Energimarknads inspektionen

EI R2012:01

Smarta mätare i det svenska naturgassystemet

Energimarknadsinspektionen
Box 155, 631 03 Eskilstuna
Energimarknadsinspektionen R2012:01
Författare: Henrik Gåverud och Sigrid Colnerud Granström
Copyright: Energimarknadsinspektionen
Rapporten är tillgänglig på www.ei.se
Tryckt av CM Gruppen, Bromma, Sverige 2012

Förord

Att ställa om energisystemen till minskad miljöbelastning förutsätter inte bara en förändrad energitillförsel och en ökad andel förnybar energi utan också ett förändrat energiuttag. På elmarknaden förväntas en bredare användning av ”smarta mätare” att underlätta för elanvändare att vara mer aktiva på elmarknaden och i högre utsträckning än idag flytta förbrukningen till tidpunkter då systemets förutsättningar är mer gynnsamma.

Också på gasmarknaden har begrepp som ”smart mätning” och ”smarta mätare” förts upp på agendan. Detta bland annat genom att de europeiska tillsynsmyndigheterna har tagit fram ett gemensamt förslag till vad som bör inkluderas i begreppet ”smart mätning”. Förslaget vittnar om att det finns stora visioner och möjligheter att utveckla också gasmarknaden att bli ”smartare”.

Gasmarknaden skiljer sig dock från elmarknaden i mer än ett avseende. På gasmarknaden finns exempelvis inte samma behov av momentan balans i systemet som på elmarknaden. Därmed är inte behovet av kortsiktiga förbrukningsreduktioner lika stort på gasmarknaden som på elmarknaden. Vidare är kundstrukturen olika på de olika marknaderna; gasmarknaden kännetecknas, till skillnad från elmarknaden, av att ett relativt litet antal kunder står för en relativt stor andel av den samlade förbrukningen. Mot bakgrund av dessa skillnader är det inte självklart att de krav som ställs och de ambitioner som finns avseende elmarknadens utveckling fullt ut bör vara gällande också för gasmarknaden. Gasmarknaden bör istället få möjlighet att utvecklas utefter sina egna villkor till gagn för utveckling och integration av den svenska och europeiska gasmarknaden.

Energimarknadsinspektionen (EI) överlämnar här en redovisning av hur Sverige kan ta ett första steg mot en förbättrad mätning av gasförbrukningen och därmed en ”smartare” gasmarknad. Förslaget är framtaget efter samråd med Swedac. Arbetet har vidare skett i dialog med representanter för gaskunder, gasbranschen och Affärsverket svenska kraftnät.

Eskilstuna den 2 februari 2012

Yvonne Fredriksson

Generaldirektör

Sigrid Colnerud Granström

Projektledare

Innehåll

1 Inledning 6
1.1 Uppdraget 6
1.2 Tolkning av uppdraget 7
1.3 Avgränsning och definitioner 7
1.4 Projektorganisation 8

2 Gasmarknaden i Sverige 9
2.1 Nuvarande krav på gasmätning 10
2.2 Smart mätning 11
2.2.1 Smart gasmätning 11
2.2.2 ERGEGs riktlinjer för smart gasmätning 12
2.2.3 Gasmätning i Europa 13
2.2.4 Fjärravläsning som ett första steg i smart mätning 15

3 Analys av införandet av smarta gasmätare i Sverige 17
3.1 Kostnader och nytta med smart mätning 17
3.1.1 Minskade kostnader för manuell avläsning 17
3.1.2 Kostnader för att införa och driva fjärravläsningssystem 18
3.1.3 Nyttor med fjärravläsning 20
3.1.4 Summering av kostnader och nyttor med fjärravläsning 21
3.2 EI:s bedömning av kostnader och nyttor med fjärravläsning på gasmarknaden 22
3.3 Implementering av smarta gasmätare 24
3.4 Direkt- och indirekt reglering 25

4 Sammanfattande analys, slutsatser och förslag 27

5 Konsekvensanalys 31

Källor 34

Bilaga – Underlagsrapport från konsultföretaget Pöyry 36

1 Inledning

Mätning av gas är, precis som mätning av el, en del av den reglerade nätverksamheten. Den lokala nätägaren har således monopol på tjänsten att mäta energiförbrukningen hos kunderna. I Sverige regleras gasmätning i EI:s föreskrifter.[1] Här anges med vilket intervall mätning ska ske. Det är dock nätägaren som avgör på vilket sätt mätningen faktiskt ska gå till; vilken typ av mätare som installeras hos kund och om avläsning ska ske manuellt eller genom fjärravläsning. Här finns en tydlig skillnad mellan el- och gasmarknaden. På elmarknaden finns krav på nätägaren att avläsa alla mätare minst en gång i månaden. Detta krav har lett till att samtliga elmätare numera är fjärravlästa, vilket avsevärt underlättar mätförfarandet. Inom gasmarknaden är kraven på avläsning inte lika långtgående varför flertalet gasmätare idag inte har möjlighet till fjärravläsning. Avläsningen sker istället i huvudsak manuellt.

I syfte att effektivisera energianvändningen, underlätta en ökad användning av förnybar energi i energisystemen, möjliggöra förbrukningsminskningar vid effekttoppar och skapa förutsättningar för mer aktiva kunder pågår ett arbete med att utveckla mätningen i energisystemen till att bli ”smartare”.[2] Utvecklingen mot smart mätning har kommit längre på elmarknaden än på gasmarknaden. Detta beror till stor del på att elmarknaden är betydligt större än gasmarknaden, även om skillnaden mellan dessa båda marknader inte är lika stor på europeisk nivå som i Sverige. Det beror också på att den uppenbara nyttan med ökad kundaktivitet och förbrukningsflexibilitet är betydligt större på elmarknaden än på gasmarknaden. Detta bland annat till följd av att elsystemet ständigt måste vara i momentan balans vad gäller inmatning och uttag då el inte kan lagras utan förbrukas i samma stund som den produceras. I gassystemet däremot finns möjlighet till viss lagringskapacitet. Därtill varierar elförbrukningen betydligt mer över tiden, såväl dygnsvis som årsvis, än gasförbrukningen.

Nu finns dock ett EU-direktiv[3] som talar för en övergång till smart mätning också på gasmarknaden. Mot bakgrund av detta har regeringen gett Energimarknadsinspektionen i uppdrag att utreda de ekonomiska konsekvenserna av att införa krav om smart gasmätning på den svenska gasmarknaden.

1.1 Uppdraget

I Energimarknadsinspektionens regleringsbrev för 2011 ges inspektionen följande uppdrag:

”*I 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) bilaga 1 punkt 2* ges möjlighet för

[1] Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om mätning och rapportering av överförd naturgas samt anmälan om leverans och balansansvar (EIFS 2008:1)
[2] Se t.ex. Energimarknadsinspektionen (2010:18)
[3] 2009/73/EG

medlemsstaterna att före det att medlemsstaten genomför system med smarta mätare göra en ekonomisk bedömning av alla kostnader och all nytta smarta mätare för med sig på lång sikt för gasmarknaden och den enskilde konsumenten. I uppdraget kan även ingå att utreda vad slags smarta mätare som är ekonomiskt rimliga och kostnadseffektiva och vilken tidsfrist som är rimlig för deras distribution. Regeringen anser att det finns ett behov att ett göra en sådan utredning som föreskrivs i *gasmarknadsdirektivets bilaga 1 punkt 2* för att få ett fullgott underlag för att kunna införa ett system med smarta mätare på gasmarknaden. Regeringen ger därför Energimarknadsinspektionen i uppdrag att utföra utredningen. Uppdraget ska ske efter samråd med Swedac och redovisas till Regeringskansliet (Näringsdepartementet) senast den 1 mars 2012. Uppdraget kan enligt särskild överenskommelse mellan företrädare för Regeringskansliet (Näringsdepartementet) och inspektionen rapporteras vid annan tidpunkt än vad som här angivits."

1.2 Tolkning av uppdraget

EU-direktivet (2009/73/EG) ger medlemsstaterna möjlighet att innan ett system med smarta mätare införs bedöma de ekonomiska konsekvenserna som ett införande medför. Energimarknadsinspektionen tolkar detta som att i händelse av att det inte är samhällsekonomiskt effektivt att införa krav på smart gasmätning så ska så heller inte ske. Enligt ingressen (punkt 52) till direktivet anges också att: "Det bör vara möjligt att basera införandet av system med smarta mätare på en ekonomisk bedömning. Om det vid en sådan bedömning skulle framgå att det endast är ekonomiskt rimligt och kostnadseffektivt med sådana mätare för konsumenter med en viss gasförbrukning bör medlemsstaterna ha möjlighet att ta hänsyn till detta när de bygger ut systemen med smarta mätare."

Såväl i direktivet som i uppdragsbeskrivningen används begreppet "konsumenter[4]", inte "kunder". Kundbegreppet är bredare än konsumentbegreppet eftersom kundbegreppet omfattar alla kunder medan konsumentbegreppet enbart åsyftar hushållskunder. Energimarknadsinspektionen gör i denna rapport dock en analys över hela kundkollektivet och de ekonomiska konsekvenserna av att införa krav på smart mätning för de olika kundgrupperna.

1.3 Avgränsning och definitioner

Energimarknadsinspektionen har fått i uppdrag att utvärdera kostnader och nyttor med att införa smart mätning på gasmarknaden. Med gasmarknaden avses i denna rapport naturgassystemet[5] som omfattas av det fysiskt sammankopplade gasnätet i södra och sydvästra Sverige, dvs. det gassystem som byggdes för att importera och distribuera naturgas men som numera till viss del också distribuerar biogas. Lokala eller regionala nätinfrastrukturer omfattas således inte av denna definition.

Vad som avses med smart mätning finns inte entydigt definierat, varken i EU-direktivet eller i regeringens uppdragsbeskrivning. Det finns olika tänkbara smarta tjänster som kan komma att utgöra en viktig roll för den vidare utvecklingen av

[4]Begreppet "consumer" i 3:e pkt kan också tillämpas på små och medelstors företag om medlemsstaten så bestämmer. Sverige har dock valt att enbart applicera dessa bestämmelser på hushållskunder.
[5] 1 kap 2 § Naturgaslagen (2005:403)

den europeiska gasmarknaden.[6] De flesta av dessa tjänster förutsätter att fjärravläsning av mätare är möjlig. Fjärravläsning kan således sägas vara ett minimikrav för att en mätare ska kunna definieras som smart. En vidare diskussion om begreppet smarta mätare och dess definition förs i avsnitt 2.2.4.

1.4 Projektorganisation

Arbetet har letts av Henrik Gåverud. Utöver detta har Sigrid Colnerud Granström och Johan Carlsson deltagit i arbetet. Arbetet har skett efter samråd med Swedac, där Kari Björkqvist varit kontaktperson.

Som en del i en löpande dialog med relevanta aktörer har en referensgrupp följt arbetet och getts möjligheter att lämna synpunkter såväl avseende projektets metod och upplägg som vad avser analys, slutsatser och förslag. Referensgruppen har haft följande sammansättning:

- Jan Bech-Sörensen/Adam Jomaa, Kemira Kemi
- Kari Björkqvist, Swedac
- Annika Koningen, Energigas Sverige
- Stig Käll, KKB Fastigheter
- Ulf Molén, E.ON
- Teodoro Peña, Göteborg Energi
- Kaj Rydberg, Varberg Energi
- Mihai Seratelius, Svenska kraftnät

[6] Se t.ex. ERGEG (2011)

2 Gasmarknaden i Sverige

Naturgas introducerades i Sverige 1985 genom en utbyggnad av det danska naturgassystemet till södra Sverige. Sverige har ingen egen utvinning av gas utan all tillförsel av naturgas sker från Danmark genom en transmissionsledning från Dragör på Själland till Klagshamn utanför Malmö. Sverige har dock en ständigt växande biogasmarknad. Mellan en och två procent av den gas som distribueras i det svenska gassystemet är inhemskt producerad biogas.[7] I gassystemet blandas således den fossila naturgasen till viss del med förnyelsebar biogas. Såväl den totala biogasproduktionen som den mängd biogas som förs in på naturgasnätet ökar kontinuerligt och det finns en politisk ambition att på sikt helt ersätta naturgasen med biogas.[8] Den svenska gasmarknaden är således att betrakta som en marknad med utvecklingspotential.

Det svenska gasnätet sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungsund i norr, med en förgrening genom Småland. Det finna planer på att bygga ut denna förgreningsledning, som i nuläget slutar i Gnosjö, till Jönköping och därefter vidare till Oxelösund via Linköping och Norrköping samt en grenledning till Örebro. Regeringen beslutade i mars 2011 att bifalla koncessionsansökan för sträckningen till Jönköping. Transmissionsnätet ägs av det privata företaget Swedegas.

Vid en jämförelse med länder runt om i Europa är den svenska gasmarknaden förhållandevis liten i fråga om såväl förbrukning som kundbas. Under 2010 förbrukades 19 TWh naturgas i Sverige, att jämföra med en total energiförbrukning på elmarknaden på 150 TWh.[9] Gas, där naturgasen ännu dominerar, utgör således en relativt liten del av den svenska energimixen. I de delar av landet där naturgassystemet finns utgör gasförbrukningen emellertid cirka tjugo procent av den totala energianvändningen. Gasförbrukningen har också ökat kraftigt på senare år; under början och mitten av 2000-talet uppgick den årliga förbrukningen till 10-12 TWh. Mellan 2008 och 2009 ökade gasanvändningen från 11 till 14 TWh och mellan 2009 och 2010 från 14 till 19 TWh. Den senare ökningen förklaras främst det naturgaseldade kraftvärmeverket Öresundsverket i Malmö som togs i drift 2009.

Antalet gaskunder uppgår totalt till cirka 37 000 varav cirka 2 600 är företagskunder. Något som karaktäriserar den svenska gasmarknaden är att en liten andel slutförbrukare (industrikunder) står för en stor andel av den samlade förbrukningen. Industrikunder förbrukar omkring 7,5 TWh[10], vilket motsvarar nästan fyrtio procent av den totala årliga naturgasförbrukningen. På den svenska

[7] Biogas bildas vid nedbrytning av biologiskt material i en syrefri miljö, så kallad rötning, och består i huvudsak av metan och koldioxid samt lägre halter svavelväte, kväve och syre. Biogasen är ett biobränsle medan naturgasen är ett fossilt bränsle.
[8] Prop. 2008/2009:162
[9] Energimarknadsinspektionen (2011:07)
[10] http://www.ssd.scb.se/databaser/makro/SaveShow.asp

marknaden står E.ON Gas Sverige för cirka hälften av all överförd mängd gas, därefter kommer Göteborg Energi som står för cirka 35 procent.

2.1 Nuvarande krav på gasmätning

Kunderna på den svenska naturgasmarknaden består av allt från lägenhetskunder som använder gas endast för matlagning (s.k. spiskunder) till stora industrier som förbrukar mycket stora kvantiteter gas. Som nämnts präglas naturgasmarknaden av en relativt hög koncentration vad gäller förbrukningen, dvs. ett relativt litet antal kunder står för en relativt stor del av den totala naturgasförbrukningen. En så pass spridd kundbas har resulterat i ett brett spektra av mät- och avläsningsförfaranden. Kraven på mätning av gasförbrukningen regleras som nämnts i Energimarknadsinspektionens föreskrifter[11]. I Tabell 1 sammanställs de nuvarande kraven avseende gasmätning samt ett approximativt antal berörda kunder i respektive kategori.

Tabell 1 Mätförfarande per kundtyp

Avläsningsfrekvens	**Energiförbrukning**	**Kundtyp**	**Antal kunder och andel fjärravlästa kunder**
Dygnsvis	Minst 3 000 MWh/år eller 500 MWh/månad	Mellanstor industri och naturgasintensiv industri	258 (100% fjärravlästa)
Månadsvis	300-3 000 MWh/år	Småindustri	Drygt 1 600 (30% fjärravlästa)
Årsvis	1,2-300 MWh/år	Uppvärmning och hushållsgas samt centralvärme för minst 10 hushåll	Knappt 16 000 (3% fjärravlästa)
Ingen mätning[12]	Under 1,2 MWh/år	Hushållsgas (”spiskunder”)	Drygt 19 000

Källa: Pöyry (2011)

I Tabell 1 framgår att majoriteten av gaskunderna hör till kategorin hushållskunder som endast använder gas till matlagning. Dessa kunder betalar ett fast pris på gasen oberoende av förbrukning. Följaktligen mäts inte förbrukningen hos denna kundkategori. Även den näst största kundgruppen är huvudsakligen bestående av hushåll; hushållskunder som företrädesvis använder gas för uppvärmning. Totalt sett utgör dessa två kategorier hushållskunder omkring 35 000 av landets knappt 37 000 gaskunder. De resterande cirka 2 000 gaskunderna är industrikunder. Cirka hälften av dessa industrikunder har idag fjärravläsning av sin förbrukning. Hos de

[11] EIFS 2008:1

[12] Det är endast E.ON och Göteborg Energi som har spiskunder. Dessa kunder har ett fast årsabonnemang som ej är knutet till förbrukningsmängd.

mindre industrikunderna, vilka är månadsavlästa, läses cirka 70 procent dock fortfarande av manuellt.

2.2 Smart mätning

Så kallad smart mätning är under utveckling och implementering av smarta mätare sker främst på elmarknaden. Runt om i Europa har utveckling och implementering av smart mätning i viss utsträckning påbörjats också på gasmarknaden. På elmarknaden har den så kallade månadsreformen, dvs. reformen som innebar att alla elkonsumenter ska få sin elförbrukning avläst minst en gång i månaden, inneburit att samtliga elkonsumenter numera har en mätare som fjärravläser elförbrukningen. På elmarknaden avser begreppet smart mätning således en vidare utveckling från den nuvarande situationen där alla redan är fjärravlästa. Smart mätning på elmarknaden ska också ses som en del i utvecklingen av smarta elnät.

Smarta elnät (ibland kallade intelligenta elnät) är samlingsnamn för ny teknologi, nya funktioner och regelverket på elmarknaden m.m. vilka på ett kostnadseffektivt sätt ska underlätta introduktionen av förnybar elproduktion, leda till minskad energiförbrukning, bidra till effektreduktioner vid effekttoppar samt skapa förutsättningar för mer aktiva elkunder. Utifrån detta ställs normalt två krav på en elmätare för att denna ska kunna benämnas som smart; (1) avläsning av elförbrukning över korta intervall (åtminstone på timbasis) och (2) tvåvägskommunikation mellan kund och elnätsföretag och/eller elhandlare.[13] Detta för att kunderna ska få reella värden på sin förbrukning, med lätthet ha tillgång till informationen och enkelt kunna kommunicera med leverantören. Avsikten med detta är att göra kunderna uppmärksamma på förbrukningsmönster och prisfluktuationer vilket ger dem möjlighet att aktivt styra, påverka och hushålla med sin elförbrukning.

2.2.1 Smart gasmätning

Som beskrevs i avsnitt 2.1 är situationen annorlunda på gasmarknaden jämfört med elmarknaden – endast en bråkdel av Sveriges gaskunder får sin förbrukning fjärravläst. En majoritet av gaskunderna har överhuvudtaget inte mätning och avläsning av sin förbrukning, i kontrast med att samtliga svenska elkunder är fjärravlästa. Såväl det tekniska utgångsläget som takten i utveckling vad gäller mätning och mätarteknik skiljer sig således avsevärt mellan elmarknaden och gasmarknaden.

Den nytta, såväl privatekonomisk som samhällsekonomisk, som mer aktiva kunder innebär är inte lika uppenbar på gasmarknaden som på elmarknaden. Detta beror till stor del på att gas, till skillnad från el, kan lagras. I gassystemet behövs därför inte den momentana balans mellan inmatning och uttag, vilken är nödvändigt i elsystemet. Dessutom fluktuerar inte gasförbrukning, och heller inte gaspriser, i samma utsträckning som elförbrukning och elpriser.

Timmätning av gas fyller därmed inte samma funktion som timmätning av el. Det är förvisso av nytta för kunden att kunna ta del av sitt förbrukningsmönster i syfte att kunna vidta energibesparande åtgärder, men det faktum att gaspriset liksom

[13] Energimarknadsinspektionen (2010b)

tillgången på gas är förhållandevis stabil, jämfört med volatiliteten på elmarknaden, gör att behovet av timmätning och realtidsinformation för de allra flesta gaskunder är mycket begränsat. Tvåvägskommunikation mellan kund och företag är dock en funktion till nytta för kunder även på gasmarknaden. På så sätt kan mätvärden fjärravläsas och förbrukningsstatistik enkelt och med större regelbundenhet levereras till kund.

2.2.2 ERGEGs riktlinjer för smart gasmätning

De europeiska tillsynsmyndigheternas tidigare samarbetsorganisation, ERGEG[14], publicerade i början av 2011 en rapport där riktlinjer för smart el- och gasmätning fastställdes.[15] I egenskap av svensk tillsynsmyndighet och representant i dåvarande ERGEG ställer sig Energimarknadsinspektionen bakom dessa riktlinjer. Ett antal av dessa är, i linje med tredje paketet, i princip redan bindande. De flesta rekommendationerna sammanfaller med de funktionaliteter som kommissionens arbetsgrupp inom ramen för mätdirektivet fastställt[16]. I och med denna höga grad av samstämmighet som föreligger är det högst troligt att dessa kommer att bli bindande. I det följande presenteras i korthet ERGEGs rekommendationer för smart gasmätning.

Information till kund avseende faktisk förbrukning och kostnad per månad

I enlighet med tredje paketet bedömer ERGEG det som angeläget att kunder, åtminstone en gång i månaden, informeras om den egna konsumtionen och kostnaden för densamma. Detta för att kunden lättare ska kunna kontrollera den egna förbrukningen. Kunden ska vidare kunna välja på vilket sätt informationen överförs (t.ex. internet, sms). Om kunden vill ha en pappersfaktura ska denne kunna få det, eventuellt mot en rimlig avgift. All information ska presenteras på ett lättförståeligt sätt.

Kunder ska på begäran ha tillgång till data gällande förbrukning och kostnad

En kund som önskar få tillgång till sin förbrukningsstatistik ska på begäran kunna få det, antingen elektroniskt eller mot en rimlig avgift i pappersform. Även detta är en del av tredje paketet och således bindande.

Lättare byte av avtalsform och byte av leverantör

Fjärravläsning torde underlätta byte av avtalsform och byte av leverantör. För det första bör fjärravläsning i sig innebära en snabbare tillgång till data för berörda aktörer. För det andra torde tätare avläsning förbättra kvaliteten på förbrukningsdata.

