

Naturgasmarknads- rapport 2003:1

Tariffstruktur för transmission av naturgas



Förord

Målet för den svenska politiken på naturgasmarknaden är att vidareutveckla gasmarknadsreformen så att en effektiv naturgasmarknad med reell konkurrens kan uppnås. I Energimyndighetens regleringsbrev för år 2003 anges att myndigheten ska följa och analysera utvecklingen på naturgasmarknaden.

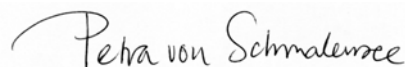
I denna rapport redovisas Energimyndighetens uppföljning och analys av utvecklingen på naturgasmarknaden i enlighet med regleringsbrevet.

I rapporten analyseras olika tariffstrukturer för transmission av naturgas utifrån förhållanden i Sverige och övriga EU. Mot bakgrund av resultaten i analysen tar Energimyndigheten ställning för vilken tariffstruktur för transmission av naturgas som är att föredra ur ett svenskt perspektiv. Utöver detta redovisas data om prisutvecklingen på naturgas.

Beslut i detta ärende har fattats av generaldirektören Thomas Korsfeldt. Vid den slutliga handläggningen har därutöver deltagit överdirektören Håkan Heden, utvecklingsdirektören Lars Tegnér, stabschefen Zofia Lublin, verksjuristen Fredrik Selander, avdelningscheferna Jopeline Bahr Ljungdell, Andres Muld, Klas Tennberg, Tommy Ankarljung och Anne Norstedt, enhetscheferna Karin Israelsson och Mats Nilsson, handläggarna Per Gruneus och Tobias Jakobsson samt utredaren Petra von Schmalensee, den sistnämnda föredragande.



Thomas Korsfeldt



Petra von Schmalensee

Sammanfattning

Målet för den svenska politiken på naturgasmarknaden är att vidareutveckla gasmarknadsreformen så att en effektiv marknad med reell konkurrens kan uppnås. I Energimyndighetens regleringsbrev för år 2003 anges att myndigheten ska följa och analysera utvecklingen på naturgasmarknaden. Inom ramen för uppdraget har Energimyndigheten sammanställt denna rapport.

Syftet med rapporten är att redovisa och jämföra olika tariffstrukturer för transmission av naturgas utifrån förhållanden i Sverige och övriga EU.

För transmission av naturgas kan tre tariffstrukturer ses som särskilt lämpliga, givet de förhållanden som är specifika för naturgasmarknaden. De tre tariffstrukturerna är inmatnings- och uttagstariffer, frimärkstariffer samt avståndsberoende tariffer. Den totala avgiften med inmatnings- och uttagstariffer består av en avgift för att mata in naturgas och en avgift för att ta ut naturgas ur naturgasnätet. Frimärkstariffer är medelvärde för kostnaden för samtliga transporter i nätet. Avståndsberoende tariffer är proportionella mot avståndet mellan inmatnings- och uttagspunkter. För närvarande tillämpar de svenska transmissionsföretagen frimärkstariffer och avståndsberoende tariffer.

Energimyndighetens slutsatser är följande:

- Med den infrastruktur och marknadsmognad som Sverige har idag anser Energimyndigheten att den nuvarande tariffstrukturen inledningsvis är ändamålsenlig för den svenska naturgasmarknaden.
- På lite längre sikt bör dock en övergång till inmatnings- och uttagstariffer för transmission av naturgas inledas.
- Tariffstrukturen bör vara fastställd innan utbyggnaden av tillförselledningar eller LNG-hamnar är realiserade. Principbeslut om en ny tariffstruktur bör kunna tas senast år 2005.
- Beräkningsmetoden för företagens tariffer bör vara enhetlig. Den bör också vara så väldefinierad så att det klart och tydligt framgår hur beräkningarna gått till och vilka antaganden som ligger till grund för dessa.
- Energimyndigheten avser att under år 2004 ta upp överläggningar med naturgasmarknadens aktörer om beräkningsmetoder för de svenska naturgasföretagen.

På en välfungerande marknad för naturgas bör tariffstrukturen återspegla kostnaderna, vara transparent, öka förutsättningarna för handel med naturgas samt vara användarvänlig över nätområdesgränser. Energimyndigheten baserar sina

slutsatser på jämförelsen mellan tariffstrukturerna utifrån dessa kriterier. Resultaten sammanfattas i tabellen.

Tabell Resultatsammanställning av jämförelsen mellan tariffstrukturer.

Inmatning & uttag Avståndsberoende Frimärke

Tariffstrukturen kan...

återspegla kostnader	Inte fullständigt	Ja, utan möjligheter att skilja mellan avtalat och faktiskt flöde Nej, med möjligheter att skilja mellan avtalat och faktiskt flöde	Inte fullständigt
underlätta konkurrensen	Ja, stora fördelar	I viss mån, men med brister	Ja
vara transparent	Svårt, men möjligt	Ja, utan möjligheter att skilja mellan avtalat och faktiskt flöde, annars svårt att avgöra	Ja
kunna tillämpas mellan nätverksområden	Svårt, men möjligt	Ja	Mycket svårt

Tillförsel till marknaden från fler än en inmatningspunkt ger möjlighet att skilja mellan avtalat och faktiskt flöde. Det finns långt gångna planer på utbyggnad av den svenska infrastrukturen som kan innebära tillförsel till marknaden från fler än en inmatningspunkt.

Inom EU finns en principöverenskommelse att använda inmatnings- och uttagstariffer. Det finns enligt Energimyndigheten klara fördelar för den svenska naturgasmarknaden att tillämpa samma tariffstruktur som övriga EU-länder.

Uppdelningen i inmatnings- och uttagspunkter för med sig att antalet beräkningar att härleda samtliga tariffer kommer att öka i betydande utsträckning. En effekt av det ökade antalet beräkningar är att uppföljning och kontroll kan bli svårare för tillsynsmyndigheten.

Innehåll

1. Inledning	9
1.1 Bakgrund.....	9
1.2 Uppdraget.....	10
1.3 Möjliga tariffstrukturer för transmission	10
2. Förhållanden på den svenska naturgasmarknaden	11
2.1 Naturgasens användning	11
2.2 Naturgasprisets utveckling.....	11
2.3 Infrastruktur	12
2.4 Planer på utbyggnad.....	12
2.5 Transport av naturgas.....	13
2.6 Nuvarande tariffstruktur för transmission.....	14
3. Jämförelse av olika tariffstrukturer	16
3.1 Bedömningskriterier	16
3.2 Resultat av jämförelse mellan tariffstrukturerna.....	23
4. Slutsatser	25
4.1 Sverige olik övriga Europa	25
4.2 Gemensamma regler och förutsättningar viktiga för fortsatt utveckling.....	25
4.3 Inmatnings- och uttagstariffer i framtiden	25
4.4 Inga större problem med dagens tariffstruktur	26
4.5 Utbyggnad skapar behov av ny tariffstruktur	27
4.6 Energimyndighetens bedömning	27
Källförteckning	29
Bilaga 1 Naturgasprisets utveckling	30
Bilaga 2 Enkät till naturgasföretag	37

1. Inledning

1.1 Bakgrund

Naturgas är ett av områdena som ingår i EU:s strategi att skapa en inre marknad. I februari 1998 antogs för första gången ett naturgasdirektiv inom EU med syfte att skapa ökad konkurrens på naturgasmarknaderna i Europa. Direktivet införlivades i svensk lagstiftning den 1 augusti 2000, då en ny naturgaslag trädde i kraft¹. I juni 2003 antogs ett nytt naturgasdirektiv² som ska införlivas i den svenska lagstiftningen senast den 1 juli 2004. Syftet med det nya direktivet är bl.a. att skynda på avregleringen av naturgasmarknaderna. I direktivet anges en tidplan för att gradvis öka konkurrensutsättningen av marknaden. De kunder som fritt kan välja gasleverantör, s.k. berättigade kunder, ska senast den 1 juli 2004 inkludera alla kunder förutom hushåll. Från och med den 1 juli 2007 ska även hushållen fritt kunna välja gasleverantör. Därmed är naturgasmarknaderna fullständigt öppna för samtliga kunder inom hela EU.

Målet för den svenska politiken på naturgasmarknaden är att vidareutveckla gasmarknadsreformen så att en effektiv naturgasmarknad med reell konkurrens kan uppnås³. De nationella naturgasledningarna och tillförselledningarna har de senaste tio åren genomgått omfattande utbyggnad och kopplats samman till ett europeiskt naturgasnät. Den svenska naturgasmarknaden har hittills haft begränsad tillgång till det europeiska naturgasnätet med endast en tillförselledning. Flera aktörer undersöker möjligheterna att göra investeringar i infrastruktur för att bygga ut befintligt nät på västkusten och för nyproduktion i andra delar av Sverige. Förutsättningarna för nya tillförselledningar utreds av olika aktörer. Dessa planer aktualiserar ytterligare Sveriges medverkan i EU:s inre marknad för gas.

På en välfungerande marknad för naturgas bör tariffstrukturen återspegla kostnaderna, vara transparent, öka förutsättningarna för handel med naturgas samt vara användarvänlig över nätområdesgränser, enligt EU. År 1999 tog EU-kommissionen initiativ till ett diskussionsforum, Madridforum, i syfte att samlat ta del av inlägg från branschorganisationer, tillsynsmyndigheter och medlemsländer rörande frågor om naturgas. I Madridforum har parterna enats om behovet av en harmoniserad tariffstruktur på naturgasmarknaden⁴ och har därför kommit överens om att i så stor utsträckning som möjligt införa inmatnings- och uttagstariffer⁵ för transmissionsnäten inom EU. Det är därför viktigt att utreda hur den svenska

¹ Naturgaslag (2000:599)

² Dir. 2003/55/EG

³ Förslag till statsbudget för 2004 (prop.2003/04:1)

⁴ JWG (2001)

⁵ Eng. *Entry-exit tariffs*

marknaden skulle påverkas av ett införande av inmatnings- och uttagstariffer för transmission.

