



**Uppskattning av vägd  
kapitalkostnad för regleringen av  
naturgasnätet i Sverige**

2014-06-24

## Innehåll

1.	Bakgrund och uppdrag	2
1.1	Bakgrund	2
1.2	Tidsperspektiv för WACC	2
2.	Sammanfattning av slutsatser	5
3.	Teoretiska grunder för beräkning av WACC	5
3.1	Avkastningskrav och risk	6
3.2	Avkastningskravet på eget kapital ( $r_E$ )	6
3.3	Avkastningskrav på lånat kapital	9
4.	Uppskattning av WACC	10
4.1	Relevant tidsperiod och avvägningar	10
4.2	Avkastningskrav på eget kapital	11
4.3	Beräkning av WACC	24
4.4	Skillnader EY och KPMG beräkningar	25
	Appendix 1 – Jämförbara bolag	26

## 1. Bakgrund och uppdrag

### 1.1 Bakgrund

Swedegas AB ("Swedegas" eller "Uppdragsgivaren") äger och driver det svenska transmissionsnätet för naturgas i Sverige. Prissättningen för Swedegas tjänster i detta nät bestäms utifrån en reglermodell fastslagen av Energimarknadsinspektionen ("EI"). En parameter i kostnadsbasen är det vägda avkastningskravet ("WACC") för det kapital som behövs för verksamheten.

KPMG Corporate Finance ("KPMG"), ett affärsområde inom KPMG AB, har fått i uppdrag av Swedegas att bedöma ett rimligt vägt avkastningskrav för regleringen. Syftet med KPMG:s utredning är att utgöra underlag för Swedegas ansökan om intäktsram för perioden 2015-2018.

Denna rapport är avsedd att tjäna som en oberoende analys i sammanhanget angivet ovan och är upprättad för att användas i sammanhanget beskrivet ovan.

KPMG har utgått från att samtliga erhållna uppgifter är korrekta och fullständiga samt att ingen väsentlig information har undanhållits. KPMG har, inom ramen för uppdraget, vare sig reviderat eller verifierat den erhållna informationen och tar följaktligen inget ansvar för dess riktighet eller fullständighet.

### 1.2 Tidsperspektiv för WACC

#### *Momentan respektive långsiktigt uthållig WACC*

Med kapitalkostnad avses den avkastning som en investerare kräver för att investera i en tillgång vid ett givet tillfälle. Kapitalkostnaden ska därför spegla den alternativa avkastning som investeraren skulle kunna generera vid en likartad, alternativ, investering. Med likartad avses i finansiella sammanhang en investering som uppvisar samma finansiella risk (se nedan).

Av resonemanget ovan följer att kapitalkostnaden vid utvärderingar av investeringar eller värderingar bör reflektera kapitalkostnaden vid ett givet tillfälle. Detta eftersom en investerare som utvärderar en investering/förvärv står inför valet att investera/förvärva tillgången eller allokera kapitalet till alternativa placeringar. Den relevanta WACC:en vid varje investeringsbeslut ska därför spegla kapitalkostnaden vid just det tillfället. Vi kommer i det följande benämna en sådan kapitalkostnad *momentan kapitalkostnad* eller *momentan WACC*.

Som ett illustrativt exempel kan nämnas en investering i en obligation med en ränta om 5 procent. En investerare som står i begrepp att investera i obligationen kommer att jämföra avkastningen i obligationen med avkastningen som kan erhållas vid andra investeringar med liknande risk vid detta investeringstillfälle. Den relevanta kapitalkostnaden i denna situation är den momentana kapitalkostnaden dvs. vilken alternativ avkastning som kan erhållas vid just detta tillfälle. Om den alternativa avkastningen (dvs. kapitalkostnaden) överstiger 5 procent kommer investeraren inte att investera i obligationen. Om den alternativa avkastningen (dvs. kapitalkostnaden) understiger 5 procent kommer investeraren att investera i obligationen.

Bedömningen av operatörernas intäktsramar enligt regleringsmodellen baseras på en s.k. *ex ante*-ansats. Detta innebär att operatörernas intäktsram bestäms innan reglerperioden utan justering för faktiskt utfall (med undantag för några kostnadskomponenter). Det innebär att den WACC som ska utgå under regleringsperioden ska spegla den förväntade kapitalkostnaden under perioden. Problemet med en *ex ante*-reglering är därför att den WACC som bestäms för reglerperioden kan komma att avvika från den faktiska kapitalkostnaden under reglerperioden.

En avvikelse mellan den regulatoriska WACC:en och den faktiska WACC:en under reglerperioden kan få oönskade konsekvenser. Om den regulatoriska WACC:en understiger den faktiska WACC:en kommer operatörerna inte kunna täcka sina kapitalkostnader vid investeringar och därmed vara obenägna att genomföra erforderliga återinvesteringar.

För att återknyta till exemplet med obligationen ovan kan sägas att en reglering innebär att investeraren förbinda sig att investera till den kända avkastningen (5 procent) under en bestämd tidsperiod utan att känna till den faktiska kapitalavkastningen (den momentana kapitalavkastningen).

Det har från den reglerande myndigheten därför förts fram tanke om att tillämpa en uthållig/långsiktig WACC som ska vara relativt stabil över tiden<sup>1</sup>. En sådan skulle under vissa perioder överkompensera och i vissa perioder underkompensera operatörerna. Tanken är dock att operatörerna i genomsnitt och under en längre tidsperiod kommer att få korrekt kompensation. Vi kommer i det följande att benämna denna för *långsiktigt uthållig kapitalkostnad* eller *långsiktigt uthållig WACC*.

#### *Lämpligt tidsperspektiv för uppskattning av en regulatorisk WACC*

Regleringen av gasnätsoperatörerna har tidigare skett *ex post* dvs. genom att operatörernas kostnader (inklusive avkastningskrav) har bedömts efter reglerperiodens slut. Från och med den tillsynsperiod som inleds år 2015 kommer gasnäten att regleras *ex ante* innebärande att intäktsramarna kommer att avgöras innan tillsynsperioden. Intäktsramen kommer därför att baseras på bedömningar om framtida kapitalkostnader. Detta får konsekvenser för uppskattningen av WACC i och med att denna inte kan läsas av i efterhand utan måste bedömas i förväg. Det blir därmed en central fråga vilket tidsperspektiv som ska anläggas när kapitalkostnaden ska uppskattas.

Vi har inte funnit någon vägledning kring tidsperspektivet i de föreskrifter som EI har lämnat kring regleringen av gasnätet. I förarbetena framgår endast att kapitalkostnaden ska baseras på vedertagna ekonomiska metoder.

Däremot har EI i samband med regleringen av de svenska elnätsföretagen, som också den bygger på en *ex ante* reglering, formulerat vilka principer som bör gälla vid uppskattningen av kapitalkostnaden. Vi ser inte någon anledning till varför principerna för gasnätet skulle avvika från de principer som gäller för elnätet och har därför tagit vår utgångspunkt i EI:s principer för elnätet.

<sup>1</sup> Denna princip har förts fram av Energimarknadsinspektionen i samband med elnätsregleringen. Vi ser ingen anledning till att principerna skulle skilja sig åt i regleringen av gasnätet.

I beslutet den 28 oktober 2011 avseende intäktsramar för elnätsföretagen redogör EI för principerna för den uthålliga WACC-räntan. I bilaga 3 till beslutet skriver EI följande:

*EI anser vid en sammantagen bedömning att det vore bättre att anlägga ett långsiktigt perspektiv vid fastställande av den riskfria räntan.*

Vidare skriver EI:

*EI bedömer dock att det kan vara att föredra att utgå från Riksbankens mål för inflation och en långsiktig förväntan av utvecklingen av BNP ger en stabil grund för den riskfria räntenivån [sic].*

Det är för oss uppenbart att EI:s ansats vid detta tillfälle var att den regulatoriska WACC-räntan skulle spegla en långsiktigt uthållig nivå dvs. baseras på parametrar som speglade uthålliga nivåer i långsiktig ekonomisk jämvikt. Bedömningen tycks inte vara knuten till någon viss tidsperiod.

KPMG delar uppfattningen att den relevanta kapitalkostnaden för en *ex ante*-reglering torde vara en långsiktig uthållig WACC dvs. en WACC som är oberoende av fluktuationer som kan påverka WACC under reglerperioden. Orsakerna är som följer:

En WACC som avser förväntad nivå under reglerperioden riskerar att leda till fluktuationer i intäktsramen mellan perioderna och i sin tur en ökad risk för operatörerna. De långa livslängderna i investeringarna innebär att denna risk är betydande. En operatör som genomför en investering med en lång livslängd (och därmed lång finansieringsperiod) måste kunna bilda sig en uppfattning om vilka intäkter investeringen kommer att generera på lång sikt för att kunna fatta ett korrekt investeringsbeslut.

För att illustrera detta kan följande exempel ges:

Antag att en operatör överväger en investering med en ekonomisk livslängd om 10 år. Antag att den regulatoriska WACC:en är konstant över tiden. Under dessa förutsättningar kommer operatören att erhålla avskrivningar och en avkastning motsvarande WACC under investeringens livslängd. Även om den långsiktiga regulatoriska WACC:en kan avvika från den faktiska (momentana) WACC:en vid varje enskilt investeringstillfälle kommer avkastningen för operatören över tid att motsvara den genomsnittliga WACC:en.<sup>2</sup>

Antag nu att den regulatoriska WACC:en förändras mellan reglerperioderna och att investeringen görs i period ett. Om den regulatoriska WACC:en skulle sänkas i period 2 pga. tillfälliga fluktuationer i ekonomin kommer avkastningen på investeringen understiga WACC-räntan när investeringsbeslutet togs.

Av exemplet framgår att en regulatorisk WACC som uppskattas som den förväntade WACC:en under reglerperioderna och som uppdateras mellan perioderna medför följande risker:

<sup>2</sup> Detta förutsätter att den långsiktigt uthålliga WACC:en korrekt speglar fluktuationer i kapitalkostnaden över tid. Det förutsätts också att investeringarna är jämnt fördelade över tid.

- Den faktiska avkastningen på investeringarna påverkas av kortsiktiga fluktuationer i kapitalkostnader vilket gör långsiktiga investeringsbehov svåra att utvärdera och ökar risken i investeringarna.
- Det finns ingenting som säkerställer att den genomsnittliga regulatoriska WACC:en faktiskt speglar en långsiktig kapitalkostnad vilket kan leda till såväl över-, som underkompensation.

## 2. Sammanfattning av slutsatser

KPMG uppskattar en uthållig real WACC före skatt till 8,3-8,9 procent. Centrala antaganden för dessa slutsatser är följande:

- En uthållig riskfri ränta om 4,8 procent inklusive ett påslag för att långa obligationer (30 års löptid) tenderar att uppvisa en spread mot 10-årsräntan om ca 0,7 procentenheter.
- En marknadsriskpremie om 4,6 procent.
- Ett tillgångsbeta om ca 0,4 och en skuldsättningsgrad om ca 0,7x (dvs. företagen antas ha finansierat sin verksamhet med ca 60 procent eget kapital och 40 procent skulder) vilket ligger i nivå med jämförbara bolag.
- Ett påslag för specifik risk, relaterad till bristande möjligheter att diversifiera sin investering samt småbolagspremie, om 2,0 procent.

Vi har i vår uppskattning av kapitalkostnaden för ett genomsnittligt gasnätsföretag tillämpat en företagsspecifik risk om 0,8 procent för att spegla Swedegas storlek (i termer av marknadsvärden).

## 3. Teoretiska grunder för beräkning av WACC

Med avkastningskrav avses här det vägda avkastningskrav som företaget samtliga intressenter förväntar sig för att investera i verksamheten och består i regel av avkastningskravet på eget kapital och avkastningskravet på företaget skulder enligt följande.

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

där

$r_E$  är avkastningskravet på eget kapital

$r_D$  är avkastningskravet på företaget lånade kapital (skulder) före skatt

E är marknadsvärdet på det egna kapitalet

D är marknadsvärdet på företaget lånade kapital (skulder)

t är den aktuella skattesatsen

Viktigt att notera är att nivåerna på eget och lånat kapital ska representera marknadsvärden. Vidare ska de relevanta nivåerna vara i linje med den av bolaget eftersträlvade finansiella strukturen eller en optimal kapitalstruktur<sup>3</sup>.

Orsaken till att avkastningskravet för skulderna multipliceras med (1-t) är att företagets räntor är skattemässigt avdragsgilla. WACC motsvarar alltså avkastningskravet efter skatt.

### 3.1 Avkastningskrav och risk

Ett grundläggande antagande i finansiell teori är att investerare är riskaverta vilket innebär att en investerare, allt annat lika, söker minimera risken i sin portfölj. En implikation av detta antagande är att investerare kräver en kompensation, i form av högre förväntad avkastning, för att göra en investering med högre risk framför en mindre riskfylld investering. I de vanligaste förekommande finansiella teorierna är därför risk den dominerande förklaringsfaktorn till avkastningskraven på investerat kapital.

Med risk avses vanligen marknadsrisk och kreditrisk.

- Marknadsrisk är risken att värdet på den investerade tillgången förändras. Typexemplet är en investering i en aktie där marknadsrisken består i osäkerheten kring framtida utdelningar och det framtida priset på aktien och därmed avkastningen på investeringen. Observera att risk här har betydelsen osäkerhet och innebär normalt även en möjlighet att den förväntade avkastningen ökar mer än vad som förväntas.
- Kreditrisk är risken att motparten inte kan möta överenskomna betalningsvillkor. Exempel på kreditrisk är den risk en långivare tar i och med risken att låntagaren kan komma på obestånd och vara oförmögen att möta räntebetalningar och amorteringar.

### 3.2 Avkastningskravet på eget kapital ( $r_E$ )

Avkastningskravet på eget kapital är den avkastning som en investerare förväntas erhålla för att investera i företagets aktier (eget kapital). I och med att avkastningskravet på eget kapital inte är avtalat i något kontrakt utan består av framtida utdelningar och marknadsvärden på det egna kapitalet, kommer investeringen att vara behäftat med en marknadsrisk. Relationen mellan denna marknadsrisk och avkastningskravet på eget kapital uppskattas normalt med den s.k. Capital Asset Pricing- modellen ("CAPM") vilken relaterar avkastningskravet på eget kapital till den icke diversifierbara risk som investeraren tar på sig genom att investera i tillgången.

Avkastningskravet för eget kapital enligt CAPM skrivs som

$$r_E = r_f + \beta(E(r_m) - r_f)$$

<sup>3</sup> Med optimal kapitalstruktur menas i detta sammanhang den kapitalstruktur (uttryckt i termer av marknadsvärden) som minimerar företagets vägda kapitalkostnad. Detta begrepp är centralt inom WACC-teori men i praktiken svårt att uppskatta på teoretisk väg. I regel baseras antagandet om den optimala kapitalstrukturen på jämförelser med liknande noterade bolag.

där

$r_E$  är avkastningskravet på eget kapital och  $r_f$  den riskfria räntan

$E(r_m) - r_f$  är marknadens riskpremie, dvs. den avkastning som en investerare förväntar sig för att ta en position i en väldiversifierad portfölj av tillgångar, t.ex. ett aktiemarknadsindex.

$\beta$  (Betavärde) är ett mått på tillgångens systematiska risknivå jämfört med en väldiversifierad portfölj av liknande tillgångar (t.ex. ett aktiemarknadsindex). Betavärdet mäter skillnaden mellan variationen i en enskild tillgång jämfört med variationen i portföljen och blir därför ett mått på den extra risk som aktien tillför i en sådan portfölj. Enligt vedertagen finansiell teori är det denna risk som en placerare kompenseras för och därmed den som ska användas i beräkning av tillämpligt avkastningskrav. Nivån på betavärdet förklaras av följande parametrar:

- **Affärsrisken** som är de kommersiella risker som företaget är exponerat för. Den kommersiella risken speglar i princip variabiliteten i intäkterna och skiljer sig kraftigt mellan olika branscher. Exempel på faktorer som kan öka de kommersiella riskerna är beroendet av ett fåtal kunder, variabilitet i efterfrågan på företagets produkter, priskänslighet mm.
- **Operationell hävstång** som förklarar hur en förändring i intäkterna påverkar resultatet dvs. hur stor andel fasta kostnader företaget har. För ett företag som har en stor andel fasta kostnader innebär en liten procentuell förändring av intäkterna en stor procentuell förändring av resultatet varför risken ökar jämfört med ett företag med en stor andel rörliga kostnader.
- **Finansiell hävstång** dvs. i vilken utsträckning företaget är finansierat med skulder. I likhet med fasta kostnader innebär en hög grad av lånefinansiering att variabiliteten i resultatet till följd av en förändring av intäkterna kommer att öka då räntekostnaderna inte förändras även om intäkterna förändras.

För noterade bolag uppskattas betavärdet baserat på aktiekursens samvariation med en väldiversifierad aktieportfölj (i praktiken aktieindex). För onoterade bolag kan inte betavärdet estimeras direkt och måste uppskattas genom att studera jämförbara noterade bolag. För att betavärdena ska vara jämförbara krävs i princip att företagets risker är identiska med riskerna i de jämförbara bolagen. Det finns emellertid en metod för att kompensera för skillnader i risken som uppstår av skillnader i skuldsättningen mellan bolagen. Enligt denna metod estimeras de jämförbara bolagens beta som om de vore skuldfria (tillgångsbeta) genom följande formel:

$$\beta_{\text{Tillgångar}} = \frac{\beta_{\text{Eget kapital}}}{1 + (1-t) \frac{D}{E}}$$

Sedan kan det aktuella bolagets beta för eget kapital estimeras genom följande samband:



$$\beta_{\text{Eget kapital}} = \beta_{\text{Tillgångar}} \left[ 1 + (1-t) \frac{D}{E} \right] \text{ med företagets egen skuldsättningsgrad (D/E).}^4$$

Denna metod justerar endast för skillnader i finansiell struktur och tar således inte hänsyn till skillnader i affärsrisk och kostnadsstruktur. Det bör i sammanhanget nämnas att CAPM har ifrågasatts. T.ex. har Bartholdy & Peare visat att betavärdet endast förklarade 0,01 till 11,73 procent (med ett genomsnitt på 3 procent) av skillnaderna i avkastningen på aktierna på NYSE.<sup>5</sup>

Vi anser att CAPM visserligen har fördelen att den på ett intuitivt sätt förklarar relationen mellan risk och förväntad avkastning men att den också är förknippad med ett antal problem.

- CAPM har visat sig ha begränsningar vad gäller möjligheten att empiriskt förklara skillnader i avkastning på enskilda tillgångar.
- Ett jämförbart bolag ska i princip vara identiskt med det studerade bolaget med avseende på affärsmodell, affärsrisker, intjäning mm. Även om man här söker använda objektiva urvalskriterier är en svårighet här att hitta jämförbara bolag. Föreslagen nivå på marknadens riskpremie skiljer sig kraftigt åt mellan olika studier beroende på vilken mätmetod och tidsperiod som används. Även betaestimaterna kan skilja sig kraftigt åt beroende på längden på tidsperiod som används och val av relevant index för jämförelse. Det har utvecklats metoder för att hantera dessa felaktigheter men dessa är i regel schablonmässiga.
- CAPM ger ingen vägledning kring hur företagsspecifika risker ska uppskattas, speciellt då detta uppskattas genom jämförelse med andra, liknande bolag.

I dag finns ingen teori som i praktiken lyckats ersätta CAPM som modell för beräkning av avkastningskrav på aktier. Dock är det vanligt att avkastningskravet justeras i förhållande till CAPM för att fånga den företagsspecifika risken i ett enskilt bolag som inte fångas av betavärdet. Avkastningskravet för eget kapital kan därför skrivas som

$$r_E = r_f + \underbrace{\beta(E(r_m) - r_f)}_{\text{CAPM}} + \underbrace{\text{Företagsspecifik risk}}_{\text{Justering}}$$

<sup>4</sup> Metoden som används för omräkning av skuldsatt respektive icke skuldsatt betavärde baseras på den s.k. Hamadas formel. Det finns ett antal metoder för omräkning av betavärden och de enligt oss mest vedertagna metoderna är Hamadas formel eller Harris-Pringles formel. Metoderna skiljer sig i det att Hamadas antar att det aktuella företaget har konstant skuld (i absoluta tal) medan Harris-Pringles formel antar en konstant skuldsättningsgrad (i termer av marknadsvärden). Skillnaden i val av modell vid uppskattning av betavärde bedöms i detta sammanhang vara försumbar.

<sup>5</sup> Jan Bartholdy & Paula Peare, "The Relative Efficiency of Beta Estimates", Aarhus School of Business, 2001

### 3.3 Avkastningskrav på lånat kapital

Avkastningen på företagets lånade kapital består främst av den kreditrisk som långivaren tar och som är hänförlig till risken att låntagaren inte har förmåga att uppfylla de betalningsvillkor som stipuleras i låneavtalet. I och med att villkoren för räntekostnaderna i regel är avtalade råder ingen osäkerhet kring storleken på betalningarna och marknadsrisken är därmed begränsad.

Kreditrisken är en funktion av företagets stabilitet i kassaflöden, storleken på resultatet i förhållande till räntekostnaderna (räntetäckningsgrad), soliditet och likviditet. Större företags kreditvärdighet estimeras av s.k. Ratinginstitut vilka betygsätter företagets kreditvärdighet.

Kostnaden för lånat kapital *ex post* uppskattas genom att studera vilka betalningsvillkor som företaget har på sina lån. I beräkningen av WACC ska dock den framtida förväntade kapitalkostnaden användas. Denna estimeras i regel genom att lägga på den riskpremie som bolaget bedöms behöva betala för att refinansiera sina lån alternativt belåna sin verksamhet i enlighet med den antagna kapitalstrukturen. Denna riskpremie läggs sedan till en långfristig relevant referensränta för att uppskatta kostnaden för främmande kapital.

Den riskfria räntan får stor betydelse för kapitalkostnaden, både i form av kostnad för lånat kapital och, som framgår ovan, för eget kapital. Den riskfria räntan motsvarar kostnaden för kapital utan att ta hänsyn till några risker dvs. avkastningskravet på en riskfri investering. Med riskfri menas här att investeringen inte är behäftad med någon marknads- eller kreditrisk.

Någon helt riskfri ränta finns strängt taget inte men den vanligaste uppskattningen av den riskfria räntan baseras på statslåneräntan. Orsaken är att kreditrisken hos svenska staten är mycket liten. Viktigt att notera är dock att för att investeringen ska vara att betrakta som fri från marknadsrisk ska det inte finnas någon refinansieringsrisk. I praktiken innebär detta att löptiden på den ränta som används ska överensstämja med företagets finansieringsbehov. I regel sträcker sig företagets finansieringsbehov längre än den längsta löptiden på statslåneräntan.

Avkastningskravet på lånat kapital estimeras sammanfattningsvis som

$$r_D = r_f + \text{kreditriskpremie}$$

där

$$r_f = \text{riskfria räntan}$$

och kreditriskpremien är en funktion av bankernas kreditrisk påslag (mätt som skillnad mellan interbankräntan ("IBOR") och den riskfria räntan samt företagets kreditrating.

## 4. Uppskattning av WACC

### 4.1 Relevant tidsperiod och avvägningar

Som framgår av diskussionen ovan kan WACC uppskattas med olika tidsperspektiv. Tabellen nedan sammanfattar skillnaderna mellan ansatserna.

	<i>Momentan</i>	<i>För reglerperioden</i>	<i>Stabilt uthållig</i>
Uppskattning av parametrar	Aktuella nivåer	Aktuella prognoser för en specifik period	Långsiktigt, uthålliga nivåer i ekonomisk jämvikt
Parametrar förändras över tid	Ja	Ja	Nej

Mot bakgrund av EI:s ställningstagande kring WACC i samband med *ex ante* regleringen av elnätsbolagen (se diskussion ovan) anser vi det stå klart att det perspektiv som ska gälla för uppskattningen av WACC för gasnätet bör vara ett långsiktigt uthålligt eller åtminstone en WACC för reglerperioden. Vi har därför uppskattat två nivåer – en långsiktigt uthållig WACC baserat på långsiktigt uthålliga nivåer i ekonomisk jämvikt och en nivå för reglerperioden baserat på prognoser för de underliggande parametrarna.

Det bör dock tilläggas att de flesta parametrarna i WACC-beräkningen är mer eller mindre konstanta över tiden och alltid bör baseras på ett långsiktigt perspektiv. De parametrar som enligt vedertagen WACC-teori förväntas fluktuera i ett kortsiktigt perspektiv och därför bör justeras i förhållande till en momentan WACC är 1) den riskfria räntan och 2) låneräntor/spreadar dvs. påslag för kreditrisken.

Utgångspunkten att uppskatta en långsiktigt uthållig WACC är att den kapitalkostnad som ska läggas till grund för analysen ska baseras på en kapitalkostnad som tar höjd för fluktuationer i den generella kapitalkostnaden i ekonomin. Detta skiljer sig från en WACC som ska läggas till grund för en värdering av en tillgång vid en given tidpunkt där WACC beräknas på den vid värderingstidpunkten aktuella kapitalkostnaden (momentan WACC).

För uppskattning av en långsiktigt uthållig WACC bör uppskattningen av den generella kapitalkostnaden i ekonomin baseras på ett jämviktssläge på lång sikt. En sådan analys tar sin utgångspunkt i ekonomiska modeller av vad som styr räntan i en ekonomi över mycket lång sikt.

För uppskattningen av WACC under kommande reglerperiod är det mer relevant att basera kapitalkostnaden på prognoser för den aktuella perioden.

## 4.2 Avkastningskrav på eget kapital

### *Risikfri ränta*

Den riskfria räntan ska normalt spegla kostnaden för kapital vid tidpunkten för investeringen och för en löptid motsvarande löptiden i investeringen. I och med att WACC i detta fall ska uppskattas som en förväntad långsiktig WACC måste en bedömning göras huruvida de nuvarande räntenivåerna kan anses vara representativa.

I Sverige publiceras inga längre tidsserier med räntenoteringar för löptider längre än 10 år varför analysen tar sin utgångspunkt i denna löptid. Avkastningen på statsobligationer med 10 års löptid är också en vanlig approximation för praktiker i värderingssammanhang. Ur ett teoretiskt perspektiv är detta emellertid inte korrekt i och med att den riskfria räntan som ska läggas till grund för analysen ska motsvara löptiden på kassaflödena från den tillgång som ska värderas eller finansieras. Gasnäten har enligt uppgift från vår uppdragsgivare en ekonomisk livslängd om mellan 80 och 120 år och den genomsnittliga återstående ekonomiska livslängden för Swedegas tillgångar bedöms uppgå till ca 60 år. I och med att avkastningskravet för en investering (i detta fall gasnätet) bör ta sin utgångspunkt i tillgångar med en motsvarande duration, är den relevanta räntekostnaden, finansieringskostnaden för lång upplåning. Det finns anledning att tro att räntor med lång löptid har ett högre avkastningskrav (s.k. yield to maturity) än en kortare obligation. Detta brukar illustreras med s.k. yield-kurvor som visar marknadsräntor vid olika löptider. En uppåtlutande yield-kurva innebär att avkastningen på långa löptider överstiger avkastningen på korta löptider. Ett vedertaget empiriskt fenomen är att yield-kurvan i regel har en positiv lutning. Förklaringen till den generella positiva lutningen på yield-kurvan har debatterats i den finansiella litteraturen.:

- Likviditetsrisk – risken att låsa in sin investering till en låg ränta i lågränteperioder.
- Marknadsrisk – variationen i värdet på en obligation till följd av en förändring i räntan är större ju längre löptid obligationen har.

Av dessa orsaker har vi i analysen justerat 10-årsräntan baserat på två metoder:

1. Jämförelse mellan avkastningen på 30-åriga och 10-åriga amerikanska och tyska statsobligationer. Även om räntenivåerna skiljer sig mellan USD respektive EUR och SEK kan skillnaden i räntenivåer ge en indikation på hur investerare prissätter risken hänförlig till olika löptider.
2. Regression av svenska statsobligationer med olika löptider som förklaringsvariabler.

Analysen sker i två steg. Inledningsvis uppskattar vi a) den uthålliga 10-årsräntan och sedan b) justerar vi för den bedömda skillnaden mellan 30-årsräntan och 10-årsräntan.<sup>6</sup>

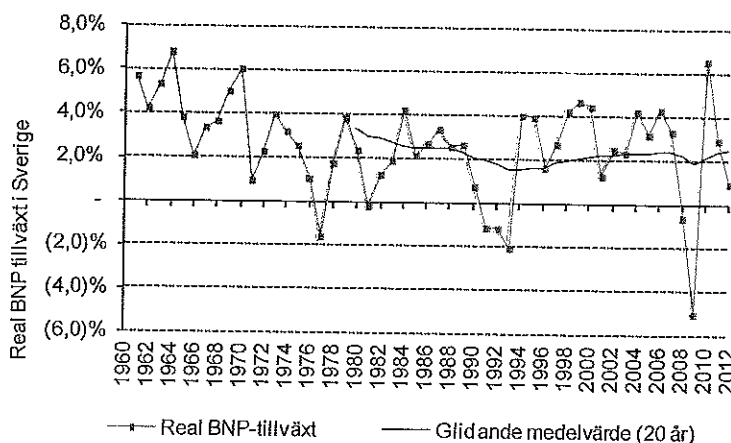
<sup>6</sup> Valet av 30-årsräntan beror på att denna löptid är den längsta löptid för obligationer med en rimligt likvid andrahandsmarknad (och därmed observerbara priser). Att löptiden inte justerats för den faktiska livslängden på investeringen (vilken är väsentligt längre än 30 år) motiveras med ett vedertaget empiriskt fenomen att den positiva lutningen på yield-kurvan är avtagande med löptiden (s.k. asymptotisk lutning). Skillnaden mellan t.ex. en 80-

a) *Bedömning av uthållig 10-årsränta*

För uppskattningen av en långsiktigt uthållig riskfri ränta utgår vi från den etablerade uppfattningen att realräntan på lång sikt förväntas uppgå till den reala tillväxten i ekonomin. Vi baserar därför vår uppskattning av den uthålliga nominella räntan på den förväntade reala tillväxten i ekonomin plus den förväntade inflationsnivån. Den senare uppskattas med Riksbankens långsiktiga inflationsmål om 2 procent.

Vi har inte hittat några prognoser över den reala tillväxten i Sverige på lång sikt men har studerat de historiska nivåerna och kan konstatera att den genomsnittliga reala tillväxten legat tämligen stabil på ca 2,1 procent. Först om genomsnittet mäts sedan 60-talet uppnås högre genomsnittliga tillväxttakter.

Real BNP-tillväxt i Sverige och glidande medelvärde



Real tillväxt i Sverige	
Genomsnitt, period	
2000-2012	2,3%
2000-2012	2,3%
1990-2012	2,1%
1980-2012	2,1%
1970-2012	2,2%
1960-2012	2,6%

Källa: Världsbanken

Baserat på analysen ovan uppskattar vi den långsiktigt uthålliga riskfria räntan till ca 4,1 procent dvs. 2,1 procent real tillväxt och en förväntad inflation i linje med riksbankens inflationsmål om 2 procent.

årsränta och en 30-årsränta antas därför vara väsentligt mycket lägre än skillnaden mellan en 30-årsränta och en 10-årsränta. Vi anser därför 30-årsräntan vara en god approximation även för räntor med längre löptider.

Sammanfattningsvis anser vi att det finns stöd för ett antagande om en uthållig riskfri ränta, före tillägg av premie för skillnad mellan 30-års och 10-årsräntan, om 4,1 procent.

Vi har baserat uppskattningen av 10-årsräntan under reglerperioden på prognoser från Sveriges riksbank per februari 2014 vilken illustreras i tabellen nedan.

Ränte- och inflationsprognos, riksbanken			
(%)	2014	2015	2016
10-årsränta	2,60	3,40	4,00
<i>Inflationsprognoser</i>			
KPI	0,60	2,50	3,00
KPIF	0,90	1,80	2,00
KPIF exkl energi	1,10	1,90	2,10
HIKP	0,90	1,80	2,00

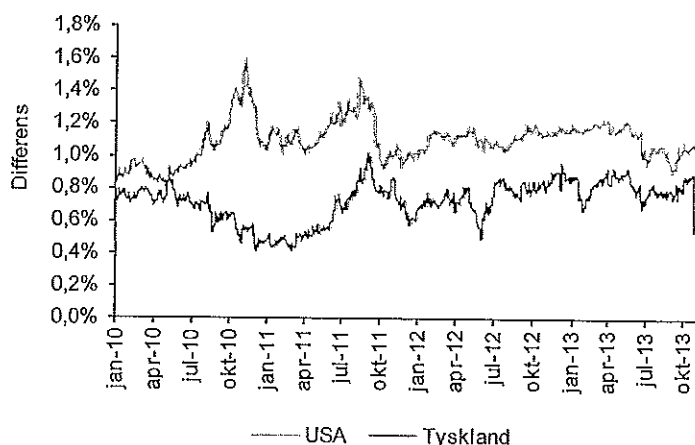
Sveriges riksbank, Penningpolitisk rapport, februari 2014

Vi konstaterar att inflationsprognosen för år 2016 ligger i linje med Riskbankens långsiktiga inflationsmål om 2 procent. Vi anser därför att denna kan antas vara representativ även för perioden efter 2016. Ett genomsnitt av perioden 2015-2018 med 3,4 procents antagen ränta 2015 och 4,0 procent resterande år uppskattas till 3,9 procent vilket motsvarar vårt estimat för den genomsnittliga riskfria räntan under regleringsperioden.

*b) Justering för långa löptider (30 år)*

I nedanstående diagram illustreras utvecklingen för amerikanska 10-åriga och 30-åriga statsobligationer under de senaste 10 åren.

Differens mellan 30-årig och 10-åriga statsobligationer, 2010-2014



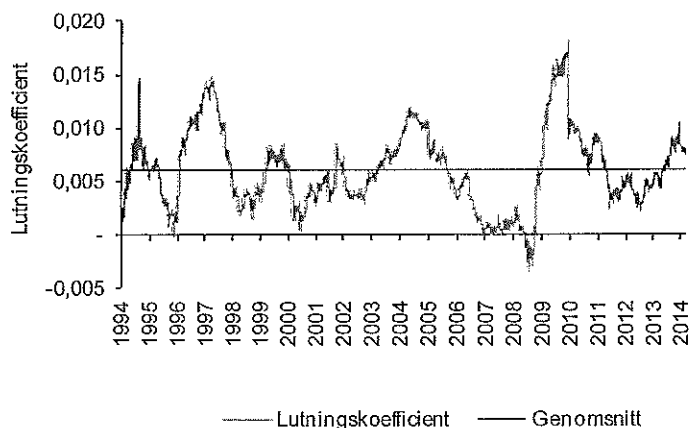
Källa: Bloomberg, KPMG Analys

Räntan för den 10-åriga och 30-åriga statsobligationsräntan i USA och Tyskland har under perioden uppvisat en skillnad om ca 1,0 respektive 0,7 procent (median).