Fakturor baseras på faktisk förbrukning

I och med fjärravläsning bör kunder inte längre få fakturor baserade på estimerad förbrukning. Fakturorna ska istället, för samtliga, baseras på faktisk förbrukning.

---

[14] ERGEG stod för European Regulators' Group for Electricity and Gas. ERGEGs verksamhet flyttades den 3 mars 2011 över till den nybildade europeiska tillsynsmyndigheten ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

[15] ERGEG (2011), *Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas*

[16] http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/2011_10_smart_meter_funtionalities_report.pdf

Erbjudanden baseras på verkligt konsumtionsmönster

Detta är i linje med tredje paketet redan en obligatorisk åtgärd. Medlemsstaterna ska rekommendera marknadsaktörerna att genom erbjudanden till gaskunderna, som baseras på kundernas faktiska förbrukningsmönster, bidra till att effektivisera gasanvändningen. Enligt ERGEG bör detta kunna möjliggöras genom mätarsystem som sparar förbrukningsdata.

Möjlighet till styrning (aktivering och frånkoppling)

Med fjärrstyrning underlättas aktivering och frånkoppling av kund. För såväl kunden själv som för gasföretaget är detta förfarande tids- och kostnadsbesparande.

Varning vid bristsituation

Kunden ska ges möjlighet att, till en rimlig kostnad, ta del av information rörande plötsliga förändringar och extremsituationer som uppstår i det nät till vilket kunden är kopplad.

Möjlighet till tvåvägskommunikation mellan kund och företag

Mätaren bör vara utformad sådan att det finns möjlighet till tvåvägskommunikation mellan kunden och det företag som kunden valt. På så sätt kan kunden köpa energitjänster och ta del av data på ett automatiserat sätt. Det bör poängteras att företaget i det här fallet *inte* behöver vara nätägaren.

Fjärruppdatering av mjukvara

Genom att mjukvara med smarta mätare kan uppdateras på distans kan kostnader minska avsevärt. Likaså minskar besväret hos kund då hembesök för uppdatering och service inte blir nödvändigt.

Dessa punkter är som sagt riktlinjer framtagna utifrån det EU-direktiv som påbjuder smart mätning i gasnäten. De är dock till stor del i linje med tredje paketet samt funktionaliteter lyfta av kommissionens Mandat 441. Riktlinjerna ovan är anpassade för att vara tillämpbara i alla länder i Europa som är knutna till direktivet. Riktlinjerna bör sedan appliceras på respektive gasmarknad utifrån de förutsättningar som råder på den aktuella marknaden. Vidare kan konstateras att flertalet rekommendationer förutsätter aktivitet från marknadens aktörer, dvs. det är inte möjligt att uppnå samtliga tjänster som nämns i riktlinjerna enbart genom reglering kring själva mätningen.

2.2.3 Gasmätning i Europa

Utvecklingen av gasmarknaden och implementeringen av direktiven från 2009 pågår runt om i Europa. Direktivet ger möjlighet till att genomföra den typ av kostnads- och nyttoanalys som här presenteras. ERGEG har genomfört en sammanställning av statusen bland EU:s medlemsländer gällande huruvida länderna valt att genomföra en dylik analys eller ej, samt hur utfallet blivit i de fall en analys genomförts. 24 länder valde att svara på den enkätundersökning ERGEG genomfört. Av dessa har sex länder gjort en kostnads- och nyttoanalys av implementeringen av smarta mätare på gasnätet: Frankrike, Italien, Nederländerna, Storbritannien, Ungern och Österrike. Utav dessa fann samtliga utom Ungern positiva resultat av analysen. Fjorton länder, Sverige inkluderat,

planerar att, i vissa fall för andra gången, genomföra kostnads- och nyttoanalyser[17]. Fem länder planerar inte att genomföra några analyser[18].

Den italienska studien[19] visar att fjärravläsning i de flesta fall endast är lönsamt för stora och medelstora företag. För den kundkategori som konsumerar minst gas, vilken ungefär motsvarar svenska spiskunder, uppvisades ingen lönsamhet vid införande av smarta mätare. För stora och medelstora kundkategorier finns potentiell lönsamhet i fjärravläsning hos stora och medelstora gasföretag. För ett gasföretag klassificerat i den minsta kategorin finns positiv avkastningen vid fjärravläsning endast av mycket stora gaskunder. Italien har satt som mål, gällande införande av smarta mätare, att åttio procent av de planerade smarta mätarna ska vara installerande år 2016[20].

Den kostnads- och intäktsanalys som genomförts i Spanien[21] visar att det inte finns några ekonomiska incitament att införa smarta mätare för kunder med en gasförbrukning under 5000 MWh per år. För gaskunder som förbrukar större volymer finns potentiell lönsamhet. Någon eventuell implementeringsplan för smarta mätare på det spanska gasnätet finns ännu inte fastställd.

Storbritannien är det land knutet till direktivet som har de mest långtgående planerna gällande implementering av smarta mätare på gasmarknaden. Kostnads- och intäktsanalyser har gjorts för el- och gasmarknaden tillsammans.[22] Dessa analyser har visat tydliga samhällsekonomiska vinster med att låta stora såväl som mycket små kunder på både el- och gasmarknaden förses med smarta mätare. Detta innebär att omkring 53 miljoner el- och gasmätare kommer att bytas. Projektet är tänkt att ta sin början under 2014 och bedöms vara färdigt under 2019. Autorità per l'energia elettrica e il gas (2007), *Summary of cost-benefit analysis conducted for implementing remote management and reading functionality in natural gas distribution and related technical benchmark*

Ungern är det land, utav de länder som genomfört kostnads- och intäktsanalyser, som ställer sig mest tveksam till implementering av smarta mätare på gasnätet. Kostnaderna bedöms i dagsläget vara för höga. Ansvarig myndighet, the Hungarian Energy Office (HEO) har tillsammans med konsultbyråer arbetat fram en handlingsplan för potentiell implementering av smarta mätare.[23] Denna plan bygger på ett flertal olika faser där omfattande pilotprojekt utgör en del. Om handlingsplanen verkställs är pilotprojekten tänkta att ta sin början i år, varefter dessa utvärderas inför en eventuell fullständig implementering av smarta mätare på gasmarknaden till år 2014.

---

[17] Belgien, Finland, Grekland, Irland, Lettland, Litauen, Luxemburg, Portugal, Slovenien, Spanien, Sverige, Tjeckien, Tyskland och Ungern.
[18] Danmark, Norge, Polen Rumänien och Slovakien. Norge har ingen naturgasförbrukning.
[19] Autorità per l'energia elettrica e il gas (2007), *Summary of cost-benefit analysis conducted for implementing remote management and reading functionality in natural gas distribution and related technical benchmark*
[20] Force Motrice Zrt., A.T. Kearney Ges.m.b.H (2010) , *Assessment of Smart Metering Models: the Case of Hungary*
[21] Force Motrice Zrt., A.T. Kearney Ges.m.b.H (2010) , *Assessment of Smart Metering Models: the Case of Hungary*
[22] http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/tackling/smart_meters/smart_meters.aspx
[23] Force Motrice Zrt., A.T. Kearney Ges.m.b.H (2010) , *Assessment of Smart Metering Models: the Case of Hungary*

I Österrike[24] valde man att analysera ett införande av smarta mätare på el- och gasmarknaden sammantaget. Fyra olika scenarier analyserades; (1) att 95 procent av el- och gasmätarna byts ut under perioden 2011-17, (2) att 95 procent av elmätarna byts under perioden 2011-15 och 95 procent av gasmätarna 2011-17, (3) att 95 procent av elmätarna byts 2011-17 och 95 procent av gasmätarna 2011-19 och (4) att 80 procent av el- och gasmätarna byts under perioden 2011-20. I studien konstaterades att samtliga av dessa scenarier genererar positiva samhällsekonomiska nettoresultat. Resultatet blir bättre ju snabbare och desto fler el- och gasmätare som byts. Med andra ord uppnås det bästa resultatet i det andra scenariot, dvs. att smarta mätare installeras för 95 procent av alla elkunder fram till 2015 och för gaskunderna fram till 2017. Notabelt är att man i denna studie antog en energieffektiviseringspotential på gassidan på sju procent. Detta kan jämföras med en halv till en procent i energieffektiviseringspotential som Pöyry kalkylerade med i en underlagsrapport som gjorts på Energimarknadsinspektionens uppdrag och som sammanfattas i avsnitt 3.1.

I Nederländerna har man, precis som i Österrike, analyserat ett införande av smarta mätare på el- och gasmarknaden sammantaget. Fokus har framförallt varit på el. I studien konstateras att det i dagsläget endast är lönsamt att införa smarta mätare för stora och medelstora gaskunder. Konsumenter kommer däremot att få möjlighet att själva välja om de vill ha smarta mätare eller inte. Vid installationer av nya gasmätare (p.g.a. t.ex. omfattande reparationer eller nybyggnationer) kommer dock smarta mätare att installeras om kunden själv inte uttryckligen ber om att inte få en smart mätare.

2.2.4 Fjärravläsning som ett första steg i smart mätning

Som avsnitten ovan visat finns det redan idag åtskilliga möjligheter med användning av smarta mätare i gasnätet. Likaså finns en mängd idéer om hur smart gasmätning kan utvecklas i framtiden. De riktlinjer som ERGEG arbetat fram är progressiva och det är tydligt att smart gasmätning ännu är i en uppstartsfas. Detta ger stort utrymme till utveckling och gradvis anpassning. Dock finns här också ett stort mått av osäkerhet då det endast i teorin går att spekulera i hur marknaden och dess aktörer kan komma att reagera och agera.

Det faktum att utveckling av smarta mätare för gasnät ännu är i sin linda innebär också att kostnaderna för implementering kan komma att bli höga till följd av att marknaden inte hunnit anpassa sig till nya system. Detta riskerar att bli utfallet i synnerhet i länder med en förhållandevis liten gasmarknad, som i Sverige. En liten gasmarknad gör att utvecklingstakten och utvecklingsmöjligheterna är begränsade eftersom det finns betydande stordriftsfördelar framförallt avseende införskaffande av fjärravläsningssystem men sannolikt också för själva infrastrukturen (mätarna med tillbehör). Om krav ställs på en allt för snabb utveckling och utvidgning av system och teknik finns risken att kostnaden för kund per energienhet blir orimligt hög. Mot bakgrund av att Sverige har en relativt liten gasmarknad är det rimligt att Sveriges gaskunder inte belastas med onödigt höga kostnader för smart mätning, särskilt inte med tanke på den osäkerhet som föreligger kring de tjänster som i framtiden kan komma att omfattas av begreppet smart mätning.

[24] PwC Österreich (2010)

Konsultföretaget Pöyry har, inom ramen för framtagandet av en underlagsrapport till Energimarknadsinspektionen, intervjuat gasföretag i syfte att undersöka vilka nyttor som kan tänkas finnas med en framtida utvecklad mätningsprocess. [25] Slutsatsen av denna studie är att den uppenbara nytta som gasbranschen ser gällande utvecklade funktioner inom mätförfarandet är möjligheten till fjärravläsning. Utifrån det intervjuunderlag som samlats in har Pöyry gjort bedömningen att definitionen av vad som på gasmarknaden bör avses med en ”smart mätare” torde begränsas till fjärravläsning av mätaren.

Energimarknadsinspektionen bedömer att ett första steg för att utveckla den svenska gasmarknaden, samt anpassa den till de riktlinjer och krav som finns inom Europa liksom till de ambitioner som finns avseende smart mätning, bör vara att betrakta fjärravläsning som ett första skede i införandet av smart gasmätning. Som konstaterats ovan baserar sig flertalet av de rekommendationer som ERGEG tagit fram på kravet om fjärravläsning. Energimarknadsinspektionen ser det dock som angeläget att gasnätbolagen, vid val av mätare som installeras för fjärravläsning, beaktar mätarnas kompabilitet avseende framtida kringtjänster (t.ex. att pulsutgång för mätvärden finns, se Pöyry (2011), s. 13).

[25] Se kapitel 3

3 Analys av införandet av smarta gasmätare i Sverige

Kärnan i regeringens utredningsuppdrag till Energimarknadsinspektionen är att göra en ekonomisk bedömning av alla kostnader och all nytta som smart mätning innebär för gasmarknaden som helhet och för den enskilde gaskonsumenten. Energimarknadsinspektionen gav därför konsultföretaget Pöyry i uppdrag att genomföra en samhällsekonomisk analys av införandet av smarta mätare på naturgasmarknaden. I detta kapitel presenteras inledningsvis resultaten från den samhällsekonomiska analys som finns att tillgå i Pöyrys underlagsrapport till inspektionen. Därefter följer inspektionens egen analys samt en diskussion kring de samhällsekonomiska effekterna. Pöyrys underlagsrapport presenteras i sin helhet som bilaga. Kapitlet avslutas med en analys kring praktiska aspekter att ta hänsyn till vid utformandet av ett eventuellt förslag om smart gasmätning.

3.1 Kostnader och nytta med smart mätning

För att skapa en bild över de samhällsekonomiska effekterna av att införa smarta mätare på gasmarknaden måste följande effekter skattas:

- Minskade kostnader för manuell avläsning
- Kostnader för att införa och driva fjärravläsningssystem
- Nyttor med fjärravläsning

För att dessa effekter ska vara möjliga att skatta har Pöyry bland annat genomfört en enkätundersökning med de fem gasnätsföretagen. Eftersom förutsättningarna avsevärt skiljer sig åt mellan dessa företag är spridningen i svaren extremt stor.[26] Pöyry har därför valt att använda sig av ett värde som man kallar ”Medel (3)” och som innebär att det högsta och lägsta värdet exkluderas. Därefter beräknas ett medelvärde utifrån de återstående tre svaren. När vi hänvisar till ett medelvärde eller ett genomsnitt i avsnitten 3.1.1-3.1.4 är det detta ”Medel (3)”-värde som åsyftas.

3.1.1 Minskade kostnader för manuell avläsning

Mätvärden på gasmarknaden samlas idag in på tre olika sätt; i) genom att kunderna läser av mätarna själva, ii) genom manuella avläsningar av gasnätsägarens personal eller iii) med fjärravläsningssystem. Enligt Pöyrys enkätundersökning uppskattar gasnätsföretagen att manuell avläsning i genomsnitt kostar 279 kronor per mätpunkt och år för kunder som avläses en gång per år, dvs. hushållskunder (exkl. spiskunder vilka inte avläses) och även alla företagskunder utom industrier (med en förbrukning överstigande 300 MWh per

[26] Som exempel kan nämnas att den uppskattade kostnaden för fjärravläsning per mätpunkt och år varierade mellan 255 kronor och 30 000 kronor mellan de olika företagen.

år). Mindre industrier, med en förbrukning mellan 300 MWh och 3 000 MWh, ska dock avläsas månatligen varför kostnaden för den manuella avläsningen då tolvdubblas och därmed uppgår till cirka 3 350 kronor per år.[27]

Till gasnätföretagets kostnader tillkommer kostnader för kundens engagemang vid avläsningen. Pöyry utgår då från en värdering av den tid kunden avsätter till 150 kronor per timme för en liten kund (ofta en privatperson) och 400 kronor per timme för en större kund (ofta en företagskund). Avläsning sker årligen för den lilla kunden och månatligen för den stora kunden samt bedöms till en halvtimme per tillfälle. Den årliga kostnaden för detta blir då 75 kronor per år för en liten kund och 1 200 kronor per år för en större kund.

Genom att summera gasnätsföretagets och kundens skattade kostnader för manuell avläsning erhålls en bedömd totalkostnad för den typen av avläsning:

- Liten kund (1,2 – 12 MWh): 354 kronor per mätpunkt och år
- Stor kund (12 – 300 MWh): 4 546 kronor per mätpunkt och år

Vid en övergång till fjärravläsning skulle dessa kostnader försvinna och därmed ska dessa, tillsammans med övriga nyttor, ställas mot kostnaderna för att införa fjärravläsning.

3.1.2 Kostnader för att införa och driva fjärravläsningssystem

Kostnaderna för att införa och driva fjärravläsningssystem kan delas in i ökade kapitalkostnader och ökade rörliga kostnader (drift och underhåll). Gasnäts-företagen uppgav för Pöyry att den tillkommande kapitalkostnaden för att införa fjärravläsning per mätpunkt i genomsnitt är 10 850 kronor för en kund med en förbrukning understigande 1,2 MWh per år (en s.k. spiskund), 12 117 kronor för en stor industrikund (över 300 MWh per år) och 7 457 kronor per år för övriga kunder. Givet en samhällsekonomisk kalkylränta på fyra procent och en ekonomisk livslängd på mätarna på tolv år blir den årliga tillkommande kapitalkostnaden enligt Tabell 2.

Tabell 2 Årligt tillkommande kapitalkostnad för fjärravläsning för respektive kundgrupp, SEK per år

	Under 1,2 MWh	1,2-300 MWh	Över 300 MWh
Årlig kapitalkostnad, kronor per år	1 156	795	1 291

Källa: Pöyry

Driftskostnader som uppkommer i samband med fjärravläsning är kostnader för daglig drift av centralsystem, fältservice (felavhjälpning och underhåll) och direkta

[27] Stora industrier, med en förbrukning överstigande 3 000 MWh per år, ska avläsas varje dygn. Samtliga av dessa kunder är redan idag fjärravlästa varför kostnaden för manuell avläsning av dessa kunder är irrelevant.

kostnader för centralsystem (t.ex. licenskostnader). Företagens bedömda genomsnittliga kostnadsökningar för detta presenteras i Tabell 3.

Tabell 3 Årlig driftskostnad per kund för fjärravläsning för olika kunder, SEK per år

	Under 300 MWh	Över 300 MWh
Driftskostnad vid fjärravläsning, kronor per mätpunkt och år	1 284	4 096

Källa: Pöyry

Spridningen mellan de bedömda tillkommande driftskostnaderna som gasföretagen har uppgett är mycket stor, mellan 300 kronor och 7 400 kronor för kunder med en förbrukning under 300 MWh och mellan 600 kronor och 20 000 kronor för kunderna med en förbrukning över 300 MWh. Pöyry hänvisar även till en studie över motsvarande kostnadsberäkningar i Frankrike där tillkommande driftskostnader beräknades uppgå till cirka 130 kronor. Pöyry påtalar även i sin rapport att övergången till fjärravläsning på elmarknaden innebar motsvarande kostnadsökningar på 300 – 400 kronor per mätpunkt och år. Trots det väljer Pöyry att använda siffrorna i tabellen ovan ”*eftersom de svenska gasföretagen har mycket varierande förutsättningar som de inte självklart kan påverka själva*”.

Givet presenterade uppgifter och antaganden blir den totala kostnadsökningen för införande av fjärravläsning enligt Tabell 4.

Tabell 4 Totala tillkommande årliga kostnader vid införande av fjärravläsning för olika kunder, SEK per mätpunkt och år

	Under 1,2 MWh	1,2-300 MWh	Över 300 MWh
Totala tillkommande kostnader, kronor per mätpunkt och år	2 440	2 079	5 387

Källa: Pöyry

Enligt de uppgifter som gasnätsföretagen lämnat till Pöyry och givet nämnda antaganden innebär en övergång till fjärravläsning således en kostnad på 2 000 – 2 500 kronor per år för hushållskunder och mindre företagskunder medan motsvarande kostnad är strax under 5 500 kronor per år för de större kunderna. Om denna kostnad slås ut per energienhet blir den emellertid klart lägre för en större kund än för en liten kund, se Tabell 5.

Tabell 5 Totala tillkommande årliga kostnader för fjärravläsning vid olika förbrukningskvantiteter, öre per kWh

Förbrukning, MWh (kWh)	Kostnad för fjärravläsning, öre per kWh
1 (1 000)	244
10 (10 000)	21
100 (100 000)	5
300 (300 000)	2

Källa: Energimarknadsinspektionens bearbetning av underlag från Pöyry

För att kunna sätta dessa värden i relation till den totala naturgaskostnaden per kWh kan nämnas att en liten hushållskund (spiskund) i dagsläget i genomsnitt betalar cirka 170 öre per kWh, en hushållskund med naturgasuppvärmning betalar knappt 110 öre per kWh och företag med en förbrukning mellan 100 och 300 MWh betalar 90 öre per kWh naturgas.[28] För en spiskund skulle införande av fjärravläst gasförbrukning således innebära en mer än fördubblad total gaskostnad. Samtidigt skulle motsvarande kostnadsökning för de största kunderna uppgå till ett par procent.

3.1.3 Nyttor med fjärravläsning

Pöyry har identifierat tre huvudsakliga nyttor som uppnås genom fjärravläsning; i) en energieffektiviseringspotential skapas, ii) förutsättningar för en bättre fungerande gasmarknad skapas och iii) förutsättningar för ett ökat förtroende för gasmarknaden skapas.

Övergång till fjärravläsning för såväl el som fjärrvärme antas leda till en energi-effektivisering på en procent.[29] För hushållskunder, som huvudsakligen använder gas för uppvärmning, är det rimligt att anta en liknande potential också på gasmarknaden. För företagskunder är sannolikt energieffektiviseringspotentialen lägre; Pöyry antar här en potential om en halv procent.

Förutsättningarna för en bättre fungerande gasmarknad skapas genom ökad transparens genom att kunder får bättre kännedom om sin förbrukning och genom möjligheter till nya kontraktsformer. Vid en framtida eventuell effektproblematik på gasmarknaden kan detta bidra till efterfrågeflexibilitet och därmed en metod att hantera effekttoppar. Idag föreligger dock inte någon effektproblematik på gasmarknaden.

Sedan kan endast det faktum att gas, likt el och fjärrvärme, börjar fjärravläsas bidra till att öka förtroendet för gasmarknaden som helhet och därigenom ha en viss positiv påverkan på marknadens utveckling.

[28] SCB, http://www.scb.se/Pages/TableAndChart____212955.aspx och http://www.scb.se/Pages/TableAndChart____212961.aspx , 2011-10-10
[29] Energimyndigheten (2002)

Totalt bedömer Pöyry att den samhällsekonomiska nyttan med att införa krav på fjärravläsning för gaskunderna uppgår till cirka 350 kronor per år för kunder med en förbrukning mellan 1,2 MWh och 300 MWh. De största intäktsposterna är ett minskat antal kundtjänstärenden (83 kronor), nyttan med att kunden får en faktura som baseras på verklig förbrukning (75 kronor), energieffektiviseringspotentialen (64 kronor) och att utökad mätning ger generellt bättre kontroll (60 kronor).