1.2 Uppdraget

I Energimyndighetens regleringsbrev för år 2003 anges att myndigheten ska följa och analysera utvecklingen på naturgasmarknaden.

I rapporten redovisas och jämförs olika tariffstrukturer för transmission av naturgas utifrån förhållanden i Sverige och övriga EU. Energimyndigheten tar även ställning för vilken tariffstruktur för transmission av naturgas som är att föredra ur ett svenskt perspektiv. I bilaga redovisas data om prisutvecklingen på naturgas.

1.3 Möjliga tariffstrukturer för transmission

För transmission av naturgas kan tre tariffstrukturer ses som särskilt lämpliga, givet de förhållanden som är specifika för naturgasmarknaden. De tre tariffstrukturerna är inmatnings- och uttagstariffer, frimärkstariffer och avståndsberoende tariffer.

1.3.1 Inmatnings- och uttagstariffer

Den totala avgiften för överföringstjänsten med inmatnings- och uttagstariffer består av en avgift för att mata in naturgas och en avgift för att ta ut naturgas ur naturgasnätet. För en given inmatningspunkt är avgiften oberoende av gasens destination, på samma sätt som avgiften för uttagspunkten är oberoende av gasens ursprung. Avgifterna beräknas för varje inmatningspunkt och varje uttagspunkt. Motsvarande tariffstruktur tillämpas för stamnätet på elmarknaden i Sverige.

1.3.2 Frimärkstariffer

Frimärkstariffer är medelvärdet för kostnaden för samtliga transporter i nätet. Frimärkstariffer kan ses som specialfall av inmatnings- och uttagstariffer där alla inmatningspunkter har samma avgift och alla uttagspunkter har samma avgift. I ett renodlat system med frimärkstariffer kostar därför alla transporter lika mycket oavsett ursprung eller destination för slutkunden.

1.3.3 Avståndsberoende tariffer

Avståndsberoende tariffer är proportionella mot avståndet mellan inmatnings- och uttagspunkter.

2. Förhållanden på den svenska naturgasmarknaden

Den svenska naturgasmarknaden skiljer sig från övriga Europa när det gäller konsumtionsmängder och infrastruktur. I följande avsnitt redovisas grundläggande fakta om förhållandena på den svenska naturgasmarknaden.

2.1 Naturgasens användning

Naturgasen introducerades i Sverige 1985. Användningen ökade snabbt fram till år 1992 för att därefter växa i en mer måttlig takt. Den svenska importen av naturgas sker i dag uteslutande från de danska naturgasfälten i Nordsjön. Rörledningarna går via Danmark, under Öresund till Klagshamn utanför Malmö. Importen av naturgas uppgick år 2002 till 933 miljoner kubikmeter, motsvarande 9,3 TWh. Det gör naturgasen till en liten energikälla i Sverige, motsvarande knappt 2 % av den totala energianvändningen. Naturgasen distribueras för närvarande till drygt 30 kommuner i södra Sverige. I dessa kommuner står naturgasen för cirka 20 % av energianvändningen.

I EU-länderna och världen som helhet står naturgasen för drygt 20 % av energiförsörjningen.

2.2 Naturgasprisets utveckling

Naturgasprisets utveckling i Sverige skiljer sig för hushållskunder och industrikunder. Naturgaspriserna för industrikunder i Sverige ökade mellan 1999 och 2001. Därefter har en successiv sänkning av naturgaspriset skett fram till och med den 1 juli 2002. Därefter har industrikunder med låg förbrukning mött ökade naturgaspriser.

Prisnivån för hushållskunder är betydligt högre än för industrikunder. I slutet av år 2000 skedde en kraftig höjning av naturgaspriset. Därefter har prisnivån varit fortsatt hög för hushållskunder i förhållande till industrikunderna.⁶

⁶ Se vidare i Bilaga 1

2.3 Infrastruktur

Den svenska infrastrukturen skiljer sig från övriga Europas infrastruktur när det gäller transmission. Den europeiska naturgasmarknaden består av ett sammankopplat transmissionsnät med gasflöden i flera riktningar, medan det svenska nätet består av en stamledning med enkelriktade grenledningar och direktledningar till de största kunderna. Bilden visar det europeiska transmissionsnätet⁷.



Figur 1 Transmissionsnätet i Europa

2.4 Planer på utbyggnad

Möjligheten att välja inmatningspunkter saknas i Sverige för närvarande men kan bli verklighet om ytterligare överföringsförbindelser från annat land byggs. Det finns ett antal sådana planer på utbyggnad. Dessutom pågår en utbyggnad av redan befintligt nät inom Sverige.

Sydskraft Gas AB har ansökt om tillstånd för en ny inmatningsledning mellan Tyskland och Sverige (via Danmark). Projektet går under namnet Baltic Gas Interconnector. Ärendet har beretts av Energimyndigheten som, i sitt yttrande till regeringen i april 2003, har tillstyrkt ansökan. Dessutom har Sydkraft Gas år 2002 byggt en gasledning från Hyltebruk till Gislaved och Gnosjö. Just nu utreds

⁷ www.sydskraft.se

förutsättningarna för en utbyggnad av naturgasnätet till Jönköpings län, Södermanlands län, Örebro län och Östergötlands län.

Svensk Naturgas AB, bildat 1999, undersöker förutsättningarna för utbyggnad av naturgasnätet i Stockholm, Mälardalen och Bergslagen. Vid ett positivt utbyggnadsbeslut har bolaget som målsättning att kunna börja leverera naturgas till kunder i området från år 2008.

Nova Naturgas AB har börjat med en utbyggnad av naturgasnätet från Göteborg till Stenungssund.

I Sverige finns än så länge endast rörbunden transport av naturgas. Flera företag i Sverige undersöker dock möjligheterna att importera flytande naturgas (LNG⁸). I flera länder runt om i världen med långa avstånd från gasfyndigheter sker transporten med hjälp av fartyg där naturgasen hålls flytande genom nerkyllning. LNG har på grund av sina höga kostnader historiskt sett inte kunnat konkurrera med rörbunden naturgas i någon större omfattning. Den senaste tidens kostnadssänkning vid produktion och transport av LNG har i viss mån förändrat detta.

2.5 Transport av naturgas

Transportsystemet kan grovt uppdelas i *transmission*⁹ och *distribution*. I stamledningen med tillhörande grenledningar sker transmission under högt tryck. Därefter tryckreduceras gasen i s.k. mät- och reglerstationer (MR-stationer) innan leverans sker till slutkonsument genom det lokala distributionsnätet. I Sverige är flödet enkelriktat från stamledningen ut till MR-stationer. I övriga Europa kan transmissionsnätet beskrivas som ett finmaskigt nät av rörledningar där gas kan flöda i flera riktningar.

Det svenska naturgasnätet sträcker sig från Trelleborg till Göteborg och inkluderar grenledningar och distributionsnät längs vägen. De inmatningspunkter som finns till stamledningen är Dragör i Danmark och Skallen¹⁰ i Halmstad.

⁸ Liquified Natural Gas

⁹ I enlighet med Energimyndighetens förslag i rapporten Översyn av naturgaslagen (STEM, 2003) används en terminologi som är mer ändamålsenlig än naturgaslagens nuvarande. För att skilja mellan de olika typerna av transporttjänster på naturgasmarknaden används den i branschen gängse terminologin, "transmission" respektive "distribution" istället för naturgaslagens samlingsbegrepp "överföring".

¹⁰ Sydskraft Gas ABs demonstrationslager för naturgas.

2.6 Nuvarande tariffstruktur för transmission

Nova Naturgas AB (Nova) äger stamledningen för naturgas från Dragör i Danmark till Göteborg, grenledningar i Göteborg och till Varberg samt distributionsledningar i anslutning till grenledningarna kring Göteborg. De importerar och transporterar gas åt andra bolag.

Sydkraft gas AB ansvarar för grenledningarna i södra Sverige. Energimyndigheten inkluderar Sydkraft Gas grenledningar i transmissionsnätet eftersom grenledningarna har samma tryck som stamledningen och därför kan ses som en förlängning av den.

Övriga sju naturgasföretag i Sverige är distributionsföretag. I följande redovisning om företagets nuvarande tariffstruktur bygger uppgifterna på en enkät som Energimyndigheten skickat till berörda företag.¹¹

2.6.1 Nova Naturgas AB

Novas nuvarande transporttariff är en frimärkstarriff, vilken är helt oberoende av avståndet som gasen transporteras. Nova motiverar sitt val av tariffstruktur med enkelhet samt att få en rimlig kostnadsriktighet. Nova anger att en översyn av företagets tariffstruktur pågår men att den inte är slutförd.

De viktigaste delarna i tariffen är enligt Nova, dels en abonnemangsavgift för avtalad transportkapacitet, dels en högbelastningsavgift för transporterad volym under perioden november-mars. Utöver dessa delar innehåller tariffen fasta avgifter samt myndighets- och överruttsgavgifter.

Grunder för nuvarande transporttariff är Novas kostnader för förväntad transportvolym i ledningsnät, årliga drift- och underhållskostnader, andel av gemensamma administrationskostnader samt kapitalkostnad.

2.6.2 Sydkraft Gas AB

Sydkraft Gas tariff är en kombination av avståndsberoende tariff och frimärkstarriff. Den avståndsberoende tariffen är enligt Sydkraft Gas införd för att tariffen ska upplevas mer skälig för de kunder som ligger nära stamledningen och motverka byggnation av parallella ledningar.