*Regression av svenska statsobligationer med olika löptid*

Genom regressionsanalys där räntan uppskattas som en funktion av obligationens löptid kan den 30-åriga statsobligationsräntan uppskattas. De löptider som använts i regressionen är 2, 5, 7 och 10 år med månadsvis observationer under perioden januari 2000 – januari 2013. Regressionen sker på logaritmerade värden på löptiden (under antagande att räntan uppvisar en log-linjär relation mot löptiden). Lutningskoefficienten i denna regression över tiden illustreras i diagrammet nedan.

Lutningskoefficient i regressionen av riskfri ränta =  $a + \ln(\text{tid})$



Som framgår av diagrammet har lutningen på den svenska avkastningskurvan långsiktigt legat relativt stabilt kring genomsnittet om 0,006 (uttryckt som logaritmerade värden) vilket har legat till grund för vår uppskattning. Baserat på denna koefficient uppskattar vi skillnaden mellan den 10-åriga och 30-åriga räntan till 0,7 procentenheter enligt tabellen nedan.

Uppskattning 30 årsränta			
Löptid	Lutningskoefficient	$\ln(\text{löptid})$	Skattad ränta (exkl. intercept)
30 år	0,006	3,4	2,1%
10 år	0,006	2,3	1,4%
Skillnad			0,7%

*Konklusion uthållig riskfri ränta*

Baserat på analyserna ovan uppskattar vi skillnaden mellan den 10-åriga och 30-åriga räntan till ca 0,7 procent och därmed den långfristiga riskfria räntan till 4,8 procent enligt följande:

Uthållig nivå före justering+skillnad avkastning 30-årsobligation och 10-årsobligation =  
4,1 procent + 0,7 procent = 4,8 procent

*Konklusion riskfri ränta under reglerperioden (2015-2018)*

Med motsvarande resonemang uppskattas räntan för reglerperioden (2015-2018) till  
3,9 procent + 0,7 procent = 4,6 procent.

*Kommentar till justering för löptiden*

Det har i samband med uppskattningen av WACC för regleringen av de svenska elnätsföretagen framkommit kritik mot justering av riskfria räntan för att spegla den längre löptiden i investeringen. Den allmänna uppfattningen tycks visserligen vara att tillämpningen av en 30-årsränta är teoretiskt korrekt<sup>7</sup> men det har anförts att tillämpningen av 10-årsräntan är mer allmänt utbredd och vedertagen i värderingspraxis.

Vi delar uppfattningen att tillämpningen av 10-årsräntan är utbredd bland praktiker vid uppskattning av WACC i värderingssammanhang. Vi anser dock inte att det faktum att metoden är utbredd är ett argument från att avvika från en korrekt metod och vedertagen ekonomisk teori. I värderingspraxis förekommer ett antal förenklingar och schablonmässiga justeringar av avkastningskravet (såsom normalisering av riskfri ränta, företagsspecifika riskpåslag mm.) Det är ofta inte praktiskt möjligt att i alla sammanhang genomföra en alltigenom teoretiskt korrekt och detaljerad analys av avkastningskravet varför sådana förenklingar etablerats i praxis. I regleringen har emellertid WACC-räntan en så pass avgörande betydelse att det är svårt att motivera förenklingar och avvikelser från en korrekt metod.

Valet av en lång ränta kan förstås mot den grundläggande principen att WACC-räntan ska spegla investerarens alternativa avkastning. Det faktum att den riskfria räntan är högre när kapitalet binds under längre tid (ex. 30 år) än under kortare tid (ex. 10 år) indikerar att den relevanta alternativavkastningen i ett gasnät med en genomsnittlig livslängd på över 30 år de facto är högre än en investering i en obligation med kortare löptid. Detta bör enligt vår uppfattning återspeglas i den regulatoriska WACC-räntan. Det är här ovidkommande vad praktiker säger sig använda som referensräntor i företagsvärdering.

En annan invändning mot justeringen av den riskfria räntan för långa löptider är att denna skillnad beror på en inflationsriskpremie som inte är tillämpbar vid uppskattning av en real WACC-ränta. Detta argument baseras på antagandet lutningen på yield-kurvan beror på skillnader i inflationsförväntningar eller risk relaterad till skillnader mellan förväntad och faktisk inflation. Vi anser emellertid att det är korrekt att göra justeringen enligt ovan av följande skäl:

<sup>7</sup> Se t.ex. sid. 12 i EY utlåtande i tvist mellan EI och Fortum, daterat 26 mars 2014, bilaga 1 till inläga från Wistrand till Kammarrätten i Jönköping, 31 mars 2014.



- Det finns andra förklaringar till den uppåt lutande yield-kurvan som inte har med inflationsförväntningar eller inflationsriskpremier att göra och som redovisats för tidigare (risk med att binda upp kapital på längre löptider, utbud och efterfrågan på korta respektive långa löptider etc.).
- Skillnader i inflationsförväntningar och inflationsrisk är mer påtaglig för korta löptider än för långa. Det är med andra ord mer sannolikt att investerare förväntar sig avvikelser mellan nuvarande inflationsnivå och inflationsnivå under de kommande tio åren än mellan de kommande 10 respektive 30 åren. Det är därför inte sannolikt att skillnaden mellan den 10-åriga och 30-åriga räntan primärt kan tillskrivas skillnader i inflationsförväntningar eller inflationsriskpremie.

### Marknadens riskpremie

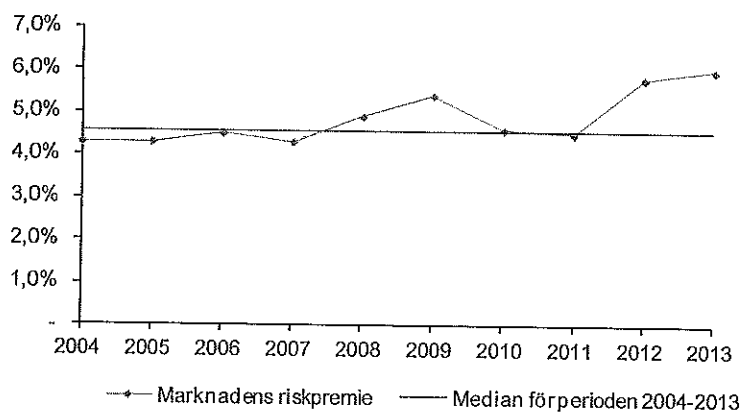
Marknadens riskpremie kan estimeras *ex ante* eller *ex post*. *Ex post*-mätningar mäter den historiska skillnaden mellan avkastningen på en väldiversifierad marknadsportfölj (i regel ett aktieindex) och den riskfria räntan. *Ex ante* mätningarna mäter vilken riskpremie marknadens aktörer förväntar sig av framtida investeringar.

Det finns en rad studier över marknadens riskpremie *ex post*. Dessa studier uppvisar en stor variation med estimat mellan ett fåtal procent och upp till 8 procent beroende på vilka mätmetoder som används och vilka historiska perioder som studeras.

KPMG anser att den mest relevanta riskpremien är den som investerarna faktiskt förväntar sig i framtiden (*ex ante*). På den svenska marknaden genomförs årligen en studie av PwC som mäter vilka avkastningskrav som investerarna kräver för att investera i aktier.

Diagrammet nedan illustrerar uppskattningen av marknadsriskpremien i PwC:s årliga mätningar under åren 2003-2012. Vi baserar vår WACC-beräkning på medianvärdet vilket uppgår till 4,6 procent.

Utveckling av marknadsriskpremie i PwC:s årliga mätning

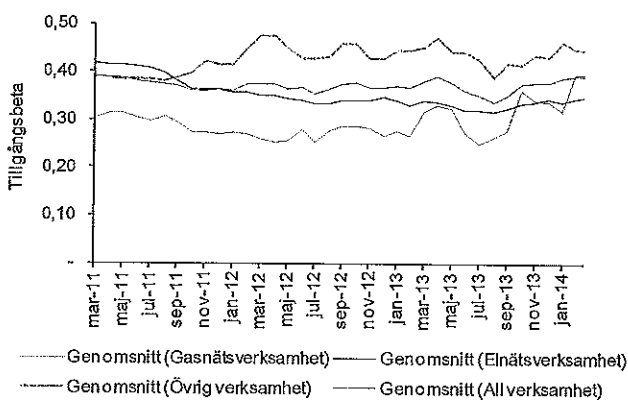


Källa: PwC, Riskpremien på den svenska aktiemarknaden, 2003-2012

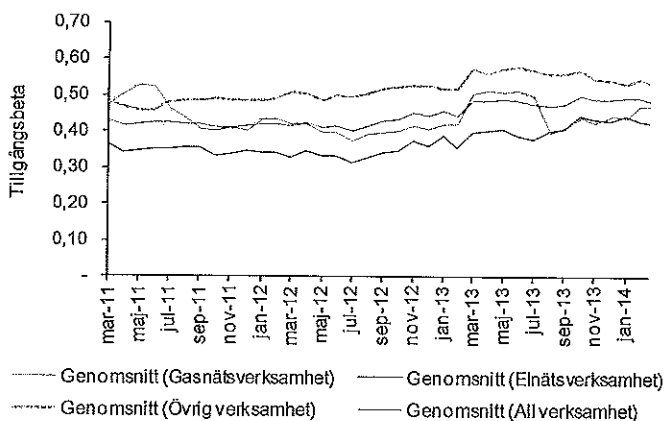
### Betavärden

Vi har baserat vår beräkning av tillgångsbeta på jämförbara noterade bolag, (se Appendix 1 för detaljer). Diagrammet nedan illustrerar medianen av tillgångsbeta halvårsvis för jämförelsebolagen under perioden 2011- 2014. Det genomsnittliga betavärdet under perioden uppgår till ca 0,35 för 5-årsbeta och 0,45 för 2-årsbeta. Sammantaget uppskattar vi betavärdet (icke skuldsatt) till 0,4.

5-årsbeta (icke-skuldsatt) för jämförelsebolagen,  
genomsnitt under perioden mars 2011-mars 2014



2-årsbeta (icke skuldsatt) för jämförelsebolagen,  
genomsnitt under perioden mars 2011-mars 2014



Beta avser 2 respektive 5 års, månadsvisa uppskattningar. Respektive företags nationella aktieindex har använts som referensindex. Skuldsättningen avser den vid varje tidpunkt momentana skuldsättningsgraden och beräknas på totala finansiella skulder i förhållande till marknadsvärdet på eget kapital. Justering för skattesats har gjorts baserat på landets bolagsskattesats.

Källa: Betavärden från CapitalIQ, även avstämda mot Bloomberg.  
Notera att bolag vars betavärden uppvisar R2-värde lägre än 0,1 har exkluderats.

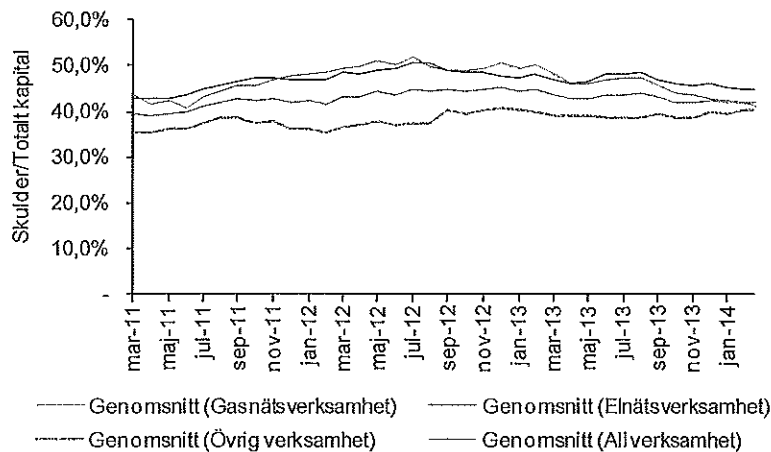
### Kapitalstruktur

Kapitalstrukturen i beräkningen av WACC ska motsvara den optimala skuldsättningsgraden inom industrin. I regel uppskattas denna genom att studera kapitalstrukturen för liknande bolag.

Som framgår av diagrammet nedan uppgår den genomsnittliga skuldsättningen (mätt som totala räntebärande skulder i förhållande till marknadsvärdet på eget kapital samt skulder) till ca 40 procent. Detta indikerar en skuldsättningsgrad (skulder/eget kapital) om ca 0,67x.

Kapitalstrukturen för jämförelsebolagen framstår som relativt stabil över tiden varför vi drar slutsatsen att den uppskattade nivån även är representativ över tid och alltså speglar en uthållig nivå.

Skulder/Totalt kapital för jämförelsebolagen, genomsnitt under perioden mars 2011-mars 2014



Källa: CapitalIQ

### Specifika risker

#### Tillgångsspecifik risk

Det specifika riskpåslaget ska spegla de risker som inte fångas i den teoretiska CAPM-modellen och baseras på en professionell bedömning snarare än analytiska beräkningar.

Som referenser vid denna bedömning kan nämnas följande:

1. EY uppskattar den specifika risken till mellan 1 och 2 procent i sin beräkning av kalkylränta för gasnätet 2010 och 2011
2. ICE Capital antar motsvarande riskpremie om 1,5 procent för perioden 2009-2014.

3. EI argumenterar för ett specifikt riskpåslag om 0,5 procent för elnätet samtidigt som de konsulter som anlits av EI antar ett påslag om i storleksordningen 1 procent. Samtidigt finns det ett antal risker som är specifika för gasnätet i förhållande till elnäten.
- Gasen är fullständigt konkurrensutsatt i förhållande till alternativa energibärare. Till en stor del av elanvändningen finns inga realistiska alternativ (belysning, kylförvaring etc.)
  - Gasen är ifrågasatt politiskt.
  - Punktbeskattningen för gas har ändrats oftare och med tvära kast i principerna.
  - Gas används i större utsträckning för uppvärmningsändamål än vad el gör varför systemet måste dimensioneras för en kortvariga och mycket hög efterfrågan. Förhållandet mellan den högsta och lägsta timförbrukningen på den svenska gasmarknaden kan vara så hög som ca 10 att jämföra med motsvarande tal på den svenska elmarknaden som är högst 3.
  - Förbrukningen på den svenska gasmarknaden är i mycket hög utsträckning koncentrerad till ett fåtal uttagspunkter; två kraftverk har de senaste åren stått för 20-45 procent.
  - Gasinfrastruktur måste anläggas utifrån varifrån gasen produceras eller landsförs. Elinfrastruktur utgår i stor mån från kraftanläggningar som kan lokaliseras närmare förbrukningen.

Vi anser även att det finns en avsevärd regulatorisk risk. Det är vår erfarenhet från reglerade branscher att prisregleringar av kapitalintensiva industrier, med en hög andel fasta kostnader, i regel är asymmetriska till sin natur. Om ett reglerat företag pådrar sig kostnader som man inte kan ta ut via prissättningen enligt den fastslagna intäktsramen innebär detta en underavkastning i förhållande till WACC. Samtidigt innebär intäktsramen att företagets avkastning inte kan överstiga fastslagen WACC. En reglering innebär därför i princip att en avvikelse från den förväntade WACC:en endast kan ske på så sätt att WACC understiger den förväntade avkastningen. Detta ska jämföras med avkastningskravet för ett företag på en oreglerad marknad där avkastningskravet speglar den *förväntade* avkastningen dvs. att den faktiska avkastningen kan komma att avvika såväl positivt som negativt från den förväntade WACC:en. Det faktum att vinsten för ett företag som omfattas av regleringen aldrig kan erhålla en avkastning överstigande WACC men mycket väl kan erhålla en lägre WACC innebär en risk att företaget uthålligt inte kommer kunna generera en avkastning i nivå med investerarnas krav och att man därmed har svårt att attrahera kapital till verksamheten.

Vidare innebär regleringen en risk i sig. Som historien har visat kan regleringen ändras mellan perioderna och radikalt förändra intäktsramar därmed värdet av investeringarna i gasnätet.

Den nuvarande regleringen innebär att investeringarna tjänas in under sin regulatoriska avskrivningstid. Enligt uppgift från Swedegas kan den ekonomiska livslängden för tillgångarna i gasnätet komma att uppgå till 80 och 120 år. Detta är i sig en riskfaktor i och med att osäkerheten i en investering ökar med längden på återbetalningstiden. Dels är en investering med lång

återbetalningstid exponerat för fler osäkerheter som är svåra att överblicka idag, dels är dessa typer av investeringar mycket illikvida i och med att kassaflödena från investeringen tjänas in under lång tid.

EY har i sin utredning om WACC-räntan för gasnätet pekat på ett antal risker som, enligt EY, motiverar ett specifikt riskpåslag. EY betonar särskilt riskerna förknippade med gastillförseln och gasförsörjningen samt den politiska risken och då i synnerhet mot bakgrund av Sveriges begränsade gaskonsumtion. Enligt EY skulle dessa risker motivera ett specifikt riskpåslag om 1 procent.

Värt att notera i detta sammanhang är att EI, i sin uppskattning av WACC för regleringen av de svenska elnäten, har tagit in utlåtanden från EY och Grant Thornton (se rapporter daterade 18 februari 2011 respektive 27 april 2011). EY uppskattar här den specifika riskpremien för elnätet till mellan 0-1 procent och Grant Thornton uppskattar denna till 1,2 procent. EY lämnar i sin rapport ingen beskrivning till vilka risker som elnätsföretagen är exponerade för. Vi anser emellertid det vara uppenbart att gasnäten har en betydligt högre specifik risk mot bakgrund av riskerna beskrivna ovan.

Mot bakgrund av riskerna ovan uppskattar vi att det tillgångsspecifika riskpåslaget till 2 procent.

#### *Småbolagspremie*

Det är ett vedertaget empiriskt fenomen att mindre bolag uppvisar högre avkastningskrav. Även om det företagsspecifika påslaget rimligen skiljer sig mellan bolag går det att, baserat på storleken på bolaget, justera avkastningskravet för att ta hänsyn till storlekspremier.

PwC genomför årligen studier avseende storlekspremier på den svenska marknaden. Justering för småbolag sker enligt denna studie enligt nedan:

- Bolag med marknadsvärde mellan 500 och 2 000 mkr: 1,4 procent
- Bolag med marknadsvärde mellan 2 000 och 5 000 mkr: 0,8 procent

KPMG bedömer att ett bolag av Swedegas storlek ligger i kategorin 2 000 – 5 000 mkr vilket skulle indikera ett påslag om 0,8 procent.

#### *Kostnad för lånat kapital*

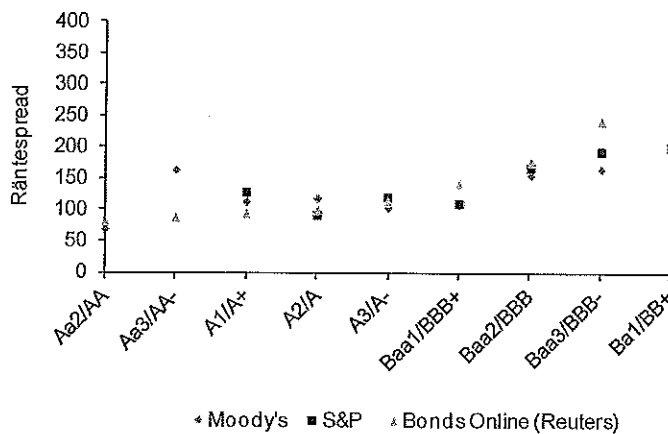
Kostnaden för lånat kapital ska spegla den faktiska refinansieringskostnaden för att belåna tillgången eller verksamheten. Lånekostnaden för ett bolag kan delas upp i tre komponenter enligt nedan:

Företags lånekostnad = Riskfri ränta + interbankrisk + kreditriskpåslag

Den riskfria räntan + interbankrisk motsvarar bankernas refinansieringskostnad och kreditriskpåslaget motsvarar bankernas ersättning för den kreditrisk som dessa ådrar sig vid utlåning till bolaget. Många av jämförelsebolagen finansierar sig med obligationer och inte via banker. Även i sådant fall bestäms dock företagets lånekostnad av motsvarande komponenter.

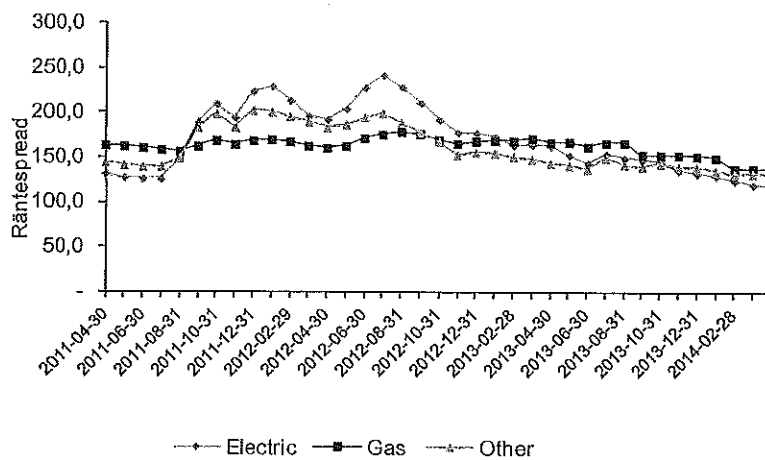
Som en referenspunkt för uppskattningen av en uthålligt långsiktig refinansieringskostnad för främmande kapital för gasnät har vi studerat obligationer för jämförbara bolag. Diagrammet nedan illustrerar räntespread i förhållande till referensränta (IBOR-ränta) för noterade obligationer bland jämförelsebolagen.

Räntespread över "benchmark"-ränta



Vi konstaterar att det genomsnittliga jämförelsebolaget med s.k. investment grade rating uppvisar en kreditspread om 100-150 punkter över referensräntan (IBOR). Vi konstaterar vidare att denna nivå framstår som relativt stabil över tiden.

Räntespread jämförelsebolagen - 2011 - 2014



Det finns ett antal orsaker till varför obligationsräntorna återgivna ovan kan anses underskatta kostnaden för främmande kapital för Swedegas.

- För det första är bolagen i analysen avsevärt mycket större än Swedegas och den internationella obligationsmarknaden är rimligen inte tillgänglig för Swedegas på samma sätt varför observerbara avkastningskrav på dessa obligationer har begränsad relevans i uppskattningen.
- För det andra har obligationerna i sammanställningen ovan kortare löptid än durationen i tillgångarna för vilka avkastningskravet ska gälla (gasnätet). Detta innebär dels att räntorna underskattas och dels att det finns en emissionskostnad i denna finansieringsform som inte syns i marknadsobservationerna för räntorna. Sådana emissionskostnader kan vara betydande vid löpande refinansiering och bör läggas till kapitalkostnaden.

Vi har jämfört de observerade räntorna med Swedegas faktiska räntekostnader. Tabellen nedan sammanfattar lånebelopp och räntekostnader enligt årsredovisning 2013 (Narob Holding AB).

Analys räntekostnader år 2013 - Swedegas							
(SEKm)	2013 IB	2013 UB	Genomsnitt	Ränta	Räntesats	Referensränta	Spread
Skulder till kreditinstitut	1 715	1 602	1 658	107	6,5%	2,7%	3,8%
<i>Swa-präntor 2013</i>							
	10 år	5 år					
Kvartal 1	2,3%	1,8%					
Kvartal 2	2,7%	2,2%					
Kvartal 3	2,8%	2,3%					
Kvartal 4	2,9%	2,2%					
Genomsnitt	2,7%	2,1%					

Den genomsnittliga externa finansiella skulden uppgick år 2013 till 1 658 miljoner kronor och räntekostnaden för dessa lån uppgick till ca 107 miljoner kronor vilket indikerar en genomsnittlig räntesats om 6,5 procent. För att uppskatta kreditriskspåslaget dras referensräntan bort. Vi har inga uppgifter om denna referensränta eller vilken löptid lånen löper med men i årsredovisningen framgår att bolaget ingått en s.k. ränteswap för den större delen av lånebeloppet varför vi utgår ifrån att lånet i praktiken finansieras på långa löptider. Vi har antagit en referensränta motsvarande den genomsnittliga 10-åriga swap-räntan under år 2013 om 2,7 procent. Detta indikerar en kreditriskspread om 3,8 procent.

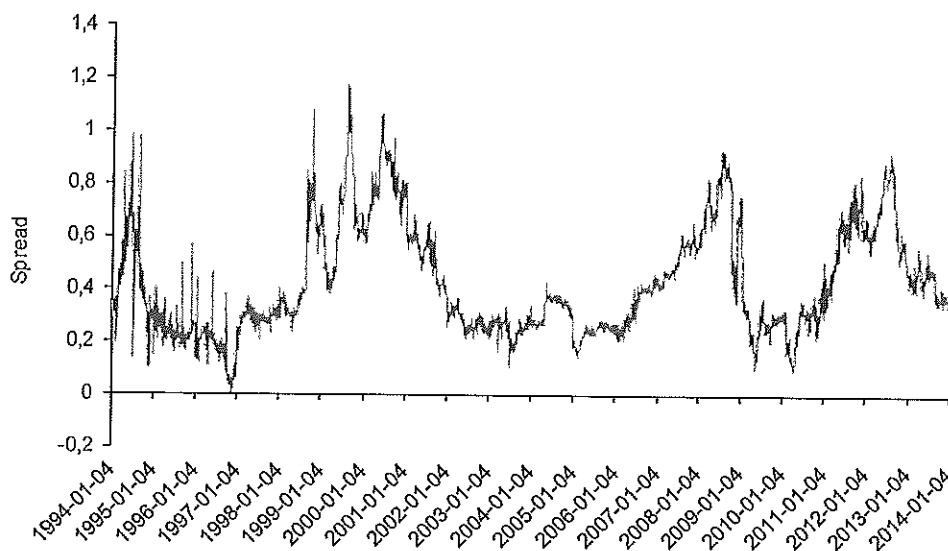
Analysen är indikativ men vi anser det stå helt klart att Swedegas faktiska kostnad för främmande kapital är betydligt högre än vad som indikeras av obligationsräntorna för stora internationella energiföretag.

Sammanfattningsvis uppskattar vi kreditriskspåslaget till ca 250 baspunkter över referensräntan (IBOR) vilket ligger lägre än den beräknade faktiska kostnaden för Swedegas men i den högre delen av intervallet för kreditriskspåslagen på noterade obligationer.

För att uppskatta en uthållig IBOR har vi studerat den långa STIBOR-räntan (swapränta) i förhållande till den riskfria räntan och applicerat den uppskattade uthålliga skillnaden mellan

dess två räntor på den uppskattade uthålliga riskfria räntan enligt ovan. Diagrammet nedan illustrerar denna skillnad de senaste 10 åren. Den genomsnittliga skillnaden uppgår till ca 0,45 procent.

Skillnad swapränta och statsobligationsränta med löptid om 10 år, 1994-



Källa: Bloomberg

### Skattesats

EI har i dialogen med elnätsföretagen hävdade att skattesatsen som används för att konvertera WACC efter skatt till WACC före skatt bör justeras för att reflektera det faktum att möjligheten att göra överavskrivningar innebär en skattecredit för operatören. Vi anser inte att en justering av den effektiva skattesatsen för att ta hänsyn till bolagens möjlighet till överavskrivning är tillämplig av följande skäl:

För det första avser regleringen en tillgångsmassa där investeringarna i ett flertal fall gjorts för många år sedan. Det är rimligt att utgå ifrån att tillgångarna som omfattas av regleringen befinner sig i mycket olika situationer vad gäller möjlighet till överavskrivningar. I det fall en majoritet av tillgångarna är äldre är det sannolikt att gamla överavskrivningar snarare tas upp till beskattning och att bolag i denna industri därmed uppvisar en högre effektiv skattesats än 22 procent. I Swedegas fall kan konstateras att bolaget inte haft några systematiska överavskrivningar på tillgångarna de senaste åren.

För det andra innebär en reglering som medför att bolagen tvingas göra överavskrivning för att erhålla en rimlig avkastning på investerat kapital en inskränkning i ägarnas frihet att dela ut medel under investeringen löptid. De obeskattade reserver som uppstår vid överavskrivningar kommer inte att vara tillgängliga för utdelning och regleringen kommer därmed att ha en negativ inverkan på ägarnas frihet att förfoga över de genererade medlen vilket vi inte upplever vara rimligt.



För det tredje anser vi det vara märkligt att WACC-räntan skulle justeras för en eventuell skattecredit även om denna skulle indikera en lägre effektiv skattesats för gasbolagen. Skattereglerna har införts för att entusiasmera bolag att behålla medel för investering i verksamheten. Vi ser ingen anledning till varför detta inte skulle gälla även reglerade företag och anser inte att det är rimligt att en reglering ska justeras för att återställa effekter som skattelagstiftaren velat uppnå.

För det fjärde är det vår bedömning att uppskattning av kalkylräntor i praktiken aldrig innehåller någon justering för effekten av skattemässiga avskrivningar.

Vi konstaterar slutligen att Förvaltningsrätten, i likhet med resonemangen ovan, gjorde bedömningen att någon sådan justering inte ska göras i den svenska elnätsregleringen (Dom i mål 8015-11, Förvaltningsrätten i Linköping meddelad 2013-12-11). Vi konstaterar också att EI inte gjorde någon justering för detta i bedömningen av skäligt avkastningskrav för WACC för gasnäten tillsynsåret 2011. Vi utgår därmed ifrån att någon sådan justering inte kommer att tillämpas för avkastningskraven för gasnätsföretagen.

### 4.3 Beräkning av WACC

Tabellen nedan sammanfattar vår beräkning av WACC efter skatt enligt antagandena ovan.

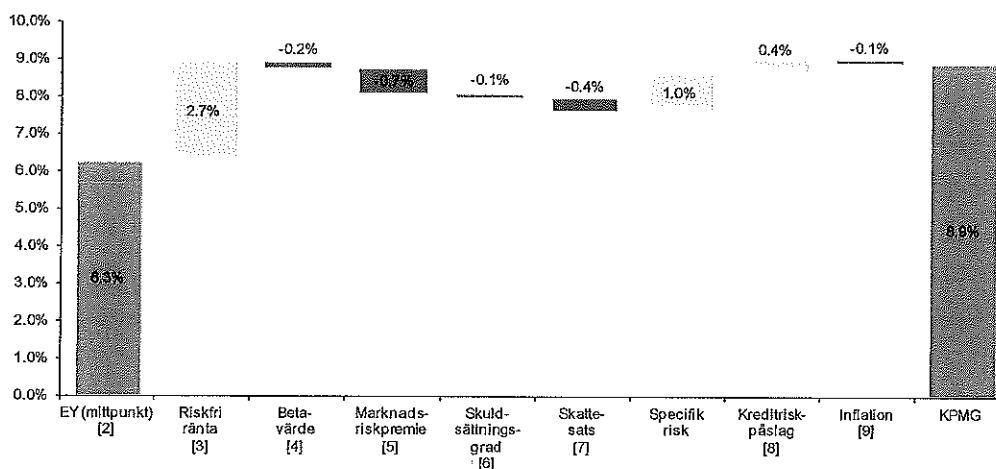
Beräkning av WACC				
	Utan företagspecifik risk		Med företagspecifik risk	
	WACC regleringsperioden (2015-2018)	Uthållig WACC	WACC regleringsperioden (2015-2018)	Uthållig WACC
<b>Nominell WACC efter skatt</b>				
<i>Avkastning på eget kapital</i>				
Antagen 10-årsränta (riskfri)	3,9%	4,1%	3,9%	4,1%
Skillnad lång ränta och 10-årsränta	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Risikfri ränta	4,6%	4,8%	4,6%	4,8%
Marknadens riskpremie	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%
Tillgångsbeta	0,40	0,40	0,40	0,40
Skulder/Eget kapital	0,7x	0,7x	0,7x	0,7x
Skattesats	22,0%	22,0%	22,0%	22,0%
Skuldsatt beta	0,61	0,61	0,61	0,61
Tillgångspecifik risk	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Småbolagspremie			0,8%	0,8%
Avkastningskrav eget kapital	9,4%	9,6%	10,2%	10,4%
Andel eget kapital	60,0%	60,0%	60,0%	60,0%
<i>Avkastning på lånat kapital</i>				
Referensränta - riskfri ränta	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Uppskattad uthållig referensränta	5,0%	5,2%	5,0%	5,2%
Kreditriskpåslag	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Lånekostnad före skatt	7,5%	7,7%	7,5%	7,7%
Lånekostnad efter skatt	5,9%	6,0%	5,9%	6,0%
Andel skulder	40,0%	40,0%	40,0%	40,0%
Nominell WACC efter skatt	8,0%	8,2%	8,5%	8,6%
<b>Omräkning till real WACC före skatt</b>				
Nominell WACC före skatt	10,2%	10,5%	10,8%	11,1%
Antagen inflation	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Real WACC före skatt	8,1%	8,3%	8,7%	8,9%

#### 4.4 Skillnader EY och KPMG beräkningar

Diagrammet nedan sammanfattar skillnaden mellan KPMG WACC och EY:s uppskattning för tillsynsperioden 2011. Vi uppfattar att den primära skillnaden mellan EY och KPMG är det tidsperspektiv som anläggs där EY baserar sin beräkning på aktuell rådande WACC under år 2011 medan KPMG uppskattar en WACC för tillsynsperioden 2015-2018.

- Som framgår av diagrammet förklaras skillnaden primärt av skillnad i antagandet om den riskfria räntan där EY beräkning baseras på faktiskt utfall 2011 medan KPMG uppskattar den förväntade riskfria räntan för tillsynsperioden 2015-2018 med justering för löptid (30 år).
- I och med att KPMG WACC baseras på en uthållig ränta under kommande reglerperiod uppskattas marknadsriskpremien baserat på en antagen uthållig nivå.
- Den förändrade skattesatsen mellan perioderna indikerar en minskning av WACC före skatt.

Skillnad real WACC före skatt - EY 2011 (mitt) och KPMG uthållig WACC [1]



[1] I diagrammet återges KPMG WACC med företagspecifik risk

[2] Genomsnitt av WACC beräknad av EY för tillsynsåret 2011 (sid. 25 EY Rapport daterad 30 januari 2012).

[3] KPMG uppskattar en uthållig, förväntad riskfri ränta för reglerperioden medan EY baserar beräkningen på faktiskt utfall 2011.

[4] KPMG uppskattar betavärdet (icke skuldsatt) till 0,40 jämfört med EY som uppskattar detta till 0,43.

[5] KPMG baserar beräkningen på en uthållig marknadsriskpremie om 4,6 procent. EY uppskattning reflekterar nivån för 2011.

[6] KPMG antar en något högre skuldsättningsgrad (40 procent) jämfört med EY (36,5 procent i snitt) uttryckt som marknadsvärden.

[7] KPMG WACC baseras på aktuell skattesats. EY beräkning baseras på den då rådande bolagsskattesatsen.

Varken KPMG eller EY har gjort någon justering för möjligheter till skattemässiga överavskrivningar

[8] Uttryckt som påslag utöver riskfri ränta för jämförbarhet.