För de största gaskunderna (över 300 MWh), industrikunder, uppgår motsvarande bedömda värde till 2 650 kronor per år. Här är de största intäktsposterna att härröra till att utökad mätning ger generellt bättre kontroll (1 200 kronor), potential för energieffektivisering (1 000 kronor) och tillgång till mätvärden som underlag vid kundkontakter (333 kronor).

Nämnda värden baseras på en kvalitativ bedömning som Pöyry gjort över det samhällsekonomiska värdet på de ovan nämnda nyttorna. Pöyry har kvantifierat nyttan med att

- kunden får faktura baserad på verklig förbrukning,
- nätbolaget och gashandelsföretaget inte använder olika schabloniserade värden vid fakturering,
- leverantörsbyten underlättas,
- utökad mätning generellt ger bättre kontroll,
- det finns mätvärden vid kundkontakter,
- undvika felavläsning av mätare,
- energieffektivisering och
- minskade kundtjänstärenden.

Det är svårt att göra dylika skattningar på ett fullt tillfredsställande sätt. Resultaten från analysen ska således inte tas som givna. Pöyry skriver att: ”*De kvantifieringar som vi gjort bygger på många osäkra antaganden och är dåligt underbyggda. Vi anser dock att denna metod är bättre än att bara göra en grov uppskattning av den totala nyttan av fjärravläsning för kunder*na.”. Trots svårigheterna att göra tillförlitliga skattningar av nyttorna med fjärravläsning och de osäkerheter som skattningarna är förknippade med torde de ge en indikation på det förväntade värdet av en eventuell reform. För en mer ingående beskrivning av Pöyrys skattning av nyttorna med fjärravläsning på gasmarknaden hänvisas till bilaga 1.

3.1.4 Summering av kostnader och nyttor med fjärravläsning

I avsnitten 3.1.1-3.1.3 har kostnader respektive nyttor med fjärravlästa gasmätare skattats.

I Tabell 6 summeras dessa resultat uppdelat på olika kundkategorier.

Tabell 6 Årliga kostnader och nyttor med fjärravläsning för olika kunder, kronor per år

	Under 1,2 MWh	1,2-300 MWh	Över 300 MWh
Nyttor	352	352	2 654
Minskade kostnader	0	354	4 546
Tillkommande kostnader	– 2 440	– 2 079	– 5 387
Summa	– 2 088	– 1 373	1 813

Källa: Pöyry

Utifrån detta kan konstateras att för kunder med en årlig förbrukning överstigande 300 MWh är det samhällsekonomiskt lönsamt att ställa krav på fjärravläsning. Pöyry skriver att "*Den eventuella företagsekonomiska kostnaden är begränsad och denna kostnad är mycket liten i förhållande till dessa kunders nätkostnad*". Totalt finns det 1 600 kunder som har en förbrukning överstigande 300 MWh men under 3 000 MWh[30] och av dessa är redan trettio procent fjärravlästa. Det rör sig alltså om cirka 1 000 ytterligare kunder som genom ett sådant krav skulle få fjärravläsning.

För de minsta kunderna, spiskunder, är det uppenbart att det inte är samhällsekonomiskt försvarbart att införa fjärravläsning. Dessa kunder har, som nämnts, ingen mätning alls i dagsläget. Den totala gaskostnaden för en spiskund uppgår till cirka 1 700 kronor per år.[31] Införande av fjärravläst gasförbrukning skulle mer än fördubbla den totala nettokostnaden för kunder i denna kategori.

Utifrån Pöyrys beräkningar kan även konstateras ett negativt samhällsekonomiskt resultat av att införa fjärravläsning för kunder med en förbrukning mellan 1,2 MWh och 300 MWh. Pöyry skriver dock att "*Eftersom det finns mycket osäkerheter i kalkylerna är denna slutsats inte lika entydig som de två första*".

3.2 EI:s bedömning av kostnader och nyttor med fjärravläsning på gasmarknaden

Energimarknadsinspektionen konstaterar först och främst att det alltid föreligger en stor osäkerhet vid samhällsekonomiska beräkningar av det slag som Pöyry genomfört i sin studie. Resultaten i dylika studier ska således inte tolkas som absoluta sanningar eftersom förändrade beräkningsförutsättningar kan ge helt andra resultat. Ett annat viktigt konstaterande som Energimarknadsinspektionen gör är att införande av krav på fjärravläsning på gasmarknaden sammantaget är en reform som innebär kostnadsökningar som inte endast är marginella. Kostnads-

[30] Som redan nämnts är kunder med en förbrukning överstigande 3 000 MWh per år redan idag fjärravlästa.
[31] Givet en förbrukning på en MWh och en total gaskostnad på 170 öre/kWh.

ökningarna kommer i ett första steg att belasta gasnätsföretagen som tvingas göra omfattande investeringar i nya mätare, centralsystem m.m. Kostnaderna för dessa investeringar kommer av allt att döma föras vidare på gaskunderna i form av höjda kostnader för gasöverföring (nättariffer).

Trots de osäkerheter som påpekas i stycket ovan kan konstateras att Pöyrys sammantagna resultat för två av de tre kundgrupperna som har analyserats är så pass tydligt att Energimarknadsinspektionen inte har anledning att betvivla att resultatet ger tydliga implikationer på effekterna av införandet av fjärravläsning.

För det första konstaterar Energimarknadsinspektionen att införande av fjärravläsning för de minsta kunderna, spiskunderna, inte är samhällsekonomiskt effektivt. Pöyry visar på att gaskostnaden för dessa kunder skulle mer än fördubblas. Även om beräkningsförutsättningarna ändras och de bedömda kostnaderna därigenom kan minskas kommer dessa inte att vara i närheten av att kunna kompenseras av den nytta som reformen skulle medföra. Detta resultat är intuitivt rimligt – att bygga upp ett system med fjärravläsning av gasförbrukning för kunder som har en mycket liten förbrukning och som idag inte blir avlästa överhuvudtaget är sannolikt inte lönsamt. På elmarknaden fjärravläses förvisso samtliga kunder, även de med mycket liten förbrukning, men eftersom elmarknaden är väsentligt större än gasmarknaden kan systemkostnaderna för fjärravläsningsreformen på elmarknaden fördelas över ett betydligt större kundkollektiv än vad som skulle vara fallet på gasmarknaden. Dessutom var elkunderna med mycket låg förbrukning, till skillnad från spiskunderna på gasmarknaden, också innan förändringen avlästa på årsbasis. Det fanns följaktligen redan en struktur för mätning, avläsning och inrapportering även av de minsta kunderna och denna infrastruktur kunde man sedan vidareutveckla.

För det andra konstaterar Energimarknadsinspektionen att Pöyrys slutsats att den samhällsekonomiska nettoeffekten av att införa fjärravläsning för kunder med en årlig gasförbrukning om minst 300 MWh baseras på ett tydligt resultat. Också denna slutsats är intuitivt rimlig. Detta då kunder med en gasförbrukning över 300 MWh ska läsas av månatligen och det är rimligt att anta att kostnaden för manuell avläsning varje månad torde vara tämligen hög.

Vad gäller den tredje kundgruppen som analyserats, kunder med en årlig gasförbrukning mellan 1,2 MWh och 300 MWh, är resultatet enligt Pöyry inte entydigt. Beräkningarna som gjorts visar på en negativ samhällsekonomisk effekt av att införa fjärravläsning för dessa kunder. Men samtidigt är nettokostnaden i absoluta tal inte lika hög som för spiskunderna. I termer av nettokostnad per energienhet varierar den stort inom kundgruppen.

Det är utifrån analysen som presenterats inte möjligt att identifiera en tydlig förbrukningsgräns för den samhällsekonomiska nettoeffekten avseende en övergång till fjärravläsning. Det man kan konstatera är att kunder som månadsavläses (årlig förbrukning över 300 MWh) utifrån samhällsekonomisk synpunkt bör fjärravläsas och att kunder som avläses årsvis (under 300 MWh) utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv inte bör fjärravläsas. Utifrån resonemanget ovan kan vi också konstatera att införande av fjärravläsning för hushållskunder skulle medföra en relativt hög samhällsekonomisk kostnad.

Frågan om det är samhällsekonomiskt lönsamt att införa krav på fjärravläsning för kunder som idag avläses på årsbasis är således tätt sammankopplat med den samhällsekonomiska effekten av att införa krav på månadsvis avläsning för fler kunder. En sådan analys har inte gjorts inom ramen för detta projekt; det som analyserats i denna studie är huruvida det är samhällsekonomiskt effektivt att införa smart mätning givet de krav på gasmätning som föreligger idag.

Slutligen bör man också ta i beaktande att Pöyry i sin analys inte har skattat systemnyttorna som kan uppnås genom att en ökad andel fjärravlästa kunder bidrar till förbättrad marknadsdynamik vilket i sig är till gagn för utvecklingen av gasmarknaden. Mot bakgrund av att gasmarknaden inte har samma behov av efterfrågeflexibilitet som exempelvis elmarknaden torde emellertid inte effekten av ökad dynamik förändra slutsatsen i stort.

3.3 Implementering av smarta gasmätare

Formerna för hur gasmätning ska bedrivas regleras i Energimarknadsinspektionens föreskrifter. Reglering sker för närvarande av mätperiodens längd, dvs. regleringen fastställer hur ofta en kund ska få sin förbrukning avläst. Det finns dessutom ett krav för när mätaren senast ska vara avläst. Hur gasnätföretaget sedan väljer att leva upp till kraven regleras inte. Med andra ord står det varje gasnätföretag fritt att välja om en kund ska läsas av manuellt eller genom fjärravläsning givet att man lever upp till de ställda kraven. Som åskådliggjorts i Tabell 1 i avsnitt 2.1 har detta fått effekten att kunder som omfattas av samma krav på avläsning får sin förbrukning mätt och avläst på olika sätt. Skillnaden mellan olika mätförfaranden är mest utbredd bland kunder med månadsvis avläsning, dvs. för kunder med en årlig förbrukning mellan 300 MWh och 3 000 MWh. I denna kundgrupp är trettio procent fjärravlästa medan sjuttio procent avläses manuellt. En sådan fragmentering återfinns även bland kunder med årsvis avläsning, dvs. för kunder med årlig förbrukning mellan 1,2 MWh och 300 MWh. Utav dessa är tre procent fjärravlästa medan resten avläses manuellt. Kunder med dygnsavläsning, dvs. med en förbrukning över 3 000 MWh per år, fjärravläses i samtliga fall.

På elmarknaden fjärravläses samtliga kunder sedan 2009. Detta är en följd av lagstiftat krav på månadsvis avläsning för alla elkunder kombinerat med ett krav att alla elmätare i normalfall ska läsas av i samband med månadsskiftet, dvs. kl. 00 det första dygnet varje månad. [32] Eftersom elkunderna är många till antalet, överstiger kostnaden för manuell avläsning med marginal kostnaden för fjärravläsning vid krav på månadsvis avläsning. Kravet på månadsvis avläsning har i praktiken således inneburit ett krav på fjärravläsning på elmarknaden.

På fjärrvärmemarknaden införs krav på månadsvis avläsning av samtliga kunder från och med 2015. Eftersom också fjärrvärmekunderna är relativt många till antalet (det finns knappt 300 000 fjärrvärmeabonnemang) kommer denna reform sannolikt i praktiken innebära att en mycket hög andel av fjärrvärmekunderna kommer att fjärravläsas.

[32] Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om mätning, beräkning och rapportering av överförd el (EIFS 2011:3).

Gasmarknaden skiljer sig således från el- och fjärrvärmemarknaderna såtillvida att antalet kunder är betydligt mindre. Samma krav avseende avläsningsfrekvensen kan därför få olika utfall för gasmarknaden jämfört med el- respektive fjärrvärmemarknaden. Krav på månadsvis avläsning innebär på elmarknaden att alla kunder fjärravläses och samma krav på fjärrvärmemarknaden kommer sannolikt att få liknande effekt. Av de månadsavlästa gaskunderna har emellertid fortfarande sjuttio procent manuell avläsning. Detta är praktiskt möjligt på grund av relativt få gaskunder med krav på månadsvis avläsning och eftersom ett gasnätsföretag normalt har fem dagar på sig att läsa av mätaren efter månadsskiftet[33]. För att öka andelen fjärravlästa gaskunder är det därför inte självklart att enbart ett krav på månadsvis avläsning av ett större antal gaskunder är tillräckligt. Istället skulle föreskriften behöva ställa samma eller liknande krav som görs avseende avläsning av elmätare, dvs. att krav införs på en tidpunkt då mätaren ska läsas av. Ett annat alternativ är att ställa direkta krav på fjärravläsning i förordningen. Ett sådant krav kan sedan kombineras med krav på förändrad längd på mätperioden, se avsnitt 3.4.

Tidsmässigt bör en övergång till fjärravläsning kunna ske inom tre år. Detta är en betydligt kortare övergångsperiod än vad som var fallet på elmarknaden och också kortare än vad fjärrvärmeföretagen nu får på sig för att anpassa sina mätarsystem till att klara månadsvis avläsning av alla fjärrvärmekunder. Övergången på el- respektive fjärrvärmemarknaden var och är emellertid betydligt mer omfattande. Månadsreformen på elmarknaden omfattade samtliga svenska hushåll samt många andra mindre elkunder.[34] Reformen innebar således att miljontals elmätare behövde bytas ut. Också reformen på fjärrvärmemarknaden omfattar betydligt fler än de som skulle komma att omfattas av en övergång till fjärravläsning på gasmarknaden. Sammantaget bedömer Energimarknadsinspektionen att ett införande av krav – direkt eller indirekt – på fjärravläst förbrukning av några tusen gaskunder bör kunna ske snabbare än vad som varit fallet på elmarknaden och vad som nu är fallet på fjärrvärmemarknaden, där antalet kunder som omfattats varit miljontals (el) eller hundratusentals (fjärrvärme). Tre år är enligt inspektionens uppfattning därför en rimlig implementeringsperiod.

3.4 Direkt- och indirekt reglering

Krav på införande av fjärravläsning kan ske antingen direkt eller indirekt. Ett direkt krav skulle innebära att krav på fjärravläsning ställs i Energimarknadsinspektionens föreskrifter. Ett indirekt krav kan ställas genom att mätperiodens längd och/eller tidpunkten för avläsning regleras. Ett sådant indirekt krav kan skapa incitament att övergå till fjärravläsning. Måluppfyllelsen är emellertid inte given, dvs. det kan finnas andra lösningar än den som regleringen avsåg.

En direkt reglering är ett säkrare sätt att uppnå målet – i detta fall ett ökat antal fjärravlästa gaskunder. En direkt reglering riskerar å andra sidan att styra marknadsaktörerna mer än vad som kan vara nödvändigt givet målet. Exempelvis kan en viss teknik komma att gynnas framför en annan. Det föreligger alltid en

[33] Elnätsföretaget ska avläsa kundens mätare i samband med månadsskiftet, dvs. kl. 00.00 det första dygnet varje månad.
[34] De större elkunderna hade redan fjärravläsning och månads- eller timmätning.

viss osäkerhet kring den framtida tekniska utvecklingen varför en reglering som styr mot en viss teknik också innebär en risk för ineffektiv styrning. Vidare är det inte givet att den reglerande institutionen – riksdag, regering eller myndighet – har fullständig information. En direkt reglering, som inte styr i önskvärd riktning, riskerar därför att medföra onödiga samhällsekonomiska kostnader. I syfte att inte intervenera i marknaden mer än nödvändigt avser Energimarknadsinspektionen mot bakgrund av detta att tillämpa en indirekt reglering med förändrade krav på avläsningsfrekvens och tidpunkt för avläsning. En sådan reglering är också likvärdig den reglering som finns på området avseende avläsning av el- och fjärrvärmemätare.

Som konstaterades i avsnitt 3.3 föreligger en osäkerhet kring om förändrade krav avseende mätperiodens längd, vilket i detta fall skulle vara ett exempel på indirekt reglering, verkligen får effekten att antalet fjärravlästa gaskunder ökar i önskvärd omfattning. För att öka måluppfyllelsen kan krav på mätperiodens längd kombineras med nya krav på vid vilken tidpunkt gasnätsföretagen ska läsa av mätarna. Månadsavlästa gaskunder ska idag läsas av senast fem dagar efter ett månadsskifte. På elmarknaden, där samtliga kunder är minst månadsavlästa, ska avläsning som huvudregel ske vid tidpunkten för månadsskiftet, dvs. kl. 00 det första dygnet varje månad. Att ställa krav liknande de som ställs på elnätsbolagen avseende tidpunkt för avläsning är således ett sätt att öka måluppfyllelsen att månadsavlästa gaskunder fjärravläses.

4 Sammanfattande analys, slutsatser och förslag

Europeisk ambition att övergå till smart mätning också på gasmarknaden

Mätning av gas är, precis som mätning av el, en del av den reglerade nätverksamheten. Den lokala nätägaren har således monopol på tjänsten att mäta energiförbrukningen hos kunderna. Eftersom det inte finns någon konkurrens etablerad avseende mätning och rapportering av gasförbrukning kan utvecklingen av mätar- och avläsningstjänsterna behöva styras genom reglering. I syfte att effektivisera energianvändningen, underlätta en ökad användning av förnybar energi i energisystemen, att möjliggöra förbrukningsminskningar vid effekttoppar och att skapa förutsättningar för mer aktiva kunder pågår ett arbete kring att utveckla mätningen till att bli ”smartare”. Hittills har fokus framförallt varit på elmarknaden snarare än på el- och gasmarknaderna sammantaget. Detta beror sannolikt på att elmarknaden för det första är betydligt större än gasmarknaden, även om skillnaden mellan marknaderna inte är lika stor på europeisk nivå som i Sverige. Vidare är den uppenbara nyttan med ökad kundaktivitet och förbrukningsflexibilitet betydligt större på el- än på gasmarknaden. Detta beror i sin tur på att elsystemet ständigt måste vara i momentan balans vad gäller inmatning och uttag eftersom el inte kan lagras i systemet utan måste förbrukas i samma stund som den produceras. I gassystemet finns däremot viss lagringskapacitet. Därtill varierar elförbrukningen betydligt mer över tiden än gasförbrukningen.

Det finns en ambition i Europa att också gasmarknaden ska övergå till mer avancerad, smartare, mätning. Innan beslut fattas kring införandet av smarta mätare på gasmarknaden ger Europaparlamentets och rådets direktiv (2009/73/EG) dock medlemsstaten möjlighet att göra en ekonomisk bedömning av alla kostnader och all nytta som smarta mätare på lång sikt kan föra med sig för gasmarknaden och för den enskilde konsumenten. Den svenska regeringen har mot bakgrund av detta gett Energimarknadsinspektionen i uppdrag att genomföra en samhällsekonomisk bedömning av införandet av smarta mätare på den svenska gasmarknaden.

En smart mätare – en mätare som kan fjärravläsas

Vad som avses med en smart gasmätare återfinns i ERGEGs riktlinjer[35] liksom i kommissionens funktionalitetslista[36]. På elmarknaden har den så kallade månadsreformen, dvs. reformen som innebar att alla elkonsumenter ska få sin

[35] ERGEG (2011), *Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas*

[36] http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/2011_10_smart_meter_funtionalities_report.pdf

elförbrukning avläst minst en gång i månaden, inneburit att samtliga elkonsumenter numera har en mätare som automatiskt läser av och rapporterar in elförbrukningen. På elmarknaden avser begreppet smart mätning således en vidare utveckling från den nuvarande situationen där alla är fjärravlästa. Smart mätning på elmarknaden ska också ses som en del i utvecklingen av smarta elnät, dvs. teknik som på ett kostnadseffektivt sätt ska underlätta introduktionen av förnybar elproduktion, leda till minskad energiförbrukning, bidra till effektreduktioner vid effekttoppar samt skapa förutsättningar för aktivare elkunder. Utifrån detta ställs normalt två krav på en elmätare för att denna ska kunna benämnas som smart. För det första ska avläsning av elförbrukning kunna ske över korta intervall, åtminstone på timbasis. För det andra ska tvåvägskommunikation mellan kund och elnätsföretag och/eller elhandlare vara möjlig.

Gasmarknaden dock andra förutsättningar än elmarknaden. På den svenska gasmarknaden får endast en bråkdel av kunderna sin gasförbrukning fjärravläst. De flesta svenska gaskunder utgörs av hushåll som använder gas för matlagning, så kallade spiskunder. Dessa kunder har ingen mätning av sin gasförbrukning överhuvudtaget. En stor del av de kunder vars förbrukning mäts är endast avlästa på årsbasis. Detta talar för att definitionen av vad som är smart gasmätning, i vart fall i ett första steg, inte bör vara lika omfattande som motsvarande definition på elmarknaden. Därtill bör läggas att gasmarknaden, varken historiskt eller i dagsläget, karaktäriseras av den effektproblematik som föreligger på elmarknaden. Nyttan av kortsiktig efterfrågeflexibilitet torde således inte vara lika stor på gas- som på elmarknaden.

De europeiska tillsynsmyndigheterna har tillsammans tagit fram riktlinjer för smart gasmätning. Riktlinjerna är delvis framåtblickande, d.v.s. de ska inte ses som absoluta krav som i sin helhet bör gälla omgående även om de på lång sikt kan bli bindande. Vidare förutsätter vissa av de funktioner som ses som önskvärda att marknadens aktörer utvecklar tjänster som stöder den inriktningen. Samtliga av de funktioner som riktlinjerna åsyftar förutsätter dock att gasmätare kan fjärravläsas. Fjärravläsning är således en grundläggande förutsättning för att en vidare definition av smart mätning i framtiden kan vara tillämpbar. Att gaskunder kan fjärravläsas är därmed en förutsättning att på sikt kunna realisera samtliga definitionspunkter för smarta mätare.

Mot bakgrund av gasmarknadens utgångsläge avseende mätning, gasmarknadens behov av ökad flexibilitet samt de tjänster och funktioner som ovan nämnda riktlinjer ser som önskvärda på framtidens europeiska gasmarknad anser Energimarknadsinspektionen att en övergripande definition av en smart gasmätare, i vart fall i ett första steg, är att denna kan fjärravläsas. Denna definition stöder också den utveckling som övriga europeiska tillsynsmyndigheter ser som önskvärd för utvecklingen av den europeiska gasmarknaden.

Olika samhällsekonomiska effekter för olika kundgrupper

Inom ramen för denna utredning har Energimarknadsinspektionen låtit konsultföretaget Pöyry genomföra en samhällsekonomisk studie över ett eventuellt införande av smarta mätare på den svenska gasmarknaden. Pöyry

analyserade ett införande för tre kundgrupper vilka sammantaget omfattar samtliga svenska gaskunder som idag inte fullt ut är fjärravlästa.