¹¹ Se bilaga 2

Den tariff kunden betalar innefattar transporten hela vägen från inmatningspunkten i Dragör till kundens uttagpunkt. Tariffen består av en effektavgift samt en avgift för överförd energimängd. Därtill kommer mätkostnader. Sydkraft Gas anger att en avståndsberoende avgift införts för de största kunderna för att spegla investeringskostnader korrelerade till avståndet från stamledningen. Ledningar till dessa kunder går ofta i stort sett direkt från stamledningen till deras anläggning. De mindre kunderna är belägna efter ett förgrenat nät och betalar därför inte för avståndet till stamledningen. För dessa kunder tillämpas frimärkstariffer.

Tariffen bygger på kapitalkostnader för återanskaffningskostnaden av investeringarna. Därtill kommer kostnader som är förknippade med drift, underhåll, administration, mätning samt kostnader i överliggande nät.

3. Jämförelse av olika tariffstrukturer

I det här kapitlet jämförs de olika tariffstrukturerna. För att kunna beskriva för- och nackdelar mellan tariffstrukturerna utgår Energimyndigheten från fyra kriterier¹².

3.1 Bedömningskriterier

Bedömningskriterierna som Energimyndigheten använder sig av är följande:

1. Tariffstrukturen bör i så stor utsträckning som möjligt **återspegla kostnaderna** för transporten av naturgas på respektive sträcka.
2. Tariffstrukturen bör vara utformad för att **underlätta konkurrensen** på naturgasmarknaden.
3. Beräkningsmetoderna för tariffstrukturen bör **vara transparenta**. De ska vara möjliga att förstå och kritiskt granska för annan part. Dessutom bör kostnader som ligger till grund för tarifferna gå att härleda för i vart fall kunderna och tillsynsmyndigheten.
4. Tariffstrukturen bör kunna **tillämpas mellan olika nätområden** utan större svårigheter.

Kriterierna tar inte hänsyn till skillnaderna i nationella förhållanden på naturgasmarknaden. Energimyndighetens analys av dessa redovisas istället i nästkommande kapitel. Här följer en jämförelse av hur tariffstrukturerna uppfyller respektive kriterium.

3.1.1 Återspegla kostnaderna

*Tariffstrukturen bör i så stor utsträckning som möjligt **återspegla kostnaderna** för transporten av naturgas på respektive sträcka.*

Naturgasföretagens kostnader är uppdelade i rörliga och fasta delar. Naturgasföretagens rörliga kostnader uppstår främst när företaget använder resurser som ändras med produktionsvolymen, t.ex. mängden gas som transporteras. Vid transport av naturgas är den största kostnaden för företaget

¹² Bedömningskriterierna är Energimyndighetens bearbetning av motsvarande kriterier uppställda av Madridforum i oktober 2002, CEER (2002)

själva grundinvesteringen – röret. Denna kostnad är fast, liksom den avtalade effekten. När det gäller tariffstrukturen för transport av naturgas är den effektiv när tariffen i så stor utsträckning som möjligt återspeglar samtliga kostnader för respektive transportsträcka.

Om inmatnings- och uttagstariffer tillämpas kan, under vissa förhållanden¹³, kostnaderna för att transportera gas enskilda sträckor vara negativa. Ett företag skulle således behöva tillämpa negativa avgifter för att tarifferna ska återspegla kostnaderna. *Teoretiskt* sett går det således att visa att kostnaderna kan återspeglas med inmatnings- och uttagstarifferna. Däremot är det inte rimligt att anta att företaget betalar sina kunder för att transportera naturgas.

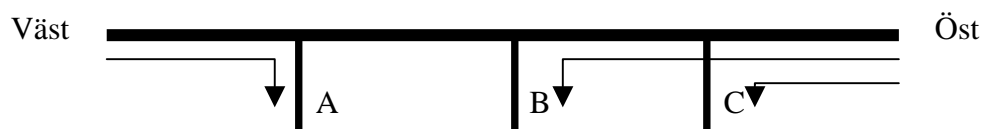
När inmatnings- och uttagstariffertillämpas på kortare sträckor kommer under vissa förutsättningar¹⁴ tarifferna för inmatning och uttag att överskrida kostnaderna för den aktuella gaskunden att bygga en direktledning mellan inmatnings- och uttagspunkten. I det här fallet innebär inmatnings- och uttagstariffer att det uppkommer den oönskade effekten att det blir ekonomiskt att bygga egna direktledningar för vissa kunder.

Om avståndsberoende tariffer tillämpas kan ett naturgasföretag minska sina transportkostnader utan att reducera tarifferna med motsvarande summa genom s.k. backhaul. Backhaul illustreras genom ett exempel.

Antag följande:

- Ett nät med två inmatning punkter, väst och öst
- En leverantör Stor
- Tre kunder; A, B och C = tre uttagspunkter
- Kostnaden för en enhet naturgas är 1 kr/distans.
- Det är möjligt för leverantören Stor att transportera naturgasen från vilken inmatningspunkt som helst.

Samtliga kunder köper en enhet gas var som transporteras enligt figuren.



Figur 2 Transportsträcka för inhandlad naturgas

Transportkostnaden redovisas med hjälp av tabell 1.

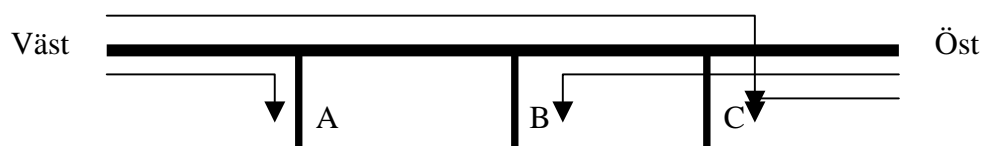
¹³ The Brattle Group (2002)

¹⁴ GTE (2003)

Tabell 1 Transportkostnad

Kund	Enheter	Distans	Kostnad =Tariff	Intäkt
A	1	1	1	=> 4
B	1	2	2	
C	1	1	1	

Nu behöver C utöka till två enheter naturgas. Stor har möjlighet att välja inmatningspunkt och kan därför minimera sin kostnad genom att *avtala* om transport från Väst för den tillkommande enheten men *fysiskt leverera* från Öst. Transporterna enligt avtalen till samtliga kunder visas i figur 2.



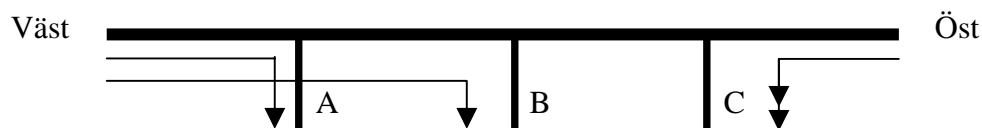
Figur 3 Transportsträcka enligt avtal

Om de fysiska flödena är desamma som de avtalade så avspeglar tariffen den faktiska kostnaden i enlighet med tabell 2.

Tabell 2 Transporttariffen motsvarande kostnaden för avtalat flöde

Kund	Enheter	Distans	Kostnad=Tariff	Intäkt
A	1	1	1	=> 7
B	1	2	2	
C	1	1	1	
C _{ny}	1	3	3	

Om leverantören Stor istället väljer att transportera den tillkommande enheten naturgas från öst kan kostnaderna minimeras för Stor. Den faktiska transporten beskrivs i figur 3.



Figur 4 Transportsträcka för faktiska flöden

Leverantören Stor har minskat sina kostnader till 5 kronor, vilket visas i tabell 3, men har avtal som ger intäkterna 7 kronor.

Tabell 3 Transporttariffen motsvarande kostnaden för faktiskt flöde

Kund	Enheter	Distans	Kostnad	Totalkostnad för företaget
A	1	1	1	5
B	1	2	2	
C+C _{ny}	2	1	2	

För företag med flera inmatningspunkter går det att minska kostnaderna genom att *avtala* om transport från en inmatningspunkt men *fysiskt leverera* från en mer närbelägen. Att omdisponera transportsträckan på detta sätt kallas att gasen ”transporteras” från B till C via backhaul.

Den totala transportavgiften för köparen inkluderar aldrig backhaul¹⁵, vilket innebär att en avståndsberoende tariff inte återspeglar de faktiska kostnaderna. I mer komplicerade nät med flera inmatnings- och uttagspunkter avviker ofta fysiska flöden från avtalade flöden.

När ett lands infrastruktur består av långa rör med enkelriktat flöde är avtalat flöde samma som fysiskt flöde. Då finns inga möjligheter till backhaul. Avståndsberoende tariff kan återspegla kostnaderna när rören är långa med enkelriktat flöde eller när företaget betalar för bokad kapacitet motsvarande kostnaderna för de faktiska kostnaderna för transporten. Ytterligare ett alternativ finns när systemoperatören för transmissionsnätet (TSO¹⁶) eller motsvarande reserverar fysisk kapacitet längs med kontraktssträckan och leverantören betalar för kostnaderna att reservera kapacitet.

Om frimärkstarriffer tillämpas återspeglas endast medelvärde för kostnaden för samtliga transporter i nätet. Frimärkstarriffer innebär en korssubventionering eftersom de företag som är belägna geografiskt nära stamledningen betalar ett överpris för sina transporter och företagen långt från stamledningen ett underpris¹⁷. Frimärkstarriffer återspeglar därför inte kostnaderna för varje sträcka.

3.1.2 Underlätta konkurrensen

*Tariffstrukturen bör vara utformad för att på ett enkelt sätt kunna **underlätta konkurrensen** på naturgasmarknaden.*

EU:s arbete med en inre marknad syftar till att öka konkurrensen genom större marknadsplats med harmoniserade villkor för företagen.