[9] EY antagande avser inflationsförväntningarna under 2011. KPMG avser uthållig inflationsförväntan.

## Appendix 1 – Jämförbara bolag

Jämförelsebolag	
Namn	Land
<b>Elnätsföretag</b>	
Électricité de Strasbourg Société Anonyme	Frankrike
Elia System Operator SA	Belgien
Red Eléctrica Corporación S.A.	Spanien
TERNA - Rete Elettrica Nazionale Società per Azioni	Italien
Alpiq Holding AG	Schweiz
EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG	Tyskland
Fortum Oyj	Finland
Hafslund ASA	Norge
EDP-Energias de Portugal, S.A.	Portugal
Enel SpA	Italien
EVN AG	Österrike
<b>Gas nätsföretag</b>	
Enagás, S.A.	Spanien
Snam S.p.A.	Italien
Ascopiave S.p.A.	Italien
Acsm-Agam S.p.A.	Italien
Gas Plus S.p.A.	Italien
<b>Övrigt</b>	
National Grid plc	UK
REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	Portugal
Fluxys Belgium SA	Belgien
E.ON SE	Tyskland
RWE AG	Tyskland
Centrica plc	UK
Edison S.p.A.	Italien
Eni SpA	Italien
Galp Energia SGPS SA	Portugal
Gas Natural SDG SA	Spanien
Mainova AG	Tyskland
MVV Energie AG	Tyskland
OMV Aktiengesellschaft	Österrike

Thore Johnsen, professor i finans, NHH

Bergen, 24. juni 2014

## **Energimarknadsinspektionens inntektsrammer for gassnettvirksomhet 2015-2018**

### **1. Bakgrunn**

Swedegas AB eier og driver størsteparten av det svenske ledningsnett for naturgass. Selskapets prising av tjenestene i dette nettet er regulert av Energimarknadsinspektionen (EI) basert på selskapets kostnader. En viktig parameter i kostnadsbasen er avkastningskravet for investert kapital i virksomheten; WACC = 'Weighted Average Cost of Capital'. Direktør Johan Zettergren i Swedegas har bedt meg om en beregning og vurdering av dette avkastningskravet i sin alminnelighet og spesielt for den kommende 4-års reguleringsperioden 2015 – 2018.

Jeg har mottatt en vurdering av WACC for regulering av gassnettet for 2011 utført av Ernst & Young (EY) for EI i januar 2012 og en nylig vurdering av KPMG for reguleringsperioden 2015-2018 utført for Swedegas.<sup>1</sup> EY beregnet en reell før-skatt WACC på 6,0 % mens KPMG foreslår 8,1 % - 8,3 % (regnet uten tillegg i egenkapitalkravet for bedriftsspesifikk risiko). Disse anslagene er ikke direkte sammenlignbare siden de er gjort på ulike tidspunkter og de gjelder ulike reguleringsperioder. Jeg vil selv argumentere for en langsiktig WACC på 7,4 %, eller mellom de to kravforslagene men nærmere WACC-nivået til KPMG. Avvikene mellom de tre kravforslagene knytter seg i særdeleshet til valget av risikofri realrente men også valget av markedspremie for aksjemarkedet og en spesifikk risikopremie for svensk regulert gassnettvirksomhet. Disse forskjellene reflekterer også ulikt tidsperspektiv, mellom et kortsiktig, konjunkturtilpasset krav benyttet av EY og mer langsiktig normalisert krav beregnet av KPMG og meg.

---

<sup>1</sup> "Estimering av kalkylränta för gasnätets verksamhet för åren 2010 och 2011"; Ernst & Young; 30. januar 2012. "Uppskattning av vägd kapitalkostnad för regleringen av naturgasnätet i Sverige"; KPMG; 24. juni 2014.

## 2. Avkastningskrav for investert kapital

Den investerte kapitalen i regulert virksomhet tillates å tjene en konkurransedyktig avkastning for å sikre gjennomføring og finansiering av fremtidige investeringer for vekst, modernisering og erstatning av foreldet anlegg. Konkurransedyktig avkastning tilsvarer forventet avkastning som selskapets investorer kan oppnå på kapitalmarkedsplasseringer med tilsvarende risiko. Det er derfor veletablert praksis i svensk og internasjonal regulering å beregne avkastningskravet for investert kapital som et verdivektet snitt av risikjustert egenkapitalkrav  $r_e$  for eierne og det skattejusterte kravet  $(1-s) \cdot r_g$  for rentebærende gjeld.<sup>2</sup> Dette er det såkalte WACC-kravet ('Weighted Average Cost of Capital'):

$$(1) \quad \text{WACC} = \left[ \frac{E}{E+G} \right] \cdot r_e + \left[ \frac{G}{E+G} \right] \cdot (1-s) \cdot r_g.$$

E og G er markedsverdien av selskapets egenkapital og (netto) rentebærende gjeld, og summen  $(E+G)$  er selskapets såkalte 'enterprise value'. Her brukes markedsverdier siden disse, og ikke bokførte verdier er relevante ved investorenes vurdering av selskapets inntjening. Ved beregning av regulert inntektsramme for selskapet brukes WACC derimot i forhold til selskapenes bokførte kapitalverdier.

WACC-kravet i (1) er definert etter selskapsskatt (men før investor skatter). Ved beregning av regulerte inntektsrammer benyttes isteden før skatt WACC-krav:

$$(2) \quad \text{WACC}^{\text{fs}} = \text{WACC} / (1-s^*),$$

hvor  $s^*$  er selskapets effektive skattesats for driftsresultater. På samme måte som EY og KPMG vil jeg benytte selskapets nominelle skattesats  $s$  (nå 22 %) og vil ikke ta hensyn til en mulig fordel knyttet til rask skattemessig avskrivning av anlegget.

For egenkapitalkravet benyttes en modifisert versjon av den velkjente kapitalverdimodellen (CAPM):

$$(3) \quad r_e = \text{RF} + \beta_e \cdot \text{MP} + \text{SPR}.$$

Avkastningskravet settes lik summen av risikofri rente **RF**, en systematisk risikopremie ( $\beta_e \cdot \text{MP}$ ) som kompenserer for markedsrelatert eller konjunktorell risiko og en spesifikk risikopremie **SPR**.

---

<sup>2</sup> Her brukes normalt netto rentebærende gjeld, etter fradrag for finansplasseringer. Dette betyr at rentekostnaden er eventuelt justert for forskjellen mellom gjeldsrente og gjennomsnittlig plasseringsrente. Skattesatsen  $s$  er lik nominell sats for rentefradrag, dvs. 22 % for Sverige. Kostnaden ved ikke-rentebærende gjeld, f.eks. leverandørgjeld og pensjonsforpliktelser er antatt å være inkludert i selskapets driftskostnader og denne gjelden er derfor holdt utenfor avkastningskravet.

som skal kompensere en regulert virksomhet for nærings- eller selskapsspesifikk risiko som ikke er fullt kompensert gjennomreguleringsmodellen.

### *Systematisk risikopremie*

Den systematiske risikopremien skalerer forventet meravkastning **MP** for en veldiversifisert aksjeportefølje (markedsporteføljen) med egenkapitalens relative risiko  $\beta_e$  (beta) målt i forhold til en veldiversifisert aksjeportefølje - markedsporteføljen. Her er perspektivet en representativ profesjonell investors side som har diversifisert sin formue tilsvarende markedsporteføljen. Investeringens betarisiko er gitt ved formelen

$$(4) \quad \beta = \frac{\text{Korr}[R, R_M] \cdot \text{Std}[R]}{\text{Std}[R_M]},$$

hvor  $\text{Std}[R]$  måler variasjonen i investeringens avkastning (standardavviket). Justering med korrelasjonen  $\text{Korr}[R, R_M]$  med markedsporteføljens avkastning gir investeringens systematiske eller konjunkturelle risiko, og som satt i forhold til markedsporteføljens avkastningsvariasjon  $\text{Std}[R_M]$  gir investeringens relative markedsrisiko. Beta ( $\beta$ ) tilsvarer helningskoeffisienten i en enkel lineær regresjon av selskapets aksjeavkastning mot avkastningen for markedsporteføljen, dvs. en vel-diversifisert aksjeportefølje.

Egenkapitalens betarisiko definert i formel (4) reflekterer selskapets forretningsrisiko, men denne økes som følge av gjeldsfinansiering ('gearing'/'leveraging'). Følgende formel antas normalt å eliminere denne effekten:

$$(5) \quad \beta_A = \left[ \frac{E}{E + (1 - \tau) \cdot G} \right] \cdot \beta_e.$$

Her beregnes selskapets såkalte forretningsbeta, dvs. konjunkturell risiko for selskapets 'enterprise value' og som i prinsippet ville vært egenkapitalens beta uten bruk av rentebærende gjeldsfinansiering. Formelen forutsetter at selskapets konjunkturelle risiko i det alt vesentlige bæres av eierne mens kreditorene kun bærer diversifiserbar, bedriftsspesifikk risiko (tilnærmet null gjeldsbeta). Dette forutsetter at selskapets forretningsrisiko er relativt lav og at det har begrenset gjeld.

Parameteren  $\tau$  i hakeparentesens nevner i formel (5) er ment å reflektere en eventuell skattemessig fordel ved bruk gjeld- i forhold til egenkapitalfinansiering, dvs. forskjellen mellom sum selskaps- og investorskatt for gjelden i forhold til egenkapitalen. I den enkle

lærebokfremstillingen settes parameteren lik selskapets skattesats, som forutsetter full dobbeltbeskatning av egenkapitalinntekter. Empiri tilsier at størrelsen nok er vesentlig mindre og jeg vil i min beregning forutsette at  $\tau = 0$ , uten at dette har særlig betydning for beregnede krav.

### *Spesifikk risikopremie*

I den vanlige CAPM-formelen som tilsvarer første to ledd i formel (3), justerer man kun for egenkapitalens systematiske risiko og tar derfor ikke høyde for selskaps- eller bransjespesifikk risiko som pr. definisjon er diversifisert bort i investors formues portefølje. I svensk regulering av el-nettselskaper er det akseptert praksis å gjøre et tillegg i egenkapitalkravet nettopp for slik spesifikk risiko. Dette er også vurdert i andre lands regulering, som i Storbritannia og Norge. Dette tillegget er ment å kompensere for spesiell risiko knyttet til regulert næringsvirksomhet som ikke er hensyntatt ellers i reguleringen. Dette kan være kompensasjon for risiko for endringer i reguleringsmodellen eller kompensasjon for nedsiderisiko som følge av asymmetrisk regulatorisk trunkering av selskapets inntekter. Reguleringsmodellen er ment å gi selskapet en relativt stabil netto inntektsstrøm (overskudd) slik at fakturerte totalinntekter følger selskapets (normerte) totalkostnader. Dette betyr at selskapet f.eks. ikke kan ta ut økte netto inntekter ved et positivt etterspørselssjokk (ved å øke prisene) men skal på den annen side være beskyttet mot inntektstap som følge av et negativt sjokk. Tilsvarende gjelder for kostnadssjokk at disse skal være automatisk reflektert i selskapets fakturerte inntekter, dvs. at kundene får fordelene av reduserte men må fullt ut betale for økte kostnader.

Reguleringsmodellens symmetriske behandling av positive og negative sjokk forutsetter at selskapet har et naturlig monopol for sitt eget produkt og at det ikke er relativt nære substitutter for dette produktet. Disse forutsetningene er rimelig godt ivaretatt for el-nett og el-distribusjon og det spesifikke risikotillegget som EI og konsulenter har benyttet i tilhørende WACC-krav kan derfor oppfattes å kompensere for risikoen for reguleringsendringer mer enn for asymmetrisk trunkeringsrisiko. For gass-nett og gass-distribusjon er nok markedssituasjonen en ganske annen og mer konkurranseutsatt fra potensielle substitutter, f.eks. elektrisitet. Dette betyr at man ikke umiddelbart kan kompensere negative etterspørsels- eller kostnadssjokk ved å øke priser og fakturerte inntekter, mens positive sjokk vil måtte godskrives kunden. Slik gassdistribusjon har dessuten en rekke andre betydelige nedside-risiki som ikke preger el-distribusjon, og som ikke er kompensert i den systematiske risikopremien i avkastningskravet (3) eller ellers i reguleringsmodellen. Dette gjelder f.eks. forsyningssituasjonen for gass og den politiske

miljæriskoen ved bruk av gass, og er grundig diskutert i rapportene fra EY og KPMG. Kompensasjon både for vanlig regulatorisk risiko og spesielt for den store nedsiderisikoen tilsier et betydelig større spesifikt risikotillegg i egenkapitalkravet (3) for gassdistribusjon og en høyere normal kredittrisikopremie i selskapets gjeldskostnad.

### 3. Beregning av avkastningskravet for svensk gassnettvirksomhet

Tabell 1 viser i første tallkolonne avkastningskrav beregnet av EY i 2012 for EI for reguleringsåret 2011. De to neste kolonnene viser krav fra KPMG beregnet i 2013 for Swedegas AB for kommende reguleringsperiode 2015-2018 og et mer langsiktig, såkalt bærekraftig ('uthållig'). I siste kolonne følger mitt forslag til avkastningskrav for 2015-18.

**Tabell 1: WACC-krav under ulike parameterforutsetninger**

Effektiv skatt 22 % på selskapenes driftsresultat

	E&Y 2011	KPMG*		Johnsen 2015-18
		2015-18	Lang	
<u>Parameter verdier</u>				
Risikofri rente (Rf)	2,60	4,60	4,80	4,00
Inflasjon	1,90		2,00	2,00
<b>Realrente</b>	<b>0,70</b>	<b>2,50</b>	<b>2,70</b>	<b>2,00</b>
<b>Markedspremie (MP)</b>	<b>6,00</b>	<b>4,60</b>		<b>4,50</b>
Forretningsbeta ( $\beta_A$ )	0,43		0,40	0,40
Gjeldsandel (G)	0,36		0,40	0,40
Egenkapitalbeta ( $\beta_E$ ) <sup>1</sup>	0,62		0,61	0,67
"Spesifikk aksjepremie" (SPR)	1,50		2,00	2,00
Kredittpremie <sup>2</sup>	1,90		2,90	2,50
<u>Nominelle avkastningskrav:</u>				
Egenkapital etter skatt <sup>3</sup>	7,80	9,40	9,60	9,00
Gjeld etter skatt	3,50	5,90	6,00	5,10
WACC etter skatt <sup>4</sup>	6,30	8,00	8,20	7,40
WACC før skatt <sup>4</sup>	8,00	10,20	10,50	9,50
<b>WACC - real før skatt<sup>5</sup></b>	<b>6,00</b>	<b>8,10</b>	<b>8,30</b>	<b>7,40</b>

<sup>1</sup>  $\beta_E = [1 + (1 - \tau)G / (1 - G)] \cdot \beta_A$ ;  $\tau = 22\%$  for EY og KPMG og ellers  $\tau = 0$ .

<sup>2</sup> KPMG bruker en 30-års statsrente med tillegg 0,70 % over 10-års rente, kredittpremien er derfor 3,60 % over 10-år stat.

<sup>3</sup> Egenkapitalkrav =  $R_f + \beta_E \cdot MP + SPR$  / Gjeldskost =  $(1 - 0,22) \cdot (R_f + \text{Kredittpremie})$

<sup>4</sup> WACC etter skatt =  $G \cdot (1 - 0,22) \cdot r_G + (1 - G) \cdot r_E$  / WACC før skatt =  $(\text{WACC etter skatt}) / (1 - 0,22)$ .

<sup>5</sup> WACC real før skatt =  $(1 + \text{WACC før skatt}) / (1 + \text{Inflasjon}) - 1$ .

Øvre del av tabellen viser underliggende parameterverdier og i nedre del følger etter skatt avkastningskrav for egenkapital og gjeld, og WACC etter og før selskapsskatt.



Siste linje viser det relevante før skatt WACC-kravet justert for inflasjon. EY beregnet et kortsiktig krav på 6,0 % for reguleringsåret 2011. For den kommende reguleringsperioden 2015-18 har KPMG har nylig beregnet et krav på 8,1 % og et mer langsiktig krav på 8,3 %. Mitt eget anslag er 7,4 %. **De numeriske forskjellene mellom disse beregnede kravene er i hovedsak forklart ved ulike antakelser om risikofri rente, mens nettoeffekten av forskjellene i markedspremie, spesifikk aksjepremie og kredittpremie har kun marginal betydning.**

Forskjellen på -1,4 %-poeng mellom EYs WACC-krav på 6,0 % for 2011 og mitt beregnede krav på 7,4 % for 2015-18 skyldes i hovedsak forskjellen i risikofri rente, mellom henholdsvis 4,0 % og 2,6 % nominell rente eller mellom 2,0 % og 0,7 % realrenter. Den samlede effekten på WACC-forskjellen er marginal av EYs bruk av en høyere markedspremie (6,0 % mot 4,0 %) men en lavere spesifikk risikopremie (1,5 % mot 2,0 %) og en lavere kredittpremie (1,9 % mot 2,5 %). EYs bruk av en høye markedspremie og en svært lav risikofri rente er begge konsistent med en kortsiktig konjunktorell krisevurdering, dvs. en situasjon preget av historisk lave statsrenter som følge av sentralbankstimulering men samtidig betydelig aksjemarkedsrisiko. Jeg benytter isteden et mer langsiktig perspektiv hvor risikofri rente og markedspremie er satt ut fra et antatt fremtidig normalnivå.

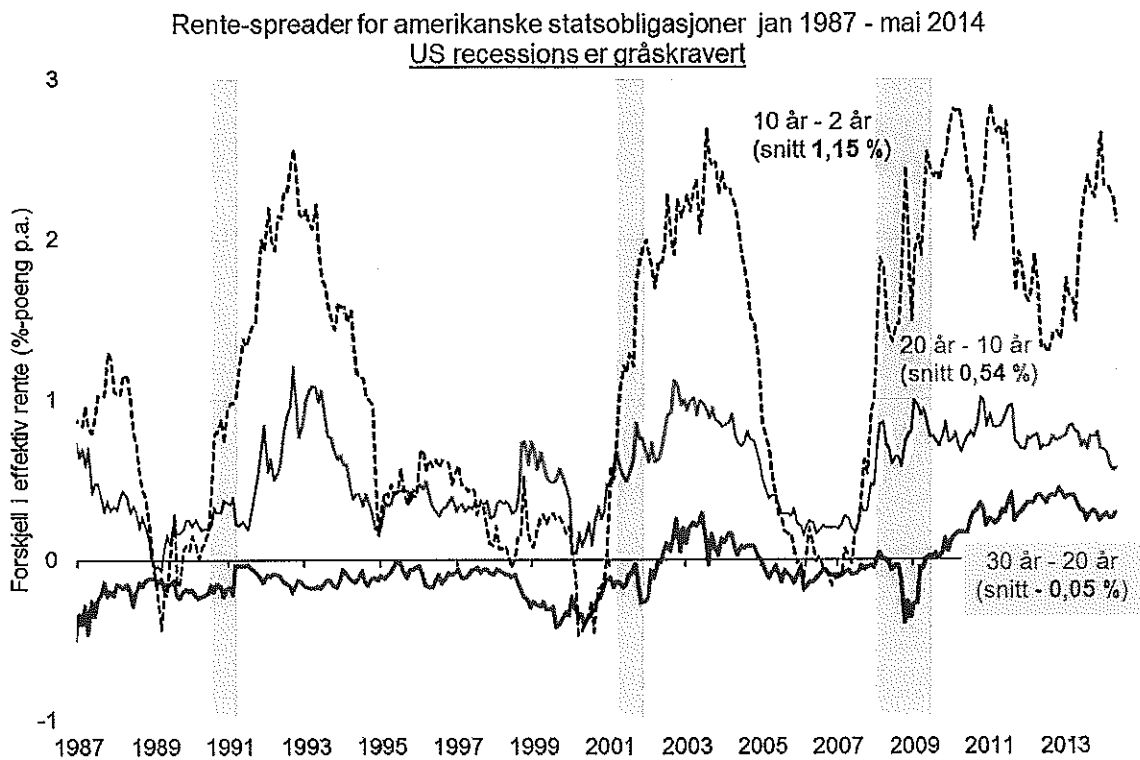
Bruk av langsiktig normalnivå for den risikofrie renten og for risikopremier er i samsvar med KMPGs parametervalg. Forskjellen på henholdsvis + 0,7 % og + 0,9 % mellom deres to WACC-forslag 8,1 % og 8,3 % og mitt anslag på 7,4 % skyldes at KMPG anvender en 30 års statstrente, med et tillegg på 0,7 %-poeng i forhold til 10 års statsrente som jeg benytter.

Bruk av en lang 30-års statsrente er av KPMG begrunnet med den svært lange levetiden for investeringer i gassdistribusjon. Dette uttrykker etter min oppfatning en sammenblanding av terminpremier mellom et marked for nominelle verdipapirer (statsobligasjoner) og markedet for inflasjonsbeskyttede inntektskrav (aksjer og eiendom). Det er grunn til å tro at den antatte renteforskjellen på + 0,70 %-poeng mellom 30 og 10 års (amerikanske) statsobligasjoner reflekterer i det alt vesentlige en inflasjonsrisikopremie, dvs. en kompensasjon for den vesentlige større verdirisikoen for de lengste statsobligasjonene i forhold til inflasjonssjokk (økt inflasjon).

Grafene i figur 1 nedenfor viser at renteforskjellen i den lange enden av det amerikanske statsmarkedet i perioden 1987-2014 er begrenset til forskjellen mellom 20 og 10 års papirer (gjennomsnittlig + 1,15 %) mens gjennomsnittlig forskjell er marginalt negativ videre ut til 30

år. Dette taler mot at 30-års renten inneholder noen spesiell likviditets- eller lengde-premie i forhold til 20-års renten. Videre ser vi at renteforskjellene (10 mot 2 år; 20 mot 10 år og 30 mot 20 år) er konjunktorelt varierende, dvs. øker sterkt i ekspansjonsperioder hvor risikoen er størst for inflasjons- og renteøkninger (i en lang obligasjon) og faller sterkt og blir til dels negativt når 'recession'-frykten øker og sannsynligheten er størst for rentefall. Dette indikerer at både 20- og 30-års renten inneholder omtrent samme inflasjonsrisikopremie (siden verdieksponeeringen er omtrent den samme målt ved durasjon). En slik inflasjonsrisikopremie i de lange statsrentene er irrelevant for avkastningskravet for egenkapitalen, siden markedsverdien av egenkapitalen/aksjer i prinsippet er beskyttet overfor større endringer i inflasjonen (veksten i selskapets netto inntekter vil reflektere slike endringer).

**Figur 1: Renteforskjeller for amerikanske statsobligasjoner**



#### 4. Litt mer om mine parametervalg

Jeg bruker som nevnt en langsiktig, normalisert WACC, basert på en antatt normal risikofri realrente og normale risikopremier for aksje- og kredittrisiko. Dette er et bedre alternativ enn å beregne en konjunkturt justert WACC. For det første er det vanskelig å anslå konjunkturt variable risikopremier, og spesielt for aksjemarkedet. For det andre er det spesielt viktig å benytte en predikerbar, mer stabil langsiktig WACC-alternativet for regulerte infrastrukturvirksomheter som el- og gassnett med svært langsiktige investeringer. Dette synes også å være Eis oppfatning.

##### *Risikofri realrente*

En mer stabil og derfor mer påregnelig real-WACC bør være basert en langsiktig normal risikofri realrente. Mine beregninger i tabell 2 tilsier at 2,5 % er et mer korrekt uttrykk for normalnivået for svensk risikofri realrente enn 0,7 % som er benyttet av EY. Gjennomsnittlig svensk 5-10 års reell statsrente har gjennomgående vært høyere enn 2,5 % siste 114 år (som i Danmark og Norge). Lange realrenter på 1 %-nivået har vært observert kun i perioden 1960–1979 (negative realrenter under høy-inflasjonsperioden 1970-79) og i innværende kriseperiode 2008 – 2013 med vedvarende penge- og finanspolitiske stimulerings tiltak fra sentralbankene både i Europa og USA.

**Tabell 2: Statsrenter, BNP realvekst og inflasjon**

Periode	Statsrente reell		Realvekst	
	3 m	5-10 år**	BNP per capita	Inflasjon
1900 - 2013	1,65	<b>2,70</b>	<b>2,52</b>	3,79
1960 - 2013	1,79	<b>2,84</b>	<b>2,86</b>	4,71
1960 - 79	-0,29	<b>1,04</b>	<b>3,90</b>	6,06
1980 - 99	4,34	<b>4,90</b>	<b>2,61</b>	5,21
2000 - 07	1,41	<b>2,79</b>	<b>3,14</b>	1,67
2008 - 13	-0,02	<b>1,49</b>	<b>0,91</b>	1,61

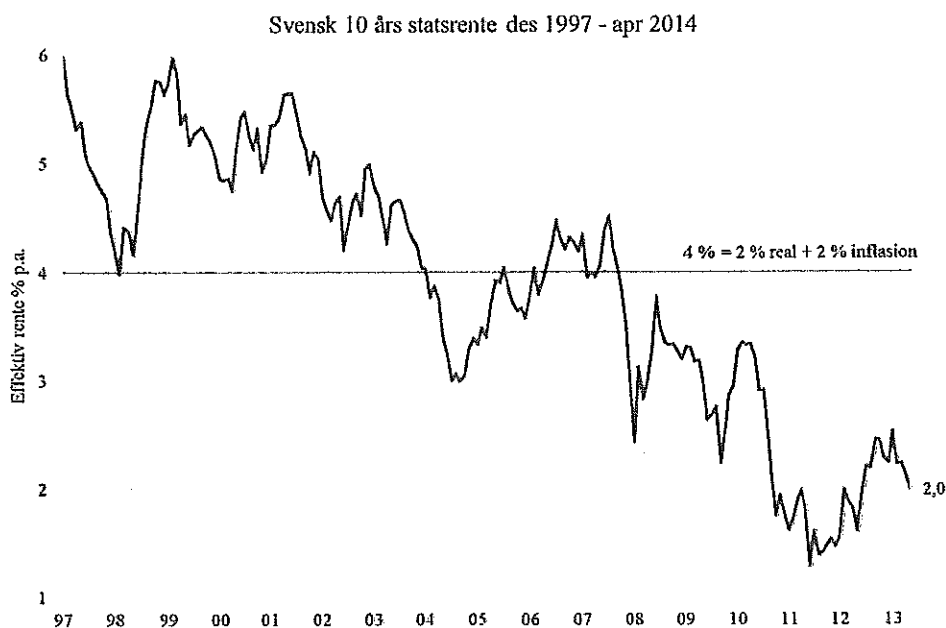
\* Månedssdata fra 1960 unntatt for GDP. Renter og GDP-vekst deflatert med periodens snitt inflasjon. Kilder: Dimson, Marsh & Staunton Yearbook, Statistiska Centralbyrån, Riksbanken.

\*\* 10 års effektiv rente fra jan. 1987. Lengste kvoterte stat tidligere.

Figuren nedenfor viser hvordan svensk 10-års (nominell) statsrente har falt vedvarende slik at realrenten nå er kun ca. 0,5 % basert på løpende inflasjon. Selv om det er indikasjoner på en viss økning i nominell og reell lang statsrente er det grunn til å tro (frykte) at rentenivået vil være relativt lavt i mange år fremover. Ei begrunner sitt valg av 2 % realrente ved vurdering

av WACC for el-nett også ut fra forventet realvekst i BNP. Tabell 3 viser at gjennomsnittlig realvekst har vært vesentlig høyere enn 2,50 % i alle delperioder med unntak for inneværende kriseperiode.<sup>3</sup> Det er grunn til å tro at fremtidig normalvekst vil være noe lavere enn historisk 2,5 %. Hensyntatt at fremtidig normal både realrente og realvekst vil kunne være lavere enn historisk 2,5 % velger jeg å benytte en 2,0 % langsiktig normal realrente som sammen med 2,0 normal inflasjon tilsier en risikofri nominell rente på 4,0 %. Dette er også lavere enn mitt anslag i 2012 på 2,25 % for langsiktig realrente i forbindelse med vurderingen av en WACC for el-nett; jfr. også siste kolonne tabell 4 på siste side.<sup>4</sup>

**Figur 2: Svensk 10 års statsrente**



*Forretningsbeta, markedspremie, spesifikk risikopremie og kredittpremie*

I nederste del av tabell 3 på nest-siste side har jeg beregnet forretningsbetaverdier for fire europeiske gassdistribusjonsselskaper basert på estimerte aksjebetaverdier og gjennomsnittlige egenkapitalandeler for 5-års perioden 2009-2013. Jeg benytter månedlige avkastningstall for selskapenes aksjer, for den nasjonale børsindeksen og for en verdensindeks

<sup>3</sup> Tabellen viser realveksten i BNP pr. innbygger. Gjennomsnittlig befolkningsvekst har variert mellom 0,3 % og 0,5 % mellom delperiodene. EI synes å være opptatt av realvekst i BNP totalt, som fremkommer ved å øke per capita tallene i tabellen med periodens befolkningsvekst.

<sup>4</sup> «*Energimarknadsinspektionens beslutning om inntektsrammer for nettvirksomhet 2012-2015*»; notat av Thore Johnsen for advokat Torgny Wetterberg; 21. mai 2012.

(MSCI). For hvert selskap presenteres et nasjonalt betaestimat mellom aksjen og nasjonal indeks, med avkastning målt i nasjonal valuta (Euro for gasselskapene) og et internasjonalt betaestimat mellom aksjen og verdensindeksen, hvor begge avkastningstall er målt i US dollar. **Jeg vil bruke en betaverdi for gassdistribusjon på 0,40, som ligger mellom det nasjonale betasnittet på 0,30 og det internasjonale snittet på ca. 0,55.**<sup>5</sup> Dette tilsvarer et midlere forretningsbetaestimat for el-nettselskaper i midtre del av tabell 3 (se også siste kolonne i tabell 4 på siste side), men er vesentlige lavere enn det tilsvarende estimatet for integrert el-produksjon og –distribusjon i øvre del av tabell 3. Også EY og KPMG benytter en forretningsbeta på ca. 0,40.<sup>6</sup>

Det er flere grunner til å tro at dette betaestimatet er for lavt som uttrykk for forretningsrisikoen for Swedegas. For det første fordi selskapets er lite i forhold til selskapene i tabell 3, og det er velkjent at mindre selskaper – alt annet like – har høyere forretningsbeta-risiko enn større selskaper. For det andre fordi inntekter fra svensk gassdistribusjon er utsatt for større svingninger og risiko enn el-distribusjon av grunner nevnt ovenfor og som er diskutert i rapportene fra EY og KPMG.

En undervurdering av forretningsbeta-verdien for Swedegas innebærer et ytterligere argument for en spesielt stor spesifikk risikopremie i selskapets egenkapital- og gjeldskrav, i tillegg til nødvendig kompensasjon for stor nedsiderisiko som følge av regulatorisk trunkering, jfr. diskusjonen på side 4. **Jeg velger derfor å bruke en «spesifikk aksjepremie» på 2,0 % i formel 3 og tabell 1.** Dette tilsvarer tillegget benyttet av KPMG men er 0,5 %-poeng høyere enn tillegget på 1,5 % benyttet av EY (tilsvarer + 0,4 % i WACC før skatt, når vektet med en egenkapitalandel 0,60). Videre har jeg benyttet en kredittpremie på 2,5 % i forhold til 10-års statsrente for å reflektere selskapets relativt kredittrisiko som størrelse og betydelige spesifikke risiko for kreditorene. Dette er 0,7 %-poeng høyere enn kredittpremien benyttet av

---

<sup>5</sup> Det mest relevante betamålet er nok det internasjonale estimatet. Det er minst to grunner til dette: (i) Reguleringen skal tillate fakturering av kundene for kapitalkostnader som forutsetter profesjonelt eierskap, dvs. som om eierne er internasjonalt diversifiserte. Dette tilsier at den høyere internasjonale betaverdien på ca. 0,55 er den mest relevante. På den annen side bruker jeg en lavere internasjonale enn en nasjonale markedspremie (lavere internasjonalt diversifisert porteføljerisiko). (ii) En meningsfylt internasjonale sammenligning av estimerte betaverdier for ulike nasjonale selskaper forutsetter at vi bruker en felles referanseindeks og valuta (dvs. verdensindeks og US dollar). På den annen side er det allikevel spørsmål om den store forskjellen mellom internasjonale og nasjonale beta er relevant for å bestemme risikotillegget i avkastningskravet. En viktig årsak til de høye internasjonale betaverdiene er en ekstremt negativ korrelasjon etter finanskrisen mellom USD-kursen og svingninger i børsavkastningstall. Det er uklart både teoretisk og empirisk om en valutabasert beta-økning kan forventes kompensert med en vanlig risikopremie.

<sup>6</sup> Ulikt EY og KPMG ignorerer jeg justeringen for eventuelle skattesubsidier ved konvertering mellom egenkapital- og forretningsbeta, jfr. diskusjonen etter formel (3) ovenfor.

EY (tilsvarer kun + 0,3 % i WACC før skatt, når vektet med en gjeldsandel 0,40) men er sannsynligvis allikevel lavt i forhold til virkelig marginal kredittpremie for Swedegas AB.

#### 4. Kort konklusjon

Jeg har beregnet et reelt før skatt WACC-krav på 7,40 % for Swedegas AB for bruk i EIs inntektsregulering av selskapet for 2015 – 2018. Dette kravet er 1,4 %-poeng høyere enn et WACC-krav på 6,00 % beregnet av EY for reguleringsåret 2011. Forskjellen skyldes at EY brukte en konjunktorelt tilpasset, historisk lav risikofri realrente på kun 0,70 % mens jeg bruker en mer langsiktig normalisert realrente på 2,00 %. Det er viktig at man i reguleringen stimulerer til effektive investeringer i erstatning, modernisering og vekst av anlegget til beste for kundene og samfunnet på lengre sikt, spesielt på grunn av svært lange levetiden for slike infrastrukturinvesteringer. Kundene kan tjene kortsiktig på lave tariffer men kan bli straffet langsiktig på grunn av manglende investeringer og vedlikehold og derfor fallende leveringskvalitet. I internasjonal regulering av infrastrukturvirksomhet er det derfor generelt akseptert at det er verre at galt anslag på f.eks. WACC er for lavt enn for høyt.

Mitt krav er noe lavere enn en tilsvarende WACC-krav på 8,10 % - 8,30 % beregnet nylig av KPMG. Forskjellen skyldes at KPMG benytter en 30-års statsrente som grunnlag for risikofri rente i egenkapital- og gjeldskostnaden.