För det första konstaterade Pöyry att införande av fjärravläsning för kunder som idag inte får sin gasförbrukning mätt överhuvudtaget skulle innebära en fördubbling av den totala gaskostnaden. Den nytta – för kunden, för gasföretagen och för gasmarknaden som helhet – som uppnås genom en sådan reform är inte i närheten av att kunna kompensera den kostnadsökning som det skulle innebära. Det är således inte samhällsekonomiskt försvarbart att införa fjärravläsning för dessa kunder.

För det andra konstaterade Pöyry att det finns en uppenbar samhällsekonomisk nytta med att låta samtliga av de 1 600 kunder som har en årlig förbrukning mellan 300 MWh och 3 000 MWh fjärravläsas. Redan idag fjärravläses cirka trettio procent av dessa kunder, en andel som sannolikt ökar successivt. När befintliga mätare byts ut hos denna kundgrupp installeras i viss utsträckning nämligen mätare med möjlighet till fjärravläsning. Detta eftersom dessa kunder avläses på månadsbasis och kostnaden för manuell avläsning varje månad är relativt hög. Energimarknadsinspektionen kan därmed konstatera att det redan idag tycks finnas vissa företagsekonomiska incitament för gasnätsföretagen att successivt införa fjärravläsning för månadsavlästa kunder som idag inte är fjärravlästa. Utöver de besparingar som gasnätsföretaget kan göra genom en övergång till fjärravläsning finns andra nyttor som gör en sådan reform än mer effektiv.

För det tredje konstaterade Pöyry att det, givet nuvarande krav på avläsningsfrekvens, inte är samhällsekonomiskt lönsamt att införa krav på fjärravläsning för kunder som befinner sig i mellanskiktet, dvs. mellan spiskunder med en årlig förbrukning om högst 1,2 MWh och en större kund där förbrukningen överstiger 300 MWh per år. Pöyry konstaterar dock att resultatet inte är entydigt. I termer av nettokostnad per energienhet blir variationen stor inom denna kundgrupp. Totalt omfattar kundgruppen drygt fyrtio procent, eller 15 000, av Sveriges sammanlagt 37 000 gaskunder. Nittio procent av kunderna i kategorin ligger i förbrukningsspannet 1,2-30 MWh. Dessa kunder är huvudsakligen hushållskunder med gasuppvärmning. Att införa fjärravläsning för dessa kunder skulle medföra väsentliga kostnadsökningar som inte står i relation till den nytta som en sådan reform skulle medföra.

Energimarknadsinspektionen avser att införa krav på smarta gasmätare

Den svenska gasmarknaden består av cirka 37 000 kunder med en mycket stor förbrukningsmässig spridning. Olika kunder har olika förutsättningar och behov och kan bidra till gasmarknadens utveckling i högst varierande utsträckning. Idag har vi ett system där de till antalet allra flesta kunderna inte får sin förbrukning mätt överhuvudtaget alternativt får sin förbrukning avläst på årsbasis. Samtidigt finns stora kunder som har månadsavläsning. De största förbrukarna har dygnsavläsning. En direkt övergång till fjärravläsning av hela det svenska gaskundkollektivet skulle inte vara till gagn för den svenska gasmarknadens utveckling och därmed inte heller främja integrering med övriga Europa. Energimarknadsinspektionen konstaterar således att införandet av smarta mätare på den svenska gasmarknaden bör ske successivt.

Som ett första steg mot en gasmarknad med smarta mätare avser Energimarknadsinspektionen att införa krav som i praktiken utesluter manuell avläsning av gaskunder med en årlig förbrukning överstigande 300 MWh. För samtliga kunder i denna kategori är det tydligt att en övergång till fjärravläsning medför en positiv samhällsekonomisk effekt.

Det är mot bakgrund av rådande EU-direktiv (2009/73/EG), regeringens uppdrag till Energimarknadsinspektionen samt de förväntade samhällsekonomiska effekterna av reformen som införande av krav på fjärravläsning för dessa kunder ska ses. Mot bakgrund av detta avser Energimarknadsinspektionen att utfärda en ny föreskrift om mätning och rapportering av överförd naturgas. Som konstaterades i avsnitt 3.4 bedömer Energimarknadsinspektionen att kraven avseende avläsningsfrekvens och tidpunkt för avläsning är den metod som bör användas för att uppnå en ökad andel fjärravlästa gaskunder.

5 Konsekvensanalys

En ökad andel smarta mätare, dvs. mätare som kan hantera fjärravläsning, på den svenska gasmarknaden innebär förändrade villkor för såväl den enskilde kunden som för marknaden som helhet. I detta avsnitt behandlas konsekvenserna för olika aktörer av att införa fjärravläsning för vissa naturgaskunder.

Naturgaskunder

Gaskunderna kan delas in i fyra kategorier efter de krav på mätning och avläsning som idag ställs på gasmarknaden: i) kunder med en årlig förbrukning över 3 000 MWh, ii) kunder med en årlig förbrukning mellan 300 och 3 000 MWh, iii) kunder med en förbrukning mellan 1,2 och 300 MWh samt iv) kunder med en förbrukning under 1,2 MWh. Konsekvenserna av förslaget för den enskilde gaskunden är beroende av vilken förbrukning kunden har och därmed inom vilken förbrukningsgrupp denne ingår.

i) Gaskunder i den första kundkategorin berörs inte av den föreslagna reformen då dessa kunder redan idag är dygnsvis avlästa.

ii) Kunder med en förbrukning mellan 300 MWh och 3 000 MWh, där i princip alla kunder sannolikt blir fjärravlästa som en följd av förslaget, kommer en stor del av kunderna att få sina mätare utbytta. Cirka en tredjedel av kunderna i denna kategori har idag redan fjärravlästa mätare installerade. För de som, som en följd av förslaget, går från manuellt avläst förbrukning till fjärravläst förbrukning ökar kundens möjlighet att ha kontroll över sin förbrukning. Reformen kan också komma att innebära en ökad valfrihet avseende gashandelsavtal eftersom fjärravläsning kan öppna upp för kontraktsformer och avtal som idag inte är möjliga.

iii) Gaskunder i den tredje kategorin berörs inte av reformen.

iv) Gaskunder i den fjärde kategorin berörs inte av reformen.

Ett mätarbyte är en för gasnätsföretaget direkt kostnad vilken med största sannolikhet förs vidare på kunderna. Å andra sidan kommer samhällets och kundernas kostnader att minska till följd av att fjärravläsning är en mer effektiv metod att använda för att läsa av stora gaskunders förbrukning. Huruvida det endast blir de kunder som fjärravläses som tar den initiala kostnaden för reformen eller om kostnaden fördelas ut på samtliga kunder beror på hur det enskilda gasnätbolaget väljer att utforma sin nättariff. Kostnaden med reformen bedöms dock, som nämnts, att uppvägas av de nyttor som fjärravläsning för med sig.

Fjärravläsning av mätaren innebär en förenkling för kunden i det avseende att denne då inte behöver engagera sig i avläsningen över huvud taget. Med manuell avläsning måste kunden antingen själv läsa av mätaren eller låta gasnätsföretagets

representant så göra. Fjärravläsning bidrar i detta avseende till en förenkling för kundkollektivet.

Fjärravläsning innebär att kunden med regelbundenhet kan få tillgång till tydlig statistik av den egna energianvändningen. En kund kan uppleva en direkt nytta av att sådana data finns tillgängligt. Det underlättar också energieffektivisering och därmed kostnadsbesparingar.

Med fjärravläsning kan fakturan baseras på faktisk förbrukning snarare än på schablonförbrukningen vilken justeras i efterhand. Detta är, liksom tillgången på färsk förbrukningsstatistik, en viktig del för att uppnå en effektivare energianvändning. Vidare innebär faktura baserad på faktisk förbrukning att transparensen och därmed trovärdigheten ökar i förhållandet mellan kund och leverantör. Fjärravläsningens positiva effekter kan således bidra till att öka förtroendet för gasmarknaden.

Gasnätsföretag

Effekten av den föreslagna reformen ter sig olika för olika gasnätsföretag beroende på i) antalet kunder hos företaget, ii) inom vilken eller vilka kundkategorier företaget kundkrets faller, iii) när senaste mätarbytet ägt rum och om installering av fjärravlästa mätare redan påbörjats. Som kostnads- och nyttoanalysen visar är inga av dessa kostnader för gasföretaget oöverstigliga. Vidare förs företagets ökade kostnader till följd av mätarbyte sannolikt över på kundkollektivet.

Fjärravläsning innebär i flera avseenden förenklade avläsningsprocedurer för nätföretaget. Till exempel behöver gasföretaget inte hålla med personal för manuell avläsning av mätare. Vidare medför fjärravläsning av mätaren att uppdatering av mjukvara kan ske med större lätthet. Det förenklade mätförfarande som fjärravläsning innebär för följaktligen med sig betydande sparpotential för gasföretaget.

Gashandelsföretag

Fjärravläsning innebär för gashandelsföretagen en möjlighet att med större säkerhet fakturera kunderna efter faktiskt förbrukning. Detta innebär för såväl kund som gashandlare att systemet är transparent och trovärdigt. Risken för över- och underdebitering försvinner i princip vilket innebär nytta såväl för kunder som gashandelsföretag. För gashandelsföretagen torde också fjärravläsning innebära kortare kreditgivningstider. Detta till följd av att avläsning och inrapportering vid fjärravläsning kan göras vid en given tidpunkt jämfört med ett tidsintervall på några dagar som är fallet vid manuell avläsning.

Som påtalats är fjärravläsning i detta initiala skede det som avses med smart gasmätning. Inom elmarknaden inbegriper detta begrepp fler tjänster produkter och tekniska möjligheter. Utvecklingspotentialen finns även på gasmarknaden. Med fjärravläsning finns möjlighet för gashandelsföretaget att ta fram nya produkter, avtal och tjänster. Detta bidrar i sin tur till ökade konkurrensmöjligheter såväl på gashandelsmarknaden som på energimarknaden i stort.

En effekt av fjärravläsning torde bli ett minskat antal kundtjänstärenden då kontakten mellan kund och företag mer större lätthet sker via mätaren. En teoretisk risk är dock att kundtjänstärenden initialt ökar i och med installation av nya mätare och nya faktureringsförfaranden. Det skulle till exempel kunna uppstå problem med installation, kommunikation eller annan funktion hos de nya mätarna. Dessa ”barnsjukdomar”, om de uppstår, torde dock vara övergående. Resultatet av att installera fjärravlästa mätare bedöms för gashandelsföretaget överlag vara positivt.

Systemansvarig

Systemansvarig för det svenska gasnätet är statliga Svenska Kraftnät. Systemansvaret förväntas dock att under 2012 övertas av Swedegas AB, som numera äger hela det svenska transmissionsnätet.

Förslaget om införande av smarta gasmätare bedöms i stort inte påverka den systemansvariges förutsättningar. En positiv konsekvens av ökad andel fjärravläsning skulle dock kunna vara att skillnaden mellan preliminära och slutgiltiga värden som rapporteras till systemansvarig och balansansvariga minskar. Dessutom skulle fördelningen av den schablonavräknade förbrukningen mellan balansansvariga bli mer korrekt. Dessa positiva konsekvenser skulle dock vara begränsade på grund av att den schablonavräknade volymen utgör en relativt låg andel av den totala förbrukningen (under gasåret 1 oktober 2010 – 30 september 2011 uppgick den schablonavräknade volymen till 4,7 procent för månadsavlästa mätarna och 4,4 procent för de årsavlästa mätarna).

Balansansvariga företag

En ökad andel fjärravläst förbrukning får principiellt positiva effekter för balansansvariga företag eftersom skillnaden mellan preliminära och slutliga värden minskar. Eftersom den allra största volymen gas redan idag är tim- eller dygnsavläst bedöms denna förändring dock vara marginell. Förutsättningarna för de balansansvariga företagen att upprätthålla balans bedöms i det stora hela inte förändras med förslaget.

Energimarknadsinspektionen

Energimarknadsinspektionen är tillsynsmyndighet för gasmarknaden. Förslaget bedöms inte få några effekter för inspektionens löpande tillsyn av gasmarknaden.

Miljömässiga konsekvenser

Införandet av fjärravlästa mätare på gasmarknaden leder till vissa miljömässiga konsekvenser. Ett av syftena med smarta mätare är att öka energieffektiviseringen, vilket naturligtvis får positiva miljömässiga effekter. Eftersom förslaget innebär införande av smart gasmätning endast för en begränsad andel av Sveriges gaskunder är dock också energieffektiviseringspotentialen begränsad. Men i de fall fjärravläsning leder till effektivare energihushållning minskas de negativa effekterna på miljön genom såväl ökad effektivitet i resursutnyttjandet samt minskade utsläpp.

Källor

Autorità per l'energia elettrica e il gas (2007), *Summary of cost-benefit analysis conducted for implementing remote management and reading functionality in natural gas distribution and related technical benchmark,* http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/08/155-08arg-engsummary.pdf

Energimarknadsinspektionen (2011), *Sveriges el och naturgasmarknad,* EIR2011:07

Energimarknadsinspektionen (2010a), *Fakturering efter faktisk förbrukning och reglering av mätperiodens längd avseende fjärrvärme*, EIR2010:02

Energimarknadsinspektionen (2010b), *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem – Smarta mätare och intelligenta nät*, EIR2010:18

Energimyndigheten (2002), *Månadsvis avläsning av elmätare*, ER2002:12

ERGEG (2011), *Final Guidelines of Good Practice on Regulatory, Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas*, Ref: E10-RMF-29-05

ERGEG Smart Meters Functionality Questionnaire, V1-0 RS CM.doc

European Commission (2011), *A joint contribution of DG ENER and DG INFSO towards the Digital Agenda, Action 73: Set of common functional requirements of the SMART METER*

European Commission (2009), *Standardisation mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability* M/441

European Commission (2011), *Communication from the commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions; Smart Grids: from innovation to deployment,* Ref: SEC (2011) 463 final

Force Motrice Zrt., A.T. Kearney Ges.m.b.H (2010) , *Assessment of Smart Metering Models: the Case of Hungary,* http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/201006/smartmetering_improved_final_report_mod.PDF

KEMA Nederland B.V. (2010), *Intelligente meters in Nederland; herziene financiële analyse en adviezen voor beleid,* Ref: 30920580-Consluting 10-1193

PwC Österreich (2010), *Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering*, rapport beställd av E-Control Austria, tillsynsmyndigheten i Österrike

Pöyry (2011), *Samhällsekonomisk analys av smarta naturgasmätare*, underlagsrapport beställd av Energimarknadsinspektionen (se bilaga)

http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/tackling/smart_meters/smart_meters.aspx

LAGAR OCH FÖRORDNINGAR

Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 994/2010 av den 20 oktober om åtgärder för att trygga naturgasförsörjningen och om upphävande av rådets direktiv 2004/67/EG

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

Bilaga – Underlagsrapport från konsultföretaget Pöyry

Denna bilaga består av en underlagsrapport som konsultföretaget Pöyry tagit fram på Energimarknadsinspektionens uppdrag. Resultat från rapporten presenterades i avsnitt 3.1. Rapporten publiceras i det följande i sin helhet. Det är Pöyry som ansvarar för innehållet i underlagsrapporten.

SAMHÄLLSEKONOMISK ANALYS AV SMARTA NATURGASMÄTARE

Rapport till Energimarknadsinspektionen

Juni 2011

SAMHÄLLSEKONOMISK ANALYS AV SMARTA NATURGASMÄTARE

Pöyry Management Consulting is Europe's leading consultancy providing strategic, commercial, regulatory and policy advice to Europe's energy and industry markets. Part of Pöyry Plc, the global engineering and consulting firm, Pöyry Management Consulting offers unparalleled expertise in the rapidly changing energy and industry sectors and has a global team of 400+ professionals.

Copyright © 2011 Pöyry Management Consulting (Sweden) AB

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1. Inledning 4

2. Metodik 5

3. Nulägesbeskrivning 6
3.1 Gasmarknaden 6
3.2 Lagring av naturgas 7
3.3 Balans- och systemansvar 8
3.4 Nätverksamhet och nätägare 9
3.5 Gasmätning och gasmätare 10
3.6 Mätvärdeshantering 15
3.7 Underlag för balanshållning och avräkning 15
3.8 Smarta gasmätare 17
3.9 Fjärravläsning 18
3.10 Gaspris 19
3.11 Utvecklingen på svenska gasmarknaden 19
3.12 Utvecklingen på europeiska gasmarknaden 20

4. Samhällsekonomisk analys 22
4.1 Undvikna kostnader med fjärravläsning 22
4.2 Tillkommande kostnader med fjärravläsning 24
4.3 Nyttor med fjärravläsning 27
4.4 Summering 32

5. Slutsatser 33
5.1 Kunder med en årsförbrukning över 300 MWh 33
5.2 Omätta kunder med en årsförbrukning under 1,2 MWh 33
5.3 Kunder med en årsförbrukning över 1,2 MWh 33
5.4 Fördelar och nackdelar med fjärravläsning 34

6. Referenser 36

Annex A – enkätundersökningen 37

SAMMANFATTNING

I Energimarknadsinspektionens regleringsbrev för 2011 har regeringen gett inspektionen i uppdrag att göra en ekonomisk bedömning av alla kostnader och all nytta smarta mätare för med sig på lång sikt för gasmarknaden och den enskilde konsumenten. Pöyry Management Consulting har i och med detta fått i uppdrag av Energimarknads-inspektionen att utföra en nulägesbeskrivning av gasmätning och en samhällsekonomisk analys av smarta naturgasmätare.

Uppdraget består av två delar, en nulägesbeskrivning och en samhällsekonomisk analys. I nulägesbeskrivningen utreds vilka mätare och vilka kringliggande system som finns installerade idag. Detta har gjorts genom att först utföra intervjuer och enkätunder-sökningar med relevanta aktörer för att skapa en kvalitativ uppfattning om hur nuläget ser ut. I den andra delen av uppdraget har kostnadsuppskattningar från enkätsvaren analyserats och relevanta nyttor identifierats. Analysen har gjorts uppdelat på de kategorier som inte har krav på daglig mätinsamling idag.

Nulägesbeskrivning

Sveriges gasmarknad är en relativt liten marknad med få aktörer och ca 37 000 gasförbrukare, varav ca 2 600 är företagskunder och resterande är hushållskunder. I de trettiotal kommuner där gasnät finns för distribution motsvarar gasanvändningen ca 20% av energianvändningen vilket är i nivå med övriga europeiska länder med utbyggda gasnät.

Uppdraget för denna undersökning är att analysera ”Smarta” gasmätare. Under studiens gång har det därför förts intervjuer och enkätundersökningar för att få fram vilka smarta funktioner som nätägare och balansansvarig har behov av. Varken gasnätsägare eller gasleverantörer som har tagit del av denna studie har efterfrågat några smarta funktioner, utöver mätvärdesinsamling, som är realistiska att införa inom en överskådlig tid. Vår slutsats om vad ”Smart” innebär för gasmätning är därför begränsad till fjärravläsning av mätare.

Idag har alla mätpunkter som det krävs dygnsvis insamling fjärravläsning och 31% av de där det krävs månadsvis insamling. För övriga kunder är andelen fjärravläsning liten.

Kategori/årsförbrukning/krav	Kunder med fjärravläsning	
> 3 000 MWh, dygnsmätning	258	100%
> 300 MWh, månadsmätning	505	31%
> 1,2 MWh, årsmätning	502	3%
< 1,2 MWh, ingen mätning	0	0%
Summa	1265	3%

Samhällsekonomisk analys

I den samhällsekonomiska analysen har konsekvenserna av att införa fjärravläsning för de kunder där det inte finns krav på fjärravläsning idag analyserats. Analysen är uppdelad i följande huvudkomponenter:

- Nyttor med fjärravläsning
- Undvikna kostnader för manuell avläsning
- Kostnader för att införa och driva fjärravläsningssystem

När dessa tre komponenter summeras framgår det att för stora kunder är det samhällsekonomiskt lönsamt att införa fjärravläsning, men för mindre kunder är det inte lönsamt. En starkt bidragande orsak till detta resultat är kravet om månadsvis mätaravläsning för de stora kunderna. Därmed är de kostnader som undviks med fjärravläsning stora.

SEK/mätpunkt och år	>300 MWh	>1,2 MWh	<1,2 MWh
Nyttor	2 654	352	352
Undvikta kostnader	4 546	354	0
Kostnader	-5 387	-2 079	-2 440
Summa	1 813	-1 373	-2 088

Kunder med en årsförbrukning över 300 MWh

För de största kunderna utan fjärravläsning idag, är det klart lönsamt för samhället att ställa krav på fjärravläsning. Den eventuella företagsekonomiska kostnaden för gasnätsägarna är begränsad och denna kostnad är mycket liten i förhållande till dessa kunders nätkostnad.

Kunder med en årsförbrukning under 1,2 MWh (spiskunder)

För de omätta kunder med en årsförbrukning under 1,2 MWh det inte är samhällsekonomiskt försvarbart att införa fjärravläsning. Den samhällsekonomiska kostnaden är 2 088 SEK per år vilket är otroligt mycket i förhållande till genomsnittskundens totala gaskostnad på 294 SEK.

Kunder med en årsförbrukning över 1,2 MWh, men under 300 MWh

För kunderna med en årsförbrukning över 1,2 MWh har vi kommit fram till att det inte är samhällsekonomiskt lönsamt att införa fjärravläsning. Men eftersom det finns mycket osäkerheter i kalkylerna är denna slutsats inte lika entydig som de två första. Vi har också beräknat hur stor del av kundernas totala gasnätskostnad som kostnadsökningen motsvarar.

Årsförbrukning	300 MWh	30 MWh	1,2 MWh
Totalt kundpris, SEK/MWh	978	978	978
Totalkostnad kund, SEK/år	293 400	29 340	1 174
Ökande nätkostnad, SEK/år	2 156	2 156	2 156
Procentuell ökning	1%	7%	184%

Ökningen av totala gaskostanden för de minsta kunderna i denna kategori skulle bli mycket stor om dessa skulle få fjärravläsning. För kunderna med en årsförbrukning över 30 MWh blir ökningen 7% eller mindre. Det finns ca 1 400 kunder i Sverige inom detta intervall. Eftersom nyttan från möjlighet till energibesparing ökar med kundens storlek och mätkraven för el och värme är/kommer att bli betydligt högre kan det vara rimligt att inkludera även denna kundkategori i ett framtida krav på fjärravläsning inom gas.