Metoder för kapacitetsbokning indelas på samma sätt som tariffstrukturer – inmatning och uttag, avståndsberoende samt frimärke. Uppdelningen av inmatnings- och uttagspunkter är en förutsättning för kapacitetsbokning med

¹⁵ The Brattle Group (2002)

¹⁶ TSO =Transmission System Operator

¹⁷ GTE (2001)

inmatning och uttag. Inmatnings- och uttagsbokning av kapacitet kan således kombineras med inmatnings- och uttagstariffer samt frimärkstariffer, men inte med avståndsberoende tariffer.

Storbritannien och Irland är exempel på länder som infört inmatnings- och uttagstariffer men med olika metoder för kapacitetsbokning. I England har naturgasföretagen separata kontrakt som tillåter dem att mata in naturgas vid speciella inmatningspunkter *oavsett gasens destination* och ta ut naturgas vid uttagspunkter *oavsett ursprung* – inmatnings- och uttagsbokning. Samma tariffstruktur men med en annan metod att boka kapacitet tillämpas på Irland där leverantören har ett kontrakt som specificerar inmatnings- och uttagspunkter *utan flexibilitet* att ändra vare sig det ena eller det andra – avståndsberoende bokning.

Ett sätt att underlätta handel med gas är att upprätta handelsplatser, sk hubbar¹⁸ där företag kan byteshandla med kapaciteter¹⁹ som i följande exempel: A har bokat kapacitet i område X. B vill köpa den kapaciteten och kan erbjuda bokad kapacitet i område Y. Både A och B sparar kostnaderna för att fysiskt transportera gas mellan områdena X och Y. Förutsättningarna för konkurrens ökar med handel i hubbar eftersom det geografiska avståndet till slutkunden inte spelar en lika avgörande roll. Det finns exempel på handel med avståndsberoende kapaciteter i hubbar, men inmatning och uttag kan anses överlägsen eftersom gasen kan köpas och säljas efter inmatning utan behov av nya kontrakt för att omfördela det fysiska flödet.²⁰

En nackdel med avståndsberoende tariffer ur ett konkurrensperspektiv är att de gynnar större systemanvändare. Systemanvändare som kan tillämpa backhaul i större omfattning än konkurrenterna har konkurrensfördelar. Dessa fördelar uppkommer inte på grund av stordriftsfördelar utan på grund av ett större antal kunder och inmatningspunkter. Detta brukar kallas portföljeffekten. Med inmatnings- och uttagstariffer gynnas inte större systemanvändare på samma sätt, eftersom det inte finns möjligheter till backhaul. En direkt effekt av inmatnings- och uttagstariffer blir att mindre leverantörer ser ökade möjligheter att etablera sig på marknaden. Med stimulerad nyetablering ökar antalet transaktioner vilket förbättrar förutsättningarna för utvecklingen av konkurrens på gasmarknaden.

3.1.3 Vara transparent

*Beräkningsmetoderna för tariffstrukturen bör **vara transparenta**. De ska vara möjliga att förstå och kritiskt granska för annan part. Dessutom bör kostnader som ligger till grund för tarifferna kunna härledas för i vart fall kunderna och tillsynsmyndigheten.*

¹⁸ I Europa har det skett en viss utveckling av spotmarknader för gas i anslutning till olika hubbar. Exempelvis kan nämnas Zeebrugge i Belgien samt Bunde i Tyskland. Dessutom finns handelsplatser i Storbritannien.

¹⁹ Eng. *swap*

²⁰ CEER (2002)

Oavsett tariffstruktur ska tariffen vara skälig och utformad på sakliga grunder²¹. Det är svårt att härleda företagens tariffer ur de faktiska kostnaderna eftersom uppfattningen om vad som är den faktiska kostnaden skiljer sig åt mellan företag. För vissa företag återspeglar tariffen t.ex. kostnaderna för avtalat kapacitetsutnyttjande och för andra företag faktiskt kapacitetsutnyttjande. Med transparenta beräkningsmetoder minskar denna otydlighet. Transparenta beräkningsmetoder möjliggör för företag som vill etablera sig på transportmarknaden att göra en mer realistisk bedömning av förutsättningarna att klara detta.

Att tariffen ska grundas på företagets faktiska kostnader innebär bl.a. att tariffen ska inkludera en skälig avkastning för investeringarna i nätet. Bedömningen av skäligheten i avkastningen gör tillsynsmyndigheten med stöd av naturgaslagen. Det är därför nödvändigt att såväl beräkningsmetoder som kostnader som ligger till grund för tarifferna är uppenbara för tillsynsmyndigheten.

Inmatnings- och uttagstariffer räknas ut för varje inmatningspunkt och varje uttagspunkt. Det finns flera länder som tillämpar en sådan tariffstruktur men med olika beräkningsmetoder. Att redogöra för olika metoder för beräkningar ligger inte inom ramen för den här rapporten. Generellt sett går det ändå att konstatera att oavsett val av metod är beräkningarna komplexa och i en del fall omöjliga för en utomstående att förstå och kritiskt granska. Den engelska marknaden är dock ett exempel på att transparens kan uppnås med inmatnings- och uttagstariffer, men då efter komplicerade beräkningar²².

För att härleda kostnaderna för företaget med avståndsberoende tariffer behövs enkelt uttryckt en karta över nätet och kännedom om de faktiska flödena. I ett system utan möjligheter till backhaul blir beräkningarna okomplicerade, medan tarifferna i system där avtalade flöden skiljer sig från faktiska till och med kan bli omöjliga att beräkna.

Frimärkstarriffen är medelvärde för företagets kostnader för samtliga transporter i nätet. I ett område med frimärkstarriffer är avgiften för slutkunden lika stor för alla transporter oavsett ursprung eller destination. Det är möjligt att utan några större svårigheter tillgängliggöra information som uppfyller transparenskriterierna ovan.

3.1.4 Kunna tillämpas mellan olika nätområden

Tariffstrukturen bör kunna tillämpas mellan olika nätområden utan några större svårigheter.

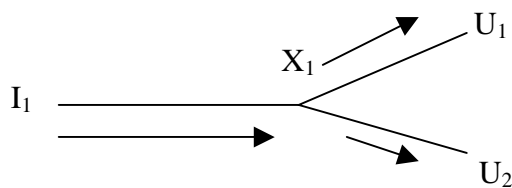
²¹ Naturgaslagen (2000:599) kap 3 §6

²² Det brittiska gastransportföretaget Transco publicerar beräkningsmetoder på sin hemsida, www.transco.co.uk, så att det klart och tydligt framgår hur beräkningarna går till och vilka antaganden som ligger till grund för dessa.

Med inmatnings- och uttagstariffer uppkommer svåra problem vid handel mellan olika nätområden. Detta illustreras genom ett exempel:

Antag följande:

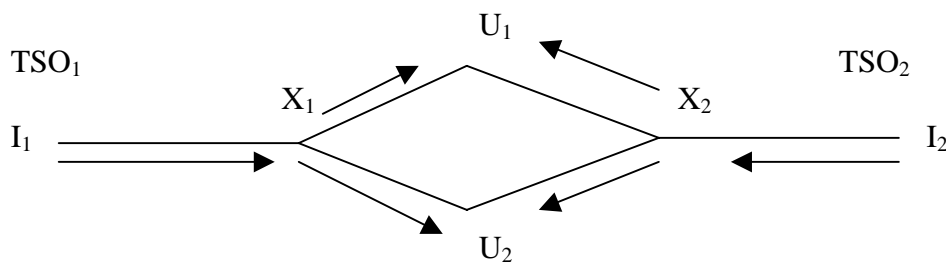
- Ett nät med en inmatningspunkt (I_1), två uttagspunkter (U_1 och U_2) och en knutpunkt (X_1)
- Marginalkostnaden för att transportera naturgas från knutpunkten till respektive uttagspunkt är lika stor.



Figur 5 Ett nät

Antag vidare att trängsel uppkommer på sträckan mellan X_1 och U_1 . Sträckan mellan X_1 och U_1 kommer att behöva byggas ut om ytterligare enheter gas behöver transporteras. Detta innebär att uttagsavgiften för U_1 är högre än för U_2 eftersom marginalkostnaden är högre för sträckan $X_1 - U_1$ än för sträckan $X_1 - U_2$.

Antag att nätet ovan är sammankopplat med ett annat nät enligt figur 6.



Figur 6 Två sammankopplade nät

De två nätens sammankoppling leder till att marginalkostnaden för U_1 inte längre är högre än för U_2 . Genom följande byteshandel mellan nätoperatörerna möjliggörs ytterligare transport av naturgas till U_1 utan att nätet behöver byggas ut;

- Utökat flöde mellan X_1 och U_2
- Minskat flöde mellan X_2 och U_2
- Utökat flöde mellan X_2 och U_1

När de två näten kopplas samman ändras marginalkostnaden för sträckorna som ligger till grund för uttagstariffen trots att ingen gas faktiskt flödat över gränsen. I den här situationen måste TSOerna antingen komma överens om gemensamma inmatnings- och uttagstariffer som täcker deras respektive nät (multi-area), eller så kan varje gränsöverskridande bindningspunkt vara en uttagspunkt för ett system och en inmatningspunkt för det andra. Det första alternativet kan innebära problem mellan TSOerna att komma överens om fördelningen av ersättning. Det andra alternativet riskerar problem med *pancaking*²³ om gränstarifferna blir höga. Liknande problem med handel mellan nätområden kan konstateras på elmarknaden.

Avståndsberoende tariffer innebär minst problem med handel över gränserna eftersom dessa är enklare att kombinera mellan TSOer och problemet med *pancaking* inte uppkommer.

