en korrekt jämförelsebas med den verksamhet som bedrivs av företaget sedan den 1 oktober 2011.

Ei har beräknat de påverkbara kostnaderna för perioden 2015-2018 innan avdrag för effektiviseringskrav och tillägg för anläggningstillgångar utanför kapitalbasen till 414 894 tkr. Vid beräkningen av de påverkbara kostnaderna har hänsyn tagits till E.ON

Gas AB:s historiska kostnader avseende transmissionsverksamheten samt Swedegas AB:s historiska kostnader avseende lagring i rörledning (line-pack).

**Anläggningstillgångar som inte ingår i kapitalbasen**

Tillgångar i verksamheten som är anläggningstillgångar enligt årsredovisningslagen (1995:1554) men inte är anläggningstillgångar enligt 3 § kapitalbasförordningen ska inte redovisas i kapitalbasen. Företaget får istället enligt 3 kap. 13 § rapporteringsföreskriften redovisa dessa tillgångars samlade avskrivningar och samlade utgående bokfört värde.

Av 3 och 6 §§ kapitalbasförordningen framgår vilka anläggningstillgångar som utgör kapitalbasen. Övriga tillgångar i naturgasverksamheten som inte definieras som kapitalbas hanteras i regleringen som löpande kostnader. Vid beräkning av en löpande kostnad för dessa anläggningar är utgångspunkten att naturgasföretaget ska få skälig kostnadstäckning för dessa. Ei bedömer att en skälig kostnadstäckning erhålls genom att företaget vid beräkning av löpande kostnader ges täckning för bokförda avskrivningar samt kostnaden för lånat kapital för dessa anläggningar.

Företaget har rapporterat in uppgifter för anläggningar som inte redovisas i kapitalbasen enligt nedanstående tabell 8.

Tabell 8 – Inrapporterade uppgifter avseende anläggningar utanför kapitalbasen

Beräkning av kapitalkostnader för anläggningstillgångar utanför kapitalbasen	2012	2011	2010	2009
Ingående bokfört värde	489	996	1 835	2 847
Utgående bokfört värde		489	996	1 835
Nominell räntesats beräknad utifrån real WACC och inflation	8,46%	10,32%	8,86%	7,16%
Avskrivningar	280	582	977	1 361
Ränta	41	103	163	204
Summa kapitalkostnader	321	684	1 140	1 565

Vid omräkning av de bokförda kapitalkostnaderna till löpande kostnader ska en ränta som motsvarar kostnaden för lånat kapital före skatt användas. Räntan ska vara nominell eftersom det bokförda värdet redovisas i nominellt värde. Ei bedömer att en rimlig ränta uppgår till 4,35 procent. Detta avviker från företagets begäran dels avseende nivån på räntorna och dels genom att företaget anser att olika räntenivåer ska tillämpas för respektive år under perioden 2009-2012. Ei:s bedömning framgår av bilaga 4.

Ei har beräknat denna kostnad utifrån de av företaget inlämnade uppgifterna om anläggningstillgångar som inte ingår i kapitalbasen. Kostnaden för dessa anläggningar för perioden 2015-2018 har beräknats till 3 582 tkr.

Vid beräkning av företagets totala löpande påverkbara kostnader har kostnaden för anläggningar som inte ingår i kapitalbasen adderats till de övriga påverkbara kostnaderna, se bilaga 3.



### **Effektivitetskriterier och samlad beräkning**

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

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

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

Företagets totala påverkbara kostnader för perioden 2015-2018 efter effektiviseringskrav på 1 procent uppgår till 399 996 tkr (bilaga 3).

### **Beräkning av opåverkbara kostnader**

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

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

Företagets opåverkbara kostnader uppgår till 36 376 tkr (bilaga 3).

### **Beräkning av avdrag för anslutningsavgifter**

Av 6 kap. 10 § naturgaslagen framgår att ett avdrag ska göras på intäktsramen motsvarande de intäkter som naturgasföretaget har från anslutning till naturgasledning och andra anläggningar som ingår i kapitalbasen. Avdraget ska beräknas utifrån den ekonomiska livslängden (6 § intäktsrams föreskriften) som i detta fall är 65 år, eftersom de inkomster som företaget har redovisat enbart tillhör anläggningsskategorin transmissionsledningar.

Avdrag för anslutningsavgifter har beräknats utifrån företagets inlämnade uppgifter och uppgår till 77 tkr (bilaga 3).

#### Sammanfattande beräkning av intäktsramen

Utifrån det underlag som företaget lämnat och den bedömningen som beskrivits ovan har Ei beräknat en högsta godtagbar intäktsram som uppgår till 1 825 630 tkr, se tabell 9 nedan. Intäktsramen består av kapitalkostnader, löpande kostnader och avdrag för anslutningsavgifter. Hur dessa har beräknats redovisas nedan.

Med grund i den utgående kapitalbasen per den 30 juni 2014 på 6 594 409 tkr har kapitalkostnaden beräknats till 1 389 334 tkr. Vid beräkning av kapitalkostnaden har hänsyn tagits till anläggningarnas ålder samt de investeringar och utrangeringar som företaget har redovisat i ansökan om intäktsram. Vid beräkningen har Ei använt den fastställda kalkylräntan på 6,26 procent och de fastställda avskrivningstiderna. En detaljerad redovisning av beräkningen av kapitalkostnaden för företaget framgår av bilaga 3, tabell 1 och 2.

Den löpande opåverkbara kostnaden uppgår till 36 376 tkr i enlighet med den prognos företaget har redovisat till Ei. De beräknade löpande påverkbara kostnaderna uppgår till 399 996 tkr. En detaljerad redovisning av beräkningen av den opåverkbara kostnaden respektive de löpande påverkbara kostnaderna för företaget framgår av bilaga 3.

Avdrag för anslutningsavgifter uppgår till 77 tkr. Redovisning av beräkningen framgår av bilaga 3.

Tabell 9 - Beräknad intäktsram

	Tkr
Kapitalkostnader	1 389 334
Löpande kostnader	
Opåverkbara kostnader	36 376
Påverkbara kostnader	399 996
Avdrag för anslutningsavgifter	77
Summa beräknad intäktsram	1 825 630

Företaget har ansökt om att Ei ska fastställa intäktsramen till 2 756 278 tkr. Den högsta godtagbara intäktsramen är lägre än företagets ansökta intäktsram. Ansökan kan därför inte medges och intäktsramen fastställs till 1 825 630 tkr i 2013 års prisnivå.

#### Avstämning efter periodens slut

##### Allmänt

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



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

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

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

#### ***Automatisk justering av intäktsramen***

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

#### ***Avstämning av intäkterna för perioden mot intäktsramen***

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

#### **HUR MAN ÖVERKLAGAR, se bilaga (överklagande till förvaltningsrätten)**

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

  
Anne Vadasz Nilsson

  
Anna Elfwén

Bilagor till beslutet

1. Reglermässiga avskrivningstider vid beräkning av intäktsram för naturgasföretagen avseende tillsynsperioden 2015-2018, Energimarknadsinspektionen
2. Kalkylränta vid beräkning av intäktsram för naturgasföretagen avseende tillsynsperioden 2015-2018, Energimarknadsinspektionen
3. Beräknad intäktsram
4. Ränta vid omräkning från kapitalkostnad till löpande kostnad vid beräkning av intäktsram för naturgasföretagen avseende tillsynsperioden 2015-2018, Energimarknadsinspektionen
5. Konsekvensutredning beträffande förslaget till förordning om fastställande av intäktsram på naturgasområdet - N2013/3375/RS
6. Hur man överklagar