Summering

Resultatet av denna studie visar att den smarthet som marknaden har behov av och som det finns tekniska förutsättningar för att införa helt är kopplade till fjärravläsning av gasmätare. Erfarenheter från elmarknaden pekar på att det är betydligt dyrare att samla in timvärden dygnsvis än att samla in mätarställningar månadsvis. Denna kostnadsskillnad ser inte nätägarna på gasmarknaden som ett stort problem. Den stora skillnaden går mellan att ha fjärravläsningssystem eller manuell avläsning. Med dygnsvisa timvärden kan nätägarna använda samma system och rutiner för samtliga fjärrinsamlade gasmätare, vilket de ser som en fördel. Dessutom medför timvärden att samtliga nyttor kring fjärravläsning realiseras fullt ut.

Nedanstående tabell sammanfattar fördelar och nackdelar med fjärravläsning.

Fördelar	Nackdelar
▪ Kunden får underlag för energi-besparingar, vilket är bra för miljön sett ur ett svenskt perspektiv. Om svenska kunder minskar sin naturgas-användning minskar även Sveriges CO_2-utsläpp ▪ Ökad transparens och bättre fungerande gasmarknad vilket i sin tur kan bidra till förbättrad konkurrens bland aktörerna och bättre tjänster för kunderna ▪ Gasmarknadens förtroende hos kunderna bör öka, då kunder får faktura baserad på verklig förbrukning, kundtjänst har tillgång till verkliga mätvärden, samma energier på faktura från nät och gasleverantör samt att leverantörsbyten underlättas ▪ Avskaffandet av manuell mätaravläsning minskar kostnad för gasnätsföretagen och behov av medverkan från kunder, samt minskar risk för felavläsningar av mätare ▪ Samhällsekonomiskt lönsamt att införa fjärravläsning för kunder med en årsförbrukning över 300 GWh	▪ Tekniska lösningar för fjärravläsning av gasmätare är relativt dåligt utvecklade jämfört med elmätare ▪ Få gaskunder gör att kostnaderna per mätpunkt blir höga ▪ Kostnaden för att installera fjärr-avläsning överstiger nyttorna för de flesta kunder

1. INLEDNING

I 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) ges möjlighet för medlemsstaterna att före det att medlemsstaten genomför system med smarta mätare göra en ekonomisk bedömning av alla kostnader och all nytta smarta mätare för med sig på lång sikt för gasmarknaden och den enskilde konsumenten. Regeringen ansåg att det fanns ett behov att ett göra en sådan utredning för att få ett fullgott underlag för att kunna införa ett system med smarta mätare på gasmarknaden. I Energimarknadsinspektionens regleringsbrev för 2011 har regeringen därför gett inspektionen i uppdrag att göra en ekonomisk bedömning av alla kostnader och all nytta smarta mätare för med sig på lång sikt för gasmarknaden och den enskilde konsumenten. Uppdraget ska ske efter samråd med Swedac och redovisas till Regeringskansliet (Näringsdepartementet) senast den 1 mars 2012.

Utifrån uppdraget har inspektionen identifierat ett behov av att genomföra en analys av de samhällsekonomiska konsekvenser som en övergång till smarta mätare i naturgasnäten innebär för gasmarknaden som helhet liksom för den enskilde kunden.

För att kunna genomföra en analys av samhällsekonomiska konsekvenser finns ett behov att klargöra vilken typ mätare som idag finns installerade samt vad dessa klarar av ur ett tekniskt perspektiv. Vidare behövs information hur de kringliggande systemen ser ut och vilka kostnader som är förknippade med att övergå till smarta mätare i gasnäten givet de förhållanden som råder idag.

Pöyry Management Consulting har fått i uppdrag av Energimarknadsinspektionen att utföra en nulägesbeskrivning av gasmätning och en samhällsekonomisk analys av smarta naturgasmätare.

I denna rapport använder vi begreppen gasnät, gasföretag etc. för anläggningar och aktörer som är anslutna till det svenska (natur)gasnätet. Detta för att underlätta läsning och för att det i gasnätet även finns biogas. Det finns förhoppningar om att andelen biogas i gasnätet ska öka i framtiden.

2. METODIK

Uppdraget består av två delar, en nulägesbeskrivning och en samhällsekonomisk analys.

Nulägesbeskrivning

I nulägesbeskrivningen utreds vilka mätare och vilka kringliggande system som finns installerade idag. Detta har gjorts genom att först utföra intervjuer med relevanta aktörer för att skapa en kvalitativ uppfattning om nuläget ser ut. Sedan har det följts upp med en enkätundersökning för att få in jämförbar statistik. Nedanstående tabell visar vilka företag som blivit intervjuade och vika som svarat på enkäten.

Tabell 7 Företag som har tagit del av intervju och enkätundersökningen

Företag	Roll	Möte	Enkät	Telefonintervju
Svenska Kraftnät	Systemansvar	Ja		
Göteborg Energi	Nätägare, gashandlare	Ja	Ja	Ja
Swedegas	Nätägare	Ja		
Modity	Balansansvar	Ja		Ja
Kraftringen nät	Nätägare	Ja	Ja	
E.ON	Nätägare, gashandlare	Ja	Ja	Ja
Öresundskraft	Nätägare	Ja	Ja	
Varberg Energi	Nätägare, gashandlare	Ja	Ja	Ja
Dong Energy	Gashandlare			Ja

Både nätägare och gashandlare har intervjuats för att få en uppfattning om vilka aspekter som är viktiga med smarta gasmätare för olika aktörer. Enkäten har skickats till de fem företag som har distribution av naturgas. Genom intervjuerna och enkätundersökningarna har den tekniska potentialen hos de installerade mätarna och deras kringliggande system kunnat fastställas. Vidare har utredningen klargjort vilka kostnader som är förknippade med att övergå till smarta mätare för samtliga aktörer på naturgasmarknaden. Även frågor om nyttor ingick i intervjuer och enkätundersökningen. Resultaten från denna utredning har sedan använts i den samhällsekonomiska analysen.

Samhällsekonomisk analys

I den andra delen av uppdraget har kostnadsuppskattningar från enkätsvaren analyserats och relevanta nyttor identifierats. Analysen av kostnader kan delas in i dagens kostnader för manuell mätvärdesinsamling som försvinner vid fjärravläsning och tillkommande kostnader vid införande av fjärravläsning. Analysen har gjorts uppdelat på de kategorier som inte har krav på daglig mätinsamling idag.

3. NULÄGESBESKRIVNING

3.1 Gasmarknaden

Naturgasen introducerades i Sverige 1985 och svarar idag för mer än 20% av energitillförseln i de kommuner som är anslutna till det svenska naturgasnätet. Totalt i landet svarar det dock endast för 3% av energitillförseln på grund av infrastrukturens begränsade utbyggnad.

Sedan introduktionen 1985 har naturgasanvändningen ökat och under 2009 ökade naturgasanvändningen med ca 47%. Ökningen berodde framförallt på att värmekraftverket, Öresundsverket, togs i drift i Malmö. Gasanvändningen förväntas öka under kommande år i och med att ett antal nya anläggningar är planerade. Under 2009 förbrukades ca 14,19 TWh, kraft- och fjärrvärmeanläggningar stod för 47%, industrin för 38% och bostäder stod för ca 3%. Från 2009 till 2010 ökade förbrukningen återigen med ca 34% upp till 19 TWh.

Sverige har ingen egen utvinning av naturgas utan den importeras via en rörledning mellan Danmark och Sverige. Ledningen går från Dragör strax söder om Köpenhamn till Limhamn utanför Malmö. Den stäcker sig sedan vidare norrut till upp till Stenungsund och söderut till Trelleborg, se Figur 1. Genom Danmark är röret även kopplat till kontinenten vilket innebär att Sverige är sammankopplat med det kontinentala systemet. Förutom själva rörledningen omfattar gasnätet även mät- och reglerstationer, linjeventilstationer, rensdonsstationer och lager.

Figur 1 Gasnätet

Källa: Swedegas

Intresset för biogas har vuxit sig starkare i Sverige framförallt för gasens fördelar ur klimatsynpunkt. För att den ska kunna omsättas kommersiellt i större skala krävs dock att den kan distribueras via naturgasnätet. Idag finns det flera biogasanläggningar anslutna till naturgasnätet. Genom att uppgradera biogasen, tvätta den samt tillsätta propan (gasol), får den samma värmevärde som naturgasen och gör det möjligt att mata in gasen på naturgasnätet.

Sedan juli 2007 är den svenska gasmarknaden en öppen marknad vilket innebär att samtliga kunder anslutna till gassystemet fritt kan välja gasleverantör. På den svenska grossistmarknaden är det två företag, E.ON Sverige och Dong Energy, som säljer naturgas. Marknadsandelarna är relativt lika mellan företagen.

I Sverige finns det ca 37 000 gasförbrukare, varav ca 2 600 är företagskunder och resterande är hushållskunder. Under de senaste åren har antalet slutförbrukare minskat vilket främst beror på att antalet spiskunder har minskat i Göteborg och Malmö.

I de trettiotal kommuner där gasnät finns för distribution motsvarar gasanvändningen ca 20% av energianvändningen vilket är i nivå med övriga europeiska länder med utbyggda gasnät.

Tabellen nedan visar antal kunder som byter leverantör och antal gasanläggningar som berörs av bytena.

Tabell 8 Byten av naturgasleverantör

	Hushåll		Övriga		Totalt	
	Kunder	Anläggningar	Kunder	Anläggningar	Kunder	Anläggningar
Totalt 2008	-	168	-	227	-	395
Totalt 2009	285	285	125	185	410	470
Totalt 2010	266	266	116	172	382	438
Kvartal 1, 2011	101	101	36	57	137	158

Källa: SCB

Under 2010 bytte 266 hushåll gashandlare vilket motsvarar ca 0,5% av det totala antalet hushållskunder. Motsvarande siffra för övriga gasanvändare var 116 motsvarande ca 3%. Antal gasanvändare som byter leverantör är mycket litet jämfört med exempelvis elanvändare där 11% av hushållen bytte elleverantör 2009. Det har funnits konkurrens på elmarknaden betydligt längre än på gasmarknaden, varför bytesfrekvensen på gasmarknaden kan förväntas öka på sikt.

3.2 Lagring av naturgas

I Sverige finns det underjordiska lager byggda som är belägna i Skallen utanför Halmstad vilket är ungefär halvvägs av den svenska stamledningen mellan Klagshamn och Stenungsund. Vid 200 bars tryck rymmer det totalt 10 miljoner normalkubikmeter naturgas. I och med att tillförsel av naturgas till det svenska naturgassystemet endast sker i stamledningens södra ände utgör lagret ett viktigt effekttillskott för den norra änden.

Genom lagring av naturgas är det möjligt att hantera variationer i gassystemet. Vid låglastperioder, vanligtvis under sommarhalvåret, fylls lagret så att man får en buffert i form av en effekt- och energireserv under vinterhalvåret. Lagret i Skallen kan under kortare perioder bidra med en extra effekt på 400 MW. Vid eventuellt avbrott i naturgasförsörjningen beräknas samtliga konsumeter i det svenska gassystemet kunna förses med naturgas under 30 dygn.

Lagret är anslutet till stamledningen via en anslutningsledning vilket lagerägaren för betala en anslutnings- och överföringstariff till nätägaren. Punkten i vilket lagret är anslutet är att betrakta som en inmatnings- och uttagspunkt i det nätavräkningsområde till vilket lagret är anslutet.

Lagerägaren har en balansansvarig som tar det ekonomiska ansvaret för eventuella obalanser kopplade till lagrets drift. Via den balansansvarige köper marknadsaktörer lagertjänster av lagerägaren och har genom avtal rätt att disponera ett givet utrymme för lagring av naturgas.

3.3 Balans- och systemansvar

Den enda aktör med fullständig insyn i marknadens handels- respektive nätverksamhet är den systemansvarige, vars uppgift är att koordinera gashandel med fysisk överföring och knyta ihop de båda strukturerna till en helhet. Den systemansvariga har det övergripande ansvaret för att balansen mellan in- och utmatning upprätthålls så att summan av den förlorade volymen hos nätägare ser ut att överensstämma med inmatad volym till Sverige. Systemansvarig ser även till att trycket i transmissionsnätet hålls på en sådan nivå att det finns reserver.

För varje uttags- och inmatningspunkt ska det finnas en balansansvarig för att den systemansvariga ska kunna göra en balansavräkning mellan de balansansvariga. De företag som vill bli balansansvariga tecknar balansansvarsavtal med den systemansvariga. Den balansansvariga åtar sig därmed att hålla sin gasbalans på dygnsbasis och bär även det ekonomiska ansvaret för att upprätthålla balansen i tillförd och uttagen mängd gas.

Systemansvarig utför dygnsvis balansavräkning av de balansansvariga. Underlag för balansavräkningen är bland annat den balansansvarigas handlade volymer och insända mätvärden från nätägaren. Balanseringen sker genom att kontinuerligt planera, följa upp och genom balansplaner ange energimängder för kommande dygn hos den systemansvarige. Systemansvarig publicerar månatligt preliminärt och slutligt värmevärde. Gashandelsföretag kan välja att själva hantera balansansvaret eller köpa tjänsten från ett annat gashandelsföretag.

För att balansavräkning ska kunna genomföras är det svenska naturgasnätet indelat i ett antal nätavräkningsområden. Det är nätägaren som har ansvar för nätavräkningsområdets struktur och som identifierar inmatnings-, uttags- och gränspunkter samt vilka aktörer som är associerade med dessa punkter.

Sedan 2005 är Svenska Kraftnät systemansvarig myndighet. Myndigheten ansvarar därmed för att den kortsiktiga balansen upprätthålls i det svenska gassystemet. För att upprätthålla den kortsiktiga balansen i gassystemet tar

Svenska Kraftnät emot balansplaner från de balansansvariga, och låter matcha dessa mot handelsvärden som systemansvarig i Danmark mottagit från danska motparter.

En balansplan som anger planerad tillförsel och uttag av gas ska sändas till Svenska kraftnät senast kl. 14.00 dagen före leveransdygnet. Svenska kraftnät gör sedan en dygnsavräkning dagen efter leveransdygnet utifrån rapporterade mätvärden från nätägare och handelsvärden från balansansvariga.

3.4 Nätverksamhet och nätägare

Nätverksamhet bedriv i form av lokala monopol. I nätägarens ansvar ingår utbyggnad, drift och förvaltning av naturgasledningar. Genom att nätägare på lika villkor upplåter sina gasledningar till gasleverantörer och slutkunder, kan handel ske i konkurrens.

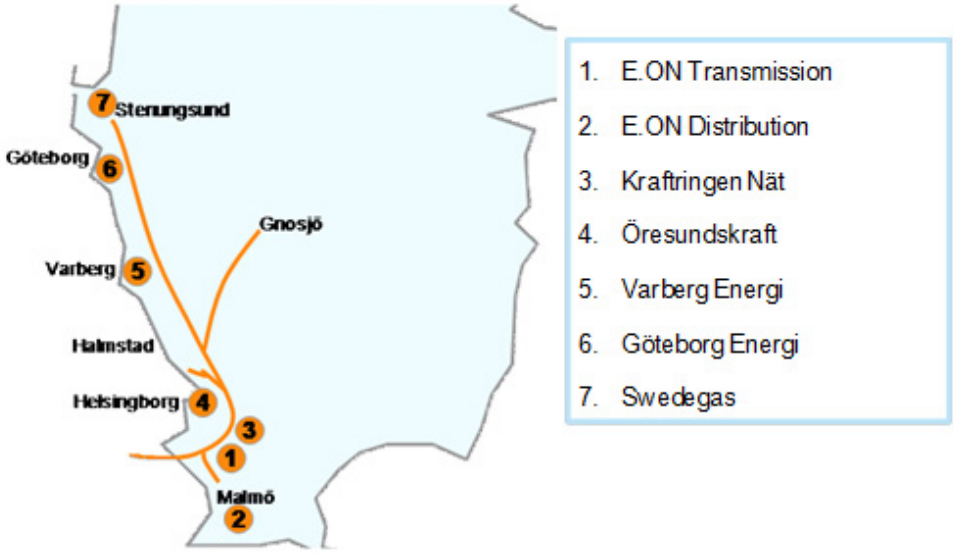
Energimarknadsinspektionen bedriver tillsyn över gasnätsföretagen och godkänner de metoder som nätföretagen använder för att beräkna sina nätavgifter. Med stöd av naturgaslagen granskas skäligheten i gasnätstarifferna årligen i efterhand. Sedan 2008 energimarknadsinspektionen utarbetat en granskningsmetod med målsättning att kunna införa förhandsprovning för naturgastariffer. I rapporten ”förhandsprovning av gasnätstariffer” föreslår energimarknadsinspektionen att första tillsynsperioden men förhandsprövning börjar år 2013.

Nätägaren äger mätutrustningen och ansvarar för dess noggrannhet, drift och underhåll. Nätägaren ansvarar för att det finns balans i nätet och kontrollerar detta genom att samla in mätvärden från gräns-, uttags- och inmatningspunkter. Dessa mätvärden går sedan vidare för rapportering till gasleverantör, balansansvarig och systemansvarig. Mätvärdena ligger till grund för avräkningen av inmatade och uttagna energimängder. För de leveranser som inte är dygnsavlästa görs en schablonavräkning för att beräkna förbrukningen.

Den balansansvarige avräknas per dygn efter registrerade volymer som baseras på faktiska mätvärden och fördelningstal. Mätvärdena rapporteras i form av timserier. Genom schablonavräkning är det möjligt att även registrera mätning för gaskund utan timmätning.

På den svenska gasmarknaden finns det sex gasnätsföretag och under 2009 nio redovisningsenheter. Gasnätsföretagen är schematiskt angivna nedan. Att det finns nio redovisningsenheter beror på att E.ON bedriver transmission, distribution och lagring samt att Swedegas både bedriver transmission och lagring.

Figur 2 Svenska gasnätsföretag



Källa: Pöyry

Av dessa nätägare är det fem som har distributionsnät, där det finns kunder som inte har fjärravlästa gasmätare:

- E.ON Gas Sverige AB
- Göteborg Energi Gasnät AB
- Kraftringen Nät AB
- Varberg Energi AB
- Ängelholms Energi AB
- Öresundskraft AB

3.5 Gasmätning och gasmätare

Kraven för mätning på naturgasmarknaden är för nuvarande:

Tabell 9 Mätningsgränser och krav på avläsningsfrekvenser

Avläsningsfrekvens	Mätningsgränser	Kundtyp
Dygnsmätning	> 3 000 MWh årsförbrukning, eller 0,5 GWh månadsförbrukning	Mellanstor industri och Naturgasintensiv industri
Månadsmätning	> 300 MWh årsförbrukning	Småindustri
Årsmätning	> 1,2 MWh årsförbrukning	Uppvärmning och hushållsgas, samt centralvärme för minst 10 hushåll
Ingen mätning	< 1,2 MWh årsförbrukning	Hushållsgas (spiskunder)

Mätkraven för naturgasmätare är relativt låga vid en jämförelse med exempelvis elmätare där alla kunder måste avläsas minst månadsvis och

kunder med en mätarsäkring >63A (ca 70 MWh årsförbrukning) har timmätning.

Nätägare ska skicka rapporter av mätresultaten för dygnsavläsning för varje timme på dygnet mellan 06:00 och 06:00. Månadsavläsning ska göras mellan tidpunkten för månadsskifte, kl. 06:00, fram till högst fem vardagar efter månadsskiftet. Den slutliga rapporteringen är av avläst mätarställning och förbrukning såväl som estimerad mätarställning och förbrukning. Vid årsavläsning görs avläsningen rullande över året och slutlig rapportering av avläst mätarställning och förbrukning motsvarande en period skickas direkt efter avläsning.

En nätägare kan även använda gasanvändaren som ombud vid mätaravläsning som gör en självavläsning. Om nätägaren inte kan göra avläsningen på grund av omständigheter utanför nätägarens kontroll, och inte heller erhållit självavläsning måste nätägaren beräkna förbrukningen.

Vid övertagande och påbörjande av leverans ska nätföretagen för månads- och årsavlästa gaskunder läsa av mätaren samma dag eller senast fem vardagar efter leverantörs-/kundbytesdagen. Värdet omräknas så att den representerar aktuell bytesdag.

Nedanstående tabell visar antal mätpunkter (kunder) i respektive kategori.

Tabell 10 Antal mätpunkter per företag och kategori

Kategori	E.ON	Göteborg Energi	Varberg	Öresunds-kraft	Kraftringen Nät	Total
> 3 000 MWh, dygnsmätning	180	10	7	40	21	258
> 300 MWh, månadsmätning	750	560	41	80	200	1 631
> 1,2 MWh, årsmätning	11 000	430	227	2100	1767	15 524
< 1,2 MWh, ingen mätning	12 000	7 382	0	0	0	19 382
Summa	23 930	8 382	275	2 220	1988	36 795
> 30 MWh, < 300 MWh	1 200	7	92	130	-	1 429

Källa: Pöyry enkätundersökning

I tabellen redovisas även ytterligare en kategori, > 30 MWh och < 300 MWh, detta för att se hur många mätare i intervallet >1,2 MWh och <300 MWh som är större än villamätare.

Gasmätare

Debitering av gas baseras på leverrad energimängd. För att bestämma detta värde behöver man veta levererad gasvolym och gasens värmevärde. Energimängden fås som produkten av dessa två storheter.

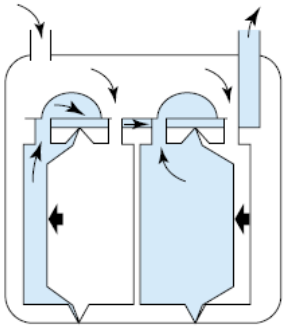
I en gasmätare ingår alltid en flödesmätare och utöver det kan det även ingå en temperaturgivare, tryckgivare och volymomvandlare. Dessa komponenter ska vara konstruerade så att de uppfyller de funktions- och säkerhetskrav som ställs på komponenter i ett gassystem.

Val av flödesmätare beror på det aktuella leveransförhållandet som till exempel tryck, kapacitet, placering och lastvariationer. Mätaren indelas även in i olika storleksklasser som anger inom vilket område en angiven

mätare uppfyller den specificerade mätnoggrannheten. Det finns tre olika typer av mätare är bälgmätare, vridkolvsmätare och turbinmätare.