Om två angränsande nätområden har olika tariffstruktur kan det uppkomma felaktiga signaler för investeringar i infrastruktur både med inmatnings- och uttagstariffer och avståndsberoende tariffer. Frimärktariffer har visat sig mycket svåra att kombinera med andra tariffstrukturer på grund av bl.a. problem med *pancaking*.²⁴

3.2 Resultat av jämförelse mellan tariffstrukturerna

Ingen av tariffstrukturerna uppfyller kravet på återspeglning av kostnaderna fullt ut. Avståndsberoende tariffer utan möjligheter att skilja mellan avtalade och faktiska flöden återspeglar kostnaderna bäst.

När det gäller att underlätta konkurrens har inmatnings- och uttagstariffer avsevärda fördelar över avståndsberoende tariffer och frimärktariffer till följd av bättre förutsättningar för handel i hubbar. Dessutom uppkommer inte konkurrenssnackdelar för mindre företag på samma sätt som med avståndsberoende tariffer genom portföljeffekten.

Transparenskriteriet talar för frimärktariffer och avståndsberoende tariffer, men då utan möjligheter till backhaul. Inmatnings- och uttagstariffer kan bli lika transparenta men kräver mer komplicerade beräkningar. Avståndsberoende tariffer med backhaul kan inte bli fullständigt transparenta.

Avståndsberoende tariffer innebär färre problem vid handel över gränser än vad inmatnings- och uttagstariffer och frimärke gör.

²³ Tarifferna ackumuleras för varje gång en gräns passeras

²⁴ The Brattle Group (2002)

Jämförelsen av tariffstrukturerna illustreras i tabell 4.

Tabell 4 Resultatsammanställning av jämförelsen mellan tariffstrukturer

	Inmatning & uttag	Avståndsberoende	Frimärke
Tariffstrukturen kan...			
återspegla kostnader	Inte fullständigt	Ja, utan möjligheter att skilja mellan avtalat och faktiskt flöde Nej, med möjligheter att skilja mellan avtalat och faktiskt flöde	Inte fullständigt
underlätta konkurrensen	Ja, stora fördelar	I viss mån, men med brister	Ja
vara transparent	Svårt, men möjligt	Ja, utan möjligheter att skilja mellan avtalat och faktiskt flöde, annars svårt att avgöra	Ja
kunna tillämpas mellan nätverksområden	Svårt, men möjligt	Ja	Mycket svårt

I nästa kapitel kombineras resultatet från jämförelsen av tariffstrukturerna med de svenska förhållandena på naturgasmarknaden.

4. Slutsatser

I följande kapitel redovisas de faktorer som legat till grund för Energimyndighetens slutsatser. Detta sker genom en analys av de olika tariffstrukturerna med hänsyn till de svenska förhållandena.

4.1 Sverige olikt övriga Europa

När det gäller transmission skiljer sig den svenska infrastrukturen avsevärt från övriga Europas infrastruktur. Det svenska nätet består av en stamledning med enkelriktade grenledningar och direktledningar till de största kunderna, medan den europeiska naturgasmarknaden består av ett sammankopplat transmissionsnät med gasflöden i flera riktningar.

4.2 Gemensamma regler och förutsättningar viktiga för fortsatt utveckling

Den svenska naturgasmarknaden är belägen i utkanten av Europa, vilket bidrar till att det finns institutionella hinder för en väl fungerande konkurrensutsatt marknad. Fåtalsdominans, liten importkonkurrens, vertikal integration och horisontella kopplingar beskriver den svenska naturgasmarknaden. Detta behöver inte betyda att marknaden inte fungerar men medför att förutsättningarna för en fungerande marknad är svaga.

För att en integrerad gasmarknad inom EU skall fungera väl är gemensamma regler och förutsättningar på de enskilda ländernas marknader av stor betydelse. Ett sätt att stärka förutsättningarna för en väl fungerande marknad är att närma sig EU:s inre marknad för naturgas genom en fortsatt integrering med EU-länderna men också med övriga gasmarknader i Europa, och i vårt närområde. Det har också stor betydelse för den fortsatta försörjningstryggheten och klimatpolitiken.

4.3 Inmatnings- och uttagstariffer i framtiden

I Energimyndighetens internationella samarbete med europeiska tillsynsmyndigheter kan konstateras att inmatnings- och uttagstariffer anses bättre än alternativen avståndsberoende tariffer och frimärktariffer. De andra europeiska tillsynsmyndigheterna anser att inmatnings- och uttagstariffer återspeglar kostnaderna bäst, givet ett antal förutsättningar, och dessutom har fördelar när det gäller handel och konkurrens. De nackdelar som kan uppkomma

vid handel över gränserna bedöms inte vara så omfattande att de överväger fördelarna.

I Europa har inmatnings- och uttagstariffer redan införts i flera länder. I Danmark införs denna typ av tariffstruktur under 2004. Utvecklingen tyder på att det är inmatnings- och uttagstariffer som kommer att vara vanligast på de europeiska gasmarknaderna i framtiden. För svensk del innebär detta ett ställningstagande som inte är okomplicerat. I följande avsnitt analyseras förutsättningarna att behålla de i dag använda tariffstrukturerna och vad det skulle innebära att byta tariffstruktur.

4.4 Inga större problem med dagens tariffstruktur

Nova Naturgas AB tillämpar frimärkstariffer och Sydkraft Gas tillämpar frimärkstariffer kombinerat med avståndsberoende tariffer. Med den infrastruktur och marknadsmognad som Sverige har i dag finns det övertygande argument för att behålla befintlig tariffstruktur.

Så länge det svenska nätet består av en stamledning med enkelriktat flöde och direktledningar till de största kunderna finns inga möjligheter för företagen att skilja mellan avtalade och faktiska flöden genom backhaul. Det innebär att den avståndsberoende tariff som tillämpas har förutsättningar att återspegla kostnaderna. När det gäller portföljeffekten finns endast en inmatningspunkt till det svenska transmissionsnätet, varför portföljeffekten inte är aktuell. Detta talar för fortsatt tillämpande av **avståndsberoende tariffer**.

När det gäller **frimärkstariffer** är dessa lämpliga i mindre områden utan parallella ledningar och med få transporter. Att frimärkstariffer inte återspeglar kostnaderna fullt ut bör balanseras av det faktum att tariffstrukturen är enkel och transparent. En nackdel är att kostnaderna ackumuleras varje gång naturgas passerar en nätområdesgräns, t.ex. till annat land. Den svenska handeln över gränsen sker genom bilaterala avtal mellan Nova Naturgas AB och det danska företaget DONG. Än så länge utgör olika tariffstrukturer mellan länderna inget problem. Inte heller ett byte av frimärkstariffer till annan tariffstruktur kan motiveras, förutsatt dagens svenska förhållanden med begränsad handel över gränserna.

Det tyngsta argumentet för **inmatnings- och uttagstariffer** är fördelarna över avståndsberoende tariffer och frimärkstariffer när det gäller handel i hubbar. Ett rimligt antagande är att på grund av infrastrukturens begränsning och naturgasens låga andel av energimarknaderna i Sverige ingår inte det svenska nätet naturligt i det europeiska när det gäller handel i hubbar. De svenska företagen handlar inte i hubbar, vilket försvagar detta argument.

4.5 Utbyggnad skapar behov av ny tariffstruktur

Om fokus istället är framtiden med en mer utbyggd infrastruktur som öppnar EU:s inre marknad för gas i Sverige blir bedömningen en annan. Vad händer om Sverige får flera tillförselledningar eller LNG-hamnar? Förhållandena på den svenska marknaden skulle bli mer lika dem i övriga EU-länder och en analys av den svenska marknaden skulle i större utsträckning vara synonymt med en analys av förhållanden på marknaden för EU-länderna.

Anta att Sveriges infrastruktur utökas med flera inmatningspunkter, oavsett rör eller LNG-hamnar. Då aktualiseras handeln i hubbar och problem som uppkommer vid handel över gränserna. Dessutom uppstår möjligheter att skilja mellan avtalade och faktiska flöden.

På grund av svårigheterna att kombinera tarifferna med andra tariffstrukturer blir det svårt att behålla frimärkstarriffer. Frimärkstarriffer tenderar dessutom att återspegla kostnaderna i lägre utsträckning när nätområdet växer. Frimärkstarriffer är inte tillämpliga över tiden, trots fördelarna i enkelhet och transparens, eftersom korssubventionering medför felaktiga ekonomiska signaler.

Avståndsberoende tariffer som hittills inte inneburit några problem i Sverige blir med flera inmatningspunkter istället olämpliga för svenska förhållanden. Tariffstrukturen är varken transparent eller återspeglar kostnaderna. Dessutom gynnas större systemanvändare genom portföljeffekten, vilket hämmar nya företag att etablera sig på marknaden.

När infrastrukturen byggts ut med flera inmatningspunkter alltmer likt övriga EU och avståndsberoende tariffer eller frimärkstarriffer inte längre är tillämpliga uppkommer frågan om vad inmatnings- och uttagstarriffer skulle innebära för den svenska marknaden. För att skapa en välfungerande inre marknad för naturgas ska tariffstrukturen återspegla kostnaderna, vara transparenta, öka förutsättningarna för handel med naturgas samt vara användarvänliga över nätområdesgränser. Inmatnings- och uttagsstrukturen uppfyller samtliga kriterier utom möjligen användarvänligheten över nätområdesgränserna. Med tanke på att flera länder i övriga EU har infört inmatnings- och uttagstarriffer och tillämpat dessa under en tid bedömer Energimyndigheten att problemen går att lösa.