**Tabell 3: Beregnede betaverdier for europeiske el- og gassnett selskaper pr 31.12.2013**

Selskap	Land	EK-beta <sup>1</sup>		E/(E+G) <sup>2</sup>		Forretningsbeta <sup>3</sup>	
		Nasjonal	Internasj.	Bok	Marked	Nasjonal	Internasj.
<b>Integrerte EL-selskaper</b>							
EDF	Frankrike	1,03	1,44	0,50	0,64	0,66	<b>0,91</b>
Endesa	Spania	0,94	1,55	0,73	0,78	0,73	<b>1,21</b>
E.ON AG	Tyskland	1,05	1,45	0,61	0,64	0,68	<b>0,93</b>
Fortum	Finland	0,69	1,17	0,59	0,72	0,49	<b>0,84</b>
Hafslund	Norge	0,63	1,17	0,47	0,52	0,33	<b>0,61</b>
RWE AG	Tyskland	1,14	1,48	0,53	0,66	0,75	<b>0,98</b>
<b>Snitt integrert EL</b>		<b>0,91</b>	<b>1,38</b>	<b>0,57</b>	<b>0,66</b>	<b>0,61</b>	<b>0,91</b>
<b>EL-nett selskaper</b>							
Alpiq Holding	Sveits	0,67	1,09	0,73	0,73	0,49	<b>0,80</b>
National Grid	UK	0,41	0,49	0,24	0,47	0,19	<b>0,23</b>
Red Electrica	Spania	0,55	1,35	0,29	0,55	0,31	<b>0,74</b>
TERNA	Italia	0,31	0,86	0,35	0,54	0,17	<b>0,47</b>
<b>Snitt EL-nett</b>		<b>0,49</b>	<b>0,95</b>	<b>0,40</b>	<b>0,57</b>	<b>0,29</b>	<b>0,56</b>
<b>GASS-nett selskaper</b>							
ASCOPIAVE	Italia	0,41	0,82	0,77	0,75	0,30	<b>0,62</b>
ACSM-AGAM	Italia	0,74	1,07	0,56	0,37	0,28	<b>0,40</b>
ENAGAS	Spania	0,76	1,37	0,36	0,54	0,41	<b>0,74</b>
SNAM	Italia	0,39	0,92	0,35	0,54	0,21	<b>0,49</b>
<b>Snitt GASS-nett</b>		<b>0,57</b>	<b>1,05</b>	<b>0,51</b>	<b>0,55</b>	<b>0,30</b>	<b>0,56</b>

<sup>1</sup> Månedlig avkastning for 5-års perioden jan 09 - des 13. Nasjonal valuta mot nasjonal børs og Internasjonal er avkastning i USD mot MSCI USD-verdensindeks.

<sup>2</sup> Gjennomsnittlig egenkapitalandel for perioden 2009-13, hhv. bok- og markedsverdier egenkapital.

<sup>3</sup> EK-beta multiplisert med Egenkapitalandel.

**Tabell 4: WACC-krav for elektrisitetsnett beregnet 2012 – 13**

Effektiv skatt 26,3 % på selskapenes driftsresultat

Parameter verdier	Grant Thornton		Ernst & Young		PwC		KPMG		Gjennomsnitt <sup>1</sup>		Forvaltnings- retten <sup>2</sup> Johnsen	
	12-15	12	12-15	12-13	12-15	Lang	12-15	Lang	12-15	Lang		
Risikofri rente (Rf)	2,30	1,60	3,73	1,80	3,80	4,20	3,90	4,10	3,43	3,58	4,00	4,25
Inflasjon	1,60	1,50	2,23	0,40	2,00	2,00	2,00	2,00	1,96	1,96	2,00	2,00
<b>Realrente</b>	<b>0,69</b>	0,10	<b>1,47</b>	1,39	<b>1,76</b>	2,16	<b>1,86</b>	2,06	<b>1,45</b>	1,59	<b>2,00</b>	<b>2,20</b>
Markedspremie	4,50	6,30	5,00	5,80	4,60	4,60	4,60	4,60	4,68	4,68	4,50	4,50
Forretningsbeta	0,48	0,39	0,40	0,40	0,48	0,48	0,35	0,35	0,43	0,43	0,43	0,40
Gjeldsandel (G)	0,32	0,46	0,42	0,42	0,28	0,28	0,41	0,41	0,36	0,36	0,37	0,40
Egenkapital beta <sup>3</sup>	0,65	0,63	0,61	0,61	0,66	0,66	0,53	0,53	0,61	0,61	0,61	0,67
"Spesifikk aksjepremie"	<b>1,20</b>	1,30	<b>0,50</b>	0,50	<b>1,00</b>	1,00	<b>2,80</b>	2,80	<b>1,38</b>	1,38	<b>1,00</b>	<b>0,70</b>
Kredittpremie	2,40	2,60	1,03	1,39	1,80	1,80	1,30	1,30	1,63	1,63	1,80	1,50
<b>Nominelle avkastningskrav:</b>												
Egenkapital etter skatt <sup>4</sup>	6,41	6,90	7,28	5,83	7,85	8,25	9,14	9,34	7,67	7,82	7,76	7,95
Gjeld etter skatt	3,46	3,10	3,51	2,35	4,13	4,42	3,83	3,98	3,73	3,84	4,27	4,24
WACC etter skatt <sup>5</sup>	5,47	5,15	5,71	4,39	6,82	7,19	6,95	7,13	6,24	6,38	6,47	6,47
WACC før skatt <sup>5</sup>	7,42	6,99	7,75	5,95	9,26	9,76	9,44	9,68	8,47	8,65	8,78	8,77
<b>WACC - real før skatt<sup>6</sup></b>	<b>5,70</b>	5,40	<b>5,40</b>	5,50	<b>7,10</b>	7,60	<b>7,30</b>	7,50	<b>6,40</b>	<b>6,60</b>	<b>6,50</b>	<b>6,50</b>

<sup>1</sup> Snitt av GT,EY, PwC og KPMG for 2012-15. "Lang" er snitt 12-15 for GT og EY og langsiktig estimat for PwC og KPMG

<sup>2</sup> Forvaltningsretten i Linkøping; Dom 2013-12-11 i sak Fortum Distribution AB mot Energiinspektionen.

<sup>3</sup> Egenkapitalbeta = [ 1 + (1-s) x G / (1-G) ] x Forretningsbeta, hvor s=26,3 % for GT, EY og KPMG og ellers s=0.

<sup>4</sup> Egenkapitalkrav = Rf + (Egenkapitalbeta) x Markedspremie.

<sup>5</sup> WACC etter skatt = G x (Gjeld etter skatt) + (1-G) x (Egenkapitalkrav). WACC før skatt = (WACC etter skatt) / (1 - 0,263).

<sup>6</sup> WACC real før skatt = (1+ WACC før skatt) / (1 + Inflasjon) - 1.





**Kommentarer till WACC-rapporter  
från EY, Grant Thornton samt  
Montell & Partners avseende  
reglering av naturgasnät i Sverige**

2014-09-29

## **Innehåll**

1.	Bakgrund och uppdrag	2
2.	Sammanfattande slutsatser	2
3.	Metodval	4
4.	Valt tidsperspektiv	4
5.	Uppskattning av tillgångsbeta	5
6.	Uppskattning av riskfri ränta	6
7.	Marknadens riskpremie	9
8.	Specifik riskpremie	9
9.	Skattemässiga avskrivningar	11
10.	Räntekostnad (kostnad för lånat kapital)	11
	Appendix 1 – beräkning av justerat betavärde samt effekt på avkastningskrav eget kapital	14

## 1. Bakgrund och uppdrag

Swedegas AB ("Swedegas" eller "Uppdragsgivaren") har i samband med ansökan om intäktsram för sitt transmissionsnät för naturgas i Sverige givit KPMG Corporate Finance ("KPMG") i uppdrag att uppskatta en relevant kalkylränta ("WACC") för det kapital som binds i nätet. KPMG:s slutsatser sammanfattades i en rapport daterad 2014-06-24 ("KPMG I").

Energimarknadsinspektionen ("EI") har givit EY, Grant Thornton ("GT") samt Montell & Partners ("M&P") i uppdrag att uppskatta motsvarande kalkylränta. KPMG har nu fått i uppdrag av Swedegas att kommentera metodval samt antaganden i dessa rapporter (tillsammans "Konsultrapporterna").

Detta utlåtande avser endast beräkningen av relevant WACC för perioden 2015-2018. Konsultrapporterna behandlar WACC för andra, historiska, tidsperioder. Vi har inte specifikt kommenterat dessa beräkningar men många av de slutsatser som redogörs för i detta utlåtande är tillämplbara även för dessa tidsperioder.

## 2. Sammanfattande slutsatser

Vi sammanfattar våra viktigaste synpunkter enligt följande:

1. Konsultrapporterna baseras på ett antal inbördes icke konsistenta antaganden. T.ex. tillämpar Konsultrapporterna olika löptider för den riskfria räntan. Det är därför inte lämpligt att uppskatta WACC-räntan som ett genomsnitt av uppskattningarna i Konsultrapporterna. Vår uppfattning är att en WACC-ränta bör uppskattas baserat på explicita ställningstagande kring vart och ett av de ingående parametrarna för att säkerställa en konsekvent uppskattning.
2. Vi anser att GT:s utlåtande baseras på ett antal utgångspunkter som står i strid med såväl finansiell teori, tidigare regleringar som tidigare utlåtanden från GT. Detta ger dessutom orimliga implicita antaganden i GT:s beräkningar.
  - a. Val av löptid av riskfri ränta motsvarande reglerperioden snarare än investeringens löptid.
  - b. Den antagna räntan och inflationsantagandet implicerar en negativ realränta för de reglerade företagen vilket vi anser vara orimligt.
  - c. Den implicita avkastningen på den s.k. marknadsportföljen (centralt begrepp inom CAPM) i GT:s antaganden är orimligt låg.

Det primära problemet med GT:s beräkningar är att den riskfria ränta uppskattas med en löptid motsvarande reglerperioden och inte investeringens livslängd och därmed inte tar hänsyn till ägarnas faktiska avkastningskrav för att binda kapital på den löptiden. En reglering enligt denna princip kommer, enligt vår uppfattning, innebära att nätföretagen inte kommer att kunna attrahera kapital då investerare kan placera kapitalet till en högre avkastning i andra placeringsformer. GT beräknar också följaktligen en WACC som vida

understiger de andra Konsultrapporterna (och KPMG:s uppskattning). Vi anser därför att GT:s utlåtande inte bör tillskrivas någon vikt i val av WACC-räntan.

3. GT baserar i stor utsträckning sin jämförelsepopulation vad avser uppskattning av betavärden på asiatiska bolag som vi uppfattar ha begränsad relevans för uppskattningen av Swedegas kapitalkostnad. GT:s uppskattade betavärde ligger följaktligen betydligt lägre än såväl KPMG som de övriga Konsultrapporterna.
4. Konsultrapporterna baseras inte på en uthålligt stabil nivå på den riskfria räntan och påverkas av det tillfälliga lågränteläget (med låga prognostiserade räntor för de kommande åren) vilket visar nackdelen med att inte tillämpa ett långsiktigt uthålligt perspektiv i uppskattningen av den regulatoriska WACC:en.
5. Den specifika riskpremien är behäftad med viss subjektivitet men vi anser att denna bör vara betydligt högre än för elnätet, en uppfattning som vi uppfattar delas av Konsultrapporterna. I tidigare konsultrapporter har den specifika risken för elnätet uppskattats till 1 procent och vi anser därför att ett specifikt påslag om 2 procent för tillgångsspecifik risk för gasnätet är motiverat. Dessutom bör ett företagsspecifikt riskpåslag läggas till avkastningskravet för att justera för det genomsnittliga gasnätsföretagets storlek i förhållande till de referensbolag som lagts till grund för uppskattningen. För en reglering är det rimligt att utgå från storleken på ett genomsnittsbolag dvs. ett gasnätsbolag av genomsnittlig storlek. I vår analys har vi utgått från storleken på Swedegas vilket är det absolut största bolaget på denna marknad. Vårt val av företagsspecifik risk ska därför ses som konservativ.

KPMG har dessutom i detta utlåtanden på teoretisk väg beräknat vad ett påslag för bristande möjlighet att diversifiera verksamheten skulle indikera för riskpåslag och konstaterar att detta påslag ligger i nivå med de specifika riskpåslag som KPMG antar i sina beräkningar.

6. Konsultrapporterna baserar kreditriskpremien för lånat kapital på avkastningen på obligationsmarknaden för stora internationella bolag. Vi har baserat kapitalkostnaden på Swedegas faktiska lånekostnad (justerat för en långsiktigt uthållig nivå). Konsultrapporternas beräkningar underskattar därmed kapitalkostnaden för Swedegas. Vi konstaterar att Swedegas skuldsättningsgrad ligger i linje med den antagna skuldsättningsgraden i Konsultrapporternas WACC-beräkning och därmed torde vara den mest relevanta observationen för kreditriskpåslaget för denna typ av tillgång på den svenska marknaden. Sammantaget konkluderar vi att det knappast finns någon annan aktör på den Svenska gasmarknaden som skulle ha en mer effektiv eller billigare finansiering än Swedegas som representerar den största aktören med en professionell finansiell ägare.

### 3. Metodval

Vi konstaterar att det inte finns någon grundläggande skillnad i metodval mellan KPMG och Konsultrapporterna. Såväl Konsultrapporterna som KPMG:s rapport baseras på den s.k. CAPM-modellen och vedertagen metodik för att beräkna WACC. Det finns emellertid ett antal områden där Konsultrapporterna skiljer sig åt inbördes och i förhållande till KPMG och dessa kommenteras nedan. De områden som uppvisar tydligaste skillnader är:

- tillgångsbeta
- relevant tidsperspektiv för uppskattningen,
- uppskattning av den riskfria räntan,
- marknadens riskpremie,
- företagsspecifik risk,
- effekten av skattemässiga avskrivningar samt
- avkastningskrav på främmande kapital (räntekostnad).

Dessa områden diskuteras mer utförligt nedan.

Det är dock viktigt att redan inledningsvis poängtera att Konsultrapporterna baseras på ett antal antaganden som är inbördes oförenliga. T.ex. tillämpar Konsultrapporterna olika löptider för den riskfria räntan. Det är därför inte lämpligt att uppskatta WACC-räntan som ett genomsnitt av uppskattningarna i Konsultrapporterna. Anledningen är att en genomsnittlig uppskattning indirekt skulle innebära ett antal inbördes inkonsekventa antaganden i WACC-beräkningen. Vår uppfattning är därför att en WACC-ränta bör uppskattas baserat på explicita ställningstagande kring vart och ett av de ingående parametrarna för att säkerställa en konsekvent uppskattning.

### 4. Valt tidsperspektiv

Samtliga Konsultrapporter har uppskattat WACC-räntan för reglerperioden som den förväntade WACC-räntan för perioden 2015-2018. KPMG har i tidigare utlåtande argumenterat för att använda ett långsiktigt uthålligt perspektiv av följande skäl:

- Ett långsiktigt uthålligt perspektiv är konsekvent med EI:s riktlinjer för uppskattning av WACC inom elnät.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> EI skriver följande i beslutet den 28 oktober 2011 avseende intäktsramar för elnätsföretagen: "EI anser vid en sammantagen bedömning att det vore bättre att anlägga ett långsiktigt perspektiv vid fastställande av den riskfria räntan." samt "EI bedömer dock att det kan vara att föredra att utgå från Riksbankens mål för inflation och en långsiktig förväntan av utvecklingen av BNP ger en stabil grund för den riskfria räntenivån [sic]". Se KPMG 1 sid. 4 ff. för utförligare resonemang.

- En WACC som avser förväntad nivå under reglerperioden riskerar att leda till fluktuationer i intäktsramen mellan perioderna och i sin tur en ökad risk för operatörerna.

Som illustration av detta kan nämnas att EY och KPMG båda baserar sin uppskattning av den framtida förväntade riskfria räntan för reglerperioden på riksbankens ränteprognos. Tabellen nedan sammanfattar prognoserna och konklusion kring den riskfria räntan.

Prognoser baserat på riksbankens ränteprognos					
(%)	2015	2016	2017	2018	Snitt
EY	2,2	3,1	4,0	4,0	3,3
KPMG	3,4	4,0	4,0	4,0	3,9

Den enda förklaringen till skillnaden mellan vår och EY:s uppskattning av 10-årsräntan är tidpunkten för respektive uppskattning. KPMG:s analys genomfördes under våren 2014 och EY:s rapport är daterad september 2014. Mellan dessa datum förändrades uppenbarligen riksbankens ränteprognos vilket slår igenom i respektive rapporters beräknade prognos för räntan under reglerperioden. Vi konkluderar därför att en framåtblickande WACC, även om den baseras på prognoser för reglerperioden, riskerar att uppvisa godtyckliga fluktuationer baserat på tidpunkten för uppskattningen.

Vi vidhåller därför vår slutsats i KPMG 1 (sid 10 ff.) att en uppskattning av kapitalkostnaden baserat på en långsiktigt uthållig nivå är lämpligare för en *ex ante* reglering då den inte riskerar att leda till godtyckliga fluktuationer.

Vi vill i detta sammanhang poängtera att ingen av konsulterna har fört något resonemang om lämpligt val av tidsperiod eller varför WACC-räntan bör utgå från den förväntade/prognostiserade räntan vid ett specifikt tillfälle (t.ex. i samband med reglerperiodens start) i stället för en långsiktigt uthållig nivå.

Vi kommer, för jämförbarhetens skull, i det följande att kommentera tillämpningen givet att WACC ska uppskattas som förväntad WACC under reglerperioden (2015-2018) och därför basera jämförelserna på KPMG:s uppskattning för denna period.

## 5. Uppskattning av tillgångsbeta

Vi konstaterar att Konsultrapporterna och KPMG uppskattar liknande nivåer på tillgångsbeta dvs. mellan 0,4-0,45 baserat på uppmätta betavärden för jämförbara bolag. Undantaget är GT som uppskattar tillgångsbeta till 0,27-0,36 vilket får anses vara en exceptionellt låg nivå.

Vi vill här betona att GT valt ett mycket annorlunda urval än KPMG och de övriga Konsultrapporterna. GT:s jämförelsebolag består till stor del av asiatiska bolag (Taiwan, Sydkorea, Bangladesh). Vi har begränsad insyn i dessa bolags verksamhet och de specifika geografiska förutsättningarna på dessa marknader men vi hävdar att de jämförelsebolagen som KPMG och de övriga Konsultrapporterna tillämpar med viktning mot europeiska bolag torde vara mer relevant.

## 6. Uppskattning av riskfri ränta

Synen på relevant löptid i uppskattningen av den riskfria räntan skiljer sig åt inbördes mellan Konsultrapporterna.

- EY uppskattar den riskfria räntan baserat på den förväntade (prognostiserade) räntenivån för en 10-årig statsobligation
- M&P uppskattar den riskfria räntan baserat på den förväntade (prognostiserade) räntenivån för en 10-årig statsobligation plus ett påslag för att justera för en längre (30-årig) löptid
- GT uppskattar den riskfria räntan baserat på en statsobligation med löptid motsvarande reglerperioden dvs. en statsobligation med förfall 2018-12-31.

Tabellen nedan sammanfattar skillnaderna mellan Konsultrapporterna och KPMG.

Prognoser baserat på riksbankens ränteprognos							
(%)	2015	2016	2017	2018	Snitt	Justering löptid	Riskfri ränta
EY	2,20	3,10	4,00	4,00	3,33	0,00	3,33
M&P	n/a <sup>1)</sup>	n/a <sup>1)</sup>	n/a <sup>1)</sup>	n/a <sup>1)</sup>	3,26	0,78	4,04
GT	n/a <sup>2)</sup>	n/a <sup>2)</sup>	n/a <sup>2)</sup>	n/a <sup>2)</sup>	0,65	0,00	0,65
KPMG	3,40	4,00	4,00	4,00	3,85	0,70	4,55

Noter:

- 1) M&P redovisar prognoserna i ett diagram och exakta uppgifter per år är inte tillgängliga. metoden är dock densamma som EY och den erhållna genomsnittliga nivån är i linje med EY:s uppskattning
- 2) GT använder en annan metodik för uppskattning och riskfria räntorna under reglerperioden är inte relevanta med denna metod

Vi konstaterar att EY, M&P och KPMG tillämpar samma metod för uppskattning av den riskfria räntan med en löptid om 10 år. Nivåerna skiljer sig emellertid åt vilket rimligen förklaras av skillnader i tidpunkt för uppskattningen.

KPMG och M&P tillämpar ett påslag för att justera den riskfria räntan till en ränta med längre löptid. Påslaget görs baserat på empiriska data kring skillnaden mellan den riskfria räntan för 30-åriga obligationer och 10-åriga riskfria räntan. Även om M&P och KPMG har något skilda metodiker för denna uppskattning kan vi konstatera att resultatet är mycket snarlikt. Vi upplever därför M&P:s beräkningsmetodik i detta avseende överensstämmande med vår. EY gör emellertid inte denna justering, något som vi uppfattar vara inkonsekvent med ekonomisk teori.

Enligt vedertagen ekonomisk teori ska räntans löptid sammanfalla med investeringens livslängd. I värderingspraxis och inom näringslivet förekommer ett antal förenklingar och schablonmässiga justeringar av avkastningskravet (såsom normalisering av riskfri ränta, företagsspecifika riskpåslag mm.) Det är ofta inte praktiskt att i alla sammanhang genomföra en alltigenom teoretiskt korrekt

och detaljerad analys av avkastningskravet varför sådana förenklingar etablerats i praxis och i näringslivet. I regleringen har emellertid WACC-räntan en så pass avgörande betydelse att det är svårt att motivera förenklingar och avvikelser från en korrekt metod.

Valet av en lång ränta kan förstås mot den grundläggande principen att WACC-räntan ska spegla investerarens alternativa avkastning. Det faktum att den riskfria räntan är högre när kapitalet binds under längre tid (ex. 30 år) än under kortare tid (ex. 10 år) indikerar att den relevanta alternativavkastningen i ett gasnät med en genomsnittlig livslängd på över 30 år de facto är högre än en investering i en obligation med kortare löptid. Detta bör enligt vår uppfattning återspeglas i den regulatoriska WACC-räntan.

GT använder sig av en helt annan metod för uppskattning av den riskfria räntan nämligen att tillämpa en ränta med samma löptid som reglerperioden. Vi anser denna ansats vara teoretiskt och praktiskt felaktig. För det första är den WACC som erhålls med denna metod inte en approximation för den förväntade kapitalkostnaden under reglerperioden utan en momentan kapitalkostnad per det datum då räntan är avläst. För det andra ska löptiden på den ränta som läggs till grund för WACC spegla investeringarnas löptid (ekonomiska livslängd) och inte regleringens löptid.

GT hänvisar i detta avseende till en akademisk studie på området vilken hävdar att löptiden på den riskfria räntan i kompensationen till reglerade företag bör motsvara tidperioden för regleringen. Vi delar inte denna uppfattning av följande skäl:

För det första analyserar den studie som GT hänvisar till varje tillsynsperiod enligt principen att det reglerade företaget vid varje tillfälle väljer att upplåta tillgångarna till den reglerade verksamheten. Finansieringsperioden för företaget därmed kan sägas överensstämma med reglerperioden. Dessa utgångspunkter överensstämmer inte med faktiska förhållanden. En investering i ett gasnät innebär att kapital binds/upplåts under en lång tidsperiod alldeles oavsett hur lång reglerperioden är. Det finns ingen anledning att tro att en investerare som binder kapital i gasnätet skulle kräva en lägre avkastning för denna investering än för en investering med motsvarande löptid, t.ex. en obligation. Detta innebär att den metodik som GT hänvisar till helt bortser från att det faktiska avkastningskravet för bolagets investerare baseras på avkastningen för en investering med motsvarande lång löptid.<sup>2</sup> Med andra ord, i en reglering som inte utgår från avkastningskravet på långfristig finansiering kommer de reglerade företagen inte att kunna attrahera kapital då investerarna istället kan placera kapitalet till en högre avkastning i andra placeringsformer.

För det andra, och som GT också påpekar i sitt utlåtande, kommer en regulatorisk intäktsram baserat på en kortfristig ränta innebära en refinansieringsrisk. Genom att tillämpa en ränta med lång löptid reduceras refinansieringsrisken och det är enligt vår uppfattning den relevanta grunden för en reglering. En regleringsmodell som påför en refinansieringsrisk för bolaget är enligt vår uppfattning inte relevant i och med att nätbolagen i detta fall inte kommer att få en marknadsmässig (riskjusterad) kompensation.

<sup>2</sup> GT hänvisar till en artikel av Maria Lally. Lallys analys visar att nettonuvärdet av de regulatoriska intäkterna motsvarar investeringen under förutsättning att avkastningskravet för investeraren motsvarar räntan för en investering med denna löptid. Artikeln bortser från det faktum att en investerare som upplåter kapital under en lång tidsperiod kommer att kräva en avkastning som speglar den löptiden oavsett längden på reglerperioden. Den diskonteringsränta som Lally använder i sina beräkningar är därmed, enligt vår uppfattning, inte relevant.



För det tredje antar modellen att det reglerade företaget inte genomför investeringar under reglerperioden. Om räntan förändras under perioden kommer finansieringen av investeringar under reglerperioden behöva göras till en annan nivå än vad bolaget kan tillgodogöra sig vid beräkningen av infäktsramen. Regleringen enligt GT:s föreslagna princip kommer därför innebära en högre finansieringsrisk vid investeringar under perioden.

Vi konstaterat även att GT:s syn skiljer sig från den utredning som GT själva genomförde avseende kalkylränta för elnätet 2011 (avseende reglerperioden 2012-2015). Där skriver GT följande<sup>3</sup>:

*Den riskfria ränta som används i WACC-beräkningen skall spegla investerarens tidshorisont. [...] Då både den tekniska och ekonomiska livslängden för elnät är lång, bör även den riskfria räntan baseras på långsiktiga värdepapper.*

GT tillämpar visserligen en ränta med samma löptid som reglerperioden i sin uppdaterade beräkning av kalkylräntan för perioden 2012-2015.<sup>4</sup> Motivet till förändringen i synsätt är att räntan nu inte ska uppdateras löpande utan fastställas för hela reglerperioden. GT skriver:

*Eftersom den riskfria räntan varierar med avseende på dess löptid finner Grant Thornton att om den riskfria räntan ej uppdateras under tillsynsperioden så bör ett strikt synsätt innebära att den tillämpade riskfria räntan matchar tillsynsperiodens löptid.*

Vi förstår inte detta resonemang och varför det faktum att räntan ej uppdateras under tillsynsperioden skulle innebära ett avsteg från principen att avkastningskravet ska spegla investeringens löptid som GT själva ansåg i sitt första utlåtande. Enligt vår uppfattning blandar GT ihop räntan på löptiden på investeringen och förväntad utveckling av densamma under en viss tidsperiod

För att illustrera orimligheten i GT:s resonemang vill vi peka på det faktum att den riskfria räntan i GT:s WACC-beräkning, enligt principen ovan, uppskattas till 0,6 procent medan inflationen under perioden antas uppgå till 0,7 procent. GT antar alltså indirekt en negativ realränta för de reglerade företagen. Det är för oss uppenbart att detta inte står i överensstämmelse med regleringens principer att de reglerade företagen ska erhålla en marknadsmässig ersättning för det upplåtna kapitalet.

Sammantaget anser vi att den riskfria räntan bör motsvara den riskfria räntan för en placering med motsvarande löptid vilket i detta fall är betydligt längre än 10 år. Vi anser att endast KPMG och M&P tar hänsyn till detta faktum i uppskattningen av den riskfria räntan och att EY och GT således underskattar den riskfria räntan.

Vi konstaterar att uppskattningen av den underliggande (10-åriga) riskfria räntan skiljer sig åt mellan rapporterna till följd av olika datum för uppskattningen. Detta illustrerar, enligt vår

<sup>3</sup> Grant Thornton, "Estimering av kalkylränta (WACC) för elnätsverksamhet under tillsynsperioden 2012-2015", april 2011

<sup>4</sup> Grant Thornton, "Estimering av kalkylränta (WACC) för elnätsverksamhet under tillsynsperioden 2012-2015", mars 2014

mening, problemet med att inte tillämpa en långsiktigt uthållig räntenivå. Uppskattningarna skiljer sig slumpmässigt åt beroende på vilket datum dessa görs.

## 7. Marknadens riskpremie

Marknadens riskpremie uppskattas som den extra avkastning utöver den riskfria räntan som en investerare kräver för att investera i en väldiversifierad aktieportfölj (nedan kallad "Marknadsportföljen"). Den riskfria räntan plus marknadens riskpremie motsvarar den förväntade avkastningen på Marknadsportföljen. Det är därför viktigt att den riskfria räntan och marknadsriskpremien definieras konsekvent dvs. att summan av den riskfria räntan och marknadsriskpremien motsvarar ett rimligt avkastningskrav på Marknadsportföljen (se även EY:s utlåtande).

Tabellen nedan sammanfattar KPMG:s och konsultrapporternas implicita antaganden om avkastningen på Marknadsportföljen.

Implicit förväntad avkastning på Marknadsportföljen				
	KPMG	M&P	EY	GT
Risikfri ränta	4,6%	4,0%	3,3%	0,6%
Marknadsriskpremie	4,6%	5,5%	5,0%	4,9%
Summa	9,2%	9,5%	8,3%	5,5%

KPMG, M&P samt EY uppskattar avkastningen på marknadsportföljen i spannet 8,3-9,5 procent vilket vi anser vara i linje med en normal långsiktig historisk avkastning på svenska börsindex. GT:s uppskattning uppfattar vi emellertid som väsentligt mycket lägre än den avkastning som kan förväntas av en diversifierad aktieportfölj på lång sikt. Vi drar därför slutsatsen att M&P samt EY:s uppskattningar är rimliga och konsekventa i förhållande till respektive konsults uppskattning av den riskfria räntan. GT:s uppskattning uppfattar vi emellertid som för låg mot bakgrund av den låga riskfria räntan.

## 8. Specifik riskpremie

Den specifika riskpremien ska spegla risker som inte fångas av den teoretiska CAPM-modellen till följd av avvikelser mellan den aktuella tillgången och de jämförbara, noterade bolagens tillgångar som legat till grund för uppskattningen av WACC.

Det finns i princip två olika justeringar som kan göras:

- Tillgångsspecifika risker – påslag för att kompensera för att de underliggande tillgångarna/verksamheten (i detta fall det svenska gasnätet) är förknippade med större risk än för de jämförbara bolagen. KPMG har här tidigare lyft fram ett antal risker (gasen är konkurrensutsatt, politisk ifrågasatt samt har ett användningsområde som ställer höga krav på dimensionering etc.<sup>5</sup>). En tillgångsspecifik risk kan även spegla en begränsad likviditet eller möjlighet till diversifiering för ägarna.

<sup>5</sup> För detaljer, se KPMG 1, sid. 19 ff.

- Företagsspecifika risker – risker som är förknippade med det bolag som äger nätet. Dessa risker uppstår då ägandet i tillgången sker indirekt via bolag. Små bolag uppvisar ofta högre grad av personberoende, är sämre genomlysta etc. vilket innebär en högre risk och därmed ett högre avkastningskrav för ägarna. Detta fenomen är också belagt empiriskt. För en reglering är det rimligt att utgå från storleken på ett genomsnittsbolag dvs. ett gasnätsbolag av genomsnittlig storlek. I vår analys har vi utgått från storleken på Swedegas vilket är det absolut största bolaget på denna marknad. Vårt val av företagsspecifik risk ska därför ses som konservativ.

Vi noterar att MP och EY tillämpar en lägre riskpremie än KPMG och GT även om ingen hänsyn tas till företagsspecifika risker.

Specifik risk	
KPMG	
endast tillgångsspecifik risk	2,0%
med företagsspecifik risk	2,8%
M&P	1,5%
EY	1,5%
GT	2,0%

Förutom de mer subjektiva bedömningarna kring kvalitativa, specifika risker kan nämnas att den aktuella tillgången (gasnäten) representerar en illikvid tillgång medan betavärdena som lags till grund för WACC-beräkningen (i såväl KPMG-rapporten som Konsultrapporterna) representerar risken i likvida, noterade aktier. En ägare till ett gasnät har begränsade möjligheter att diversifiera sin investering vilket inte är fallet med investerare i aktier i liknande bolag. Vi har därför som en referenspunkt för att jämföra med den antagna tillgångsspecifika risken beräknat en justering för den begränsade möjligheten att diversifiera investeringen till ca 2,1-2,8 procent.<sup>6</sup> För detaljer kring denna beräkning, se appendix 1.

Det kan dessutom påpekas att den kapitalkostnad som uppskattas med CAPM-modellen avser likvida investeringar dvs. investeringar som kan realiseras i det närmaste omedelbart. Det är i värderingssammanhang praxis att justera värdet av en investering för bristande likviditet antingen som en rabatt på värdet eller som ett påslag på avkastningskravet. Vi har i detta sammanhang inte tillämpat något extra påslag för bristande likviditet och den specifika riskpremien ska därför ses som konservativ.

Den specifika riskfaktorn är till viss del subjektiv till sin natur men vi konstaterar att det synes råda enighet om att riskerna i det svenska gasnätet är högre än för elnätet där en företagsspecifik riskpremie om ca 1 procent har använts av EI:s konsulter. Vi tycker därför sammantaget att det är

<sup>6</sup> Beräknad som skillnaden i avkastningskrav på eget kapital vid tillämpning av betavärdet enligt ovan och ett justerat betavärde med hänsyn tagen till begränsningar i möjligheten att diversifiera risken i investeringen. Det justerade betavärdet beräknas som  $\beta_{\text{egenkapital}} / \sqrt{r^2}$  där  $r^2$  är förklaringsvärdet i uppskattningen av betavärdet.

(Källa: Damodaran, Aswath, "Damodaran on Valuation – Security Analysis for Investment and Corporate Finance", 2<sup>nd</sup> edition, 2006, sid. 58)

motiverat med en riskpremie som är högre än elnätet och har därför lagt till 1 procent i förhållande till elnätet samt 0,8 procent för att justera för storleken på Swedegas.

## 9. Skattemässiga avskrivningar

Det har i samband med regleringen av de svenska elnäten förts fram en tanke om att elnätsbolagens möjligheter till överavskrivningar skulle föranleda en lägre effektiv skattesats. Som vi påpekat i KPMG 1 tycker vi inte att någon justering av WACC-räntan är motiverad mot bakgrund av detta faktum.

- För det första avser regleringen en tillgångsmassa där investeringarna i ett flertal fall gjorts för många år sedan.
- För det andra innebär en reglering som medför att bolagen tvingas göra överavskrivning för att erhålla en rimlig avkastning på investerat kapital en inskränkning i ägarnas frihet att dela ut medel under investeringen löptid.
- För det tredje har skattereglerna införts för att entusiasmera bolag att behålla medel för investering i verksamheten. Vi ser ingen anledning till varför detta inte skulle gälla även reglerade företag och anser inte att det är rimligt att en reglering ska justeras för att återställa effekter som skattelagstiftaren velat uppnå.