En bälgmätare är en förträngningsmätare med ett avgränsat mätrum som består av fyra mätkammare som är kopplade mot varandra enligt principskissen nedan. Kamrarna fylls och töms i sekvens vilket skapar en rörelse som överförs till en vevrörelse där varje varv motsvarar en genomströmmad volymenhet som registreras på ett räkneverk. Bälgmätare används framförallt i hushållsinstallationer med maximalt drifttryck på 0,1 bar men det finns även bälgmätare upp till 100 bar. Storlekarna på bälgmätare betecknas med ett G-tal. Utöver storlek brukar man även ange vilket nominellt tryck (PN) och nominellt och nominell diameter (DN) som mätare har. De flesta bälgmätare är konstruerade för flöden upp till G65 vilket motsvarar kapaciteten 100 m^3/h (Q). Kostnaderna för dessa mätare varierar från 1 200 kr för en G4 till 3 600 kr för en G16. Relationen mellan storlek på mätare och vilka flöden de klarar av är angivet i Tabell 11.

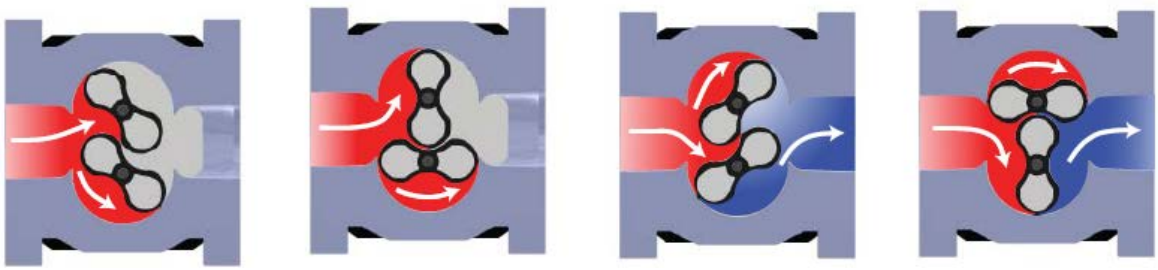
Figur 3 Principskiss av en bälgmätare



Källa: Actaris

En vridkolvsmätare är också en förträngningsmätare med ett avgränsat mätrum. I en kammare med en in- och utloppsstudsar har man två åttaformade vridkolvar som är placerade så att gasen får de båda kolvarna att rotera vid differens i tryck mellan in- och utloppsstudsarna enligt Figur 4. Då kolvarna roterar sker fyllning och tömning kontinuerligt. Rotationen överförs med en magnetkoppling till ett räkneverk som registrerar den genomströmmande gasen. Mätarna finns i storlek från G16 till G1 600 och i tryckklass 100 bar men det vanligaste är tryckklass PN10. Vridkolvsmätare används framförallt av näringsidkare och priserna kan variera från 10 000 kr för en G40 till 15 500 kr för en G100.

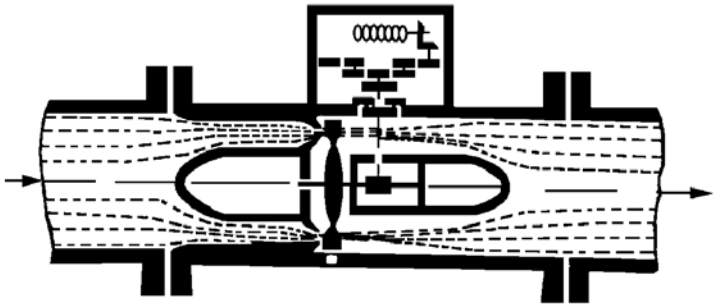
Figur 4 Principskiss av en vridkolvsmätare



Källa: Elster American Meter

Turbinmätare mäter gasen i ett mättvärsnitt över vinkelhastigheten på ett turbinhjul. Man låter gasen passera över en inloppskona för att öka gasens hastighet och stabilisera gasströmmen. Därefter passerar gasen ett turbinhjul vilkets rotation överförs till ett räkneverk. Mätarna finns i storlekarna G65 till G16000 och i tryckklass PN10 till PN100. En turbinmätare är känsligare för ogynnsam placering och drift än vad en förträngningsmätare är. En vanlig rekommendation är att raksträckor på minst fem rördiametrar före och minst tre efter mätaren utan störningar i gasströmmen. Turbinmätare används framförallt i industrier och för uppvärmning.

Figur 5 Principskiss av en turbinmätare



Källa: Elef

Tabellen nedan anger vilka kapaciteter olika mätare har. U- och G-serierna är storleksangivelser på mätartyperna.

Tabell 11 Storlek och kapacitet för olika gasmätaranordningar

Beteckning på storlek		Kapacitet (Q max)	Normalt användningsområde		
U serie	G serie	m3/h	Bälgmätare	Vridkolvsmätare	Turbinmätare
2,5	1,6	2,5			
4	2,5	4			
6	4	6			
-	6	10			
16	10	16			
25	16	25			
40	25	40			
65	40	65			
100	65	100			
160	100	160			
	160	250			
	250	400			
	400	650			
	650	1 000			
	1 000	1 600			
	1 600	2 500			
	2 500	4 000			

Källa: Elef

Som tabellen indikerar används bälgmätare för mindre gaskunder medan vridkolvs- och turbinmätare används för kunder med en större gasanvändning.

Förbrukad gasvolym mäts vid driftstryck och driftstemperatur och räknas om till normaltillstånd. Omräkningen till normaltillstånd sker via en volymomvandlare som får in signaler från flödesmätare, temperaturgivare och eventuellt en tryckgivare. Det kan även beräknas med ett erfarenhetsvärde på gastemperaturen och det värde på gastrycket som fås från närmaste regulator. Volymsomvandlare kallas ibland I-verk (integreringsverk). I enklare mätare för mindre kunder är volymsomvandlaren ofta inbyggd i gasmätaren.

Värmevärdet mäts dygnsvis i Dragör och samma värmevärde används i hela systemet, vilket medför ett visst mätfel då det tar några dagar för gasen att transporteras från Dragör till Göteborg. Detta har historiskt inte varit ett stort problem då värmevärdet på naturgasen från Nordsjön har varit högt och inte varierat mycket. På senare tid har dock naturgas från det Europeiska naturgasnätet kommit in i det Svenska gasnätet. Denna gas har ofta ett lägre värmevärde än gasen från Nordsjön. Det matas också in mindre mängder biogas till gasnätet. Biogasen blandas med propan för att hålla samma värmevärde som naturgasen. Inblandningen av propan medför att biogasen inte är helt förnybar.

Mätinsamling

Traditionellt sett har insamlingen av mätvärden gjorts genom att gasnätets personal med jämna mellanrum besöker anläggningarna och läst av mätaren manuellt för att sedan föra in värdena i en databas. Alternativt så kan kunderna själva läsa av mätaren och skicka informationen via avläsningskort, internet eller dylik. Manuell avläsning medför vissa nackdelar som att uppföljning blir svårare att göra då avläsning inte blir gjord exakt vid månadsskiften, det kan ta lång tid innan man upptäcker en mätare som har slutat fungera och det är svårare för anläggningen att analysera energianvändningen då avläsningsintervallerna inte är tillräckligt täta.

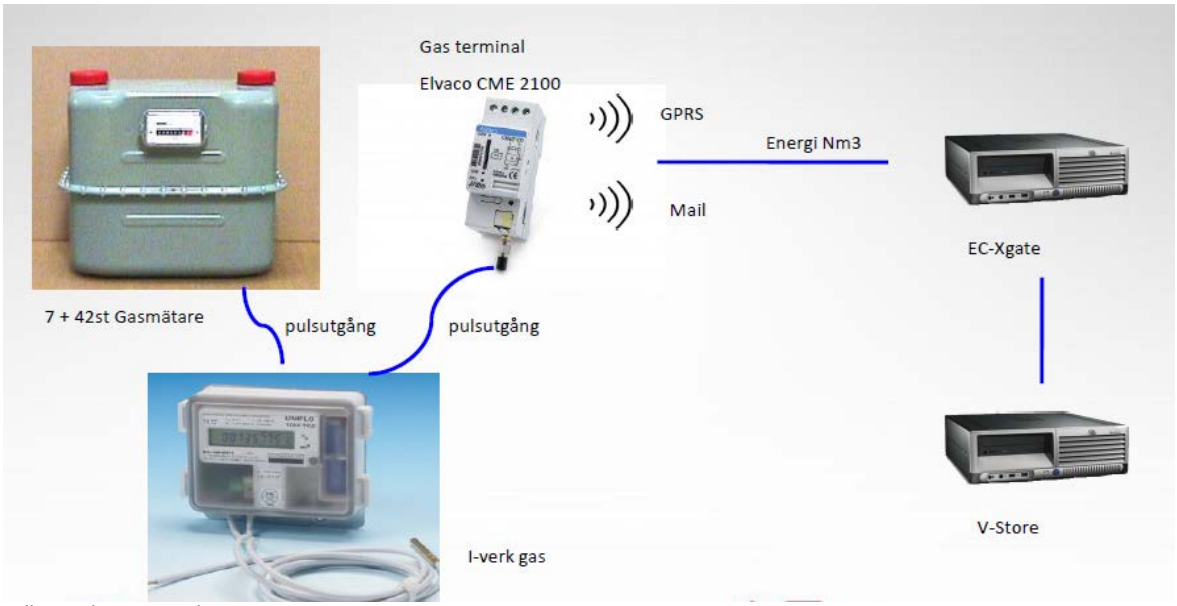
Vid fjärravläsning finns det flera olika kommunikationssätt för att samla in mätvärden till en databas hos nätägaren. Exempel på kommunikationssätt är GSM, GPRS, Ethernet, satellit, fiber, elnät, radio, m.m. För att kunna skicka inforationen från mätaren till centralsystemet behövs en terminal vid mätaren. Terminalen ansluts direkt till enklare mätare eller till I-verket för större mätare. Kommunikationen mellan mätaren och terminalen sker idag oftast via en pulsutgång på mätaren. En nackdel med pulsutgång är att det är förbrukningsvärdet och inte mätarställningen man får vilket innebär att om man tappar några pulser på grund av en störning så vet man inte vad som har förbrukats. Detta är dock inget stort problem. Pulsutgångar förekommer också vid avläsning av både el- och värmemätare.

Viss mätare/I-verk har istället M-bus utgångar, vilket är en standard för att läsa av bl a mätarställningar direkt från mätaren/I-verket.

Vid elmätare är ofta terminalerna inbyggda i mätaren. Denna lösning har vi inte träffat på verken för gasmätare eller för I-verk.

Nedanstående bild visar ett exempel på hur fjärravläsning av gasmätare kan göras.

Figur 6 Schematisk bild av kommunikationssystemen



Källa: Varberg Energi

3.6 Mätvärdeshantering

När gasnätsägarna samlat in mätvärdena används dessa huvudsakligen för två ändamål:

- Fakturering till slutkund
- Avräkning mellan aktörer på gasmarknaden

Gasnätsägarna rapporterar mätvärdena till gashandelsföretagen, så att dessa kan fakturera sina kunder. Ett problem här är att för kunder med årsmätning skickas bara årsvärden eller beräknat årsvärde för nytillkommen kund. När sedan gasnätsföretaget respektive gashandelsföretaget ska fakturera på beräknade mätarställningar per månad använder företagen olika schabloner. Detta medför att kunden kan få fakturor för samma period där beräknad förbrukning skiljer mellan gasnätsägare och gasleverantören.

Gasnätsägarna summerar också mätvärdena för balansansvariga aktörer och gasleverantören på ungefär samma sätt som på elmarknaden. De summerade mätvärdena per balansansvarig skickas till Svenska Kraftnät för att ingå i gasavräkningen.

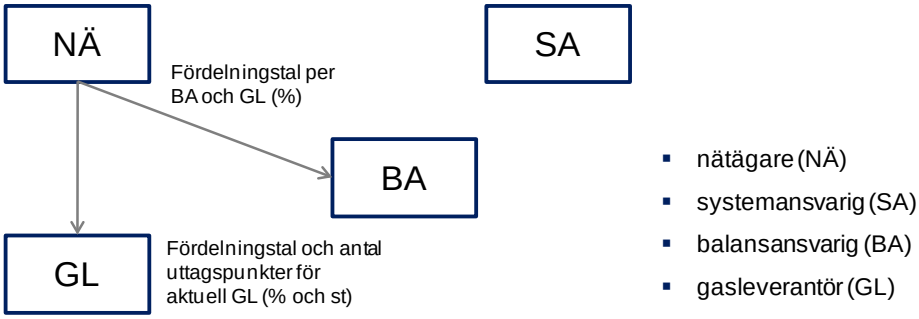
Samtliga mätvärden till Svenska Kraftnät är timvärden, trots att avräkningen sker per dygn. Detta för att det ska göras så likt elmarknaden som möjligt.

3.7 Underlag för balanshållning och avräkning

Fördelningstal används för att fördela gasleveranserna till schablonavräknade uttagspunkter inom ett nätavräkningsområde för distribution på balansansvarig och gasleverantör. Både preliminära och slutliga fördelningstal rapporteras från nätägare till balansansvarig och gasleverantör. Till gasleverantören rapporteras även antalet uttagspunkter.

Balansansvarig kontrollerar att summan av fördelningstalen per gasleverantör stämmer överens med fördelningstalet som nätägaren rapporterar direkt till den balansansvarige.

Figur 7 Rapportering av fördelningstal



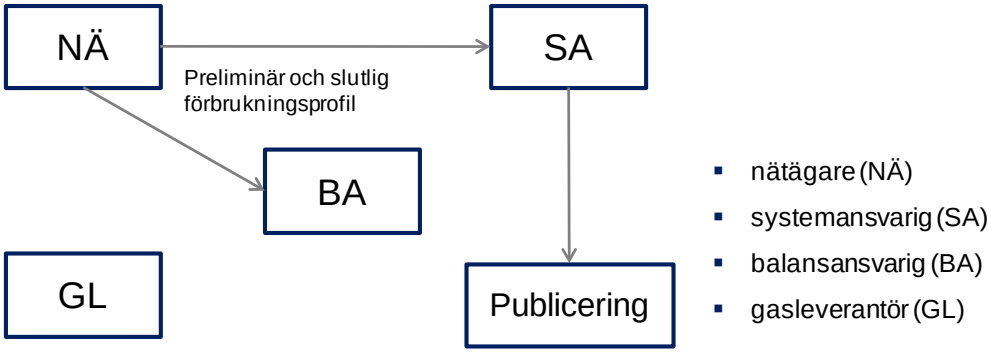
Källa: Svensk Gasmarknadshandbok

Gasleverantören summerar sina gasanvändares årsförbrukning i nätavräkningsområdet och får fram en total årsenergi. Denna årsenergi divideras med förbrukningsprofilens årsenergi och kvoten jämförs med givna fördelningstalet. Avvikelser kontrolleras med nätägaren.

Förbrukningsprofiler beräknas av respektive nätägare för varje nätavräkningsområde för distribution. Både en preliminär och slutlig förbrukningsprofil beräknas och anges som timvis medeleffekt (kWh) för varje enskild timme under en aktuell tidsperiod. Dessa rapporteras till systemansvarig och balansansvarig. Systemansvarig publicerar även profilerna.

Den preliminära förbrukningsprofilen inom nätavräkningsområdet beräknas dygnsvis i efterhand som total preliminär inmatning minus preliminära uttag hos dygnsavlästa (inklusive lager, producenter och LNG terminaler). Denna rapporteras till systemansvarig och balansansvarig senast klockan 10:30 dagen efter leverans. Den slutliga förbrukningsprofilen beräknas månadsvis i efterhand för varje nätavräkningsområde vilket sedan rapporteras till systemansvarig och balansansvarig senast 15:e i månaden efter leverans.

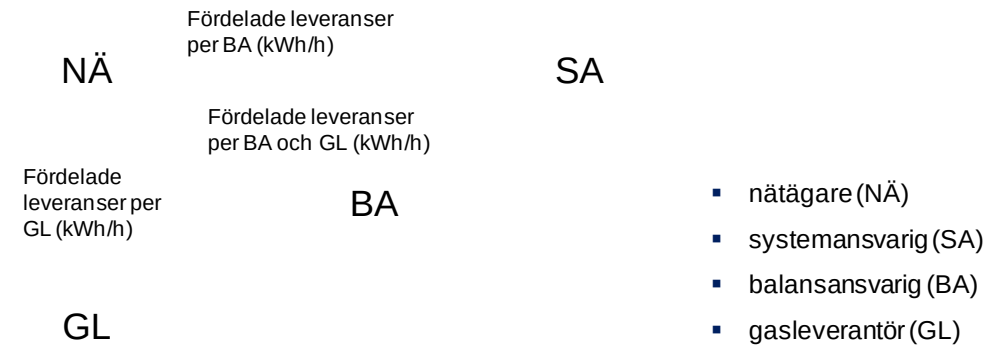
Figur 8 Rapportering av förbrukningsprofil



Källa: Svensk Gasmarknadshandbok

Fördelning av de totala gasleveranserna i nätavräkningsområdet ska göras per balansansvarig respektive gasleverantör. En preliminär och slutlig fördelning ligger till grund för systemansvariges preliminära och slutliga balansavräkning. All fördelning görs och rapporteras per timme.

Figur 9 Rapportering av fördelade leveranser



Källa: Svensk Gasmarknadshandbok

3.8 Smarta gasmätare

Uppdraget för denna undersökning är att analysera ”Smarta” gasmätare. Under studiens gång har det därför förts intervjuer och enkätundersökningar för att få fram vilka smarta funktioner som nätägare och balansansvarig (begränsat underlag) har behov av.

Det finns flera behov kopplade till mätvärden, där dygnsvis insamling av timvärden, väl uppfyller alla dagens behov. Nyttovärden för dessa behov behandlas utförligare i den samhällsekonomiska analysen.

Förutom behoven kopplade till fjärravläsning av mätare har vi funnit få exempel på smarta funktioner som efterfrågas. De exempel vi har stött på är:

- Fjärravstängning av mätare: Möjlighet att stänga av kunder som inte betalar. Dock skulle återöppning göras manuellt enligt aktören som efterfrågade funktionen.
- Signal om bristsituation i Sverige: Vid en bristsituation i Sverige är det bara privatkunder som har definierats som prioriterade användare. Det finns därför ett behov av att kunna meddela övriga kunder att det är en bristsituation och att dessa kunder ska minska sin förbrukning. Denna funktion kräver omfattande samordning och informationsspridning för att kunna realiseras. Den går troligen också att lösa på andra sätt som exempelvis via internet, mail eller SMS.
- Mätning av värmevärde: Om varje mätare kunde mäta värmevärdet i gasen skulle mätningen hos varje kund bli mer exakt. Detta skulle också möjliggöra att biogas med lägre värmevärde än naturgas kan matas in i gasnätet utan att blanda med propan. Denna funktion är dock idag inte realistisk då det inte finns något billigt sätt att bestämma värmevärdet på gas.

På elmarknaden är Smarta mätare ett begrepp med stora visioner och förhoppningar. Där handlar det mycket om ett verktyg för att hantera en ökande andel intermittent (huvudsakligen vind) kraft och distribuerad mikroproduktion. Den typ av problem som elnätet har, pga. att produktion och/eller förbrukning varierar mellan timmar, är inte lika stort inom gas. Avräkning och spothandel sker t ex på dygnsbasis och inte på timbasis som för el. Det finns heller inte några förväntningar om mikroproduktion på samma sätt som inom elmarknaden.

Varken gasnätsägare eller gasleverantörer vi varit i kontakt med i denna studie har efterfrågat några smarta funktioner, utöver mätvärdesinsamling, som är realistiska att införa inom en överskådlig tid. Vår slutsats om vad ”Smart” innebär för gasmätning är därför att smartheten är begränsad till fjärravläsning av mätare.

3.9 Fjärravläsning

Nuvarande omfattning av fjärravläsning framgår av nedanstående tabell.

Tabell 12 Mätpunkter med fjärravläsning

Kategori/årsförbrukning/krav		
> 3 000 MWh, dygnsmätning	258	100%
> 300 MWh, månadsmätning	505	31%
> 1,2 MWh, årsmätning	502	3%
< 1,2 MWh, ingen mätning	0	0%
Summa	1265	3%
> 30 MWh, < 300 MWh	Uppgifter saknas	

Källa: Pöyry enkätundersökning

Idag har alla mätpunkter som det krävs dygnsvis insamling fjärravläsning och 31% av de där det krävs månadsvis insamling. För övriga kunder är andelen fjärravläsning liten.

Göteborg Energi har beslutat att införa fjärravläsning för samtliga sina gasmätare under 2011. Spiskunderna som saknar mätare ingår dock inte i denna satsning. Kraftringen Nät vill införa fjärravläsning för alla sina gasmätare om de kan hitta en teknisk lösning som fungerar tillfredsställande och inte blir alltför dyr. Även övriga gasnätsägare är positiva till utökad fjärravläsning, men de anser att det i dagsläget är för dyrt och att den kostnad som i så fall måste läggas på kunden är stor i förhållande till nyttan för kunden. Flera aktörer har också påpekat att de är rädda för att gasens konkurrenskraft kommer att påverkas negativt om de tvingas införa fjärravläsning som ökar priset för kunderna.

Göteborg Energi motiverar sitt beslut med att de slipper manuell hantering och för att behålla kundernas förtroende. De har möjlighet att utnyttja samma insamlingsinfrastruktur för gasmätare som för el och fjärrvärme och därmed hålla nere kostnaderna.

Några av de övriga gasnätsföretagen har inte möjligheten att utnyttja samma insamlingsinfrastruktur för gas som för el, då leverantören av

systemet för el inte har någon lösning för gasmätare. I dessa fall blir kostnaderna för fjärravläsning höga då ett relativt litet antal gasmätare måste stå för en egen infrastruktur för fjärravläsning alternativt själva bekosta teknikutveckling för anpassning till gasmätare.

3.10 Gaspris

3.10.1 Grossistpris på naturgas

Den naturgasmarknad som är närmast Sverige och där det är en tillräcklig omsättning för att ge ett tillförlitligt naturgaspris är Title Transfer Facility (TTF) i Nederländerna. Nedanstående tabell visar naturgaspriserna för kontrakt med leverans i 2012 – 2015.

Tabell 13 Pris på årskontrakt för gas på ENDEX TTF Gas

Årskontrakt	2012	2013	2014	2015
SEK/MWh	253	261	265	269

Källa: APX-ENDEX, Valutakurs 9,1 SEK/EUR

3.10.2 Kundens gaskostnad

För att få en uppfattning om hur mycket en gaskund totalt betalar för sin gas redovisar vi nedanstående tabell med uppgifter från Statistiska Central Byrån (SCB).