4.6 Energimyndighetens bedömning

Enligt EU:s gasmarknadsdirektiv ska tillsynsmyndigheten ansvara för att *”fastställa eller åtminstone godkänna metoder som används för att beräkna eller fastställa villkoren för transmissionstarriffer”*²⁵. Energimyndigheten avser att

²⁵ Dir. 2003/55/EG artikel 25

under år 2004 ta upp överläggningar med naturgasmarknadens aktörer om beräkningsmetoder för de svenska naturgasföretagen.

Med den infrastruktur och marknadsmognad som Sverige har idag anser Energimyndigheten att den nuvarande tariffstrukturen med avståndsberoende tariffer och frimärkstariffer inledningsvis är ändamålsenlig för den svenska naturgasmarknaden.

På lite längre sikt bör dock en övergång till inmatnings- och uttagstariffer för transmission av naturgas inledas. Det finns långt gångna planer på utbyggnad av den svenska infrastrukturen som kan innebära tillförsel till marknaden från mer än en inmatningspunkt. Inom EU finns en principöverenskommelse att använda inmatnings- och uttagstariffer. Det finns enligt Energimyndigheten klara fördelar för den svenska naturgasmarknaden att tillämpa samma tariffstruktur som används i övriga EU-länder. Tariffstrukturen bör vara fastställd innan utbyggnaden av tillförselledningar eller LNG-hamnar realiserat. Principbeslut om en ny tariffstruktur bör kunna tas senast år 2005.

Uppdelningen i inmatnings- och uttagspunkter för med sig att antalet beräkningar att härleda samtliga tariffer ökar i betydande utsträckning. En effekt av det ökade antalet beräkningar är att uppföljning och kontroll kan bli svårare för tillsynsmyndigheten. Energimyndigheten vill därför betona vikten av att tillämpa en enhetlig metod för beräkning av företagens tariffer. Den bör vara så väldefinierad att det klart och tydligt ska framgå hur beräkningarna gått till och vilka antaganden som ligger till grund för dessa.

Källförteckning

Council of European Energy Regulators [CEER]. (2002). *Establishing the preferred tariff methodology for intrastate, cross-border and transit flows in European gas markets*, Rapport till Madridforum 30-31 October 2002

Dir. 2003/55/EG. *Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/55/EG av den 26 juni 2003 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävandet av direktiv 98/30/EG*

Gas Transmission Europe [GTE]. (2001). *GTE Tariff Report*. www.gte.be

Gas Transmission Europe [GTE]. (2003). *Potential Shortcomings of the Entry-Exit System*, Rapport till 7:e Madridforum

Joint Working Group [JWG]. (2001). *A long-term vision of a fully operational single market for gas in Europe*, Rapport till Madridforum 2001

Nova Naturgas AB. (2001). *Allmänna villkor för transport i Nova Naturgas ABs naturgassystem*

SFS 2000:599 *Naturgaslagen*

Statens energimyndighet [STEM]. (2003) *Översyn av naturgaslagen*. ER 3:2003

The Brattle Group. (2002). *Convergence of Non-Discriminatory Tariff and Congestion Management Systems Across Europe*.

Prop. 2003/04:1 *Förslag till statsbudgeten för 2004*

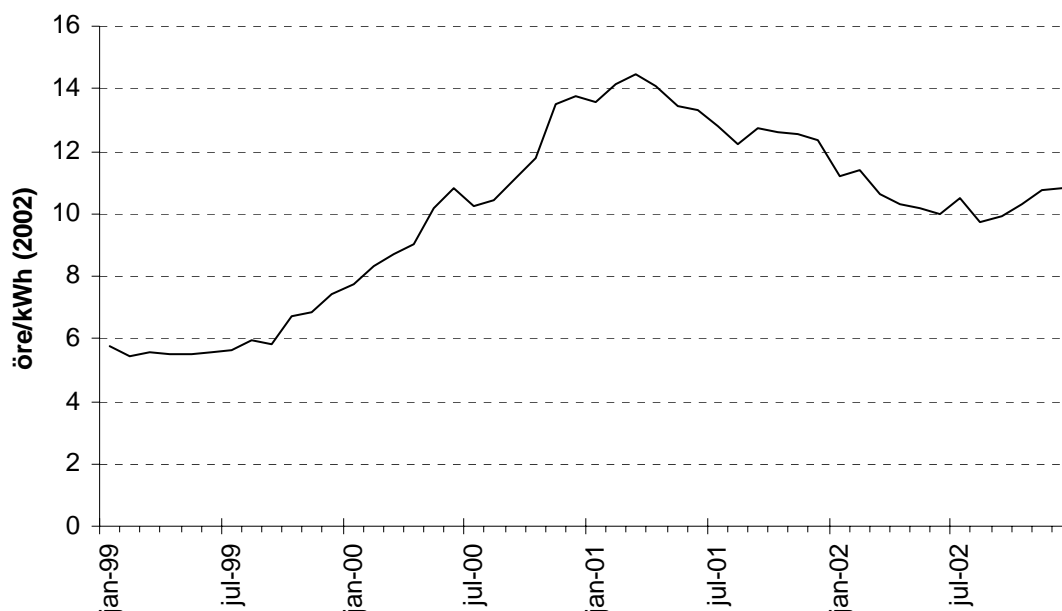
Bilaga 1 Naturgasprisets utveckling

I denna bilaga presenteras först prisutvecklingen för naturgasimport till Europa. Därefter beskrivs prisutvecklingen för hushåll och industrier i Sverige. Bilagan avslutas med en jämförelse av Sverige prisutveckling i förhållande till ett urval nordeuropeiska länder. Uppgifterna i texten och diagrammen bygger på statistik från Eurostat om inte annat anges. Diagrammen är bearbetade av Energimyndigheten. Samtliga priser redovisas med reala termer i 2002 års prinsnivå.

Prisutveckling på naturgasimport till EU-området

Vid en redovisning av prisutvecklingen på naturgas i Sverige är det intressant att följa hur de internationella importpriserna utvecklats under samma period. Prisutvecklingen för den europeiska gasimporten påverkas av den internationella prisutvecklingen på olja. Importpriserna för naturgas fluktuerar med en viss eftersläpning det internationella oljepriset. I diagram 1 visas den genomsnittliga prisutvecklingen för importpriserna till EU-området.

Diagram 1 Genomsnittliga importpriser till EU-området



Källa IEA, Energimyndighetens bearbetning

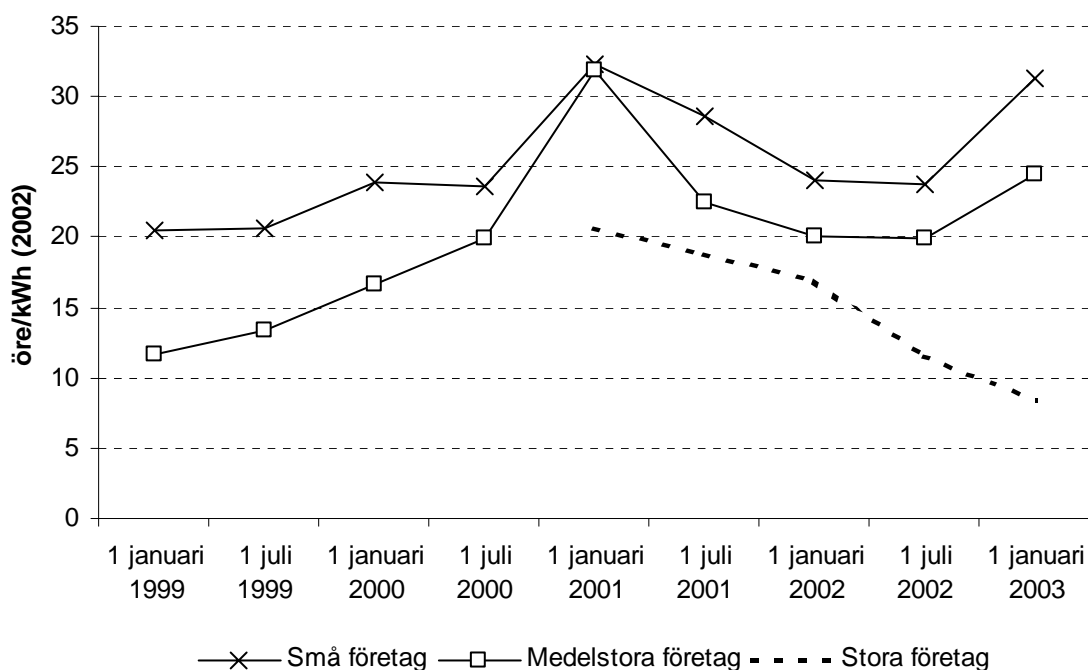
Prisutvecklingen i Sverige

I det här avsnittet presenteras prisstatistik för olika industri- och hushållskunder i Sverige. Både industri- och hushållskunder är uppdelade i olika grupper efter deras årliga naturgasanvändning.²⁶ Den fortsatta framställningen följer Statistiska centralbyråns beräkningsprincip för naturgasens värmevärde.²⁷

Industrikunder

Naturgaspriserna för industrikunder i Sverige ökade mellan den 1 januari 1999 till den 1 januari 2001 enligt diagram 1. Därefter har en successiv sänkning av naturgaspriset skett fram till och med den 1 juli 2002. Därefter har de två grupperna industrikunder med lägst förbrukning mött ökade naturgaspriser.

Diagram 2 Prisutveckling för svensk industri (exkl. skatt och moms)



Det bör påpekas att osäkerheten när det gäller den aggregerade prisnivån för de största industrikunderna förmodligen är stor. Det finns få stora industrikunder i Sverige. Varje industrikund förhandlar individuellt om gaspriset med sitt gasföretag. Den relativa förhandlingspositionen och därmed gaspriset påverkas förmodligen av storleken på gasleveranserna samt möjligheten för det individuella industriföretaget att byta ut naturgas med andra energibärare. Det faktiska

²⁶ Små industrikunder 0,1163 GWh, medelstora industrikunder 11,63 GWh, stora industrikunder 116,3 GWh. Små hushåll 2 326 kWh, medelstora hushåll 4 652 kWh och stora hushåll 34 890 kWh.