Vi konstaterar att såväl EY som M&P rekommenderar EI att inte tillämpa någon justering för överavskrivning för det svenska gasnätet. M&P och EY baserar sina slutsatser på teoretiska beräkningar såväl som empiriska studier baserat på data från gasnätsföretagen. Både EY och M&P beräknar en mycket marginell effekt på WACC och poängterar svårigheten att dra några slutsatser baserat på dessa beräkningar till följd av stor variation/icke signifikanta resultat. GT beräknar en WACC justerat för överavskrivningar som är väsentligt mycket lägre än den beräknade WACC-räntan utan dessa överavskrivningar. Det framgår dock inte av GT:s utlåtande om dessa anser detta vara en lämplig justering eller ej.

Sammanfattningsvis konstaterar vi att två av EI:s konsulter stöder vår uppfattning att WACC ej bör justeras för överavskrivning och att den tredje konsulten (GT) ej uttrycker någon uppfattning i frågan.

## 10. Räntekostnad (kostnad för lånat kapital)

Vi konstaterar att KPMG:s uppskattade länekostnad skiljer sig från Konsultrapporterna. Skillnaderna sammanfattas som följer

- KPMG:s referensränta baseras på bankernas finansieringskostnad (STIBOR med lång löptid) beräknad konsekvent med vår uppskattade uthålliga nivå på den riskfria räntan. EY och M&P baserar sin analys på den riskfria räntan. Vi anser STIBOR vara mer relevant som referensränta i och med att detta är bankernas faktiska refinansieringskostnad samt att de flesta låneavtal är uttryckta med interbankräntan som bas, inte statsobligationsräntan.
- Vårt kreditriskpåslag baseras på en uppskattning av Swedegas faktiska länekostnad medan konsultrapporterna baserar sina beräkningar på avkastning på obligationer för liknande bolag.

Vi bedömer inte att Swedegas kan finansiera sig effektivt på obligationsmarknaden och i vart fall inte till de låga räntepåslag som indikeras i Konsultrapporterna.

Kostnad för lånat kapital, 2015-2018			
	Referensränta	Påslag	Räntekostnad
KPMG	5,0%	2,5%	7,5%
M&P	4,0%	1,2%	5,2%
EY	3,3%	1,8%	5,1%
GT	n/a	n/a	4,9%

Sammantaget konkluderar vi att Konsultrapporternas WACC speglar kapitalkostnaden för ett stort internationellt bolag med tillgång till de internationella kapitalmarknaderna. Vi anser inte att denna kapitalkostnad är relevant för Swedegas och därför underskattar Swedegas faktiska kapitalkostnad.

EY påpekar att Swedegas faktiska räntekostnader inte är relevanta då bolaget har en s.k. LBO-finansiering och därmed skulle indikera en belåningsgrad som avviker från de bolag som EY baserar sin analys på.

Vi anser inte detta argument vara korrekt. Finansieringen för Swedegas avviker inte väsentligt från den skuldsättningsgrad som EY (eller KPMG och de övriga Konsultrapporterna) antar i sin WACC-beräkning. Tabellen nedan sammanfattar skuldsättningsgraden i Swedegas (ägarbolaget Narob Holding AB). Som framgår ligger skuldandelen (skulder/totala tillgångar) i nivå med den skuldsättningsgrad som EY antar i sin WACC-beräkning.

Skuldsättningsgrad Swedegas		
	2013 IB	2013 UB
Externa skulder	1 715	1 602
Anläggningstillgångar	3 260	3 155
Totalt kapital	3 458	3 352
Skulder / anl. tillg.	52,6%	50,8%
Skulder / totala tillg.	49,6%	47,8%
Skulder/totalt kapital		
KPMG	40,0%	
M&P	47,0%	
EY	47,0%	

Vi vill därför sammanfattningsvis poängtera följande:

- Swedegas utgör i princip hela nätet för den svenska naturgasdistributionen. Att inte utgå från vilken finansieringskostnad Swedegas har anser vi leda till orimliga resultat. Det skulle innebära att regleringen endast skulle tillåta stora internationella kraftbolag att er hålla en avkastning i nivå med sitt avkastningskrav.
- Swedegas har en kapitalisering i nivå med den kapitalstruktur som antas i KPMG 1 och konsultrapporterna. Det finns därför ingen anledning att tro att Swedegas skulle ha en högre kostnad för sitt lånade kapital på grund av dess kapitalstruktur.



3. Swedegas har professionella, finansiella ägare och att utgå från att det skulle finnas billigare finansieringsformer (t.ex. via obligationsmarknaden) som inte utvärderats och tillämpats i detta fall anser vi vara osannolikt. Det är snarare så att Swedegas sannolikt har den mest effektiva finansieringen som finns tillgänglig för denna typ av bolag och med Swedegas storlek.

Sammantaget konkluderar vi att det knappast finns någon annan aktör på den Svenska gasmarknaden som skulle ha en mer effektiv eller billigare finansiering än Swedegas som representerar den största aktören med en professionell finansiell ägare.

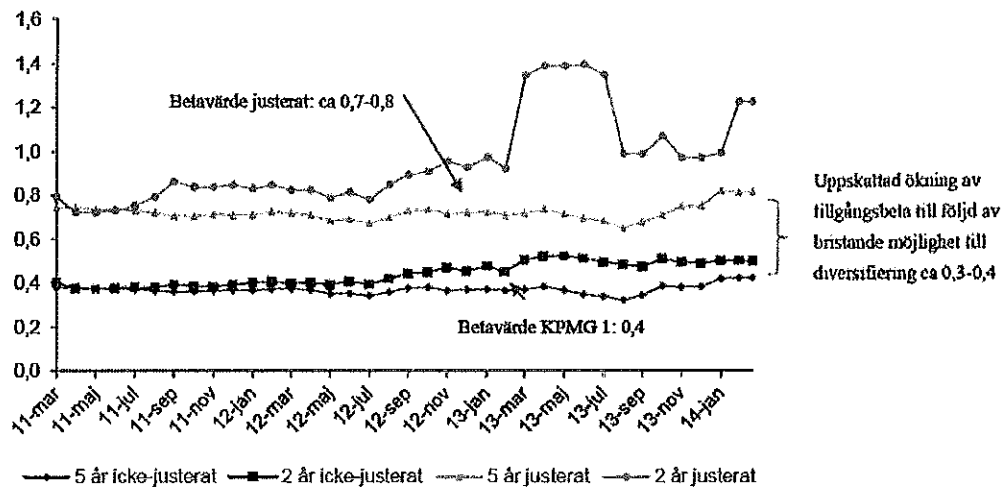
Stockholm, dag som ovan

Daniel Frigell  
KPMG AB

## Appendix 1 – beräkning av justerat betavärde samt effekt på avkastningskrav eget kapital

Diagrammet nedan illustrerar tillgångsbeta för jämförelsebolagen (samtliga bolag) som låg till grund för WACC-beräkningen i KPMG 1 samt betavärden justerade för den begränsade möjligheten att diversifiera sin investering enligt formel i not [4] ovan.

Tillgångsbeta, icke-justerat och justerat för begränsad diversifiering



Som framgår av diagrammet innebär en justering för bristande diversifieringsmöjligheter en ökning av tillgångsbeta med 0,3-0,4.

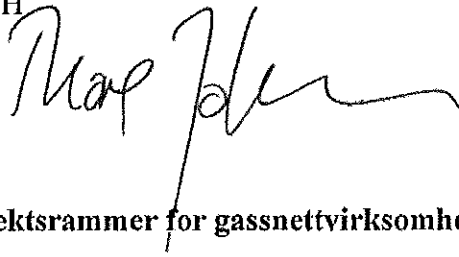
I tabellen nedan har vi beräknat effekten på avkastningskravet på eget kapital till följd av justering av tillgångsbeta enligt ovan.

Effekt på avkastningskrav eget kapital efter justering för bristande diversifiering		
	Låg	Hög Källa:
Ökning betavärde	0,3	0,4 Se ovan
Skuldsättningsgrad	0,7	0,7 Se KPMG 1 sid. 24
Skattesats	22,0%	22,0% Se KPMG 1 sid. 24
Effekt på skuldsatt beta	0,5	0,6
Marknadens riskpremie	4,6%	4,6% Se KPMG 1 sid. 24
Riskpremie relaterad till bristande diversifiering	2,1%	2,8%

Som framgår motsvarar justeringen ett påslag på avkastningen på eget kapital om ca 2,1-2,8 procent.

Thore Johnsen, professor i finans, NHH

Bergen, 30. september 2014



**Energimarknadsinspektionens inntektsrammer for gassnettvirksomhet 2015-2018:  
Kommentar til nye WACC-beregninger**

Swedegas AB eier og driver størsteparten av det svenske ledningsnettet for naturgass. Selskapets prising av tjenestene i dette nettet er regulert av Energimarknadsinspektionen (EI) basert på selskapets kostnader. En viktig parameter i kostnadsbasen er avkastningskravet for investert kapital i virksomheten; WACC = 'Weighted Average Cost of Capital'. Jeg har tidligere gjort en vurdering for selskapet Swedegas av dette avkastningskravet og spesielt en beregning av kravet for den kommende 4-års reguleringsperioden 2015 – 2018, Johnsen, 24. Juni dette år. Jeg er nå anmodet av EQT, eier av Swedegas, å vurdere kravberegninger for samme periode nylig utført av konsulentselskapene Grant Thornton (GT), Ernst & Young (EY) og Montell & Partners (M&P) for EI.

Disse kravberegningene og tilhørende parameterverdier vises i de tre første kolonnene i tabellen under. I tallkolonne 4 vises min egen beregning som nærmere forklart i min juni-rapport og deretter gis en beregning utført av konsulentfirmaet KPMG for Swedegas. Jeg argumenterte for en reell WACC før selskapsskatt (22 %) på 7,4 % for reguleringsperioden 2015 – 2018. Denne beregningen bygger på langsiktig normaliserte parameterverdier for bl.a. risikofri realrente 2 %, markedspremie 4,5 % for aksjer og forretningsbeta 0,40. Jeg argumenterte for en spesifikk selskapspremie på 2 % og en relativt høy kredittpremie på 2,5 % for å ta hensyn til spesielle risikoforhold ved Swedegas. Dette kompenserer for en sannsynligvis undervurdert forretningsbetaverdi for et lite selskap, siden betaverdien er estimert fra et utvalg av vesentlig større selskaper (børslistede el- og gass-nett selskaper) og det er velkjent at store selskaper har lavere beta enn små selskaper, alt annet like. Dessuten er inntektene fra svensk gassnettvirksomhet utsatt for spesielle risiki som fremhevet i rapporter fra EY og KPMG. Endelig må man hensyn ta selskapets ensidige nedrisiko som følge av regulatorisk trunkering, jf. diskusjonen i min juni-rapport (side 4).

Jeg ser ingen grunn til å revurdere disse parameterverdiene eller størrelsen på det beregnede kravet.



Dette kravet ligger midtveis mellom kravene på henholdsvis 6,6 % og 8,2 % beregnet av M&P og KPMG. Forskjellen til KPMG knytter seg i særdeleshet til valget av risikofri realrente, nemlig 2 % valgt av meg og 2,65 % av KPMG (bruker lengre statsrente). Avviket i forhold til M&P skyldes kombinasjon av en høyere spesifikk aksjepremie (2 % mot 1,5 %) og høyere kredittpremie (2,5 % mot 2 %) i mitt krav. EY har beregnet et lavere krav på 6,26 % ved å bruke en lavere realrente (1,4 % mot 2 % i mitt krav) og en lavere spesifikk aksjepremie (1,5 % mot 2 %). Avvikene reflekterer til dels et ulikt tidsperspektiv mellom mer kortsiktige, konjunkturtilpassede parameterverdier og mer langsiktig normaliserte verdier benyttet av meg og KPMG. Det er således min klare oppfatning at en inntekstregulering av forretnings-virksomhet med langsiktige investeringer må være stabil og påregnelig for sikre vedvarende effektivitet og samfunnsmessig fornuftig kapitalvedlikehold.

### WACC-krav for reguleringsperioden 2015-2018 for svensk gassnett

Effektiv skatt 22 % på selskapenes driftsresultat

	GT <sup>1</sup>	EY	M&P	Johnsen	KPMG <sup>1</sup>
<b>Parameter verdier</b>					
Risikofri rente (Rf)	0,60	3,33	4,04	4,00	4,70
Inflasjon	0,70	1,90	2,00	2,00	2,00
<b>Realrente</b>	<b>-0,10</b>	<b>1,40</b>	<b>2,00</b>	<b>2,00</b>	<b>2,65</b>
Markedspremie (MP)	4,90	5,00	5,50	4,50	4,60
Forretningsbeta ( $\beta_A$ )	0,25	0,45	0,40	0,40	0,40
Gjeldsandel (G)	0,28	0,47	0,47	0,40	0,40
<b>Egenkapitalbeta (<math>\beta_E</math>)<sup>2</sup></b>	<b>0,33</b>	<b>0,76</b>	<b>0,68</b>	<b>0,67</b>	<b>0,61</b>
"Spesifikk aksjepremie" (SP)	2,00	1,50	1,50	2,00	2,00
Kredittpremie	4,30	1,80	1,18	2,50	2,90
<b>Nominelle avkastningskrav:</b>					
Egenkapital etter skatt <sup>3</sup>	4,20	8,64	9,26	9,00	9,50
Gjeld etter skatt <sup>3</sup>	3,80	4,00	4,07	5,10	5,90
WACC etter skatt <sup>4</sup>	4,10	6,46	6,82	7,40	8,06
WACC før skatt <sup>4</sup>	5,30	8,28	8,75	9,50	10,33
<b>WACC - real før skatt<sup>5</sup></b>					
Bergstrands metode	3,70	6,26	6,61	7,40	8,20

<sup>1</sup> For Grant Thornton (GT) snitt av lav og høy. For KPMG snitt av 2015-18 og langsiktig estimat

<sup>2</sup>  $Egenkapitalbeta = [1 + (1-\tau) \times G / (1-G)] \times \text{Forretningsbeta}$ , hvor  $\tau=22\%$  for GT, EY, M&P og KPMG og ellers  $\tau=0$ .

<sup>3</sup>  $Egenkapitalkrav = Rf + \beta_E \cdot MP + SPR$ . /  $Gjeldskost = (1-0,22) \cdot (Rf + Kredittpremie)$

<sup>4</sup>  $WACC \text{ etter skatt} = G \times (\text{Gjeld etter skatt}) + (1-G) \times (\text{Egenkapitalkrav})$ .  $WACC \text{ før skatt} = (WACC \text{ etter skatt}) / (1 - 0,22)$ .

<sup>5</sup>  $WACC \text{ real før skatt} = (1 + WACC \text{ før skatt}) / (1 + \text{Inflasjon}) - 1$ .

De fire avkastningskravene er innbyrdes tross alt relativt like og i særdeleshet i forhold til det ekstremt lave kravet beregnet av GT, som hører hjemme i en ganske annen økonomisk

verden. Jeg har vanskelig for å forstå hvordan GT kan forsvare et realkrav for risikoutsatt næringsvirksomhet på kun 4,6 %, eller 3,7 % når de tar hensyn til rask skattemessig avskrivning. Disse ekstremt lave kravene bygger på en negativ realrente på  $-0,1\%$ . Dette gir et nominelt egenkapitalkrav etter skatt på kun 4,2 %, og som er kun marginalt høyere enn gjeldskravet på 3,8 %! Dette er i seg selv et bevis på det nærmest meningsløse i GTs WACC-beregning.

Paul J.



**Kommentarer till Energimarknadsinspektionens konsultrapporter  
avseende skäliga kalkylränta för naturgasföretag  
tillsynsåren 2012, 2013 samt tillsynsperioden 2015-2018**

2014-09-30

Utfåtande på uppdrag av  
E.ON Gas Sverige AB, Göteborg Energi Gasnät AB, Kraftringen Nät AB, Stockholm Gas AB,  
Swedegas AB, Varberg Energi AB och Öresundskraft AB

Mattias Ganslandt, Docent i nationalekonomi

Jonas Andreasson, Nationalekonom

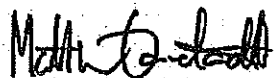
## Innehåll

Förord.....	2
1 Sammanfattande bedömning .....	3
2 Inledning .....	5
2.1 Els uppdrag.....	5
2.2 Sammanfattning av resultat.....	5
2.3 Jämförelse av konsulternas metoder och parametrar .....	5
3 Allmänna utgångspunkter.....	8
3.1 Kriterier för kalkylräntan.....	8
3.2 Regulatorisk risk.....	9
4 Ernst & Young (2014).....	10
4.1 Metod och utgångspunkt.....	10
4.2 Bedömning.....	10
4.3 Kalkylräntans variation mellan tillsynsperioder.....	11
4.4 Löptidspremiens storlek.....	11
5 Montell & Partners (2014).....	14
5.1 Metod och utgångspunkt.....	14
5.2 Observationer .....	14
6 Grant Thornton (2014).....	16
6.1 Metod och utgångspunkt.....	16
6.2 Observationer .....	16
7 Motsägelser mellan Els konsultrapporter.....	18
7.1 Löptid på finansiering .....	18
7.2 Justering för skattemässiga överavskrivningar .....	18
7.3 Särskild riskpremie.....	19
8 Avvikelser från tidigare praxis.....	20
Källförteckning.....	21

## Förord

Jag har fått i uppdrag av E.ON Gas Sverige AB, Göteborg Energi Gasnät AB, Krafringen Nät AB, Stockholm Gas AB, Swedegas AB, Varberg Energi AB och Öresundskraft AB att självständigt analysera de konsultrapporter som återopas av Energimarknadsinspektionen. Jag har fått i uppdrag att bedöma i vilken mån dessa rapporter presenterar trovärdiga och vederhäftiga analyser och slutsatser som kan utgöra grund för beslut om regulatorisk kalkylränta för gasnätsföretag 2012, 2013 samt för tillsynsperioden 2015-2018.

*Stockholm den 30 september 2014*



Mattias Ganslandt

## 1 Sammanfattande bedömning

Efter en analys av Energimarknadsinspektionens konsultrapporter är det min slutsats att de utredningar som utförts på uppdrag av EI på väsentliga punkter är motstridiga och motsägelsefulla.

Det är av detta skäl olämpligt att grunda bedömningen av skälig kalkylränta för gasnätsbolagen på en beräkning av ett genomsnitt av parametrar från de olika rapporter som EI beställt eller som ett genomsnitt av estimerade kalkylräntor. Detta är uppenbart redan till följd av det faktum att rapporternas estimat inte är förenliga. Ernst & Youngs och Montell & Partners presenterar punkttestimat för ett flertal parametrar, däribland beta, skuldsättningsgrad, riskfri ränta och särskild riskpremie, som ligger utanför de konfidensintervall som Grant Thornton presenterar. Enligt Grant Thorntons bedömning ska således Ernst & Youngs och Montell & Partners utredningar anses felaktiga eftersom punkttestimaten för de ingående parametrarna i Ernst & Youngs och Montell & Partners beräkning är förkastade på den statistiska signifikansnivå som Grant Thornton tillämpar.

Detta är emellertid en felaktig slutsats. Vid en närmare analys av utredningarna framstår istället Grant Thorntons metod och underliggande empiriska analys på flera punkter som så bristfällig att den inte kan utgöra grund för att bedöma vad som ska anses vara en skälig kalkylränta för gasnätsbolag. Problemen med Grant Thorntons utredning består bland annat i att beta och skuldsättningsgrad kvantifieras med en grupp bolag som inte kan anses jämförbara med de svenska gasnätsföretagen särskilt eftersom det i kontrollgruppen inte finns ett enda bolag som är västeuropeiskt eller skandinaviskt. Vidare argumenterar Grant Thornton för att eget kapital – dock inte långivare – ska kompenseras för en riskfri real ränta som är negativ. Att på detta sätt låta exceptionella och korta riskfria räntor bestämma ersättningen till aktieägare i bolag med anläggningstillgångar som har återbetalningstid på många decennier framstår som högst olämpligt i ett regulatoriskt och samhällsekonomiskt perspektiv. Den kvantifierade räntan för lån leder tvärtom till en orimlig estimering av riskkompensation på 430 punkter ( $4,9\% - 0,6\% = 4,3\%$ ) till långivare. Enligt Grant Thornton ska med andra ord den marknadsmässiga riskkompensationen till eget kapital vara lägre än den marknadsmässiga riskkompensationen till långivare. Redan på teoretisk grund framstår detta som svärförenligt med att långivare har fordringar på bolaget som är prioriterade framför aktieägarnas, vilket utför den konventionella distinktionen mellan lån och eget kapital. Avslutningsvis tillämpar Grant Thornton, utan närmare självständig bedömning och empirisk analys, en mekanisk "justering" av kalkylräntan utifrån en metod framtagen på uppdrag av Energimarknadsinspektionen av Bergstrand (2009).

Det kan konstateras att på samtliga dessa problemområden, i synnerhet med avseende på jämförelsegrupp, riskfri ränta och justering för skattemässiga överavskrivningar, så presenterar Ernst & Young (2014) en lång rad fakta som visar på bristerna i Grant & Thorntons analys.

Ernst & Young AB (E&Y, 2014) presenterar en empirisk analys som i allt väsentligt stämmer med min egen bedömning av vad som är rimliga parametrar för beräkningen av en skälig kalkylränta. Emellertid kommer E&Y fram till en för låg ränta jämfört med vad som ska anses skäligt eftersom E&Y inte fullt ut beaktar den löptidspremie som finansierarna av gasnätsföretag rimligen har rätt till mot bakgrund av den mycket långa återbetalningstid som krävs för anläggningstillgångar som endast tillåts få kostnadstäckning och samtidigt har en teknisk och ekonomisk livslängd på många decennier. Min bedömning är också att det, av samhällsekonomiska och regulatoriska skäl, är motiverat att fastställa en skälig kalkylränta som används för att bestämma bolagens intäktsramar som inte varierar till följd av betydande och extraordinära fluktuationer på ett makroekonomiskt och penningpolitiskt plan. Av dessa två principiella skäl är E&Ys estimat av vad som ska anses vara en skälig kalkylränta för låg.

Avslutningsvis presenterar Montell & Partners (2014) en kalkylränta som i viktiga avseenden bygger på samma metodval och analys som E&Y. Det ska dock påpekas att ett par antaganden och resultat i Montell & Partners (2014) är tveksamma. M&P gör ett påslag i form av en extra löptidspremie för 30-årig riskfri ränta. Samtidigt underlåter man att justera aktiemarknadspremien som därmed framstår som väl hög som genomsnittligt påslag på den 30-åriga riskfria räntan (totalt ska aktiemarknaden enligt M&P i genomsnitt leverera en avkastning på  $4,04\% + 5,50\% = 9,54\%$  per år). Vidare kvantifierar M&P kreditriskpremien för lån med estimat baserat på observationer för företagsobligationer från en helt annan grupp av bolag än de som ingår i jämförelsegruppen. Detta tycks leda till en underskattning av kostnaden för lån ( $4,04\% + 1,18\% = 5,22\%$ ) vid en skuldsättningsgrad på 47%. Den skillnad i räntekostnad efter skatt för eget kapital (9,26%) och lån (4,07%) som M&P estimerar framstår som svårförenlig med att bolagens skuldandel på 47% skulle vara en optimal finansieringsstruktur.

## 2 Inledning

### 2.1 Els uppdrag

El gav i uppdrag åt Ernst & Young (E&Y), Montell & Partners (M&P) och Grant Thornton (GT) att

- Föreslå tre kalkylräntor. En kalkylränta för tillsynsperioden 2015-2018 som skall vara kunna tillämpas hela den perioden, samt två historiska kalkylräntor för åren 2012 och 2013.
- Kalkylräntan ska beräknas i enlighet med WACC/CAPM-modellen och uttryckas reallt före skatt. Skattesatsen är 22% för 2015-2018 och för 2013, samt 26,3% för 2012.
- Kalkylräntan ska uttryckas som procenttal och inte i form av intervall.
- Naturgasverksamhetens förhållanden ska beaktas och föreslagna kalkylräntor motiveras.
- Riskfri ränta ska baseras på statsobligationsränta med rimlig löptid för finansiering av aktuell verksamhet.
- Möjlighet till skattemässiga överavskrivningar skall beaktas.
- Ingen så kallad Bloombergräkning ska göras av det så kallade betavärdet.

Tidigare hade El år 2010 gett i uppdrag åt ICE Capital (ICE) att bestämma real WACC före skatt för distribution, transmission och lagring av naturgas årsvis för 2009, 2010, 2011 och 2012 samt för 2013-2014.

### 2.2 Sammanfattning av resultat

Följande tabell visar konsultrapporternas resultat. GTs resultat avviker betydligt, medan E&Y och M&P anger förhållandevis lika resultat.

Tabell 1. Föreslagen real WACC före skatt i konsultrapporterna

Period	E&Y	M&P	GT	GT efter justering
2012	6,23%	6,26%	5,60%	4,10%
2013	5,81%	6,21%	5,60%	4,40%
2015-2018	6,26%	6,61%	4,60%	3,70%

### 2.3 Jämförelse av konsulternas metoder och parametrar

Följande tabell sammanställer värdena på olika parametrar i WACC-beräkningen enligt de olika konsultrapporterna för WACC under 2015-2018.



GT har beräknat WACC i intervall, med olika intervall för ingångsparametrar, och anger en WACC som utgör medel av intervall. Vidare har GT i vissa fall angett indata med endast decimal i sin rapport, men indata med större precision förefaller ha använts i uträkningen, varför nedanstående angivelser för GT inte behöver stämma exakt på två decimaler.

Angivna värden från ICE avser den estimering av WACC för perioden 2013-2014 som ICE gjorde 2010.

Tabell 2. Parametrar i konsultrapporterna för WACC 2015-2018

Variabel Namn	Formel	E&Y	M & P	GT		ICE (2010)
				High	Low	
Asset beta	A	0,45	0,40	0,36	0,18	0,53
Skattesats	B	22%	22%	22%	22%	26%
Skuldandel	C	47%	47%	18%	40%	26%
Skuldsättningsgrad	$D=C/(1-C)$	0,89	0,89	0,22	0,67	0,35
Hävstångsfaktor	$E=1+(1-B)*D$	1,69	1,69	1,17	1,52	1,26
Equity beta	$F=A*E$	0,76	0,68	0,42	0,27	0,67
Riskfri ränta, 10-årig statsobligation	G	3,33%	3,26%			4,60%
Riskfri ränta, påslag till 30-årigränta	H		0,78%			
Riskfri ränta, total	$I=G+H$	3,33%	4,04%	0,60%	0,60%	4,60%
Aktiemarknadsriskpremie	J	5,00%	5,50%	5,20%	4,60%	4,50%
Kostnad för eget kapital (ojusterat)	$K=I+F*J$	7,14%	7,76%	2,79%	1,86%	7,60%
Särskild riskpremie, tillgångsspecifik	L	1,50%				1,50%
Särskild riskpremie, småbolag	M	0,00%	1,50%			
Särskild riskpremie, totalt	$N=L+M$	1,50%	1,50%	2,00%	2,00%	1,50%
Kostnad för eget kapital	$O=K+N$	8,64%	9,26%	4,79%	3,86%	9,10%
Interbankriskpremie	P					
Kreditriskpremie	Q	1,80%	1,18%			1,25%
Kostnad för lånat kapital före skatt	$R=I+P+Q$	5,13%	5,22%	4,90%	4,90%	5,85%
Kostnad för lånat kapital efter skatt	$S=R*(1-B)$	4,00%	4,07%	3,82%	3,82%	4,31%
Nominell WACC efter skatt	$T=O*(1-C)+S*C$	6,46%	6,82%	4,62%	3,85%	7,86%
Nominell WACC före skatt	$U=T/(1-B)$	8,28%	8,75%	5,92%	4,93%	10,66%
Inflationsförväntning	V	1,90%	2,00%	0,70%	0,70%	2,02%
Real WACC före skatt	$X=(1+U)/(1+V)-1$	6,26%	6,61%	5,19%	4,20%	8,47%
Skattemässiga överavskrivningar	Y			0,90%	0,90%	
Justerad real WACC före skatt	$Z=X-Y$	6,26%	6,61%	4,29%	3,30%	8,47%

Att det skiljer mycket mellan parametervärden i de olika rapporterna beror på att de tillämpat olika metoder och gjort olika antaganden för att fastställa parametrarna. Följande tabell sammanställer de antaganden och metodval som de olika konsultrapporterna gjort.

Tabell 3. Metod och antaganden för att fastställa parametrar i konsultrapporterna

Variable	ESU	MEP	GT	ICE 2010
Jämförelsegrupp	16 bolag varav 8 Europeiska gasnät (varav 3 även med elnät), 5 Amerikanska gasnät, 3 europeiska elnät.	16 bolag varav 5 Europeiska gasnät, 6 Europeiska elnät (i vissa fall även gas), 5 Nordeuropeiska energibolag. Särskilt fokus på två av gasnätbolagen.	18 gasnätbolag, varav endast två är Europeiska (Lettland och Rumänien). 6 av bolagen från Syd Korea.	29 naturgasbolag (varav i de flesta fall även med elnät eller energiproduktion). Främst Europeiska bolag.
Asset beta	Medel/median 2007-2014 för jämförelsegrupp. Enbart årsobservationer med R2-värde högre än 0,4 har inkluderats.	Sammanvägd bedömning av senaste 5 åren för jämförelsegruppen.	95% konfidensintervall för jämförelsegruppen, snitt 2004-2013.	Bloombergjusterat, median av jämförelsegruppen senaste 10 åren.
Skuldandel	Medel/median 2005-2013 för jämförelsegrupp.	Medel för bolagen Enagas och Snam senaste 5 åren. Korreboreras av ungefärligt överskärmande med hela jämförelsegruppen.	95% konfidensintervall för jämförelsegruppen, snitt 2004-2013.	Medel av jämförelsegruppen senaste 10 åren.
Risikfri ränta	Prognos 10-årig svensk statsobligation.	Prognos 10-årig svensk statsobligation + påslag för att motsvara 30 årig löptid.	Estimering statsobligation med förfallodatum 2018-12-31.	Riksbankens prognos 10-årig statsobligation.
Aktiemarknadens riskpremie	Sammanvägt bedömning av flera källor och metoder, med antagande om negativ korrelation mellan riskpremie och ränteläge.	Sammanvägd bedömning baserat på PWC och Damodaran.	Enligt PWCs studie, snitt 2004-2013.	Sammanvägd bedömning baserat på PWC.
Särskild riskpremie	Motiverad av tillgångsspecifika faktorer, främst politisk risk, gasnätets struktur, samt ett mycket begränsat antal kunder. Däremot är extra småbolagspremie inte förenligt med syftet med regleringen.	Småbolagspremie, med premie enligt PWCs studie.	Småbolagspremie med premie enligt PWCs studie, samt vissa extra politiska/regulatoriska risker.	Motiverad av tillgångsspecifika faktorer, främst politisk risk, marknadens struktur och likviditetsfaktorn.
Kreditriskpremie	Differens mellan 10-åriga företagsobligationer och statsobligationer (europeiska bolag vs tysk statsobligation). S&P BBB kreditrating (Moody's Baa2).	Baserat på upplåningskostnader för nordiska kraftbolag enligt Nordea Nordic Bond Pricing avseende Kraft 2 (BBB).	Specificerar inte någon premie. Bestämmer nominell kostnad för lånat kapital före skatt för svenska gasnätbolag att vara densamma som genomsnittet för jämförelsegruppen under perioden 2004-2013.	Bedömning baserad på vad svenska banker uppgett för lånepremier för bolag med denna typ av verksamhet.
Inflationsförväntning	Riksbankens KPIF-prognos för 2015, sedan inflationsmålet.	Riksbanken och konjunkturinstitutets prognoser.	Differens mellan nominella och reala statsobligationer.	Inflationsmålet och konjunkturinstitutets prognoser.
Skattemässiga överavskrivningar	Ingen justering. Anser inte att det finns stöd för att skattemässiga överavskrivningar leder till högre bolagsvärde.	Ingen justering. Anser att under perioden kan effektiv skattesats komma bli högre, inte lägre, än formell skattesats.	Schablonmässig justering enligt Bergstrands algoritm.	Ingen justering. Anser att effektiv skattesats endast marginellt skiljer sig från formell skattesats senaste åren.

### 3 Allmänna utgångspunkter

#### 3.1 Kriterier för kalkylräntan

Den regulatoriska kalkylräntan är en av flera väsentliga parametrar som används för att fastställa en intäktsram som är skälig och som samtidigt uppfyller två kriterier: 1) att skydda gaskunderna mot oskäligt höga nättariffer och 2) att ge privata gasnätsbolag skälig ersättning för tillhandahållna tjänster så att verksamheten kan attrahera kapital i konkurrens med andra alternativ på en öppen kapitalmarknad.

Den regulatoriska kalkylräntan syftar således inte till att fastställa vad som är en rekommenderad finansiering för gasnätsföretag. Bestämningen av en rimlig regulatorisk kalkylränta är inte heller en övning som syftar till att slå fast gasnätsföretagens historiska kapitalkostnader.

Ei:s konsulter har valt att bestämma räntabilitet på kapitalet genom beräkning av en genomsnittligt viktad marknadsmässig kapitalkostnad (WACC) för en jämförelsegrupp av börsnoterade bolag för att på så vis undvika problem med avvikelser mellan marknadsmässiga och bokförda värden. För att bestämma en rimlig ersättning till aktieägarna, det vill säga kompensationen till eget kapital, har Ei:s konsulter valt att tillämpa CAPM för att på så vis säkra att ersättningen blir skälig men samtidigt tillräcklig för att attrahera kapital i konkurrens med andra alternativ på den öppna kapitalmarknaden. Denna metod är i båda dessa delar rimlig och vedertagen.

I tillägg till detta kan sägas att vid fastställandet av en rimlig regulatorisk ränta för gasnätsföretag bör dessutom följande villkor vara uppfyllda: att kalkylräntan ska vara förenlig med ett kapacitetsbevarande perspektiv, att gasnätsföretagen ska kompenseras för att tillhandahålla tjänster baserade på fysiska anläggningstillgångar i ett mycket långt tidsperspektiv samt att gasnätskunderna inte ska utsättas för prisvariationer över tid som beror på makroekonomisk och penningpolitiskt orsakad volatilitet och risk.

I ett samhällsekonomiskt perspektiv är det dessutom önskvärt att kalkylräntan bestäms på ett sätt som leder till regulatorisk trovärdighet eftersom det främjar ett långsiktigt implicit kontrakt – ett samförstånd – som bygger på att bolagen får en långsiktigt god avkastning på sitt kapital som kompensation för investeringar i kapacitet och tillhandahållande av gasnätstjänster med hög kvalitet.