Tabell 14 Kostnad för gas 2010, SEK/MWh

Kategori (MWh)	Hushålls-gas <1,2	Uppvärmning och hushållsgas >1,2	Centralvärme för minst 10 hushåll >1,2	Små-industri >300	Mellan-stor industri >3000	Naturgas-intensiv industri >3000
Gashandelspris	385	281	279	367	342	327
Nätavgift	680	300	250	170	120	70
Skatt	227	227	227	48	48	48
Moms	323	202	189			
Naturgaskostnad	1 615	1 010	945	585	510	445

Källa: SCB

I tabellen framgår också hur vi antar att SCBs indelning stämmer med kategorierna för dagens mätkrav.

Det är lite märkligt att de största kunderna har ett högre gashandelspris än de över 1,2 MWh årsförbrukning. Möjligen kan det förklaras av att stora kunder har tecknat långa gasavtal på en högre nivå än dagens gaspriser.

3.11 Utvecklingen på svenska gasmarknaden

Teknikutvecklingen för gasmätare har inte gått lika fort fram som den har på elmarknaden. Orsakerna till detta är många och grundar i de flesta fall i att el- och gasmarknaderna ser så olika ut.

Elektricitet är av sin natur svår att lagra men måste finnas tillgänglig för att möta elbehovet. Efterfråga och produktion måste hela tiden vara i balans och varierar mycket under året efter temperatur och även under dygnet

efter hushållens förbrukningsprofiler. Om efterfrågan är större än utbudet går elpriset upp och konsumenter kan välja att minska på elförbrukningen för att minska på kostnaderna. På gasmarknaden är denna företeelse inte lika påtaglig då gas går att lagra och därmed kan gaspriset hållas relativt konstant. I och med att gas kan lagras är t.ex. en gashandlare inte lika intresserad av att veta den exakta förbrukningen varje timma som en elhandlare. Det blir inte heller samma fluktuationer i gaspriset om efterfrågan på gas går upp mycket och därmed har inte gaskunder samma incitament att minska sin förbrukning vissa tider på dygnet eller på året då användningen är som störs. Dessa strukturella skillnader i gasmarknaden gör mätarna inte behöver vara lika avancerade på gasmarknaden som på elmarknaden och att nyttan för kunden av att vara flexibla inte är lika stor på gasmarknaden relativt på kostnaden för nyinstallationer.

En annan viktig orsak till att företag inte investerar i bättre mätare på gasmarknaden är den politiska osäkerheten kring naturgas i Sverige. Den politiska situationen gör att nya potentiella aktörer hellre ger sig in i gasmarknader i andra länder som uppfattas som säkrare och att befintliga aktörer inte gärna gör nyinvesteringar.

I Sverige görs det inte några större investeringar i gasmätare. Denna situation är dock jämförbar med utvecklingen i andra europeiska länder. Enligt vår bedömning beror detta på är att smarta mätare på gasmarknaden inte ger samma nyttovärden som det gör på elmarknaden i relation till kostnaderna.

Däremot har aktörer även uttryckt ett intresse för att utveckla gasmarknaden genom högre konkurrens och mer transparens. Tätare intervaller mellan avläsning och lättare tillgänglighet till data på energiförbrukningen anser de flesta skulle bidra till mer transparens på marknaden. Då det sker förändringar på elmätare blir det allt viktigare att även i gasmarknaden kunna debitera rätt energiförbrukning. De flesta anser dock att det först och främst är näringsidkare som kommer att ha användning av smartare mätare i samband med energieffektiviseringar.

Även om det idag inte behövs timavläsning från en gashandlares perspektiv då priset på gas inte varierar så mycket så menar aktörer att marknaden för gas i framtiden kan komma att bli mer volatil och kräva timvis avstämning. Även om det inte finns många aktörer på den svenska gasmarknaden är det viktigt att säkerställa att gasmarknaden fungerar bra för att gynna konkurrens och för att kunderna ska få bra tjänster.

3.12 Utvecklingen på europeiska gasmarknaden

Inom ramen för detta projekt har vi inte haft möjlighet att göra någon omfattande analys av vad som händer i resten av Europa inom Smart gasmätning. Vi har dock pratat med kollegor inom Pöyry i Storbritannien, Tyskland och Frankrike för att få lite information om utvecklingen på europeiska gasmarknader.

I Tyskland är fokus för smart mätning helt på el. Det genomförs pilotprojekt, men inga nya krav är bestämda. Generellt är man i Tyskland inne på att samordna smarta el- och gasmätare.

Gas de France som är gasnätsägare för 90% av gaskunderna i Frankrike vill införa fjärravläsning för alla gaskunder. Gas de France har kommit fram till att det inte finns tillräckligt med synergier med att samordna med el och vill därför genomföra projektet separat från mätinsamling till elmätare. Man har tittat på olika tekniska lösningar, men ännu inte kommit fram till någon bra lösning. Uppgifter om storleken på investeringen som Gas de France behöver göra har också varierat mycket. CRE den franska regulatorn för el och gas har låtit göra två samhällsekonomiska utredningar för att se på lönsamheten med smarta gasmätare. Resultatet från den första utredningen kom fram till att det inte var lönsamt att införa smarta gasmätare. Den andra utredning som visade att det var lönsamt att införa smarta gasmätare, men resultatet från denna utredning har blivit ifrågasatt.

Storbritannien har beslutat om en gemensam nationell plattform för fjärravläsning av el- och gasmätvärden. El- och gasleverantörer ska se till att el- och gasmätare kan anslutas till den nationella plattformen. Specifikationen för vad mätarna ska klara av är inte färdig ännu, men det förväntas bli mer än att bara leverera mätvärden.

På Irland har regulatorn av gasmarknaden, CER, begärt in konsultanbud på att utföra en samhällsekonomisk utvärdering av smarta gasmätare. Denna konsultstudie skall vara klar i mitten av augusti 2011.

4. SAMHÄLLSEKONOMISK ANALYS

I den samhällsekonomiska analysen har konsekvenserna av att införa fjärravläsning för de kunder där det inte finns krav på fjärravläsning idag analyserats. Analysen är uppdelad i följande huvudkomponenter:

- Undvikna kostnader för manuell avläsning
- Kostnader för att införa och driva fjärravläsningssystem
- Nyttor med fjärravläsning

Kostnaderna för att gå över från manuell avläsning till fjärravläsning varierar beroende på en mängd olika faktorer. Exempel på sådana faktorer är:

- Storlek och typ av mätare
- Om mätaren eller i-verket är föreberett med utgång (puls eller M-bus)
- Om det går att utnyttja infrastruktur för mätvärdesinsamling som redan installerats för el och/eller värme, samt kostnaden för att utnyttja denna infrastruktur
- Mätarens placering, exempelvis en mätare i skåp utomhus eller andra trånga utrymmen kräver separat utrustning för att undvika explosionsrisk

Följande kostnadsposter ingår i den samhällsekonomiska kalkylen:

- Kostnader för manuell insamling av mätvärden och som försvinner vid fjärravläsning
- Kostnader för mätare om dessa måste bytas eller saknas, samt planering och installation av mätarna
- Kostnader för tillkommande utrustning vid mätpunkten som behövs för fjärravläsning samt planering och installation av denna utrustning
- Tillkommande kapitalkostnader i infrastruktur för mätinsamling och/eller centralt system
- Kostnader för felavhjälpning och underhåll av fältutrustning
- Kostnader för daglig drift av centralsystem
- Licenskostnader och liknande för centralsystemet

Resultatet från enkäten till gasnätsföretagen visar att uppskattningen av kostnader för övergång till fjärravläsning varierar mycket mellan företagen.

4.1 Undvikna kostnader med fjärravläsning

Mätvärden samlas idag in genom att; kunderna läser av mätarna själva, manuella avläsningar av gasnätsägarens personal eller med fjärravläsningssystem.

I nedanstående tabell redovisar vi de kostnader för mätvärdesinsamling som vi fått fram från enkätundersökningen till gasnätsföretagen. I kostnaden för manuell avläsning ingår kostnader för självavläsning för de företag som använder denna insamlingsmetod. Enligt enkätundersökningen är kostnaden för en självavläsning är cirka 70 SEK.

Tabell 15 Kostnader för mätvärdesinsamling

	Medel	Min	Max	Medel(3)
Manuell avläsning, SEK/avläsning	261	65	401	279
Fjärravläsning, SEK/mätpunkt och år	7 456	255	30 000	2 342

Källa: Pöyry analys av enkätundersökning

Det är mycket stor skillnad på olika företags kostnadsuppskattningar för manuell avläsning och fjärravläsning enligt ovan. Detta kan bero på att förutsättningarna varierar mellan företagen. Exempelvis blir kostnaden för fjärravläsning mycket hög per mätpunkt då gasnätsföretaget har få mätpunkter som läses av med fjärravläsningssystem. Vissa av företagen har möjlighet att samordna fjärravläsning av gasmätare med fjärravläsning av elmätare, då blir kostnader betydligt lägre än om några få gasmätare ska bekosta ett separat insamlingssystem. Det är också troligt att företagen har beräknat kostnaderna på olika sätt.

Eftersom kostnaderna varierar så mycket har vi valt att ta bort det högsta och lägsta värdet och tagit medelvärdet för de tre återstående värdena. Detta medelvärde är i tabellen benämnt ”Medel(3)”.

Utifrån Medel(3) kostnaderna i tabellen ovan har vi beräknat årliga kostnader per mätpunkt med manuell avläsning av gasmätarna.

- > 300 MWh 3 346 SEK/mätpunkt och år
- > 1,2 MWh 279 SEK/mätpunkt och år

Till dessa kostnader som gasföretaget har tillkommer, i ett samhällsekonomiskt perspektiv, kostnader för kundens engagemang vid avläsningen. Vid självavläsning är det uppenbart att kunden utför en tjänst åt gasföretaget/samhället, men även vid manuell avläsning måste kunden oftast ge gasföretagets personal tillträde till mätaren. I nedanstående tabell framgår vilka antaganden vi gjort för att få fram kundens kostnad för en manuell avläsning.

Tabell 16 Kundens kostnad för mätvärdesinsamling

SEK/mätpunkt och år	Timmar	Pris	Kostnad
>300 MWh	3,0	400	1200
>1,2 MWh	0,5	150	75

Källa: Pöyry

Vi antar att en större kund, med månadsavläsning, bidrar med kvart per avläsningstillfälle och att mindre kunder bidra med en halvtimme per år för självavläsning eller för att ge tillträde till gasmätaren.

Naturvårdsverket och Banverket, se referenslista, har tagit fram priser för att värdera tid. Naturvårdsveket värderar restid till 120 SEK/timme.

Banverket värderar förseningstid för privatresor till 78 - 156 SEK/timme och tjänsteresor till 265 – 277 SEK/timme.

Vi har värderat priset på en stor kunds tid till 400 SEK/timme och en mindre kunds tid till 150 SEK/timme. De stora kunderna är enbart företagskunder, medan det är en stor andel privatkunder bland de mindre kunderna. Därför har vi använt ett lägre pris för de små kundernas tid.

När ovanstående två kostnadsdelar summeras, företagets och kundens kostnad, får vi följande totala samhällsekonomiska kostnad för dagens manuella insamling av gasmätväre:

- > 300 MWh 4 546 SEK/mätpunkt och år
- > 1,2 MWh 354 SEK/mätpunkt och år

Dessa kostnader undviks om fjärravläsning införs istället för manuell avläsning.

4.2 Tillkommande kostnader med fjärravläsning

4.2.1 Kapitalkostnader med fjärravläsning

Införande av fjärravläsning medför att gasnätsföretagen måste investera i tillkommande utrustning vid mätarna och insamlingssystem samt arbete i samband med detta. I enkätundersökningen delades dessa tillkommande kostnader upp i följande kategorier.

- Utrustning: Kommunikationsutrustning mm som behövs för att fjärravläsa mätaren
- Arbete: Planering, avisering och installation, inklusive eldragningar etc.
- Insamlingssystem: Tillkommande kostnader i infrastruktur för mätinsamling och/eller centralt system

Förutom dessa kostnader för installation av fjärravläsning vid ”normala” anläggningar kan det också finnas speciella omständigheter vid vissa anläggningar som fördyrar installationen vid just dessa anläggningar. De speciella omständigheter som företagen angivit i enkäten är:

- Utomhusmätare: Dessa mätare sitter i apparatskåp och det krävs därför tillkommande utrustning för att undgå explosionsrisken.
- Mätare som saknar pulsutgång: Dessa mätare måste bytas eller i vissa fall kan de kompletteras med utrustning för få en pulsutgång.

För dessa två kategorier har kostnaden fördelats på alla mätare inom samma gasnätsföretag. Det är därför inte kostnaden för att avhjälpa problemet som visas nedan utan hur stor denna kostnad blir när det slås ut på alla mätare.

I tabellen nedan redovisas en summering av ovanstående poster från svaren i enkätundersökningen.

Tabell 17 Tillkommande kapitalkostnader för mätvärdesinsamling

SEK/mätpunkt	Medel	Min	Max	Medel (3)
>300 MWh	13 906	3 931	29 250	12 117
>1,2 MWh	7 424	2 750	12 000	7 457
<1,2 MWh	10 850			

Källa: Pöyry analys av enkätundersökning

Även dessa uppgifter skiljer väldigt mycket mellan företagen. Anledningar till dessa skillnader kan vara:

- Olika behov/uppfattningar av vilken tillkommande utrustning som behövs
- Olika uppskattningar av hur mycket arbete som behövs för att installera mätvärdesinsamlingen
- Några företag anger ingen tillkommande kostnad för det centrala fjärravläsningssystemet, medan andra anger relativt höga kostnader för detta

Vi kommer att använda oss av Medel(3) värdena, där vi plockat bort det lägsta och högsta värdet, i den fortsatta kalkylen.

Det är bara två företag som har omätta kunder (<1,2 MWh). Kostnadsuppskattningen för dessa kunder bygger därför på ett mindre underlag. Det blir betydligt dyrare att installera fjärravläsning för idag omätta kunder än för mätta kunder. Anledningen är att kostnaden för själva mätaren tillkommer, samt att en ny mätplats måste hittas och installationsarbete för den nya mätplatsen.

Kalkylränta och ekonomisk livslängd

Kapitalkostnaderna kommer i den samhällsekonomiska kalkylen att fördelas över utrustningens livslängd med hjälp av annuitetsberäkningar. För att göra detta har vi använt följande ränta och ekonomiska livslängd.

- Samhällekonomisk kalkylränta (real före skatt): 4%
- Ekonomisk livslängd 12 år

Vi har använt samma ekonomiska livslängd för alla kapitalkostnader. Mätare byts med ett intervall från 8 till 16 år. Det är rimligt att kommunikationsutrustning som terminaler i normalfallet också byts när mätaren byts. 16 år är dock en lång ekonomisk livslängd för denna typ av utrustning och det är därför troligt att terminalerna byts tidigare för mätarna med lång livslängd. Ekonomisk livslängd för insamlingssystemet är svår att bedöma, men 12 år är inte orimligt.

Årliga tillkommande kapitalkostnader

Den årliga tillkommande kapitalkostnaden kan beräknas i en annuitetskalkyl. Utifrån tidigare presenterade tillkommande kapitalkostnader samt kalkylränta och ekonomisk livslängd, enligt ovan, har nedanstående årliga tillkommande kapitalkostnader beräknats.

Tabell 18 Årliga tillkommande kapitalkostnader, SEK/mätpunkt och år

SEK/mätpunkt och år	>300 MWh	>1,2 MWh	<1,2 MWh
Årlig kapitalkostnad	1 291	795	1 156

Källa: Pöyry analys av enkätundersökning

Den franska samhällsekonomiska kalkylen som nämns i kapitel 3.12 kommer fram till en kapitalkostnad på motsvarande 704 SEK/mätpunkt. Det är logiskt att installationen av nästan 1 miljon gasmätare blir billigare än installationen av cirka 17 000 mätpunkter uppdelat på 5 nätägare.

4.2.2 Tillkommande driftkostnader med fjärravläsning

Tillkommande driftkostnader med fjärravläsning är:

- Fältservice: Kostnader för felavhjälpning och underhåll av fältutrustning
- Drift: Kostnader för daglig drift av centralsystem
- Centralsystem: Licenskostnader och liknande för centralsystemet

I tabellen nedan sammanställs enkätsvaren för dessa kostnader:

Tabell 19 Tillkommande driftkostnader med fjärravläsning, SEK/mätpunkt och år

SEK/mätpunkt	Medel	Min	Max	Medel (3)
>300 MWh	6 568	568	19 985	4 096
>1,2 MWh	2 303	287	7 373	1 284
<1,2 MWh	2 303			1 284

Källa: Pöyry analys av enkätundersökning

För mätpunkterna med en årsförbrukning under 1,2 MWh har vi inte samlat in uppgifter separat, utan istället antagit att tillkommande driftkostnader för dessa är på samma nivå som mätpunkterna med en årsförbrukning över 1,2 MWh.

Den franska samhällsekonomiska kalkylen som nämns i kapitel 3.12 kommer fram till driftkostnader på motsvarande 132 SEK/mätpunkt. Det är en stor skillnad mellan dessa och de driftkostnader vi fått från enkätsvaren. Driftkostnader för insamling av månadsvärden el i Sverige är på en nivå i närheten av den i den franska studien. Insamling av timvärden för el är betydligt dyrare då dessa idag måste samlas in dygnsvis inom några timmar på morgonen. Enligt rapporten Ökat inflyttande för kunderna på elmarknaden ökar kostnaderna med 300 – 400 SEK/mätpunkt och år. Den största delen av förklaring är troligen skillnaden i antal mätpunkter. Företag med få gaskunder som måste bygga ut en separat infrastruktur för insamling av gasmätvärden har mycket höga kostnader. De företag som har angivit lägst kostnader, är företag som kan utnyttja infrastruktur för el, ligger i ett rimligt intervall för insamling av timvärden.

Eftersom de svenska gasföretagen har mycket varierande förutsättningar som de inte självklart kan påverka själva har vi valt att använda driftkostnaderna i Tabell 19, kolumnen Medel(3).

4.2.3 Totala kostnader med fjärravläsning

När tillkommande kapital- och driftkostnader summeras får vi följande totala tillkommande kostnader för fjärravläsning

Tabell 20 Totala tillkommande kostnader, SEK/mätpunkt och år

SEK/mätpunkt och år	>300 MWh	>1,2 MWh	<1,2 MWh
Årlig kapitalkostnad	5 387	2 079	2 440

Källa: Pöyry analys av enkätundersökning

4.3 Nyttor med fjärravläsning

Det finns ett antal samhällsekonomiska nyttor med fjärravläsning. De nyttor vi har identifierat kan sammanfattas i följande tre punkter:

1. Energieffektiviseringspotential
2. Bättre fungerande gasmarknad
3. Förtroende för gasmarknaden

Bättre underlag på hur energi används över tiden har, enligt Energimyndighetens Elmarknadsrapport, EIR 2010:02, visat ge energibesparingar på 1% för el och fjärrvärme. Samma nivå på energibesparingen borde gälla även för gas, speciellt då gasen används för uppvärmning. En energibesparing ger miljönytta och nytta för kunden i form av lägre kostnad för gasen. Däremot drabbas övriga aktörer på gasmarknaden av lägre försäljning. Man kan också resonera som att den gas som inte används, i och med besparingen, är en resurs som frigörs och kan användas för något annat ändamål. Därmed är det logiskt att värdera nyttan av energibesparingen till gaspriset på grossistmarknaden

En bättre fungerande elmarknad uppnås genom att efterfrågan på gas kan bli mer flexibel över tiden, även om inte detta efterfrågas idag. Riskerna för gasleverantörer minskar något då insamlingsfrekvensen ökar. Fjärravläsning ger också en ökad transparens på marknaden i och med att kunderna vet hur mycket de förbrukar under varje tidsperiod.

Fjärravläsning ökar också gasmarknaden förtroende hos kunderna. När både el och värme kommer att fjärravläsa sina mätare är det risk att gasmarknaden kommer att upplevas som omodern av kunderna. Leverantörsbyten kommer också att kunna genomföras på ett enklare sätt med fjärravläsning.

Vi har frågat de aktörer vi varit i kontakt med i utredningen vilka nyttor de anser att fjärravläsning ger. Alla aktörer vi varit i kontakt med anser att fjärravläsning har fördelar, men många anser att kostnaderna inte uppväger fördelarna. I enkäten till gasnätsägarna har företagen fått poängsätta nyttorna enligt en skala 1 – 5, där:

- 1 = Inte en relevant nytta för någon kund eller för gasföretaget
- 5 = Nytta med stor relevans för många kunder eller för gasföretaget

Förutom nätföretagen som lämnat in enkätsvar har vi också telefonintervjuat 6 personer inom gashandel. Från ett företag har vi intervjuat två personer inom olika avdelningar. I tabellen nedan framgår hur gashandlarna poängsätter nyttor med smarta mätare.

I tabellen nedan redovisas genomsnittspoäng från nätägare och gasleverantörer samt genomsnittet för de båda aktörstyperna.

Tabell 21 Gasaktörers värdering av nyttor

Nyttor	Genomsnitt	Nät	Handel
Kunden får faktura baserad på verklig förbrukning	4,9	5,0	4,8
Undvika olika månadsenergier från Nät och Gasleverantör	4,5	4,6	4,3
Underlätta leverantörsbyten	4,4	4,8	4,0
Utökad mätning ger generellt bättre kontroll	4,4	4,2	4,5
Mätvärden som underlag vid kundkontakter	4,2	3,8	4,5
Undvika felavläsningar av mätare	4,0	3,8	4,2
Underlag för energibesparingar	3,8	3,6	4,0
Minskade kundtjänstärenden	3,6	3,6	3,7
Effektvärden för effektbokning i överliggande nät	3,3	2,8	3,8
Möjlighet till nya avtalskonstruktioner Nät	3,3	3,0	3,5
Möjlighet att hitta mätfel	3,1	3,4	2,8
Möjlighet till nya avtalskonstruktioner Gashandel	3,0	1,8	4,2
Möjlighet att hitta läckor i gasnätet	2,7	2,8	2,7

Källa: Pöyry enkätundersökning och interjuver med gashandlare

Att värdera ovanstående nyttor är mycket svårt. Gasnätsägarna var tillfrågade i enkäten att ange värdet för respektive nytta. Vi fick in två värden från ett företag.

Värderingen av nyttor har därför istället fått göras utifrån ett kvantitativt resonemang. I denna analys har vi kvantifierat nyttorna som har ett genomsnittligt betyg > 3,5. Detta dels för att dessa nyttor har givits ett högre betyg från aktörerna och dels för att några av nyttorna med lägre genomsnittsbetyg är mycket svåra att uppskatta ett värde på.