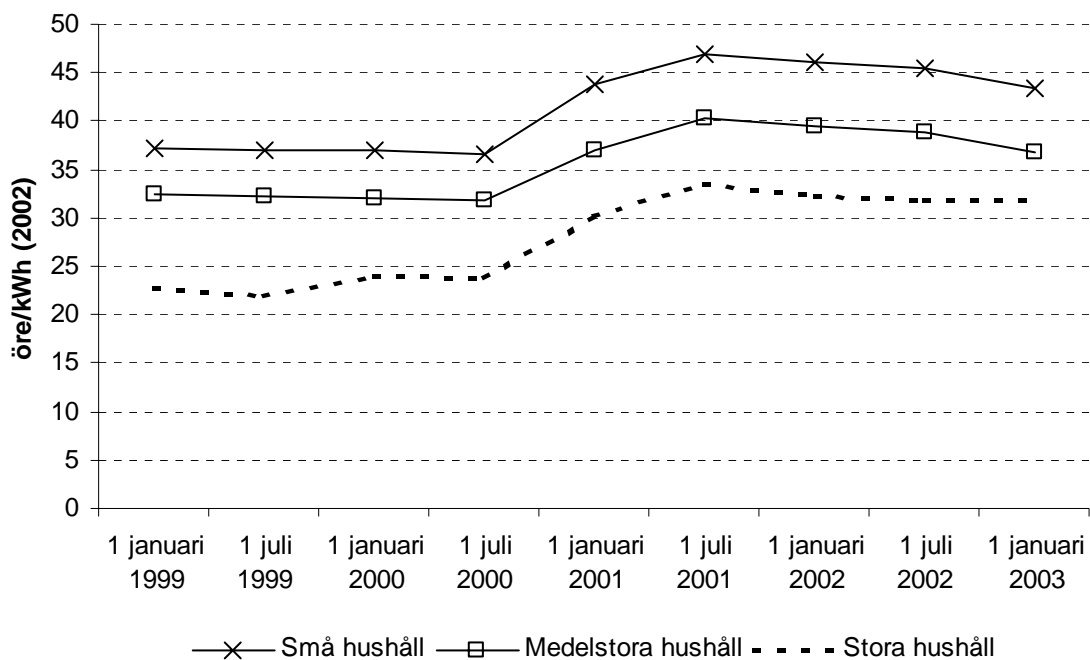
²⁷ Enligt denna motsvarar 1000 m³ naturgas 9,99 MWh från och med år 2001. För den tidigare perioden har ett värmevärde på 9,72 MWh använts.

naturgaspriset skiljer sig åt inom samma kundkategori. Vidare finns det få observationer för det pris de största industrikunderna betalar, vilket medför en ytterligare osäkerhet vid tolkandet av prisutvecklingen för denna kundgrupp.

Hushållskunder

Prisutvecklingen för hushållskunder avviker från prisutvecklingen för industrikunder i Sverige. Diagram 3 visar prisernas utveckling för hushållskunderna från år 1999.

Diagram 3 Prisutveckling för svenska hushåll (exkl. skatt och moms)



Prisnivån för hushållskunder är betydligt högre än för industrikunder. I slutet av år 2000 skedde en kraftig höjning av naturgaspriset. Därefter har prisnivån varit fortsatt hög för hushållskunder i förhållande till industrikunderna. Den avvikande prisutvecklingen för hushållskunder jämfört med industrikunder kan möjligtvis förklaras av att den relativa kostnaden för hushållskunder att byta energibärare är högre än för industrikunder. En annan förklaring skulle kunna vara att industrikunderna tidigare än hushållen kommer att kunna välja leverantör i takt med att marknaden öppnas för konkurrens. Hushållskunderna är ”låsta” vid sin leverantör och blir därför erbjudna högre priser.

För både industri- och hushållskunder kan det allmänt sägas att priserna är relativt lägre för en kund med en hög naturgasförbrukning än för en kund med en låg naturgasförbrukning.

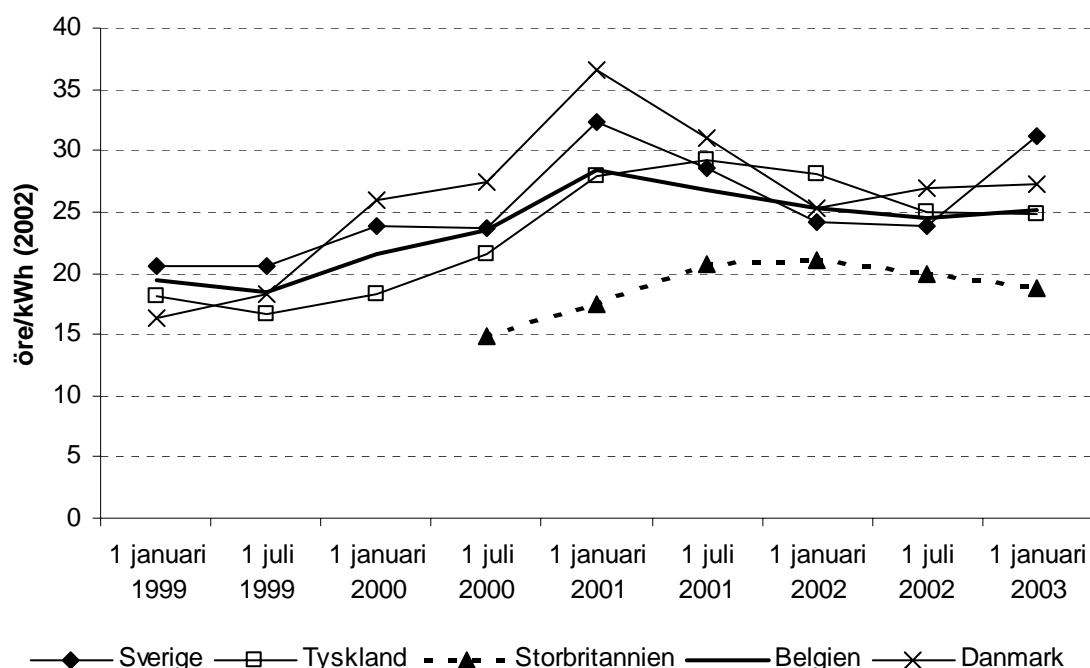
Internationell jämförelse

I följande avsnitt jämförs de svenska priserna med prisutvecklingen i Danmark, Belgien, Tyskland och Storbritannien. Länderna har valts dels med tanke på deras geografiska läge i förhållande till Sverige, dels på grund av begränsningar i tillgänglig statistik. Det bör påpekas att antalet länder och observationer är för få för att kunna dra några långtgående slutsatser.

Industrikunder

Prisutvecklingen för små och medelstora industrier indikerar att Sverige har en hög prisnivå relativt de andra länderna. I diagram 4 visas den internationella prisutvecklingen för små industrier.

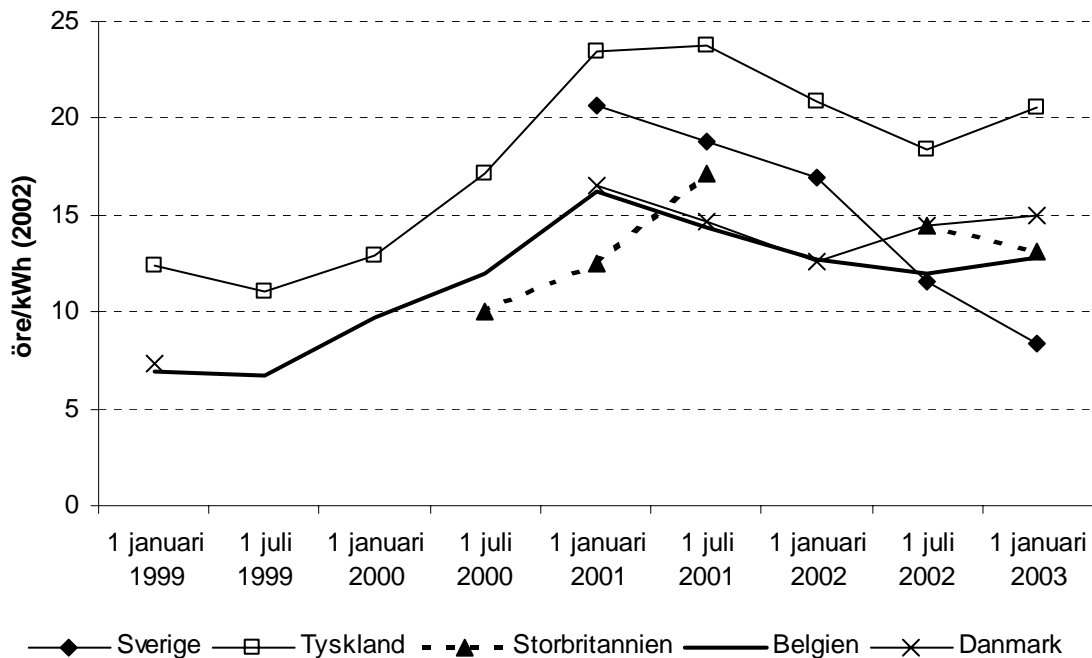
Diagram 4 Internationell prisutveckling för små industrier (exkl. moms och skatt)



För små industrikunder är Sveriges prisnivå avsevärt högre än övriga länder förutom Danmark. Prisnivåskillnaden är störst mellan Sverige och Storbritannien. Små industrikunder i Danmark har mött liknande naturgaspriser som motsvarande kundkategori i Sverige.