### 3.2 Regulatorisk risk

Utgångspunkten för den svenska regleringen är att denna samhällsnyttiga infrastruktur ska finansieras med privat snarare än offentligt kapital. Med utgångspunkt från att privat finansiering av samhällsnyttig infrastruktur är önskvärd är två principer av särskilt samhällsintresse. För det första är det av vikt att regleringen av verksamheten är trovärdig och förutsägbar. På så vis stimuleras investeringar och kapital kan lättare attraheras till verksamheten för att finansiera de investeringar som är önskvärda. För det andra är det av väsentlig betydelse att ersättningen för kapitalkostnader under anläggningstillgångarnas livslängd är tillräcklig för att ge full kostnadstäckning. I ett samhällsekonomiskt och konsumentperspektiv är det väsentligt mer allvarligt och mindre önskvärt att tjänsternas kvalitet eller omfattning blir otillräcklig i ett långsiktigt perspektiv än att kunderna får låga tariffer i ett kortsiktigt perspektiv.

Det är lätt att förstå att det finns en politisk vilja att undvika att fatta ett beslut som leder till för höga nättariffer på kort sikt. Detta politiska intresse tycks starkare än att undvika att fatta beslut som leder till för låg räntabilitet på investeringar på lång sikt. Även om detta är lätt att förstå så ligger det likväl var sig i kundernas eller i samhällets intresse att kortsiktigt låga priser framtvingas till priset av att nättjänsternas kvalitet urholkas eller att nyinvesteringar motverkas i ett långsiktigt perspektiv. Givet att privat finansiering och privata bolag ska tillgodose behoven av välfungerande infrastruktur är det betydligt allvarligare att fatta ett felaktigt beslut om en för låg ränta än en för hög ränta.

## 4 Ernst & Young (2014)

### 4.1 Metod och utgångspunkt

E&Y bestämmer kalkylränta utifrån utgångspunkt om 10-årig löptid på finansiering även om investeringshorisonten i tillgångarna är betydligt längre, samt utifrån utgångspunkt att kalkylräntan skall motsvara faktisk kapitalkostnad under aktuell tillsynsperiod och således inte motsvara någon långsiktigt uthållig nivå.

Ett historiskt snitt för en jämförelsegrupp av 16 bolag (13 gasbolag och 3 elnätsbolag, europeiska och amerikanska) används för att fastställa förväntad framtida kapitalstruktur och risk i gasnätsbolag.

Aktiemarknadens riskpremie bedöms utifrån flera historiska undersökningar och under antagande om negativ korrelation mellan aktiemarknadens riskpremie och ränteläge.

Kreditriskpremien bedöms genom att jämföra europeiska företagsobligationer med tyska statsobligationer. E&Y kommenterar särskilt att faktisk kreditriskpremie för Swedegas inte bör beaktas på grund av att Swedegas är LBO-finansierat med högre risk och sämre kreditrating.

E&Y anser att ett riskpremietillägg specifikt för svensk gasnätsverksamhet jämfört med jämförelsegruppen motiveras av marknadsfaktorer. Däremot anser E&Y att någon extra småbolagspremie inte är förenligt med syftet med regleringen.

### 4.2 Bedömning

Efter en analys av de utredningar som utförts av konsulter på uppdrag av EI är det min slutsats att den utredning som genomförts av Björn Gustafsson på Ernst & Young AB (E&Y, 2014) i allt väsentligt stämmer med min egen bedömning av vad som är rimliga parametrar för beräkningen av en skäligen kalkylränta. Men enligt min bedömning kommer E&Y 2014 fram till en för låg ränta av grundläggande skäl. Det ska påpekas att denna oenighet inte rör fakta, empiri eller metodval utan principfrågor rörande kalkylräntans användning i ett bredare regulatoriskt perspektiv. Dessa punkter är

- Önskvärdheten i kalkylräntans variation mellan tillsynsperioder till följd av kortsiktiga variationer i utbud och efterfrågan på kapitalmarknaden

- Löptidspremiens storlek vid finansiering av verksamhet med anläggningstillgångar vars återbetalningstid är mycket lång

### **4.3 Kalkylräntans variation mellan tillsynsperioder**

Min bedömning är att det finns flera starka skäl som talar för att kalkylräntan ska bestämmas så att den - i likhet med beräkningen av kapitalersättningen i övrigt – är tillämplig i det tidsperspektiv som återbetalningen på gjorda investeringar ska ske. Det har inte presenterats några övertygande argument för att det är lämpligt att bestämma en regulatorisk kalkylränta som varierar från tillsynsperiod till tillsynsperiod beroende på det makroekonomiska och penningpolitiska läget samt tillfälliga utbuds- och efterfrågeförhållanden på kapitalmarknaderna i allmänhet.

En stabil regulatorisk kalkylränta ger en intäktsram som är stabil över tiden. Därmed bärs ränterisken av nätföretagen. Detta är önskvärt eftersom gasnätsföretagen har bättre förutsättningar att hantera räntefluktuationer samt eftersom prisvariationer i normalfallet är negativa och sänker nyttan för kunder med riskaversion.

För det andra är det svårare att uppnå regulatorisk trovärdighet för en ansats som innebär att kalkylräntan varierar mellan varje regleringsperiod. Det grundläggande skälet till detta är att det vid stora variationer i räntan kommer att uppstå ett starkt kortsiktigt tryck på att det högre ränteläget inte ska få genomslag på intäktsramarna.

För det tredje leder en variation av kalkylräntan mellan varje tillsynsperiod till att ytterligare en osäkerhet introduceras. Vid uppdatering av kalkylräntan baserat på tillfälliga förhållanden och förväntningar måste en prognos göras för när förändringar på kapitalmarknaden ska inträffa.

Sammanfattningsvis konstaterar jag att den regulatoriska kalkylräntan ska användas för att beräkna en ram för intäkterna. I ett samhällsekonomiskt perspektiv finns det ingen anledning till att dessa intäktsströmmar ska variera över tiden om det går att bestämma en stabil intäktsström som är kostnadsriktig över tid.

### **4.4 Löptidspremiens storlek**

Den andra viktiga oenigheten som leder till skillnad i bedömningen av rimlig kalkylränta är kompensationen för att investeringar görs i ett mycket långt tidsperspektiv. Denna fråga skiljer sig från frågan om en rimlig kalkylränta ska vara stabil eller variera mellan tillsynsperioder men det finns samtidigt ett viktigt samband som måste beaktas.

Två fundamentala omständigheter måste i detta perspektiv påpekas, dels att investeringar i infrastruktur är irreversibla och att kostnaderna således inte kan återvinnas utan endast återbetalas med intäkter som genereras över tid, dels att intäktsramen konstrueras så att återbetalning av det fulla investeringsbeloppet skett först efter att hela livslängden förlöpt.

Löptiden för räntorna som används vid bestämningen av rimlig kalkylränta ska motsvara återbetalningstiden. I många branscher är den ekonomiska livslängden på bolagens anläggningstillgångar betydligt kortare än den är för gasnätsföretag. I dessa branscher är det både rimligt och praktiskt att utgå från löptidspremier för 10 års bindning. Detta innebär dock inte att det är rimligt att tillämpa tioåriga räntor vid bedömning av regulatorisk kalkylränta för naturgasbolag trots att det råkar vara konvention i andra sammanhang.

Den korta riskfria räntan är i genomsnitt lägre än långa riskfria räntor eftersom en lång löptid innebär att långgivaren under löptiden avstår från optionen att använda kapitalet för andra ändamål. Även om finansiering i sig själv är riskfri finns med andra ord möjligheten att det under löptiden är så att långgivaren tvingas avstå från andra alternativ som framstår som mer attraktiva när de dyker upp. För denna risk att en långsiktig investering leder till ånger är det rimligt att finansören erhåller viss kompensation.

Här finns ett viktigt samband mellan en långsiktigt stabil intäktsram som innebär att gasnätsföretagen absorberar volatilitet som följer av kortsiktig variation på kapitalmarknaden och vad som ska anses vara en rimlig löptidspremie. Genom att fastställa en stabil intäktsram som innebär att gasnätsföretagen, inte kunderna, bär ränterisken över tid så är det också motiverat att vid beräkningen av löptidspremier beakta denna risk.

Gasnätsföretagen kan finansieras antingen med lån eller eget kapital. Det är förvisso korrekt att gasbolagen i praktiken sällan eller aldrig finansieras med lån som har en löptid på 30 år eller mer. Denna invändning missar dock poängen. Även om lån och eget kapital kan omsättas under löptiden innebär inte det att den långsiktiga risken som följer av en reglerad intäktsram som ger återbetalning efter hela den regulatoriska avskrivningstiden och som dessutom innebär att gasnätsföretagen ska absorbera variationer på kapitalmarknaden försvinner. Tvärtom finns den underliggande risken kvar. Handel och kort löptid för finansiella instrument ger en likviditet som är önskvärd för finansörerna och som minskar den riskpremie som krävs för illikviditet. Men påståendet att den underliggande risken försvinner är fel. Den risk som löptidspremien ska kompensera för är direkt relaterad till de samhällsekonomiska intressen som regleringen ska tillgodose: stabila tariffer för kunderna, omfattande irreversibla investeringar i fysiska anläggningstillgångar samt en ersättning till bolagen

som ger återbetalning på gjorda investeringar efter att hela den ekonomiska (regulatoriska) livslängden löpt ut.

Vidare bestäms inte kalkylräntan för att rekommendera gasnätsföretagen hur de ska finansiera sin verksamhet eller hur de ska fördela den kortsiktiga och långsiktiga risken mellan aktieägare och långivare. Det finns flera praktiska svårigheter att fullt ut beakta den refinansieringsrisk (ränterisk) som aktieägarna ska hantera om lånefinansiering sker med obligationer som har korta löptider. Bland annat förutsätter det att den icke-diversifierade risken kan kvantifieras i ett mycket långsiktigt perspektiv, vilket är praktiskt mycket svårt.

En betydligt enklare och mer rimlig ansats är att låta lånekostnaden reflektera den ränterisk som en långsiktig finansiering innebär. På så vis behöver refinansieringsrisken som uppstår under en lång regulatoriskt bestämd återbetalningstid inte beaktas vid kvantifieringen av riskkompensationen till eget kapital eftersom löptidspremien för lån bestäms så att refinansieringsrisken istället inkluderas i lånekostnaden.



## 5 Montell & Partners (2014)

### 5.1 Metod och utgångspunkt

Montell & Partners rapport är lik rapporten från E&Y, men i flera fall görs andra motiveringar och val av antagna ingångsvärden.

M&P väljer att göra ett räntepåslag för att motsvara 30-årig löptid på finansiering vilket är en fundamental skillnad mot E&Y. Däremot utgår även M&P från att kalkylräntan skall motsvara faktisk kapitalkostnad under aktuell tillsynsperiod och således inte motsvara någon långsiktigt uthållig nivå.

M&P gör ett urvalet av jämförelsegrupp som utgår från det som urval E&Y gjorde i en tidigare rapport från år 2012, vilket innebär att M&Ps jämförelsegrupp till stor del är densamma som den som E&Y använder i sin nya rapport från år 2014. M&P gör dock egna sammanvägda bedömningar istället för att använda jämförelsegruppen i vissa fall.

Kreditriskpremie bedöms genom upplåningskostnader för nordiska kraftbolag enligt Nordea Nordic Bond Pricing, avseende Kraft 2 (BBB).

Ett extra riskpremietillägg för småbolag görs.

### 5.2 Observationer

Jämförelsen som M&P använder för att bestämma lånekostnaden är inte välmotiverad. För det första förefaller det som att den är baserad på en annan jämförelsegrupp än den jämförelsegrupp av internationella gasnätföretag som används för att bestämma kapitalstruktur och betavärden. Detta är inte konsekvent och troligtvis felaktigt då de olika grupperna av företag kan ha stor skillnad i skuldandel och riskexponering. För det andra framgår det inte av rapporten huruvida denna kreditriskpremie är beräknad som premie jämfört med statsobligationer eller om det är en premie jämfört med en banks upplåningskostnad, vilket i det senare fallet skulle innebära att en interbankriskpremie ska adderas.

M&P har inte justerat aktiemarknadens riskpremie mot 30-årig löptid på riskfri ränta vilket är till gasbolagens fördel.

M&P tillämpar en särskild riskpremie enbart baserad på småbolagspremie. Det förefaller som att M&P inte har reflekterat över huruvida det finns andra risker att beakta vad gäller skillnader mellan

förutsättningarna på den svenska gasnätmarknaden och förutsättningarna för bolagen i jämförelsegruppen.

Det är inte konsistent att skuldandel bestäms baserat på bolagen Enagas och Snam, medan betavärden bestäms baserat på hela jämförelsegruppen, som har lägre genomsnittligt betavärde än Enagas och Snam.

## 6 Grant Thornton (2014)

### 6.1 Metod och utgångspunkt

GT bestämmer riskfri ränta till att motsvara statsobligation med förfalldatum 2018-12-31. Det innebär ett antagande om att allt lånat och eget kapital måste refinansieras efter tillsynsperioden.

GT använder en jämförelsegrupp som helt saknar bolag från Västeuropa och främst utgörs av bolag från Ostasien och Amerika, och antar att den ska vara representativ för svenska naturgasbolag.

Nominell kostnad för lånat kapital 2015-2018 antas vara densamma som historisk nominell kostnad för lån 2004-2013 för en jämförelsegrupp av bolag.

GT gör ett riskpremietillägg främst motiverat av småbolagsrisk.

Schablonmässig korrigering för skattemässiga överavskrivningar görs.

### 6.2 Observationer

Grant Thornton gör ett antagande om riskfri ränta som sätts att motsvara ränta på statsobligation med förfalldatum 2018-12-31. Med andra ord antar GT att hela företagens kapital, både lånat och eget kapital, refinansieras vid utgången av tillsynsperioden. GT skriver att detta "borde dock lämpligen återspeglas i betavärdet, och har även beaktats i den särskilda riskpremien". Men något sådant tillägg framgår inte av rapporten.

Det särskilda riskpremietillägg om 2,0 % som GT gör motiveras främsta för att återspegla småbolagsrisk och GT skriver ingenting i sin motivering till riskpremietillägget om att refinansieringsrisken skulle ha beaktats.

GT har en jämförelsegrupp av 18 bolag inom gasdistribution. Denna skiljer sig betydligt från jämförelsegrupper som använts i andra WACC-rapporter avseende gasnät och elnät. I synnerhet så kan det noteras att enbart 2 av bolagen är Europeiska, och de är från Lettland och Rumänien. Däremot innehåller gruppen exempelvis 6 bolag från Sydkorea och 2 bolag från Taiwan, vilket är länder med exempelvis extremt hög befolkningstäthet. Det finns således en uppenbar risk att bolagen i jämförelsegruppen inte är representativa för svensk gasnätverksamhet, vare sig vad gäller gasmarknadens struktur, finansiella institutioner eller lagar och regler.

Den framtida marknadsriskpremien som tillämpas är ett historiskt snitt från en tidsperiod då riskfri ränta var betydligt högre. Som påpekats i rapporten från E&Y bör utgångspunkten vara att det finns

en negativ korrelation mellan aktiemarknadens riskpremie och aktuellt ränteläge. Det historiska snittet för marknadsriskpremie är således rimligen inte representativt för marknadsriskpremie under en period med så låg riskfri ränta som GT antar under tillsynsperioden 2015-2018.

GTs metod för att bestämma kostnad för lånat kapital är bristfällig, då GT bestämmer att nominell kostnad för lån före skatt för svenska gasbolag 2015-2018 ska vara densamma som snittet av nominell kostnad för lån före skatt för jämförelsegruppen 2004-2013. För det första är användandet av ett historiskt snitt av kostnad för lånat kapital inte konsistent med den framtida prediktionen av kostnad för eget kapital. För det andra är det enligt ovan ytterst tveksamt om urvalet av jämförelsebolag kan ses som representativt för svenska naturgasbolag.

GTs schablonmässiga korrigering för skattemässiga överavskrivningar innebär ett antagande om att effektiv skattesats är betydligt lägre än formell skattesats. Men beräkningen av equity beta är en funktion av skattesats och måste således korrigeras till att också göras med den lägre effektiva skattesatsen istället för med den formella skattesatsen, vilket GT inte gör.

## **7 Motsägelser mellan EIs konsultrapporter**

### **7.1 Löptid på finansiering**

De tre konsultrapporterna har helt skilda inställningar till principfrågan om löptid på finansiering.

E&Y anser att 10-årig löptid bör tillämpas, även om investeringshorisonten är betydligt längre.

M&P justerar tillämpad ränta till att motsvara 30-årig löptid.

GT anser att förfalldatum bör vara 2018-12-31, det vill säga GT antar att hela företagets kapital, både lånat och eget kapital, helt ska refinansieras vid utgången av tillsynsperioden.

### **7.2 Justering för skattemässiga överavskrivningar**

De tre konsultrapporterna har helt skilda inställningar till frågan om hur skattemässiga överavskrivningar skall beaktas.

E&Y har i en komplex simuleringsmodell beräknat effekterna på bolagsvärde av fullt utnyttjande av överavskrivningar och funnit att den är liten under antagande om samma WACC. Fullt utnyttjande av överavskrivningar leder dock till en annan kapitalstruktur med högre andel eget kapital och lägre andel skulder, vilket innebär en högre WACC vid fullt utnyttjande av överavskrivningar. Med beaktande av att WACC ändras till följd av förändringarna i kapitalstrukturen finner E&Y att det inte går att visa att fullt utnyttjande av skattemässiga överavskrivningar har någon positiv påverkan på bolagsvärdet, varför E&Ys slutsats är att inga justeringar av WACC för att beakta möjligheter till skattemässiga överavskrivningar bör göras.

M&P menar att för den aktuella tillsynsperioden 2015-2018 kommer förhållandevis små investeringar göras, vilket får till följd att återföringar av tidigare överavskrivningar kan komma att leda till att bolagen får en effektiv skattesats som är högre, inte lägre, än den formella skattesatsen under tillsynsperioden. Vidare är skillnaderna mellan bolagen stora. Därför anser M&P att det är olämpligt att schablonmässigt justera WACC.

GT gör däremot en justering av WACC enligt Bergstrands algoritm med antagande om 32 års genomsnittlig livslängd på anläggningstillgångar. GT gör inga egna motiveringar om varför den beräkningsalgoritmen skall användas utan hänvisar enbart till Bergstrands utlåtanden.

### 7.3 Särskild riskpremie

Konsultrapporterna har skilda inställningar till principfrågan om småbolagspremie.

E&Y anser, precis som ICE 2010, att ett riskpremietillägg om 1,5% bör göras på grund av marknadsförutsättningar som skiljer sig för svensk naturgasverksamhet jämfört med jämförelsegruppen. Däremot E&Y anser att någon extra småbolagspremie inte är förenligt med syftet med regleringen.

M&P gör samma särskilda riskpremietillägg om 1,5% som E&Y, men motiveringen går tvärt emot E&Y och är baserad enbart på småbolagspremie.

GT gör ett särskilt riskpremietillägg om 2,0% baserat främst på småbolagspremie, men också med beaktande av andra risker.

## **8 Avvikelser från tidigare praxis**

De metoder, utgångspunkter och antaganden som görs i konsultrapporten från E&Y 2014 stämmer väl överens med vad som tillämpades när ICE 2010 tog fram kalkylräntor för El.

Den enda metodskillnaden är att ICE för Els räkning gjorde så kallad Bloombergräkning av betavärdet, vilket resulterade i högre WACC.

E&Y har använt en annan jämförelsegrupp än ICE och får därmed andra värden på flera parametrar, men E&Ys jämförelsegrupp förefaller vara mer representativ för naturgasbolag.

## **Källförteckning**

E&Y, Ernst & Young (2014), "Energimarknadsinspektionen: WACC för gasnätsföretag för tillsynsperioderna 2012, 2013 samt 2015-2018", 2 september 2014.

GT, Grant Thornton (2014), "Energimarknadsinspektionen. Kalkyränta (WACC) för naturgasföretagen under 2012 & 2013 samt tillsynsperioden 2015-2018", augusti 2014.

ICE, ICE CAPITAL (2010), "WACC Naturgas 2009-2014", oktober 2010.

M&P, MONTELL & PARTNERS (2014), "Energimarknadsinspektionen: Framtagande av kalkylränta för en skälig avkastning för naturgasföretagen för 2012, 2013 och perioden 2015-2018", Augusti 2014.





## Swedegas WACC

**Beräkning av justerad WACC baserat på  
Kammarrättens domar i elnätsmålen**

2015-01-30

## 1. Bakgrund och uppdrag

Swedegas AB ("Swedegas") har i samband med ansökan om intäktsram för sitt transmissionsnät för naturgas i Sverige givit KPMG Corporate Finance ("KPMG") i uppdrag att uppskatta en relevant kalkylränta ("WACC") för det kapital som binds i nätet. KPMG:s slutsatser sammanfattades i en rapport daterad 24 juni, 2014 ("KPMG 1"). KPMG har även lämnat kommentarer till ett antal konsultrapporter som Energimarknadsinspektionen beställt avseende WACC i rapport daterad 29 september, 2014 ("KPMG 2"). Definitioner och benämningar i KPMG 1 och KPMG 2 gäller även för denna rapport.

EI har i beslut den 23 oktober 2014, fastställt Swedegas intäktsram baserat på en WACC om 6,26 procent (real kalkylränta före skatt). WACC-beräkningen som ligger till grund för EI:s beslut är genomförd av EY. EY:s kalkylränta är uppskattad för perioden 2015-2018 dvs. tidsbestämd. För mer utförliga kommentarer kring EY:s kalkylränta hänvisar vi till KPMG 2.

Sedan EI:s beslut om intäktsramen för Swedegas har Kammarrätten i Jönköping, i domar daterade den 10 november 2014 (mål nr 61-14, 101-14 och 129-14) ("Domen"), fastställt Förvaltningsrättens i Linköping domar den 11 december 2013 om intäktsramar för elnätsföretag under tillsynsperioden 2012-2015. I Domen fastställdes bl.a. WACC för elnäten. Elnäten regleras på liknande sätt som gasnäten och det finns ingen anledning till varför principerna för beräkning av relevant kalkylränta/WACC skulle skilja sig åt mellan el- respektive gasnäten. KPMG har mot bakgrund av detta fått i uppdrag att beräkna WACC för Swedegas baserat på parametrarna i EI:s beslut den 23 oktober 2014 men justerat för de centrala principer för hur WACC ska beräknas som fastställdes i Domen.

## 2. Sammanfattande slutsatser

EI har uppskattat WACC-räntan för gasnätsföretagen utifrån ett tidsperspektiv som motsvarar tillsynsperioden 2015-2018, vilket innebär att de i WACC-räntan ingående parametrarna är tidsbestämda. Enligt Domen ska WACC-räntan emellertid uppskattas utifrån långsiktiga, stabila nivåer. En justering av WACC-räntan enligt principerna i Domen föranleder enligt vår uppfattning följande förändringar i förhållande till EI:s uppskattade WACC-ränta för gasnätsföretagen:

1. Den riskfria räntan bör justeras till en stabil, uthållig nivå. Denna fastställs i Domen till 4,0 procentenheter.
2. Marknadsriskpremien fastställs i Domen till 4,735 procent (vilket understiger KPMG:s estimat i KPMG 1). Vi har justerat marknadsriskpremien i vår beräkning till denna nivå.
3. Kreditriskpremien ska enligt Domen fastställas utifrån ett långsiktigt perspektiv och därför utifrån en längre löptid för krediten än vad EI tillämpat. Det innebar att denna, i enlighet med vedertagen ekonomisk teori, uppskattas konsekvent med livslängden på investeringarna. Detta föranleder en justering av kreditriskpremien till 2,40 procentenheter över den riskfria räntan.
4. Uppskattningen av inflationen ska baseras på en stabil, uthållig nivå. Denna fastställs i Domen till 2,0 procentenheter.

Dessa justeringar innebär en WACC-ränta för gasnätsföretagen om 7,05 procentenheter.

Vidare anser vi att Domen ger vägledning kring vissa specifika parametrar.

1. Enligt tidigare resonemang från EI och EI:s konsulter föranleder den högre risken hos gasnätsföretagen en specifik riskpremie som överstiger riskpremien för elnätsföretagen med ca 1,0 procentenhet. I Domen fastställs den specifika riskpremien till 1 procentenhet för elnätsföretagen varför den specifika riskpremien för gasnätsföretagen rimligen borde fastställas till 2,0 procentenheter. Det kan jämföras med vår bedömning som låg något högre.
2. Vi anser att EI:s antagna kreditriskpåslag tar sin utgångspunkt i en jämförelse med icke relevanta bolag och att Swedegas faktiska lånekostnad istället bör läggas till grund för analysen. Swedegas är en ledande gasnätsaktör och har professionella finansiella ägare samt en kapitalstruktur i nivå med den som EI antar i sin uppskattning av WACC. Det är därmed rimligt att utgå ifrån att Swedegas kreditvillkor utgör marknadsmässiga nivåer och den mest relevanta observationen för en uppskattning av kreditriskpremien. Om uppskattningen görs baserat på Swedegas faktiska finansieringskostnad uppskattar vi kreditriskpremien till åtminstone 2,9 procentenheter över den riskfria räntan.

En justering även för dessa specifika faktorer resulterar i en WACC om 7,62 procent.

### 3. WACC enligt EI:s beslut

Tabellen nedan sammanfattar den WACC som uppskattats av EY och som låg till grund för EI:s beslut om intäktsram för Swedegas.

WACC/EI beslut 23 oktober 2014	
Tillgångsbeta	0,45
Skattesats	22,00%
Skuldandel (D/(D+E))	47,00%
Skuldsättningsgrad	0,89x
Hävstångsfaktor	1,69x
Beta eget kapital	0,76
Riskfri ränta	3,33%
Aktiemarknadsriskpremie	5,00%
Kostnad för eget kapital (ojusterat)	7,14%
Särskild riskpremie	1,50%
Kostnad för eget kapital	8,64%
Kreditriskpremie	1,80%
Kostnad för lånat kapital före skatt	5,13%
Skattesats	22,00%
Kostnad för lånat kapital efter skatt	4,00%
Vikt skulder (D/(D+E))	47,00%
Nominal WACC efter skatt	6,46%
Skattesats	22,00%
Nominal WACC före skatt	8,28%
Inflationsförväntning	1,90%
Real WACC före skatt	6,26%

#### 4. Kommentarer till Domen

WACC-räntan uppskattas enligt den allmänt accepterade CAPM-metoden. Metoden är icke-kontroversiell och det råder ingen meningsskiljaktighet om modellen som sådan mellan EI, Konsultrapporterna och KPMG. Däremot har de olika beräkningarna baserats på olika tidsperspektiv och olika parameterestimater.

I elnätsmålen har frågan om tidsperspektiv behandlats utförligt. Frågan om huruvida WACC ska uppskattas som en momentan kapitalkostnad, en kapitalkostnad för reglerperioden eller som en långsiktigt uthållig kapitalkostnad har behandlats i ett antal utlåtanden och inlagor. Kammarrätten slår i Domen fast att WACC ska uppskattas med ett långsiktigt perspektiv (se t.ex. Kammarrättens dom mellan Energimarknadsinspektionen och Fortum Distribution AB sid. 49) vilket innebär att parametrarna i WACC-beräkningen ska beräknas utifrån långsiktiga, stabila nivåer (jämviktsnivåer). Denna bedömning görs i Domen mot bakgrund av det övergripande syftet med förhandsregleringen. I Domen poängteras vidare att en långsiktig WACC leder till en förutsägbar ersättning för kapitalkostnaden vilket i sin tur underlättar nödvändiga investeringar och skapar förutsägbarhet för kunder och elnätsföretagen.

Kammarrätten slår även fast vilka estimater på dessa parametrar som de anser vara relevanta för regleringen av elnätsbolagen.

WACC-beräkningen baseras på såväl tillgångsspecifika parametrar som generella parametrar dvs. parametrar som är samma för alla tillgångar. De parametrar som, enligt ekonomisk teori, är generella för beräkning av samtliga tillgångar är följande<sup>1</sup>:

- Riskfri ränta (av Kammarrätten fastslagen till 4,0 procent)
- Marknadsriskpremien (av Kammarrätten fastslagen till 4,735 procent)
- Inflation (av Kammarrätten fastslagen till 2,0 procent)

#### 5. Antaganden kring parametrar i WACC-beräkningen

Vi kommer i det följande kommentera vad vi anser vara relevanta parameterestimater för beräkning av WACC för Swedegas givet de principiella ställningstagandena i Domen. Domen avser regleringen av elnätsföretagen för tillsynsperioden 2012-2015 medan den aktuella tillsynsperioden för gasnäten avser åren 2015-2018. Skillnaden i tidsperiod saknar emellertid betydelse för jämförelsen i och med att WACC (i enlighet med principerna i Domen) ska beräknas med ett långsiktigt perspektiv. Detta innebär att parametrarna som ligger till grund för WACC-beräkningen i regleringen till sin natur är stabila och därmed ej är beroende av vilken tidsperiod som beräkningen avser. En förändring i uppskattningen av en långsiktigt uthållig WACC motiveras endast vid fundamentala förändringar i parametrarna såsom t.ex. förändrad skattesats eller förändrat inflationsmål för riksbanken. Några sådana förändringar har inte skett mellan tillsynsperioden för

<sup>1</sup> I tillägg till dessa parametrar är skattesatsen generell. Kammarrätten fastslog skattesatsen för regleringen av elnätsföretagen till 26,3 procent vilket var den rådande skattesatsen vid tidpunkten för beslutet för tillsynsperioden för elnätsföretagen. Skattesatsen uppgick vid tidpunkten för beslutet kring gasföretagens intäktsram till 22 procent och ska naturligtvis uppdateras i enlighet med detta.

elnätsregleringen (2012-2015) och tillsynsperioden för gasnätsregleringen (2015-2018) med undantag för bolagsskattesatsen.

## 5.1 Parametrar som är generella för alla tillgångar

Vissa parametrar i beräkningen av ett avkastningskrav är generella i den bemärkelsen att de är oberoende av vilken tillgång eller typ av risk som avkastningskravet avser. De är generella därför att de avser den allmänna avkastningen på kapital innan justering för risk för den specifika tillgången. Dessa parametrar avser således alla tillgångar i en given ekonomi.

### 5.1.1 Riskfria räntan

Els beslutade WACC för gasnätsföretagen baseras på en riskfri ränta om 3,33 procent vilken i sin tur baseras på Riksbankens prognos för den 10-åriga statsobligationsräntan vid tidpunkten för WACC-bedömningen.

Den långsiktigt stabila riskfria räntan fastställs av Kammarrätten till 4,0 procent och tar sin utgångspunkt i den förväntade långsiktiga BNP-tillväxten och den långsiktiga förväntade inflationen. Dessa båda parametrar fastställs i Domen till 2 procent vardera.

KPMG uppskattade i KPMG 1 den långsiktiga riskfria räntan till 4,8 procent. Skillnaderna mellan KPMG:s uppskattning och nivån fastlagd i Domen förklaras av dels en något högre uppskattad uthållig real BNP-tillväxt (2,1 procent), dels en likviditetspremie för långa löptider för den riskfria räntan (0,7 procent). Kammarrätten har inte inkluderat någon justering för den lägre likviditeten i uppskattningen av den riskfria räntan.

Vi kommer i beräkningen att utgå ifrån den i Domen fastslagna riskfria räntan om 4,0 procent. Vi anser att denna parameter bör vara samma för samtliga tillgångsslag och det är inte rimligt att olika parametrar tillämpas i olika regleringar. Det är också uppenbart att den av El antagna riskfria räntan om 3,33 procent inte är beräknad i enlighet med principerna i Domen dvs. att den är knuten till en specifik tidsperiod (reglerperioden) och inte speglar ett långsiktigt stabilt perspektiv.

### 5.1.2 Marknadsriskpremie

Marknadsriskpremien i Domen baseras på bedömningar från EY och Grant Thornton och uppskattas till 4,735 procent. KPMG:s WACC-beräkning i KPMG 1 utgick från en något lägre nivå på marknadsriskpremien (4,6 procent). På samma sätt som med den riskfria räntan ska marknadsriskpremien, enligt ekonomisk teori, vara samma oavsett vilket avkastningskrav som beräknas. Det är därför inte rimligt att olika parametrar tillämpas i olika regleringar. Vi kommer följaktligen att utgå från en marknadsriskpremie om 4,735 procent i beräkningen av WACC.

### 5.1.3 Inflation

Inflationen bör vara densamma oavsett vilket avkastningskrav som beräknas och vi baserar vår beräkning på den uppskattade inflationen om 2 procent i enlighet med Domen. Detta är för övrigt samma nivå som tillämpades i KPMG 1.

## 5.2 Parametrar som är specifika för respektive tillgång

Nedan följer en beskrivning av de parametrar som uppskattas specifikt för varje typ av tillgång och som speglar risken och avkastningskravet för just den specifika tillgången. Dessa specifika risker varierar mellan branscher och företag varför parametrarna i Domen inte kan tillämpas direkt på andra typer av tillgångar. Domen ger dock ändå viss vägledning kring dessa parameterestimater vad avser gasnätsföretagen.

### 5.2.1 Skuldandel

Skuldandelen ska motsvara den så kallade optimala kapitalstrukturen och är därmed specifik för varje enskilt företag. I regel analyseras dock den optimala skuldsättningsgraden baserat på vilka nivåer som generellt uppvisas i den industri där bolaget verkar. I och med att el- och gasföretagen befinner sig i olika industrier kan Domen därför inte utan vidare antas vara tillämplig för gasnätsföretagen.

EI har i sitt beslut kring intäktsram för Svedegas antagit en skuldandel om 47 procent. KPMG uppskattade skuldandelen till 40 procent (KPMG 1).

Som redogjorts för ovan ska skuldandelen reflektera en optimal kapitalstruktur och spegla de fundamentala riskerna i industrin. Den optimala kapitalstrukturen kan avvika från den aktuella nivån och är till sin natur långsiktigt uthållig. Vi anser det stå klart att detta perspektiv har tillämpats i EY:s rapport som ligger till grund för EI:s beslut. Skuldandelen uppskattas som ett genomsnitt för jämförelsebolagen under perioden 2005-2013. Vi anser därför inte att en uppskattning av WACC ur ett långsiktigt perspektiv i sig föranleder någon revidering av EI:s antagande.

Vi kommer i det följande att utgå från en skuldandel i linje med EI:s beslut om 47 procent.

### 5.2.2 Kreditriskpremie

Även kreditriskpremien är specifik för varje enskilt bolag och beror dels på den underliggande risken i verksamheten, dels på den finansiella strukturen i bolaget. Den nivå på kreditriskpremien som kammarrätten slagit fast i Domen kan därför inte tillämpas direkt på gasnätsföretagen. Däremot framgår det av Domen att den ska fastställas utifrån ett långsiktigt perspektiv. Kreditriskpremien måste också beräknas konsekvent med den antagna skuldsättningsgraden samt med den underliggande affärsrisken för den specifika tillgången.

Vi anser att EI:s beslutade kreditriskpremie är felaktig av följande skäl.

Kreditriskpremien har inte fastställts baserat på en relevant löptid dvs. en löptid som speglar de regerade tillgångarnas livslängd. Med samma metod som EY tillämpat, men med en justerad löptid, skulle kreditriskpremien justeras från 1,8 procent, enligt EIs beslut, till 2,4 procent.