Tabellen nedan visar värderingen för kunder med en årsförbrukning över 300 MWh och för kunder med en årsförbrukning över 1,2 MWh per år.

Tabell 22 Värdering av nyttor

>300 MWh	Underlag		Frekvens	Värde	Summa
	vad	antal		SEK/gång	SEK
Kunden får faktura baserad på verklig förbrukning	ej relevant	0	12	0	0
Undvika olika månadsenergier från Nät och gaslev	ej relevant	0	0	0	0
Underlätta leverantörsbyten	byten	1	7%	500	33
Utökad mätning ger generellt bättre kontroll	fakturor	1	12	100	1 200
Mätvärden som underlag vid kundkontakter	kontakter	1	33%	1000	333
Undvika felavläsningar av mätare	fel	1	1%	500	5
Underlag för energibesparingar	MWh	802	0,5%	270	1 082
Minskade kundtjänstärenden	ej relevant	0	0%	0	0
Summa					2 654

>1,2 MWh	Underlag		Frekvens	Värde	Summa
	vad	antal		SEK/gång	SEK
Kunden får faktura baserad på verklig förbrukning	fakturor	1	6	12,5	75
Undvika olika månadsenergier från Nät och gaslev	fakturor	10%	6	12,5	8
Underlätta leverantörsbyten	byten	1	5%	500	25
Utökad mätning ger generellt bättre kontroll	fakturor	1	6	10	60
Mätvärden som underlag vid kundkontakter	kontakter	1	33%	100	33
Undvika felavläsningar av mätare	fel	1	1%	500	5
Underlag för energibesparingar	MWh	24	1%	270	64
Minskade kundtjänstärenden	kontakter	1	17%	500	83
Summa					352

Källa: Pöyry

De kvantifieringar av nyttor som vi gjort bygger på många osäkra antaganden och är dåligt underbyggda. Vi anser dock att denna metod är bättre än att bara göra en grov uppskattning av den totala nyttan av fjärravläsning för kunderna.

4.3.1 Kunden får faktura baserad på verklig förbrukning

Att kunden får fakturor baserad på verklig förbrukning har fått högst poäng av både gasnäten och gasleverantörerna. Det är uppenbart att det har ett värde för kunderna.

Vi har här ansatt att kunderna får denna nytta varje gång de får en faktura och att kunderna med en årsförbrukning över 1,2 MWh får 6 fakturor per år.

Om vi antar att värdet för kunden motsvarar 5 minuter av kundens tid varje gång kunden får en faktura medför det, med samma värdering av kundens tid som i 4.1, att värdet är 12,5 SEK per faktura.

Kunder med en årsförbrukning över 300 MWh har månadsavläsning och får därmed redan idag fakturor baserade på verklig förbrukning. Denna nytta är därmed inte relevant för dessa kunder.

4.3.2 Undvika olika månadsenergier från gasnät och gasleverantör

Fakturan till kunder som inte månadsavläses är baserad på en uppskattad årsförbrukning. När gasnät och gasleverantör fakturerar kunden använder de månadsschabloner för hur mycket kunderna gör av med under faktureringsperioden. Hur dessa schabloner beräknas varierar mellan företagen. När gasnät och gasleverans faktureras separat till kunden får därför kunderna ibland olika beräknade gasmängder för samma period. Detta medför en olägenhet för kunden. Problemet skulle kunna avhjälpas genom att branschen kom överens om en gemensamt sätt att beräkna månadsenergierna på. Detta har dock tydligen inte skett ännu.

Nyttan med att bli av med detta problem har vi uppskattat genom att anta att 10% av kunderna får separata fakturor från gasnät och gasleverantör där månadsenergierna inte överensstämmer. Antalet fakturor per år är, liksom föregående nytta, uppskattat till 6.

Vi har även i detta fall antagit värdet motsvarar 5 minuter av kundens tid.

Kunder med en årsförbrukning över 300 MWh har månadsavläsning och denna nytta är därmed inte relevant för dessa kunder.

4.3.3 Underlätta leverantörsbyten

Vid leverantörsbyten behöver kunders mätare läsas av och i framtiden kan det bli möjligt att kunderna får möjlighet att byta leverantör andra dagar än vid månadsskiftet. Leverantörsbytena skapar merarbete hos nätägarna när de inte har tillgång till fjärravläsning. En aktör har angivit kostnaden för detta till 500 SEK per leverantörsbyte.

Vi har här antagit att leverantörsbytesfrekvensen ökar från dagens låga nivåer, så även 3.1, till 7 % för kunder med en årsförbrukning över 300 MWh och 5 % för kunder med en årsförbrukning över 1,2 MWh.

4.3.4 Utökad mätning ger generellt bättre kontroll

De flesta aktörer på gasmarknaden anser att utökad mätvärdeinsamling generellt sätt ger än bättre kontroll. Eftersom mätningen i slutändan

används för att fakturera kunderna har vi uppskattat nyttan av den bättre kontrollen i förhållande till fakturering till kund.

För kunder med en årsförbrukning över 1,2 MWh har vi ansatt ett värde på 10 SEK per faktura för denna kvalitetshöjning. För kunder med en årsförbrukning över 300 MWh är beloppen på fakturan betydligt större och kvalitetshöjningen bör därmed vara betydligt mer värd. Vi har här ansatt ett värde på 100 SEK per faktura.

4.3.5 Mätvärden som underlag vid kundkontakter

När kunder kontaktar nätägare eller gasleverantörers kundtjänst skulle det vara mycket värdefullt att ha tillgång till aktuella mätvärden för kunden. Detta är en erfarenhet från elmarknaden.

Nyttan uppkommer när kunder kontaktar gasföretagens kundtjänster. Vi har uppskattat att kunderna kontaktar kundtjänsterna i genomsnitt var tredje år.

Värdet av nyttan har vi för kunder med en årsförbrukning över 1,2 MWh uppskattat till 100 SEK per gång och 1 000 SEK per gång för kunder med en årsförbrukning över 300 MWh.

4.3.6 Undvika felavläsningar av mätare

Det händer att mätare läses av fel när de läses av manuellt. Dels kan det förekomma rena felavläsningar, felskrivningar eller felregistreringar, men felavläsningar för större gasmätare kan också bero på att fel mätarregister har lästs av. Felavläsningar kan förekomma både då kunden själv läser av sin mätare och när gasnätsföretagets egen personal läser av gasmätaren.

Vi har antagit att felavläsningar förekommer vid 1% av alla avläsningar.

Effekten av en felavläsning som inte upptäcks bör vara att det blir en felaktig fördelning av gasanvändning mellan gaskunder och eventuellt gasnätsägaren. Fel som upptäcks, vilket förhoppningsvis är det vanligaste, medför behov av ny mätavläsning och korrigeringar i IT-system. Värdet av felavläsningen har vi uppskattat till 500 SEK.

4.3.7 Underlag för energibesparingar

Denna nytta som kanske är den vanligaste motiveringen för att införa fjärravläsning har gasaktörerna värderat lägre än flera andra nyttoposter.

I Energimarknadsinspektionens rapport ”Fakturering efter faktisk förbrukning och reglering av mätperiodens längd avseende fjärrvärme” från 2010 har potentialen för energibesparing vid utökad statistik på energianvändningen beräknats till 1% för kunder som använder energin till uppvärmning. Det bör vara samma potential för gaskunder som använder gas för uppvärmning. Många av kunderna med en årsförbrukning över 1,2 MWh ingår i denna kundgrupp. Vi har därför antagit att denna kategori kan spara 1% av sin gasförbrukning. För kunder med en årsförbrukning över 300 MWh har vi antagit att de bara kan spara hälften, dvs 0,5%.

Genomsnittlig gasanvändning för kunder med en årsförbrukning över 300 MWh är 802 MWh, enligt den statistik vi har fått från enkätsvaren från

gasnätsägare. För kunder med en årsförbrukning över 1,2 MWh är genomsnittlig gasanvändning 24 MWh.

Värdet på energibesparingen har vi satt till gaspriset på grossistmarknaden, vilket vi antagit är 270 SEK/MWh på lång sikt. Se även Tabell 13.

4.3.8 Minskade kundtjänstärenden

Den sista nyttoposten som vi försökt kvantifiera är att fakturering efter verklig förbrukning minskar kundtjänstärendena hos gasaktörerna. Därmed minskas kostnaderna för kundtjänst hos gasaktörerna.

Vi har antagit att antal kundtjänstärenden halveras och att kostnaden för ett kundtjänstärende i genomsnitt är 500 SEK, vilket är det pris som en aktör har angivit i sitt enkätsvar.

4.4 Summering

I den samhällsekonomiska kalkylen har vi tre huvudkomponenter.

- Nyttor med fjärravläsning
- Undvikna kostnader för manuell avläsning
- Kostnader för att införa och driva fjärravläsningssystem

När dessa tre komponenter summeras får vi följande resultat.

Tabell 23 Samhällsekonomisk kalkyl

SEK/mätpunkt och år	>300 MWh	>1,2 MWh	<1,2 MWh
Nyttor	2 654	352	352
Undvikta kostnader	4 546	354	0
Kostnader	-5 387	-2 079	-2 440
Summa	1 813	-1 373	-2 088

Källa: Pöyry

Från tabellen framgår det att för stora kunder är det samhällsekonomiskt lönsamt att införa fjärravläsning, men för mindre kunder är det inte lönsamt. En starkt bidragande orsak till detta resultat är kravet om månadsvis mätaravläsning för de stora kunderna. Därmed är de kostnader som undviks med fjärravläsning stora. För de flera gasnätsföretag borde det vara även företagsekonomiskt lönsamt att införa fjärravläsning för dessa kunder. För mindre kunder, med årsavläsning, är kostnaderna betydligt större än nyttan och de undvikna kostnaderna.

5. SLUTSATSER

I syfte att få perspektiv på resultatet från den samhällsekonomiska kalkylen i Tabell 23 har vi tagit fram gaskundernas genomsnittliga kostnader för gasnät och total gaskostnad per kategori.

Tabell 24 Gaskostnader för typkunder

	>300 MWh	>1,2 MWh	<1,2 MWh
Årsförbrukning, MWh	802	24	0,18
Nätavgift, SEK/MWh	170	275	680
Nätkostnad, SEK/år	136 268	6 529	124
Totalt kundpris, SEK/MWh	585	978	1 615
Totalkostnad kund, SEK/år	468 923	23 219	294

Källa: Pöyry

5.1 Kunder med en årsförbrukning över 300 MWh

För de största kunderna utan fjärravläsning idag är det klart lönsamt för samhället att ställa krav på fjärravläsning. Den eventuella företagsekonomiska kostnaden för gasnätsägarna är begränsad och denna kostnad är mycket liten i förhållande till dessa kunders nätkostnad. Det finns dessutom bara ca 1 600 kunder i denna kategori i Sverige och av dessa är cirka 500 redan fjärravlästa.

5.2 Omätta kunder med en årsförbrukning under 1,2 MWh

För de omätta kunderna är det uppenbart att det inte är samhällsekonomiskt försvarbart att införa fjärravläsning. Den samhällsekonomiska kostnaden är 2 088 SEK per år vilket är otroligt mycket i förhållande till genomsnittskundens totala gaskostnad på 294 SEK.

Kostnaden för att installera fjärravläsning för dessa kunder blir högre än för kunder som redan har mätning idag. Kostnaden för mätare och ny mätplats tillkommer. Dessutom kan det vara svårt att överhuvudtaget få plats med en mätare hos dessa kunder. Mätarna måste alltid sättas inne i kundens lägenhet och det är ofta svårt att få tillträde till lägenheter, både vid installationen och vid eventuell felavhjälpning. Ytterligare ett argument för att inte införa vare sig krav på mätning eller fjärravläsning för dessa kunder är att det är svårt att få bra kvalitetssäker mätning för kunder med låg och oregelbunden förbrukning.

5.3 Kunder med en årsförbrukning över 1,2 MWh

För kunderna med en årsförbrukning över 1,2 MWh har vi kommit fram till att det inte är samhällsekonomiskt lönsamt att införa fjärravläsning. Men eftersom det finns mycket osäkerheter i kalkylerna är denna slutsats inte lika entydig som de två första.

Med data från Tabell 23 kan vi få fram att gasnätsföretagets kostnad ökar med 1 725 SEK (2 079 – 354) per år med fjärravläsning för denna kategori. Gasnätsföretaget behöver alltså höja sin tariff med 1 725 SEK vid ett införande av fjärravläsning. I nedanstående tabellen har vi beräknat hur stor andel detta är av nättariffen för olika stor kunder inom kategorin.

Tabell 25 Procentuell ökning av nätkostnad

Årsförbrukning	300 MWh	30 MWh	1,2 MWh
Nätavgift, SEK/MWh	275	275	275
Nätkostnad, SEK/år	82 500	8 250	330
Ökande nätkostnad, SEK/år	1 725	1 725	1 725
Procentuell ökning	2%	21%	523%

Källa: Pöyry

För kunder i övre gränsen av kategorin blir den ökade nätkostnaden marginell, medan den blir mycket stor för kunder vid den undre gränsen. Storleken 30 MWh är vald för att den motsvarar de minsta kunderna som är större än villakunder. För dessa kunder blir ökningen av nätkostnaden betydande, men inte helt orimlig.

Vi har också beräknat hur stor del av kundernas totala gasnätskostnad som kostnadsökningen motsvarar. Här har vi lagt på moms på den ökade nätkostnaden, eftersom moms ingår i totalt kundpris i SCBs sammanställning för denna kategori.

Tabell 26 Procentuell ökning av total gaskostnad

Årsförbrukning	300 MWh	30 MWh	1,2 MWh
Totalt kundpris, SEK/MWh	978	978	978
Totalkostnad kund, SEK/år	293 400	29 340	1 174
Ökande nätkostnad, SEK/år	2 156	2 156	2 156
Procentuell ökning	1%	7%	184%

Källa: Pöyry

Ökningen av totala gaskostanden för de minsta kunderna skulle bli mycket stor om dessa skulle få fjärravläsning. För kunderna med en årsförbrukning över 30 MWh blir ökningen 7% eller mindre. Det finns ca 1 400 kunder i Sverige inom detta intervall. Eftersom nyttan från möjlighet till energibesparing ökar med kundens storlek och mätkraven för el och värme är/kommer att bli betydligt högre kan det vara rimligt att inkludera även denna kundkategori i ett framtida krav på fjärravläsning inom gas.

5.4 Fördelar och nackdelar med fjärravläsning

Vårt uppdrag vara att se på ”smarta” naturgasmätare, vi har dock kommit fram till att den smarthet som marknaden har behov av och som det finns tekniska förutsättningar för att införa helt är kopplade till fjärravläsning av gasmätare.

Erfarenheter från elmarknaden pekar på att det är betydligt dyrare att samla in timvärden dygnsvis än att samla in mätarställningar månadsvis. Denna kostnadsskillnad ser inte nätägarna på gasmarknaden som ett stort problem. Den stora skillnaden går mellan att ha fjärravläsningssystem eller manuell avläsning. Med dygnsvisa timvärden kan nätägarna använda samma system och rutiner för samtliga fjärrinsamlade gasmätare, vilket de ser som en fördel. Dessutom medför timvärden att samtliga nyttor kring fjärravläsning realiseras fullt ut.

I nedanstående tabell har vi försökt sammanfatta fördelar och nackdelar med fjärravläsning.

Tabell 27 Fördelar och nackdelar med introduktion av fjärravläsning

Fördelar	Nackdelar
▪ Kunden får underlag för energi-besparingar, vilket är bra för miljön sett ur ett svenskt perspektiv. Om svenska kunder minskar sin naturgas-användning minskar även Sveriges CO_2-utsläpp ▪ Ökad transparens och bättre fungerande gasmarknad vilket i sin tur kan bidra till förbättrad konkurrens bland aktörerna och bättre tjänster för kunderna ▪ Gasmarknadens förtroende hos kunderna bör öka, då kunder får faktura baserad på verklig förbrukning, kundtjänst har tillgång till verkliga mätvärden, samma energier på faktura från nät och gasleverantör samt att leverantörsbyten underlättas ▪ Avskaffandet av manuell mätaravläsning minskar kostnad för gasnätsföretagen och behov av medverkan från kunder, samt minskar risk för felavläsningar av mätare ▪ Samhällsekonomiskt lönsamt att införa fjärravläsning för kunder med en årsförbrukning över 300 GWh	▪ Tekniska lösningar för fjärravläsning av gasmätare är relativt dåligt utvecklade jämfört med elmätare ▪ Få gaskunder gör att kostnaderna per mätpunkt blir höga ▪ Kostnaden för att installera fjärr-avläsning överstiger nyttorna för de flesta kunder

6. REFERENSER

Banverket, (2009), ”Hjälpmedel för samhällsekonomisk bedömningar inom järnvägssektorn”, Handbok BVH706, Diarienummer F09-10922/SA10

Department of Energy and Climate Change and the Office of Gas and Electricity Markets, (2011), ”Smart Metering Implementation Programme”, URN:11D/676, Ofgem Ref No. 45/11

CGA Gas Measurement School, (2004), “Diaphragm Meters Applications, Installations and Maintenance”

Energigas Sverige, (2009), “Gasmätning – Anvisningar för den svenska energigasbranschen”

Energimarknadsinspektionen, (2009), ”Sveriges el- och naturgasmarknad 2009” EI R2010:12

Energimarknadsinspektionen, (2010), ”Fakturering efter faktisk förbrukning och reglering av mätperiodens längd avseende fjärrvärme”, EI R 2010:02

Energimarknadsinspektionen, (2010), ”Ökat inflytande för kunderna på elmarknaden”, EI R2010:22

Energimarknadsinspektionen, (2010), ”Bedömning av gasnätsföretagens tariffintäkter år 2009”, EI R2010:27

Gasföreningen, “Svensk Gasmarknadshandbok”, Version 5.0

Naturvårdsverket (2003) ”Värdering av tid, olyckor och miljö vid väginvesteringar”, Rapport 5270

Näringsdepartementet, (2011), ”Framtida Regelverk och Ansvarsförhållanden på naturgasmarknaden i Sverige”, SOU 2011:46

Onninen-Elef ” Gasmateriel, Teknisk information - gasmätare”

Pöyry & Sopra Consulting, (2011), ”Etude comptage évolué gaz”

ANNEX A – ENKÄTUNDERSÖKNINGEN

ENKÄT GASMÄTNING

Uppgifter om mätpunkter (kunder)

Kategori/årsförbrukning/krav	Antal mätpunkter	GWh/år	Antal fjärravlästa
> 3 000 MWh, dygnsmätning			
> 300 MWh, månadsmätning			
> 1,2 MWh, årsmätning			
< 1,2 MWh, ingen mätning			
Summa	0	0	0
> 30 MWh, < 300 MWh *			

Kommentar från uppgiftslämnaren

* Ny kategori: Vi vill veta hur många mätpunkter som idag har årsmätning och är större än "Villakunder"

Årliga kostnader (idag)

Kategori	Självavläsning	Manuell avläsning	Fjärravläsning
	SEK/år	SEK/år	SEK/år
> 300 MWh			
> 1,2 MWh			
eller Summa alla kategorier			

Kostnaderna ska inkludera all hantering både i fält och på kontor samt kostnader för IT-system

Tillkommande kapitalkostnader med fjärravläsning

Kategori	Utrustning	Arbete	Centralsystem
	SEK/mätpunkt	SEK/mätpunkt	SEK
> 300 MWh			
> 1,2 MWh			
eller oavsätt kategori			

Utrustning: Kommunikationsutrustning mm som behövs för att fjärravläsa mätaren
Arbete: Planering, avisering och installation, inklusive eldragningar etc.
Centralsystem: Tillkommande kostnader i infrastruktur för mätinsamnling och/eller centralt system

Fördyrande omständighet vid vissa anläggningar

Kategori	Mätare utomhus	Ingen pulsutgång	Annan
	antal och SEK/mp	antal och SEK/mp	antal och SEK/mp
> 300 MWh			
> 1,2 MWh			
eller oavsätt kategori			

Annan =

Dessa kostnader ska inte ingå i föregående tabell

Kommentar från uppgiftslämnaren

Tillkommande årliga driftkostnader med fjärravläsning

Kategori	Fältservice	Drift	Centralsystem
	SEK/mätpunkt	SEK/mätpunkt	SEK
> 300 MWh			
> 1,2 MWh			
eller Summa alla kategorier			

Fältservice: Kostnader för felavhjälpning och underhåll av fältutrustning
Drift: Kostnader för daglig drift av centralsystem
Centralsystem: Licensekostnader och liknande för centralsystemet

Smarta funktioner

Ange smarta funktioner förutom mätingamling (här ingår även timvärden) som Ni ser ett behov av för ert företags del, företagets kunder eller gasleverantören

Nyttor

Beskrivning		Poäng	Värde
		1 - 5	SEK/mätpunkt
Kunden får faktura baserad på verklig förbruking			
Minskade kundtjänstärenden			
Mätvärden som underlag vid kundkontakter			
Underlag för energibesparingar			
Möjlighet till nya avtalskonstruktioner Nät			
Möjlighet till nya avtalskonstruktioner Gashandel			
Möjlighet att hitta läckor i gasnätet			
Möjlighet att hitta mätfel			
Underlätta leverantörsbyten			
Undvika olika månadsenergier från Nät och gaslev.			
Undvika felaläsningar av mätare			
Effektvärden för effektbokning i överliggande nät			
Utökad mätning ger generellt bättre kontroll			
Andra nyttor			

Poäng: 1 = Inte en relevant nytta för någon kund eller gasföretaget
5 = Nytta med stor relevans för många kunder eller för gasföretaget
Värde: Uppskattat värde per år och mätpunkt av nyttan

Pöyry is a global consulting and engineering firm dedicated to balanced sustainability.

Our in-depth expertise extends to the fields of industry, energy, urban & mobility and water & environment. Pöyry has 7000 experts operating in about 50 countries, locally and globally.

Pöyry is Europe's leading management consultancy company specialised in the energy sector. Our services combine management solutions with specific energy business competence that is leveraged with the engineering expertise of Pöyry. We aim to support our clients in the full spectrum of energy sector activities.

Pöyry Management Consulting (Sweden) AB
Banérgatan 16
SE-115 23 Stockholm
Sweden

Tel: +46 (0)8 5280 1200
Fax: +46 (0)8 5280 1220
www.poyry.com
E-mail: stockholm.ecse@poyry.com

www.poyry.com

MILJÖMÄRKT
341 506
Trycksak

Kungsgatan 43
Box 155
631 03 Eskilstuna
Tel 016-16 27 00
www.ei.se

Energimarknads
inspektionen