För stora industrikunder har Sveriges naturgaspriser sjunkit avsevärt, men detta bör som redan nämnts tolkas med försiktighet. Diagram 5 visar den internationella prisutvecklingen för stora industrier.

Diagram 5 Internationell prisutveckling för stora industrier (exkl. moms och skatt)

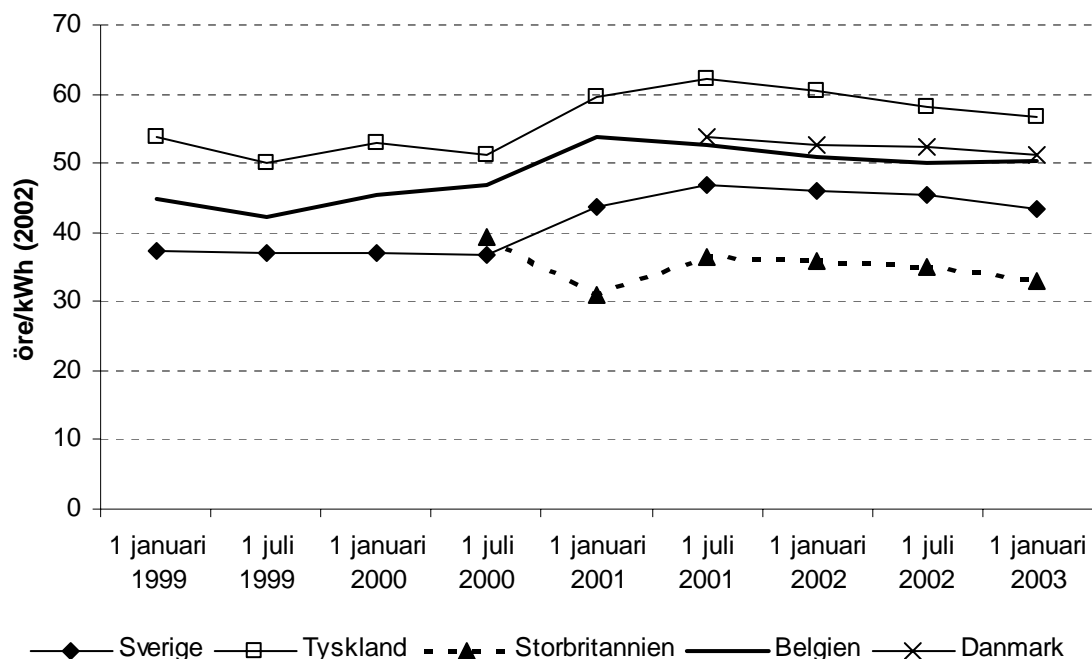


De stora industrikunderna i Storbritannien fick en höjning av naturgaspriset med ungefär 60 procent mellan juli 2000 och juli 2001. När det gäller Tyskland kan det konstateras att de största industrikunderna hade betydligt högre naturgaspriser än övriga länder som undersöktes. Naturgaspriset för Tysklands största industrikunder ökade med 77 procent mellan januari 1999 och januari 2003. Naturgaspriserna för mellanstora och stora industrikunder i Sverige följer ungefär samma utveckling som för motsvarande kundkategori i Storbritannien och Belgien.

Hushållskunder

För Sveriges små hushållskunder är naturgaspriset lägre vid jämförelse med Tyskland, Belgien och Danmark. Diagram 6 visar den internationella prisutvecklingen för små hushåll.

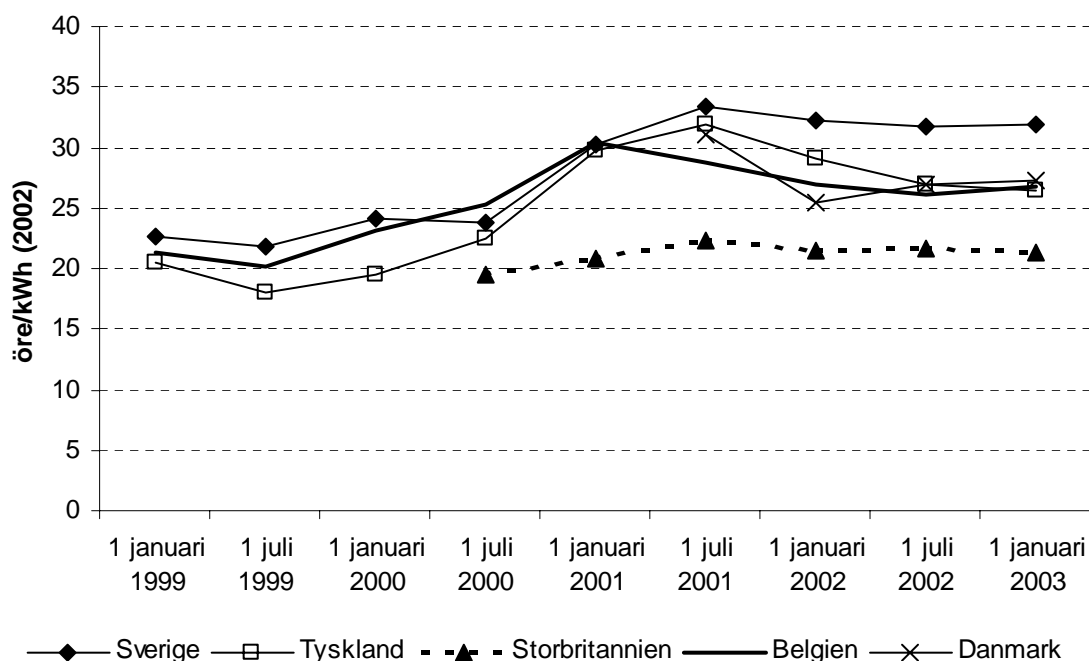
Diagram 6 Internationell prisutveckling för små hushåll (exkl. moms och skatt)



Detta förhållande gäller också för medelstora hushållskunder i Sverige relativt motsvarande kundgrupper i Tyskland och Belgien. Storbritanniens små och medelstora hushållskunder betalar mindre än motsvarande grupper i Sverige.

Efter den 1 januari 2001 noteras att Sveriges stora hushållskunder successivt möter ett högre naturgaspris än motsvarande kundgrupp i Tyskland, Storbritannien, Belgien och Danmark.

Diagram 7 Internationell prisutveckling för stora hushåll (exkl. moms och skatt)



I januari 2003 hade Sverige ett naturgaspris för stora hushållskunder som var nästan 20 procent högre än Danmark som var det land som hade näst högst naturgaspris. Storbritannien är det land i undersökningen som uppvisar lägst naturgaspris för samtliga hushållskunder. I januari 2003 hade stora hushållskunder i Sverige ett naturgaspris som var 50 procent högre än motsvarande grupp hushållskunder i Storbritannien. Även de danska priserna låg lägre.

Bilaga 2 Enkät till naturgasföretag

Hej,

För en tid sedan fick ni ett introduktionsbrev från Energimyndigheten om en utredning av tariffstrukturen på naturgasmarknaden i Sverige. Den här omgången skickar jag ut en enkät till samtliga naturgasföretag som är aktiva på marknaden samt Svensk naturgas och Svenska gasföreningen. Samtliga berörda aktörer erbjuds i och med detta möjligheten att komma in med skrivelser. Om några dagar kommer jag att kontakta Er och boka in ett tillfälle för uppföljande intervju.

För att jag ska hinna få med era synpunkter i rapporten behöver ni inkomma med skrivelserna innan den **8 september**.

1. Välj de alternativ som bäst beskriver förhållandena på transportsträckorna som Ni förfogar över.

- a. Stamledning
- b. Grenledning
- c. Distributionsledning
- d. Enkelriktat flöde
- e. Möjlighet för Er att välja mellan olika inmatningspunkter
- f. Möjligheter att swappa finns på den svenska marknaden

2. Vilken av följande tariffstruktur ligger närmast den ni tillämpar?

- a. Punkt-till-punkt baserad på avstånd (Distance based)
- b. En fast avgift som inte baseras på avstånd (Frimärke)
- c. Entry-exit²⁸
- d. Annan

3. Ge en beskrivning av hur ni sätter tariffer.

4. Vilka kostnader för Er baserar ni avgiften på?

4. Motivera varför ni valt nuvarande tariffstruktur.

²⁸ Den totala avgiften för överföringstjänsten med entry-exit tariffer består av en avgift för att föra in gas (entry) och en avgift för att ta ut (exit) gas ur naturgasnätet. För en given entrypunkt är avgiften oberoende av destinationen precis som exitpunkten är oberoende av gasens ursprung.

5. Skulle ni kunna tänka er någon av de andra strukturerna? Varför/varför inte?

6. Finns det några planer att förändra tariffstrukturen med tanke på att marknaden kommer att öppnas för fler kundkategorier?

Om ni tillämpar avståndsberoende tariff:

7. Finns det en speciell tariff eller rabatt för avtalade gasflöden som är motriktade det fysiska flödet? Varför/varför inte?

Sändlista:

Magnus.Bruno@fortum.com

c.beckvid@gasforeningen.se

Goran.Tillberg@sydkraft.se

Bengt-Goran.Dalman@goteborgenergi.se

goran.persson@engelholmsenergi.se

michael.pellijeff@naturgas.se

bertil.sjostedt@oresundskraft.se

hakan.svensson@varbergenergi.se

lennart.lindeberg@lundsenergi.se



Energimyndigheten

Statens energimyndighet • Box 310 • 631 04 Eskilstuna
Besöksadress Kungsgatan 43
Telefon 016-544 20 00 • Telefax 016-544 20 99
stem@stem.se • www.stem.se