Vi anser vidare att den metod som EY använt för att fastställa kreditriskpremien är olämplig. EY fastställer kreditriskpremien utifrån vilken kreditriskpremie som kan erhållas på en effektiv internationell obligationsmarknad (utan att ta hänsyn till merkostnader som följer med en sådan finansiering) trots att det är tveksamt om något bolag på den svenska gasmarknaden är tillräckligt

stort för att ha tillgång till en sådan obligationsmarknad.<sup>2</sup> Swedegas är en ledande aktör på den svenska naturgasmarknaden och bedriver endast den reglerade verksamheten. Bolaget har dessutom professionella ägare och har således tillgång till omfattande erfarenhet rörande finansiering. En rimlig utgångspunkt är att ett typiskt gasnätsföretag i Sverige inte har möjlighet att erhålla en lägre kreditriskpremie än den Swedegas faktiskt har möjlighet att erhålla. Swedegas skuldsättningsgrad motsvarar vidare den skuldsättningsgrad som EI utgår ifrån i sina beräkningar av WACC:en. Mot den bakgrunden anser vi det vara lämpligare, och mer verklighetsförankrat, att fastställa kreditriskpremien utifrån den kreditriskpremie som Swedegas kan erhålla på lång sikt. Om kreditriskpremien fastställs med denna utgångspunkt, skulle den justeras från 1,8 procent, enligt EI:s beslut, till 2,9 procent.

Avslutningsvis kan det noteras att en mer riskfylld verksamhet, allt annat lika, motiverar en högre kreditriskpremie. Vid en jämförelse mellan ingångsvärdena i den WACC som EI:s fastställt på gasområdet och ingångsvärdena i den WACC som genom Domen fastställs för elnätsföretagen är det klart att gasverksamheten är mer riskfylld än elverksamheten. Att då tillämpa i princip samma kreditriskpremie på båda områdena är inte korrekt.

Ovanstående synpunkter utvecklas nedan.

#### *En kreditriskpremie fastställd med relevant löptid*

EY, vars rapport ligger till grund för EI:s bedömning, beräknar skuldsättningsgraden baserat på obligationer med kreditbetyg BBB och en löptid om 10 år. EY beräknar det genomsnittliga kreditriskpåslaget (över riskfri ränta) till 1,8 procent för obligationer med kreditbetyget BBB (motsvarande Baa ovan). KPMG anser att den relevanta referensräntan för bedömningen av kreditkostnader är interbankräntan och vi kommer i det följande att diskutera kreditriskpåslaget i förhållande till denna. EY:s kreditriskpåslag om 1,8 procent över den riskfria räntan motsvarar ett kreditriskpåslag om ca 1,4 procentenheter i förhållande till interbankräntan.<sup>3</sup>

En central utgångspunkt i finansiell teori är att avkastningskravet på en investering ska spegla löptiden på densamma. Som framgår av KPMG 1 är löptiden på Swedegas investeringar mycket lång. Vi anser därför att EI:s WACC, vilken baseras på avkastningen för obligationer med en löptid om ca 10 år, inte är konsekvent definierat i förhållande till tillgångarnas livslängd.

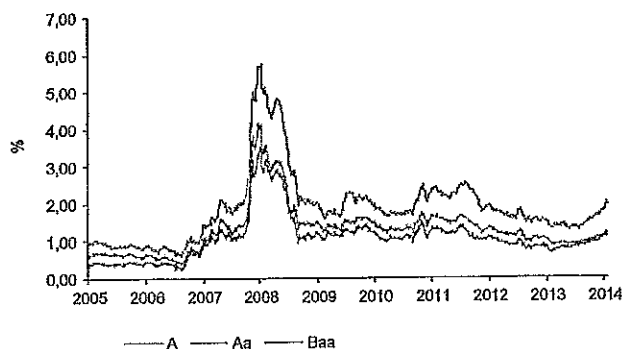
Diagrammet nedan sammanfattar kreditriskpremierna för Moodys index för utilities-obligationer med längre löptid än den som tillämpas av EY.<sup>4</sup>

<sup>2</sup> Det ska här förtydligas att resonemanget avser företag som endast är involverade i drift av gasnät dvs. oaktat bolag med övriga verksamheter. Som exempel kan nämnas E.ON. som är aktiv på denna marknad men som, genom sina andra verksamheter, har en storlek som innebär andra finansieringsmöjligheter. Vid bedömningen av avkastningskravet i en reglerad verksamhet ska emellertid enbart den reglerade verksamheten beaktas, den ska bedömas *stand alone*.

<sup>3</sup> Den långsiktigt uthålliga skillnaden mellan den riskfria räntan och interbankräntan beräknas till 0,4. För detaljer, se KPMG 1.

<sup>4</sup> Indexet "Moody's Bond Utility" inkluderar obligationer med minst 20 års löptid och med en genomsnittlig löptid om 30 år. Indexet är tillgängligt för ratingklasserna A, Aa och Baa. Dessa kreditklasser motsvarar S&P: ratingbetyg AAA-AA, A respektive BBB.

Spread mot 30-årig swap-ränta, Moody's utility bond index



Diagrammet ovan indikerar att det genomsnittliga kreditriskpåslaget för obligationer med kreditbetyget Baa (vilket motsvarar BBB enligt S&P:s gradering och därmed är den relevanta jämförelsegruppen enligt EY) sedan krisen 2008 uppgår till ca 2,0 procent över interbankräntan. Skillnaden mellan EY:s kreditriskpåslag om 1,4 procent och 2,0 i diagrammet ovan kan förklaras med val av index. EY har endast inkluderat obligationer med 10 års löptid medan det index som illustreras ovan inkluderar obligationer med en genomsnittlig löptid om ca 30 år.

Detta innebär att om kreditriskpremien uppskattas med samma ansats som den EI använder (dvs. EY:s rapport) men med en förändring av löptiden till en mer relevant nivå, skulle kreditriskpremien uppskattas till ca 2,0 procent över STIBOR dvs. 2,4 procent över den riskfria räntan.

*En kreditriskpremie fastställd utifrån den kreditriskpremie Swedegas kan erhålla på lång sikt*

Som framgår av KPMG 1 och KPMG 2 anser vi att EY:s uppskattning underskattar kreditriskpremien i och med att de jämförelsebolag som läggs till grund för analysen är betydligt större och har tillgång till en effektiv obligationsmarknad samt att analysen inte inkluderar de merkostnader som följer av finansiering via obligationsmarknaden (emissionskostnader etc.).

Vi anser att det är betydligt mer relevant att studera de faktiska finansieringskostnaderna för Swedegas:

- Swedegas är en av de ledande aktörerna inom gas i Sverige och bedriver ingen annan verksamhet än den reglerade verksamheten. Swedegas representerar därför rimligen den mest relevanta observationen för kostnaden att finansiera sådana tillgångar på den svenska marknaden.
- Swedegas har professionella finansiella ägare och lånefinansieringen har skett på armslängds avstånd varför det kreditriskpåslag som Swedegas erlägger rimligen måste ses som marknadsmässigt.
- Swedegas har en skuldsättningsgrad som motsvarar den skuldsättningsgrad som EI utgår ifrån vid fastställandet av WACC:en.



Vi vidhåller därför att kreditriskpremien bör uppskattas baserat på Swedegas faktiska lånevillkor och har utökat analysen något i detta avseende. Vi anser det vara orimligt att utgå ifrån en lägre ersättning för externt kapital än vad Swedegas faktiskt kan finansiera sig till.

KPMGs beräkning av WACC (KPMG 1) utgick från offentliga uppgifter i årsredovisningen och baserades på en uppskattning av bolagets räntemarginaler. Vi har i samband med denna analys erhållit de låneavtal som reglerar Swedegas externa finansiering. Swedegas AB har i princip inga finansiella skulder och de skulder som redogörs för nedan är förvärvsfinansieringen dels för Swedegas AB (2010), dels för Grengas AB som förvärvades från E.ON 2011. Denna finansiering har tagits upp av holdingbolaget Narob AB. Uppgifterna nedan avser år 2011 då båda enheterna ingick i Swedegas-koncernen.

Tabellen nedan sammanfattar lånevillkoren per facilitet i samband med finansieringen av Grengas. Totalt värde på tillgångarna uppgick vid tidpunkten till 3,583 miljoner kronor (Swedegas och Grengas). Detta får antas vara marknadsvärdet i och med att koncernens tillgångar nyligen förvärvats i transaktioner på armslängds avstånd. Skulderna har beräknats enligt uppgifter i låneavtalet. Som framgår uppvisade koncernen en skuldsättningsgrad efter förvärvet om 52,1 procent dvs. endast marginellt högre än den av EY antagna skuldsättningsgraden om 47 procent.

Skuldsättning och lånevillkor Swedegas per 2011-12-31					
(mkr)	2011-12-31	Andel av tillgångar	Räntemarginal	Kommentar	Källa
Summa tillgångar	3 583				ÅR Narob Holding AB
Skulder per tranche (enligt avtal)					
Facilitet A	563		15,7% STIBOR +3,00-4,00%	Efter avtalsenlig amortering	Låneavtal
Facilitet B	1 305		36,4% STIBOR +3,25-4,25%		Låneavtal
Summa skulder enligt låneavtal*	1 868		52,1%		

Not: \* Skulderna enligt avtalet avviker marginellt från totala finansiella skulder enligt bolagets externredovisning där de uppgår till 1 823 mkr per 2011-12-31.

Räntemarginalen uppgår till mellan 3,00-4,25 procent. Räntemarginalen är tidsbestämd och ökande med tiden. Den lägsta räntemarginalen uppgår till 3,00 procent för A-faciliteten och 3,25 procent för B-faciliteten.

Det är viktigt att notera att denna kreditriskpremie inte beräknas i förhållande till den riskfria räntan som i EY:s analyser utan i förhållande till interbankräntan (STIBOR). Om marginalen skulle beräknas med den riskfria räntan som bas skulle räntemarginalerna öka. Enligt beräkningar i KPMG 1 uppgår skillnaden mellan STIBOR och riskfri ränta till ca 0,4 procentenheter i genomsnitt vilket skulle innebära att Swedegas räntemarginaler skulle uppgå till, som lägst, mellan 3,40-3,65 procentenheter i förhållande till den riskfria räntan. Detta ska jämföras med EY/EI:s antagna nivå om 1,80 procent och vår uppskattning av kreditriskpremien i KPMG 1 om 2,9 procent.

Tabellen ovan visar prissättningen av Swedegas krediter vid två specifika tidpunkter. Den ursprungliga finansieringen togs upp 2010 i samband med förvärvet av Swedegas men utökades 2011 i samband med tilläggsförvärvet av Grengas. Diagrammet på sid. 7 indikerar att 2010 och 2011 representerar perioder med normala nivåer på kreditriskpåslag och det finns därför ingen anledning att tro att marginalerna i Swedegas finansiering skulle avvika från vad Swedegas kan erhålla på lång sikt.

Sammantaget ser vi därför ingen anledning att revidera vårt tidigare antagande avseende kreditriskpremien och analysen av Swedegas faktiska lånekostnad indikerar snarare att denna uppskattning är att betrakta som försiktig. Sammantaget vidhåller vi därför att en rimlig nivå på kreditriskpremien för gasnätsföretag uppgår till 2,9 procent över den riskfria räntan.

*En jämförelse med WACC-beräkningen enligt Domen visar att kreditpremien måste vara högre än vad EI fastställt*

Kreditriskpremien för elnätsföretagen fastställdes i Domen till 1,83 procent (över riskfri ränta). EI:s beslutade intäktsram för gasnätsbolagen utgår från ett kreditriskpåslag om 1,80 procent dvs. i princip samma nivå som för elnätsföretagen.

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

Antagandet om (i princip) samma kreditriskpremie för gasnätsföretagen och elnätsföretagen är inkonsekvent med övriga antaganden enligt följande:

1. Gasnätsföretagen har en högre verksamhetsrisk enligt EI:s antagande. Verksamhetsrisken (dvs. bolagets risk innan hänsyn tagen till finansiell skuldsättning) mäts som tillgångsbeta och EI:s antagna tillgångsbeta för gasnätsföretagen (0,45) överstiger den i Domen fastslagna nivån på tillgångsbeta för elnätsföretagen (0,38).
2. EI antar en högre skuldandel för gasnätsföretagen (47 procent) jämfört med elnätsföretagen (37 procent). Detta indikerar en högre finansiell risk för gasnätsföretagen i förhållande till elnätsföretagen.

I och med att gasnätsföretagen, enligt EI:s antaganden, uppvisar såväl högre verksamhetsrisk som finansiell risk i förhållande till Domen, anser vi det inte vara konsekvent att anta samma kreditriskpremie. Kreditriskpremien borde, baserat på antagandena ovan, vara högre för gasnätsföretagen.

Vi anser därför att kreditriskpremien i Domen visar att EI:s antagna kreditriskpremie för Swedegas om 1,8 procent för gasnätsföretagen är för låg. Som vi visat ovan finns det vidare starkt stöd för att utgå ifrån Swedegas faktiska kreditriskpremie enligt befintliga finansieringsavtal. Vi anser att Swedegas finansieringskostnad är den mest jämförbara observationen för att uppskatta kostnaden för lånat kapital för ett svenskt gasnätsföretag och att Swedegas befintliga lån togs upp vid en tidpunkt som kan sägas kännetecknas av stabila och uthålliga nivåer för kreditriskpremierna samt spegla en kapitalstruktur i nivå med den som EI antar.

Det synes därför stå klart att EI och EY anser att gasnätsföretagens verksamhet skulle vara förknippade med ett specifikt riskpåslag motsvarande en procentenhet över det specifika riskpåslaget för elnätsföretagens verksamhet.

I Domen fastställs det specifika riskpåslaget för elnätsföretagen till en procentenhet. Givet att det specifika riskpåslaget för gasnätsföretagen är en procentenhet högre än för elnätsföretagen indikerar Domen därmed att det företagsspecifika riskpåslaget för gasnätsföretagen skulle uppgå till två procentenheter. Det är denna nivå vi använder i våra beräkningar. Den ligger strax under den nivå som KPMG tidigare uppskattade (då med justering för företagsspecifik risk).

## 6. Beräkning av WACC

Tabellen nedan sammanfattar vår beräkning av relevant WACC för Swedegas baserat på EI:s beslut avseende intäktsram för gasnätsföretagen den 23 oktober 2014 och justerat för

- a) att WACC ska baseras på långsiktigt stabila nivåer på ingående parametrar; samt
- b) andra parametrar i WACC-beräkningen som vi anser vara motiverade utifrån de fastslagna parametrarna i Domen.

	Beslutade WACC-räntor		Justering långsiktigt perspektiv			
	WACC elnäts-företag (Domen)	WACC Gas (EI beslut 2014)	Långsiktigt perspektiv		Specifika parametrar	
			Förändring	WACC	Förändring	WACC
Tillgångsbeta	0,38	0,45		0,45		0,45
Skattesats	28,00%	22,00%		22,00%		22,00%
Skuldandel (D/(D+E))	37,00%	47,00%		47,00%		47,00%
Skuldsättningsgrad	0,59x	0,89x		0,89x		0,89x
Hävstängsfaktor	1,43x	1,69x		1,69x		1,69x
Beta eget kapital	0,55	0,76		0,76		0,76
Risikfri ränta	4,00%	3,33%	0,67%	4,00%		4,00% [1]
Aktiemarknadsriskpremie	4,74%	5,00%	-0,27%	4,74%		4,74% [1]
Kostnad för eget kapital (ojusterat)	6,58%	7,14%		7,60%		7,60%
Särskild riskpremie	1,00%	1,50%		1,50%	0,50%	2,00% [3]
Kostnad för eget kapital	7,58%	8,64%		9,10%		9,60%
Kreditriskpremie	1,83%	1,80%	0,00%	2,40%	0,50%	2,90% [2]
Kostnad för lånat kapital före skatt	5,83%	5,13%		6,40%		6,90%
Skattesats	28,00%	22,00%		22,00%		22,00%
Kostnad för lånat kapital efter skatt	4,31%	4,00%		4,99%		5,38%
Vikt skulder (D/(D+E))	37,00%	47,00%		47,00%		47,00%
Nominell WACC efter skatt	6,37%	6,46%		7,17%		7,62%
Skattesats	28,00%	22,00%		22,00%		22,00%
Nominell WACC före skatt	8,61%	8,28%		9,19%		9,77%
Inflationsförväntning	2,00%	1,90%	0,10%	2,00%		2,00% [1]
Real WACC före skatt	6,48%	6,26%		7,05%		7,62%

[1] WACC-räntan har uppskattats utifrån ett uthålligt perspektiv i enlighet med principerna i Domen. Detta har gjorts genom att tillämpa nivåerna på den riskfria räntan, marknadsriskpremien och inflationen så som de fastslogs i domen (4,0 procent, 4,735 procent och 2,0 procent) samt justering av kreditriskpåslaget för en längre löptid.

[2] Kreditriskpremien har justerats för att reflektera Swedegas faktiska kostnad för främmande kapital. EI:s antagna kreditriskpåslag ligger i nivå med kreditriskpremien som fastslogs för elnätsföretagen i Domen. Detta är inte konsekvent med övriga antaganden kring risk och finansiell struktur för gasnätsföretagen i och med att EI antar en högre verksamhetsrisk (uttryckt som tillgångsbeta) och finansiell risk

(skuldsättning). Domen och EI:s parametrar enligt ovan indikerar att gasnätsföretagen bör ha en högre kreditriskpremie i förhållande till elnätsföretagen. Dessutom anser vi att Swedegas egen finansieringskostnad är en betydligt mer relevant grund för analysen än ett antal jämförelsebolag med väsentliga skillnader var gäller storlek, riskspridning och tillgång till kapitalmarknader.

[3] Den särskilda riskpremien har beräknats utifrån den särskilda riskpremien för elnätsföretagen i Domen och den differens mellan el- och gasnätsföretagen som EI tidigare föreslagit.

Sammanfattningsvis beräknar vi den reala WACC-räntan för Swedegas före skatt till

- 7,05 procent om justering endast görs för att WACC ska spegla ett långsiktigt perspektiv i enlighet med principerna i Domen; och
- 7,62 procent om justering görs för de parametrarna som är specifika för Swedegas och där Domen ger en indirekt vägledning kring nivån.

Upplysningsvis kan nämnas att om justering görs endast för de parametrar som fastställs i Domen (marknadsriskpremien, riskfria räntan och inflation) beräknas real WACC före skatt till 6,78 procent.

Sammanfattningsvis konstaterar vi att den WACC-ränta om 6,26 procent som EI beslutat för gasnätsföretagen framstår som orimligt låg mot bakgrund av den beslutade WACC-räntan i Domen. Enligt EI:s egna bedömningar och konsultutlåtanden är gasnäten förknippade med högre risker i förhållande till elnätsföretagen vad avser såväl den underliggande affärsrisken (uttryckt som tillgångsbeta) som den specifika risken. WACC-räntan för gasnätsföretagen bör därför i vart fall överstiga WACC-räntan för elnätsföretagen enligt Domen dvs. i vart fall överstiga 6,48 procent.<sup>5</sup>

Stockholm, dag som ovan



Daniel Frigell  
Director  
KPMG Corporate Finance

---

<sup>5</sup> 6,48 procent motsvarar den WACC som fastställdes i Domen med justering för skattesatsen som har ändrats från 26,3 procent till 22 procent sedan den tidigare reglerperioden (2012-2015).

Thore Johnsen, professor i finans, NHH

Bergen, 29. januar 2015

### **Energimarknadsinspektionens inntektsrammer for gassnettvirksomhet 2015-2018: Kommentar til WACC-vedtak**

Swedegas AB eier og driver størsteparten av det svenske ledningsnettet for naturgass. Selskapets prising av tjenestene i dette nettet er regulert av Energimarknadsinspektionen (EI) basert på selskapets kostnader. En viktig parameter i kostnadsbasen er avkastningskravet for investert kapital i virksomheten; WACC = 'Weighted Average Cost of Capital'. Jeg har tidligere vurdert dette avkastningskravet for Swedegas for reguleringsperioden 2015 – 2018 og konkludert med et realkrav før skatt på 7,40 % (Johnsen, 24. Juni 2014). Jeg har senere bekreftet min beregning i lys av kravberegninger utført for EI av konsulentselskapene Grant Thornton, Ernst & Young og Montell & Partners (Johnsen, 30. September 2014).

EI har i et vedtak av 23. Oktober 2014 fastsatt WACC til 6,26 % for reguleringsperioden 2015-2018. Dette er identisk med forslaget fra Ernst & Young (EY). Etter EI's beslutning har Kammarrätten i Jönköping (KJ) den 10. November 2014 avgitt dom i tre rettsaker angående inntektsrammer for svenske elnettforetak for tilsynsperioden 2012-2015. Kammarrätten, som faststilte dommer fra Forvaltningsretten i Linköping, kom frem til at WACC for beregning av elnettforetakenes inntekstrammer skal være 6,5 %. Dette er i samsvar med min vurdering som jeg avgav 21. mai 2012 til advokat Torgny Wetterberg i saken for Elverket Vallentuna AB.

WACC-beregningene for elnett fra KJ og for gassnett fra EI er vist i de to første kolonnene i tabellen nedenfor, sammen med de tilhørende parameterverdiene. Siste kolonne viser mitt eget forslag til WACC på 7,5 % for Swedegas for reguleringsperioden 2015-2018. Dette er likt min beregning fra rapporten av 24. juni 2014 for Swedegas, men med en marginalt oppjustert markedspremie fra 4,50 % til 4,74 % i samsvar med vedtaket i dommen.

Forskjellen mellom de beregnede WACC-kravene i tabellen skyldes delvis ulike verdier for de generelle markedsparametrene risikofri rente, inflasjon og markedspremie, men i særdeleshet forskjeller i de tre spesifikke risikoparametrene forretningsbeta, 'spesifikk aksjepremie' og kredittpremie. EI benytter en kortsiktig vurdering av risikofri rente og inflasjon for reguleringsperioden og som innebærer en realrente på kun 1,4 %. KJ og undertegnede benytter en høyere, langsiktig normalisert risikofri nominell og reell rente for å

hensynta selskapenes behov for forutsigbarhet i investeringer og drift. For reguleringen av elnett har EI tidligere synes å ønske en mer langsiktig vurdering av WACC, på samme måte som for reguleringsmyndigheten NVE i Norge.<sup>1</sup> Det er uansett ingen grunn for å benytte avvikende vurderingsprinsipper og verdier for gass- og elnetts-virksomhet for de generelle parametrene realrente og markedspremie. Når disse verdiene for EI i tabellen endres til verdiene i KJ-dommene (henholdsvis 2 % og 4,74 %, og inflasjon 2 %), øker beregnet WACC med 0,51 % til 6,77 %.

### WACC-krav for reguleringsperioden 2015-2018 for elnett og gassnett

	El-nett		Swedegas	
	Kammarretten	EI	EI	Johnsen
<b>Parameter verdier</b>				
Risikofri rente (Rf)	4,00	3,33		4,00
Inflasjon	2,00	1,90		2,00
1 Realrente	2,00	1,40		2,00
2 Markedspremie (MP)	4,74	5,00		4,74
5 Forretningsbeta ( $\beta_A$ )	0,38	0,45		0,40
6 Gjeldsandel (G)	0,37	0,47		0,40
Egenkapitalbeta ( $\beta_E$ ) <sup>1</sup>	0,55	0,76		0,67
4 "Spesifikk aksjepremie" (SPR)	1,00	1,50		2,00
3 Kredittpremie	1,83	1,80		2,50
Selskapskatt (s)	26,0	22,0		22,0
<b>Nominelle avkastningskrav:</b>				
Egenkapital etter skatt <sup>2</sup>	7,58	8,64		9,16
Gjeld etter skatt <sup>2</sup>	4,31	4,00		5,10
WACC etter skatt <sup>3</sup>	6,37	6,46		7,50
WACC før skatt <sup>3</sup>	8,61	8,28		9,60
<b>WACC - real før skatt<sup>4</sup></b>	<b>6,50</b>	<b>6,26</b>		<b>7,50</b>

<sup>1</sup> Egenkapitalbeta =  $[1 + (1-\tau) \times G / (1-G)] \times \beta_A$ ;  $\tau=22\%$  for dommen og EI, men  $\tau=0$  for Johnsen.

<sup>2</sup> Egenkapitalkrav =  $R_f + \beta_E \cdot MP + SPR$ . / Gjeldskost =  $(1-s) \cdot (R_f + \text{Kredittpremie})$

<sup>3</sup> WACC etter skatt =  $G \times (\text{Gjeld etter skatt}) + (1-G) \times (\text{Egenkapitalkrav})$ .

<sup>4</sup> WACC før skatt =  $(\text{WACC etter skatt}) / (1-s)$ .

<sup>5</sup> WACC real før skatt =  $(1 + \text{WACC før skatt}) / (1 + \text{Inflasjon}) - 1$ .

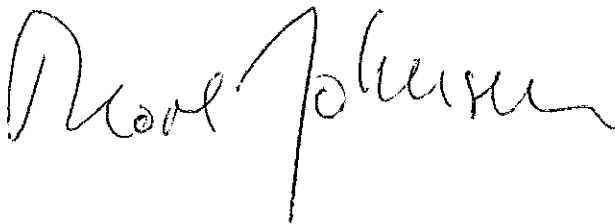
Ulike WACC-verdier som følge av forskjellige bedrifts- og næringsspesifikke risikoverdier knytter seg spesielt til de to parametrene spesifikk aksjepremie og kredittpremie, siden WACC-effekten av EI's høyere forretningsbeta oppveies av en høyere gjeldsandel. Det er påfallende at EI benytter samme kredittpremie 1,8 % for Swedegas som dommene benytter

<sup>1</sup> I sin kalibreringsøvelse i bilag 4 av PM 2011:07 benytter EI således en risikofri realrente på ca. 2 % som uttrykk for en mer normal langsiktig risikofri realrente.

for en vesentlig mindre risikabel elnettvirksomhet. Det er velkjent at små selskap, som f.eks. Swedegas, normalt vil ha en høyere kredittrisiko og kredittpremie enn tilsvarende større foretak. Swedegas sin faktiske kredittpremie er således vesentlig høyere enn 1,8 % som vurdert av EI. Dette reflekterer både liten selskapsstørrelse og høy virksomhetsrisiko. Fornyede lånevilkår som ble fastsatt i juli 2011 for to større syndikerte banklån innebar en gjennomsnittlig kredittpremie på ca. 3,1 % i forhold til interbankrenten (Stibor) eller ca. 3,5 % i forhold til risikofri statsrente. Jeg vurderer derfor 2,5 % som et lavest realistisk anslag på normal kredittpremie for Swedegas.

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

Jeg ser ingen grunn til å revurdere disse risikospesifikke parameterverdiene eller størrelsen på det beregnede kravet i lys av EI's vedtak for Swedegas og dommene fra KJ for elnettvirksomhet. Jeg vurderer derfor WACC før skatt og inflasjon til 7,5 % for Swedegas for reguleringsperioden 2015-2018. Dette innebærer en økning på kun 1 % i forhold til dommens valg av WACC for en vesentlig mindre risikabel svensk elnettvirksomhet.



**SWEDEGAS**

# Economical and Technical Lifetime of Swedegas Assets

**Swedegas AB**

**Report No.:** GCS 14.R.54282, Rev.

**Document No.:** GCS.102749

**Date:** 25-6-2014





---

---

Project name: Swedegas DNV GL Oil & Gas  
Report title: Economical and Technical Lifetime of Swedegas Gas Consulting & Services  
Assets Energieweg 17  
Customer: Swedegas AB, Kilsgatan 4 9743 AN Groningen  
SE-411 04 Göteborg Tel: +31 50 700 9700  
Contact person: Eva-Lena Bjur 4124  
Date of issue: June 24, 2014  
Project No.: 74105829  
Organisation unit: ARM  
Report No.: GCS 14.R.54282, Rev.  
Document No.: GCS.102749

---

Task and objective:

---

Prepared by:

Verified by:


Approved by:

---

Ton van Wingerden  
Principal Consultant

Femmy Combrink  
Senior Consultant

Roy van Elteren  
Head of Section

  
Luuk Klinkert

---

Daniel Grote

- 
- Unrestricted distribution (internal and external)    Keywords:  
 Unrestricted distribution within DNV GL            Transmission, Economic lifetime, Technical Lifetime  
 Limited distribution within DNV GL after 3 years  
 No distribution (confidential)  
 Secret

---

Reference to part of this report which may lead to misinterpretation is not permissible.

---

---

## Table of contents

1	EXECUTIVE SUMMARY .....	2
2	PURPOSE AND METHODOLOGY OF THE REPORT .....	4
2.1	Purpose of the Report	4
2.2	Methodology to Assess Technical and Economic Lifetimes	4
3	OVERVIEW OF THE SWEDISH GAS MARKET AND SWEDEGAS ASSETS .....	6
3.1	Overview of the Swedish Natural Gas Market	6
3.2	Overview of Swedegas	6
3.2.1	Transmission Pipelines	7
3.2.2	M&R stations	8
3.2.3	Meters	9
3.2.4	SCADA	9
3.2.5	Storage	9
3.2.6	Compressors for Storage	10
3.3	Comparison to Other Networks	10
4	OVERVIEW OF PARAMETERS IMPACTING LIFETIME .....	11
4.1	Parameters Limiting the Technical Lifetime	11
4.1.1	Corrosion	11
4.1.2	Construction Defects / Material Failures	12
4.1.3	Ground Conditions	13
4.1.4	Pipeline Inspection: Piggability	13
4.2	Parameters Determining Economic Lifetime	13
5	APPROACH TO ASSESS LIFETIME.....	16
5.1	Data Inventory: Required Information, Data Quality and Completeness	16
5.1.1	Documentation	16
5.1.2	Site visits	17
5.1.3	Interviews	17
5.2	Expert Assessment	17
5.3	Survivor Model	17
5.4	Economic Optimum Model	18
6	ASSESSMENT OF ECONOMIC AND TECHNICAL LIFETIME OF SWEDEGAS NETWORK .....	19
6.1	Introduction – Assessment of Technical Lifetime	19
6.1.1	Transmission Pipelines	19
6.1.2	M&R stations	27
6.1.3	Meters	27
6.1.4	SCADA	28
6.1.5	Storage	28
6.1.6	Compressor for Storage	29
6.2	Assessment of Economic Lifetimes	29
7	ASSESSMENT RESULT COMPARED TO OTHER REGULATORY REGIMES IN EUROPE .....	32
7.1	Overview of Transmission Asset Lifetimes Assumed by other Regulatory Authorities across Europe	32
7.2	Relevance of Other European Regulatory Determinations in Setting Technical and Economic Lifetimes for Swedegas	34

# 1 EXECUTIVE SUMMARY

## Introduction

Swedegas owns and operates the entire high-pressure gas transmission network in Sweden and a minor gas storage facility. The network is regulated by the Swedish Energy Markets Inspectorate<sup>1</sup>, holding government concessions for its network activities.

In this report DNV GL has assessed the technical and economic lifetimes of the Swedegas network components, supporting the company submission in advance of the first ex-ante regulatory regime.

For pipelines the technical lifetime mainly depends on external and internal corrosion as well as construction defects / material failures and ground conditions. Moreover, the construction and maintenance procedures also have a significant impact on the asset lifetime. The technical lifetime has been assessed through an expert review and stochastic (survivor) modelling.

The economic lifetime is determined by the cost optimal moment of replacement and thus requires modelling of all economic parameters, including investments, capital costs (WACC), inspection costs, (time dependent) repair frequencies and cost, etc. This approach combined with an expert review of the results is used for the pipeline assets. The facilities (M&R stations, meters, SCADA, storage facility including compressor) consist of multiple parts with critical replacement being conducted on ongoing basis. It is therefore not possible to determine the optimal moment of replacement of the combined facility. The economic lifetime assessment is instead based on practical values such as the dynamics of the location and the network, availability of spare parts, technical developments and by comparison of facility lifetimes elsewhere.

## Results

Based on the technical survivor and optimal economic lifetime models in combination with a thorough expert assessment review of the abundant data available at Swedegas the following lifetime expectancies have been determined:

Asset type	Lifetime expectancy (years)	
	Technical	Economic
1. Transmission pipelines	90-100	90-100
2. Distribution pipelines	N.A.	N.A.
3. M&R Station	40-45	40-45
4. Meters	25	25
5. SCADA	10	10
6. Storage	55-60	55-60
7. Compressors for storage	40	40

Recent studies have concluded that the average technical life of new pipeline networks has increased significantly in the last decades. A direct comparison with other European regulatory regimes is thus not straightforward or relevant. In most cases these figures reflect the average asset lifetimes of much older

<sup>1</sup> Energimarknadsinspektionen (the regulator for gas in Sweden)

---

and more complex gas pipeline systems situated in less favourable conditions compared to the Swedegas network.

---

---

## 2 PURPOSE AND METHODOLOGY OF THE REPORT

### 2.1 Purpose of the Report

For the new ex-ante regulatory regime, starting on 1 January 2015, the Swedish Energy Market Inspectorate is requiring Swedish grid owners to provide certain information with their revenue cap applications, including data on economic lifetime of eight natural gas network categories. These categories are:

1. Transmission Pipelines (Transmissionsledningar)
2. Distribution Pipelines (Distributionsledningar)
3. Measurement and Regulation Stations (Mät- och reglerstationer)
4. Meters (Mätare)
5. Supporting Systems and Systems for Surveillance (Stödsystem och system för övervakning)
6. Gas Storage (Lagerutrymme)
7. Compressors for Storage (Kompressor för lager) and
8. LNG Terminals and Related Infrastructure (Anläggningar som används för förgasning av kondenserad naturgas, för kondensering av naturgas samt för import och lossning av kondenserad naturgas)

The purpose of this report is to assist Swedegas with its application on technical and economical lifetimes for the asset categories outlined above (except for distribution pipelines and LNG Terminals and related Infrastructure). The main result of the performed analysis is the presentation of technical and economical lifetimes for these categories and underlying evidence for the stated numbers.

### 2.2 Methodology to Assess Technical and Economic Lifetimes

The lifetime of an asset should be differentiated with respect to the *technical* lifetime and the *economic* lifetime.

- The *technical* lifetime of a component of the gas transport system is defined by the expected life of an asset from commission until it falls below minimum technical and/or safety performance levels and at which point the component is no longer safe and/or reliable. The technical lifetime of assets is influenced by a large number of independent working influences which stochastically determine the (remaining) lifetime. Factors that influence the condition and remaining lifetime of an asset are for example: corrosion, capacity and load, circumstantial situations like buildings, roads, excavation dynamics, etc. Also the construction and maintenance processes impact the technical lifetime. Assets that are constructed and maintained properly have a significant longer technical lifetime than what would otherwise be the case.
- The *economic* lifetime reflects the anticipated lifetime, in which the asset is expected to be active on the network, being of some economic use (thereby also specified as economic usefulness). The average expected economic life of a regulated network asset balances the interests of existing and future customers by spreading the cost of network assets over the time they are in use. Therefore regulatory asset lives (and depreciation periods) are often set by regulatory authorities on the basis of a number of different factors.

To assess the economic and technical lifetime of the asset categories, the following key components need to be analysed and synthesised:

- 
- 
- Technical lifetimes of pipelines mainly depend on external and internal corrosion as well as construction defects / material failures and ground conditions. Corrosion rates depend on the quality of steel grade, coating and soil circumstances and gas quality. However, pipelines are safeguarded (and lifetimes thus increased) by corrosion defences such as wall thicknesses and the quality of cathodic protection (CP). Insight in these threats and defences follow from the data description, the inline and direct assessment inspection results, cathodic protection inspections, incident reports, maintenance history, etc. Other interferences with pipelines, such as Third Party Damage (due to uncontrolled excavation work), landslides, do not have a significant impact on the lifetime of pipelines but will lead to repair activities.
  - Economic lifetimes of pipelines are determined by the cost optimal moment of replacement. To determine this moment, all economic parameters need to be assessed. These are investments, capital cost (based on WACC), inspection cost, (time dependent) repair frequencies and cost, etc.
  - Technical lifetimes of the facilities (M&R stations, meters, SCADA, storage facilities (including the compressors)) depend on the original component quality, the operation intensity and the quality of maintenance and inspection during the operation period. Insights in the condition of these assets follow from the data description, the inspection data, maintenance history, etc., as well as site visits.
  - In theory, economic lifetimes of facilities are also determined by the cost optimal moment of replacement. However as these consist of a number of parts of which the critical ones are replaced in major overhauls, there is no gradual increase of maintenance and repair cost and therefore the optimal replacement moment cannot be calculated on that basis. It is therefore based on practical values such as the dynamics of the location and the network, availability of spare parts, technical developments and by comparison of facility lifetimes elsewhere.

---

---

### **3 OVERVIEW OF THE SWEDISH GAS MARKET AND SWEDEGAS ASSETS**

This chapter contains a more detailed description of the Swedish gas market and the Swedegas network. It includes a list of the technical assets of Swedegas, as well as a description of the most important parameters of these assets. The network comprises pipelines, valve stations and valves, measuring and/or regulating stations (M&R stations), telemetry and control systems, (technical) buildings and a storage facility. Other physical assets of the company, such as cars, office buildings, furniture, and personal computers, are not described in this report.

#### **3.1 Overview of the Swedish Natural Gas Market**

The Swedegas network is used as the main supply of Natural Gas in Sweden. Natural gas represents approximately 2% of Sweden's total energy supply today. However, it accounts for around 20% of the energy supply in the southern and western parts of Sweden, connected to the gas infrastructure, which is in line with European levels. The main part of the Swedegas infrastructure was constructed between 1984 and 1988.

Swedegas' underlying market is based on the demand for gas from end customers such as industries, combined heat and power plants and households. Demand from industries fluctuates with the general economic activity, but there is a long-term trend towards replacement of oil based products with more environmentally friendly natural gas in areas with adequate gas infrastructure. This trend is currently enforced by the favourable relative price of gas vis-a-vis oil based products. The demand for Liquefied Natural Gas (LNG) is also growing, mainly due to the stricter EU Sulphur Directive for the shipping industry, and conversion to gas in industries not connected to the grid.

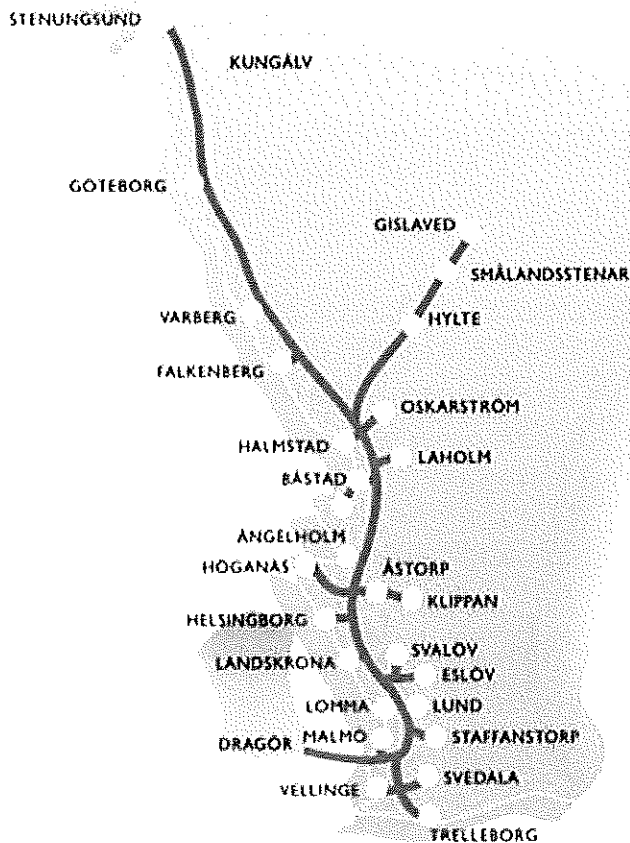
#### **3.2 Overview of Swedegas**

Swedegas owns and operates the entire high-pressure gas transmission network in Sweden and a minor gas storage facility. The network, located in southern and western Sweden, has a total length of 601 km and includes the only interconnection to natural gas supply from Denmark. Swedegas is regulated by the Swedish Energy Markets Inspectorate and holds government concessions for its network activities. Swedegas is appointed System Balance Administrator for the national gas grid, and took over the system balancing responsibilities from Svenska Kraftnät in June 2013.

Each year, Swedegas transports energy equivalent to approximately 10-15 TWh (1.0-1.5 billion Nm<sup>3</sup>) to distributors and customers with direct links. The gas grid supplies natural gas to 33 municipal areas, several industries and combined heat and power plants. Natural gas is also used in 37,000 households and in the transportation sector.

The network consists of a (number of) large diameter trunk line(s) with several branch lines with a smaller diameter. These branch lines either supply gas to large (industrial) customers or to Measurement and Pressure Reduction (M&R) stations, where the gas is transferred to a distribution network at a lower pressure.

A detailed review of the network and related components divided into the different regulatory categories is described below. A detailed overview of the main assets can be found in Appendix 1.



**Figure 1: High Pressure Gas Network Sweden (Source: Swedegas Asset Overview)**

### 3.2.1 Transmission Pipelines

#### General

The transmission pipelines in the network are made of carbon steel. The onshore pipelines are coated with polyethylene (PE), whereas the offshore pipeline is protected with glass fibre reinforced bitumen and an extra layer of concrete against marine interference. The pipelines are also protected with a cathodic protection system. As shown in Figure 1 they include:

#### a. Trunk pipelines:<sup>2</sup>

- 110 km, between Dragö (Denmark) and Ingelstorp, with a maximum allowable operating pressure of 80 bar,  $\varnothing$  600 mm
- 198 km, between Ingelstorp and Råvekärr, with a maximum allowable operating pressure of 80 bar,  $\varnothing$  500 mm

<sup>2</sup> Note that the total sum add to 600 km Instead of 601 km due to rounding



- 
- 
- 75 km, between Råvekärr and Stenungsund, with a maximum allowable operating pressure of 35 bar,  $\varnothing$  400 mm.

The network is supplied with gas by the Danish TSO EnergiNet.dk and starts with an offshore section from Dragör (Danmark) to Klagsham (Sweden). Compression of the gas is done by EnergiNet.dk; the only compressor in the Swedish system is used to fill the underground gas storage facility in Skallen.

The age of the network is relatively low (1984 onwards). In 2004 the trunk line was extended from Gothenburg to Stenungsund. Due to safety regulation the pressure in the trunk line is reduced to a maximum of 35 bar (g) at Råvekärr, before entering the Gothenburg area. The pressure in this part of the system has been increased since the network was constructed, in order to increase the capacity.

b. Branch pipelines:

Around 217 km, 80 bar with diameters of 100 to 400 mm. The branch lines in the southern part of the network have been acquired from E.ON in 2011.

- c. 28 Valve stations, which can be controlled remotely and/or manually and can be used to isolate a pipeline section from the rest of the network in case of an emergency (e.g. a leak). These stations can contain valves, pig-launchers and pig-receivers for inspection purposes, maintenance and operation of the grid. Some of the valve stations are located at an M&R station.

d. Crossings:

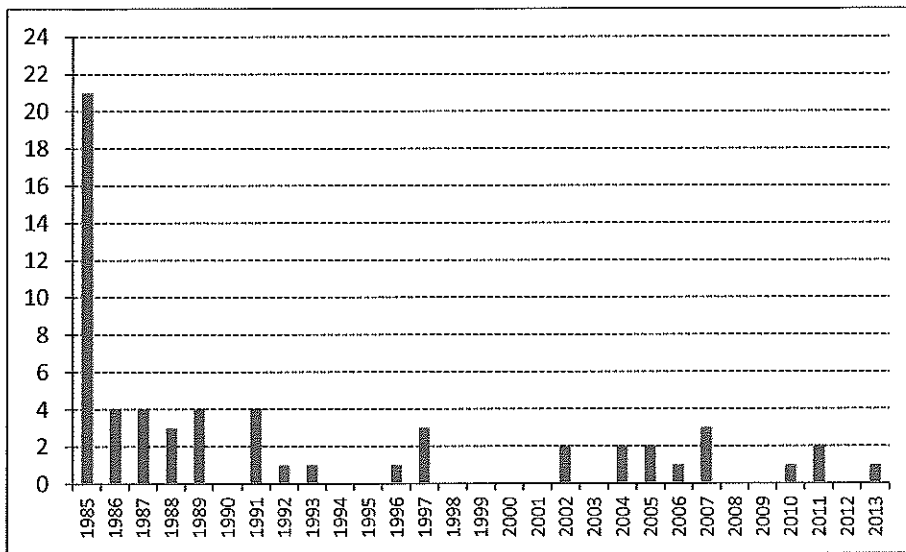
The routing of the pipelines crosses several obstacles like roads, waterways and railroads. These crossings are constructed to provide for the very low accessibility, both during construction and in operation. In total 378 crossings have been identified. Though the cheapest way of crossing, should be preferred, depending on the type of obstacle, it is not always possible to construct the pipeline with simple open excavations. Because of increased traffic intensity, open excavation has been replaced by trenchless technologies. The crossings have been assessed to check whether these give rise to special concerns, however as special precautions have been applied (such as protective tubes) there is no increased risk.

### 3.2.2 M&R stations

Swedegas owns a total of 43 metering and/or regulating stations (MR) with a total of 59 metering and/or regulating runs. 12 stations have multiple metering and/or reduction runs, delivering to multiple offtakes.

At the M&R stations the pressure is reduced and/or the gas flow is measured. These facilities are located near gas demand areas, where the gas is transferred from one stakeholder to another or where the pressure has to be reduced due to safety considerations (Gothenburg area).

A complete list of pressure reduction and/or measurement stations of Swedegas, along with the most important technical parameters of these stations, can be found in Appendix 1. The figure below shows an overview of the MR stations by year of construction.



**Figure 2: Number of MR stations by year of construction (60 runs; Åbro assumed to be built in 1985)**

### 3.2.3 Meters

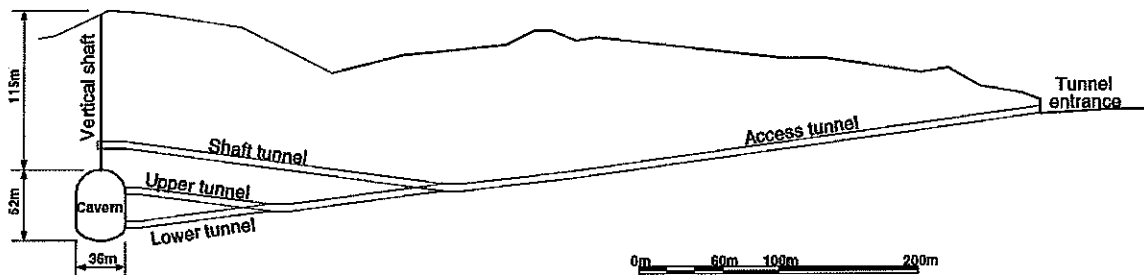
The measurement and regulation stations have gas volume meters installed. One station (Bräcke) is only a measurement station and one station (Rävekärr) does not include gas flow measurement. At the Combined Heat and Power (CHP) station Rya and Ängelholm there are special measuring points. The gas meters are large volume turbine type of meters.

### 3.2.4 SCADA

A Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) system, which consists of all equipment that is needed to control and check the network from a central location, is part of the Swedegas assets. The control room is in the Swedegas main office and telemetry points are at the M&R stations and some other points of the network.

### 3.2.5 Storage

Swedegas owns a new and unique storage technology: the first lined rock cavern (LRC) for storage of gas under high-pressure at Skallen. The project was a joint venture between Sydkraft of Sweden and Gaz de France for the development and demonstration of the LRC-Technology. The excavation work was completed at the end of 2000 and the construction work was finished 2002. After a test period the facility has been in commercial operation at a part of the Swedish gas grid since early 2004. The main features of the below ground facility are a 1 km long access tunnel, a 115 m deep vertical shaft and a 40,000 m<sup>2</sup> rock cavern. The cavern is designed as a silo, 52 m high and 36 m in diameter. The working volume is 8 million Nm<sup>3</sup> which only provides a limited amount of gas flexibility.



**Figure 3: Gas storage at Skallen (after Johansson, 2003)**

The rock cavern is lined with a relatively thin layer of steel sheets to make it gas tight. A layer of concrete between the steel and the wall of the cavern transfers the pressure from the steel wall to the rock mass. As the steel lining makes the cavern gas tight, gas treatment (cleaning, drying) is not necessary, contrary to e.g. the more common salt caverns or storage of gas in depleted gas fields.

### 3.2.6 Compressors for Storage

A Nuovo Pignone reciprocating compressor is used to fill the cavern with gas up to a pressure of 200 bar.

## 3.3 Comparison to Other Networks

In the 1950's large Natural Gas fields were discovered in Europe. To transport the gas from the gas fields to the customers, new pipelines were built with different specifications compared to the 'traditional' distribution networks used for town gas. The only feasible way for long distance natural gas transmission is at high pressures, and unlike distribution networks the applied pressure in transmission networks is up to 80 bars<sup>3</sup>.

Since the emergence of the transmission networks, carbon steel is the material of choice for the construction of transmission pipelines. In the early days (1950's), the pipelines were coated with a layer of bitumen to prevent damage to the pipeline due to corrosion. In a later stage (1960's), it became common practice to apply a second line of defence against corrosion: cathodic protection with impressed current. This system slows down the corrosion processes to a negligible level at the locations where the coating is damaged and bare steel is exposed to the environment. After that polyethylene (PE) coatings were introduced, providing more reliability and protection for pipelines.

In comparison to most transmission networks in the developed world the Swedegas network is very recent. As it was mainly constructed in the 1980's its transmission network is design and constructed with technologies such as PE coatings and the application of cathodic protection, which are still used today.

<sup>3</sup> Typically a distribution network is operated at 0.1 to 8 bar and transport distances of up to 10 km, and a transmission network applies pressures of up to 80 bar and transport distances reach 500 km.

---

---

## 4 OVERVIEW OF PARAMETERS IMPACTING LIFETIME

### 4.1 Parameters Limiting the Technical Lifetime

A high pressure gas network, as owned and operated by Swedegas, can be operated in a safe, reliable and cost effective way for a long period of time when constructed and maintained properly. Besides regular maintenance to assure proper functioning of equipment like valves, flow meters and compressors, preventive measures are required to safeguard the integrity.

The factors that mostly influence the lifetime of transmission pipelines are external and internal corrosion as well as construction defects / material failures and ground conditions. Moreover, the construction and maintenance procedures also have a significant impact on the asset lifetime.

#### 4.1.1 Corrosion

Corrosion of the pipeline steel, which leads to a loss of wall thickness, can occur on either the inner wall or the outer wall of the pipeline. The mitigating measures (preventing either corrosion or its adverse effects) slightly differ for both.

##### ***External Corrosion***

External corrosion occurs if the steel is oxidised. This occurs in situations where the surrounding circumstances favour this chemical process. If the soil has more than average acidity (moor), the groundwater contains chlorine and/or oxygen, and the groundwater level is above the depth of the pipeline or (even worse) is changing from above to below the pipeline over the seasons than corrosion is accelerated.

##### *Coating*

As the first line of defence against external corrosion of the steel pipes, all Swedegas' onshore pipelines are coated with polyethylene (PE). This is a commonly applied material to protect steel pipelines against corrosion. The Swedegas offshore pipeline is protected with glass fibre reinforced bitumen and an extra layer of concrete against marine interference.

##### *CP-System*

The Cathodic Protection system of the pipelines is the second line of defence against external corrosion: when the coating is damaged, the bare steel is protected against corrosion by the impressed current of the CP system. This will slow the chemical reactions causing corrosion down to an acceptable rate (10 µm reduction of wall thickness per year is accepted by Swedegas). Swedegas uses isolation couplings to divide the network into separate sections, each with an individual rectifier to be able to control the settings of the system. This makes it easier to control the CP system.

The settings of the system are based on the criteria as given in the Naturgassystemanvisningar 2011.

- Swedegas performs CP measurements yearly to check the settings and effectiveness of the CP system.

- 
- 
- Swedegas inspects the condition of the coating and the effectiveness of the Cathodic Protection (CP) system every 10 year using an intensive measurement<sup>4</sup> technique.

Swedegas also has a CP monitoring system in place which currently covers c. 80% of the network length. It is gradually expanded and is expected to cover the complete system length within 3 years. With this system it is possible to see if deviations occur and to take quick mitigation actions.

### ***Internal corrosion***

The composition of the gas that is transported through the Swedegas network influences the possibility of internal corrosion and thus the integrity of the network.

Currently Swedegas does not experience any problems regarding contaminations in the gas. In the past some flow meters have been damaged due to chemical components from the internal coating, but after installation of carbon filters the problem was solved. The carbon filters were removed from the system some years ago, because the contamination did no longer occur.

The pigging operations do not produce a large quantity of dust and the system is supplied with clean gas, so internal corrosion is not considered a significant threat to the integrity of the system.

In the next few months a biogas production facility is planned to go online. This could potentially have a negative influence on the integrity of the pipeline, as it is possible that off spec gas will be fed into the system, due to problems in the biogas production process. However, there is a safety system in place to close the supply point of the biogas production facility, limiting the amount of potential off-spec gas that could enter the system.

### **4.1.2 Construction Defects / Material Failures**

The preferred material for high pressure pipelines is carbon steel. Steel is capable of sufficient strength in high pressure applications. Higher grade steels could also be used but the price is a drawback and it is more economically feasible to apply carbon steel. Fatigue of the Swedegas network is not to be expected<sup>5</sup>.

Construction defects and/or material failures are prevented with adequate procedures:

- **Material**

The materials used for the Swedegas network were according to the state-of-the-art and industrial practice at the time of construction and have been purchased from recognised suppliers (i.e. quality system and technical capabilities are recognised by a competent authority). Manufacturing and Non Destructive Testing (NDT) of pipes and pipeline components have been inspected by vendor and third party.

- **Construction**

The construction of pipelines was done in accordance with state-of-the-art construction specifications at that time, to ensure the integrity of the pipelines and connections. The construction of the pipeline was supervised adequately by competent personnel engaged by the

---

<sup>4</sup> On foot the voltage is checked to determine any significant changes that may indicate coating defects.

<sup>5</sup> Basic considerations of fatigue, physical testing of pipe, and operating experience elsewhere in pipeline industry have shown that fatigue due to pressure cycles is not a limiting factor on the service life of sound pipe free of gross defects.

---

---

client and third parties. Materials used for field coating, and supervision on their application in the field, were according to industrial practice at that time. Records of procedure qualification tests and inspection of pipes are present in the Swedegas archive.

Adequate welding procedures were in place during construction. NDT was done after welding and, if required, defects were repaired according to special repair procedures. In case of welding flaws/defects the causes were investigated (in order to improve the process for future welds).

The equipment used for pressure safeguarding was certified and tested. Evidence can be found in the Swedegas archives.

Pipelines were commissioned and hydrostatically tested adequately, on the basis of industrial practice and authority requirements.

The adequacy of the Swedegas procedures is supported by the fact that the incident logs show no incidents caused by construction defects or material failures.

#### 4.1.3 Ground Conditions

Due to the geotechnical characteristics of the pipeline routes, damage due to ground movement is not an issue for the Swedegas network. There are no large variations in elevation of the pipeline or weak soil which pose a significant threat to the pipelines.

This is supported by the fact that there are no known incidents due to ground movement.

#### 4.1.4 Pipeline Inspection: Piggability

It is common practice to periodically inspect the integrity of high pressure gas pipelines. Preferably this is done with an In-Line Inspection (ILI) tool, which can identify locations with a reduced wall thickness. The wall thickness could be reduced due to e.g. corrosion or damage inflicted during the construction process. The possibility to inspect a pipeline with a so-called "pig" (ILI tool), is called "piggability".

The trunk line from Dragør to Stenungsund is piggable, as well as the branch line from Getinge to Segerstad (62 km) and the branch line from Ingelstorp to Klippan (16.1 km). For the branch line from Ingelstorp to Klippan, no successful pigging operation has taken place, due to low flow conditions. All other branch lines are not piggable.

- Every 8 years the piggable part of the network is inspected with ILI tools ("intelligent pig") to detect loss of wall thickness.
- For the branch lines where information on metal loss through internal inspections is not available the cathodic protection measurements are assessed to get indirect information of the condition.

## 4.2 Parameters Determining Economic Lifetime

Economic lifetimes of pipelines are determined by the cost optimal moment of replacement<sup>6</sup>. To determine this moment all economic parameters, for example capital cost (WACC), need to be assessed in combination with the technical parameters that determine the capex and opex. A calculation model is applied to determine the cost optimal moment of replacement.

---

<sup>6</sup> This should be based on an improved (lower cost) replacement alternative.

---

---

In theory economic lifetimes of facilities are also determined by the cost optimal moment of replacement. However, as these consist of multiple parts with critical replacement being conducted on ongoing basis, it is not possible to determine an economic optimum. Instead, the following considerations lead to a practical replacement moment (combining technical and economic aspects):

- Assessment of Measurement and Regulation stations is based on the main components:
  - Piping: as the transmission pipelines these are also cathodic protected, coated and subject to inspection. However, the lifetime is practically limited due to external atmospheric (these are not buried) influences and more dynamic circumstances (external interference due to construction work and possible relocation and redesign of the M&R station).
  - Buildings: these are simple constructions and when maintained well could last for a long time. Lifetimes may be limited due to redesign of the installation or relocation of the M&R station, new functionalities, etc.
  - Heating system lifetimes are limited due to the technical condition. Boilers and heaters are replaced when considered feasible.
  - Electronics and instrumentation lifetimes are less limited due to their technical condition. Technical developments are determining the usage time. When more reliable and cheaper equipment with new capabilities enter the market these will result in replacement of existing equipment over time.
  - Regulation equipment (regulators, safety and emergency shutdown valves) are overhauled on a regular basis to replace the soft parts. Practically the availability of spare parts will limit the lifetime.
- Valve stations consist of 5 to 7 valves of which each can be subject to wear and tear. These can be overhauled on a regular basis to replace the vulnerable parts. Practically the availability of these parts will limit the usage times as well as corrosion of the main body.
- Consideration of replacement of gas meters is mainly determined by their accuracy. As live calibration is difficult the normal procedure is to replace existing meters. The old meters can then be tested for accuracy, calibrated and be refurbished by changing the vulnerable parts. Again the availability of spare parts or the practicality of keeping it in a warehouse will lead to a decision of decommissioning.
- The lifetime of a SCADA system is also limited due to technical developments that are determining the usage time. When more reliable, cheaper equipment with new capabilities are entering the market these will promote replacement, often initiated by a necessary major upgrade of the system due to changes in the network and its operation.
- The economic lifetime of the storage could be based on the complementary cost and the incomes of the use of gas storage but as there is no trend in these they will not lead to an optimal moment. Instead, the practical lifetime of the storage is mainly determined by the lining of the cavern, which depends on:
  - The number of pressure cycles the system can take. This is calculated to be 100 to 150 cycles and with the present way of gas storage with one cycle per year this is not a concern. Moreover, during the test phase of the cavern, tests and measurements were carried out in order to verify the theories and calculations that the geotechnical experts had carried out. The measurements showed that they have less stress in the rock surrounding the cavern

---

---

than expected and that the safety margin was good. According to the technical description of the appliance for authority approval (concession) should it be possible to use the cavern for more than 100 years and according to the test results that could even be prolonged.

- Severe corrosion and leaking of the lining may lead to unacceptable gas losses. However external corrosion is very limited due to the expected and measured external conditions of the concrete, the ground water (with low chlorine levels) and low oxygen, as well as the cathodic protection system; Internal corrosion is also controlled by the absence of corrosive components (carbon dioxide and sulphur components) and water vapour content and its condensation. A main difference with pipelines, however, is that no direct condition assessment can be performed and repairs are only possible at high cost.

Although in the original design the CP system was not considered necessary it was installed as an extra measure. Still a change of the locations of the CP system has already been considered useful.

- The compressor at the storage site is a very robust piece of equipment. The moving parts are subject to wear-and-tear but can be replaced. The main body is hardly subject to corrosion due to its location (inside the storage building), material properties and maintenance and inspection possibilities. Its lifetime is limited by the practical availability of spare parts although these could be manufactured specifically for this purpose.



---

---

## 5 APPROACH TO ASSESS LIFETIME

The following steps have been taken to perform the technical and economic lifetime assessment to ensure full confidence in the results:

1. Data Inventory  
In this inventory all the components (primary, such as pipelines, regulator stations and storage, and secondary, such as cathodic protection, buildings, crossings, SCADA and analysis equipment) were registered and described.
2. Expert Assessment  
The status of the assets such as the current, historic and projected condition as well as control functions (maintenance, inspection) were assessed, based on the available information, extensive interviews with key personnel and site visits, comparison with DNV GL databases and expertise and with other transmission infrastructures.
3. Survivor and Economic Optimum Models  
The available technical, cost and other economic data was used to calculate expected lifetimes on the basis of DNV-GL's survivor and economic optimum models. DNV's standard models have thus been adopted for the specific situation and data provided by Swedegas.

### 5.1 Data Inventory: Required Information, Data Quality and Completeness

The technical lifetime expectancy and the economical optimal lifetime of the assets are determined by a considerable number of parameters. A number of requests were made in order to collect the required information and in the process of the assessment Swedegas has provided a very large amount of data, supported by detailed discussions in interviews. Especially on the quality assessment of the pipelines the documents described in sufficient details which inspections were done and what the outcomes of the condition monitoring were. On the basis of this there is adequate confidence in the judgement of the pipeline quality.

#### 5.1.1 Documentation

The documentation which has been provided by Swedegas can be divided in the following groups:

- Technical network data: location of the pipes, P&ID's of the stations and the pipelines, information on river crossings, maps and gas quality data;
- Inspection data: Pigging reports, CP reports, excavation results, coating inspections and audit reports;
- Safety: Incident reports, workers safety plan;
- Corporate information: Annual reports, organisational schemes;
- Maintenance plans;
- Regulatory reports; and
- Photographs of excavations for repairs and investigation were also provided. This resulted in a visual confirmation of the good quality of the pipelines.

## 5.1.2 Site visits

An extensive two day site visit with representatives of Swedegas, to get acquainted with the SCADA system and 4 M&R stations as well as the Skallen storage also supported the insight in the condition of these major network components. On the 10<sup>th</sup> and 11<sup>th</sup> of April of 2014 the following sites have been visited by representatives of DNV GL.

**Table 5-1: Facilities that have been visited by DNV GL.**

<b>Asset type</b>	<b>Location</b>
Control room	Swedegas head office, Göteborg
MR Station	Getinge
MR Station	Högsbo
MR Station	Rävekärr
MR Station	Rya
Underground storage	Skallen

## 5.1.3 Interviews

Representatives of DNV GL have made two visits to the head office of Swedegas in Gothenburg. On these visits we have spoken to several representatives of Swedegas including both technical management as well as technical specialists.

Also weekly telephone conferences and a dedicated telephone conference to discuss the condition of the storage in Skallen were used to gather information on the assets.

## 5.2 Expert Assessment

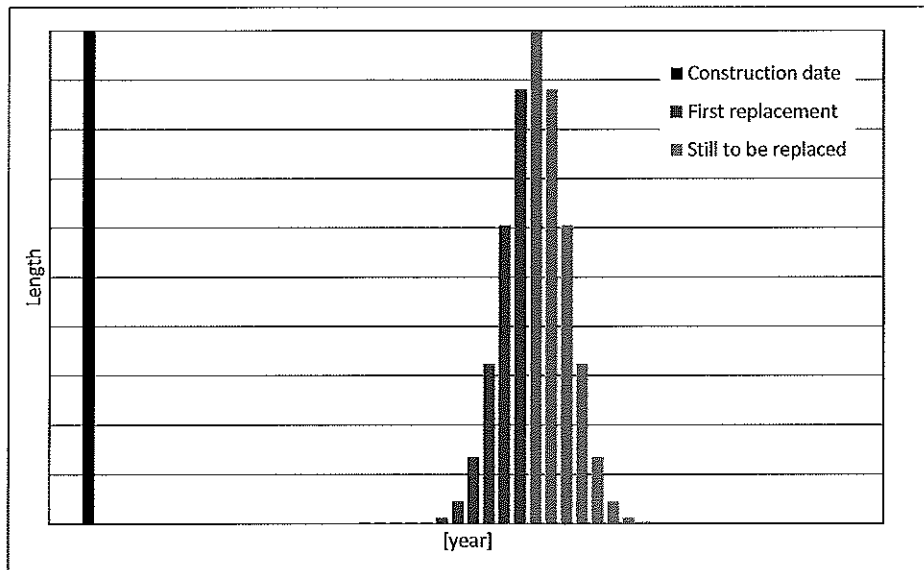
To assess and have full confidence in the results, DNV GL specialists for each of the regulatory asset categories and DNV GL technicians to process data for presentation and analysis were involved in the production of the report. To find evidence for and substantiate the justification of the results

- the available information was assessed;
- the status and condition consequences was discussed in expert meetings;
- the situation at Swedegas was compared with similar assets and networks; and
- our views were presented to and discussed with Swedegas representatives.

The outcomes of the expert judgement can be characterised as being conservative.

## 5.3 Survivor Model

The lifetime of assets is influenced by a large number of independent working aspects which stochastically determine the remaining lifetime. A good model to approximate the fraction of a pipeline, that will have to be replaced at any point in time, is a Gaussian distribution. This is explained in the following graph where the development of the replacement of part of an asset, for example a pipeline, is depicted.



**Figure 4: Stochastic survivor model clarification**

This asset is constructed in a certain year (black bar in the figure). The pipeline has a certain average asset life. This is the peak in the graph. Over time, however, defects in the pipeline could appear at different parts and they could have different sizes and shapes. Very few parts of the pipeline might be affected at a rather early stage of the asset life. This could be due to unfavourable external influence (coating condition and corrosion). These few parts of the pipeline (red bars in the figure) would have to be replaced earlier than the mean asset life of the pipeline. Whereas, other parts are not affected and will last longer than the mean asset life, these parts can be replaced at a later point in time. The calculations using this asset replacement model yield the required replacement timing of the different assets and the associated capex.

## 5.4 Economic Optimum Model

The economic life of a gas asset depends on a large number of technical and financial parameters. The model calculates the minimum required income to reach a Net Present Value (NPV) neutral investment as a function of the asset lifetime. The model is set up on the basis of the following parameters:

1. Estimation of the total cost of investment / construction cost.
2. Estimation of repair, maintenance and inspection cost through the lifetime of the asset.
3. Estimation of total capital cost, including funding (debt/equity), cost of equity, cost of debt and debt payback period.
4. The model calculates the annual income required to achieve a NPV neutral investment post total costs as per points 1-3 above. The income is modelled as an annuity, reflecting a situation with stable gas demand and associated income from gas supply services, connection fees, etc.,
5. The economic lifetime is determined by minimising the annuity income as a function of lifetime.

---

---

## **6 ASSESSMENT OF ECONOMIC AND TECHNICAL LIFETIME OF SWEDEGAS NETWORK**

### **6.1 Introduction – Assessment of Technical Lifetime**

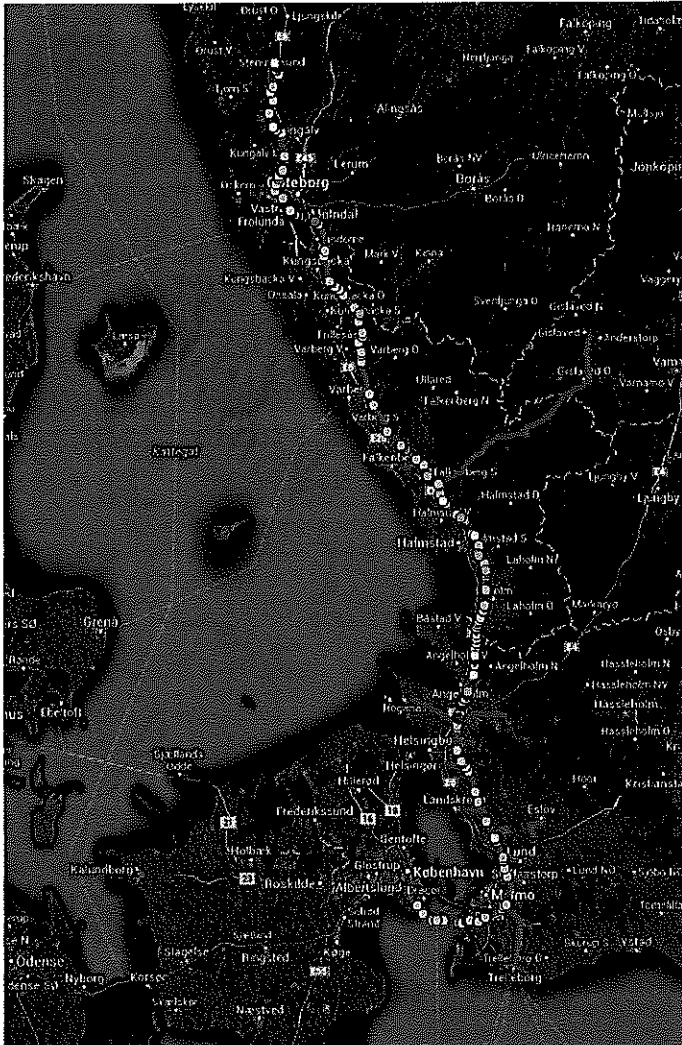
In this chapter a detailed review of the data processing, analysis and assessment is presented for each of the regulatory asset categories. To support this, the following steps were performed:

- Analysis of the pigging results, review of anomalies follow-up and cathodic protection measurements for transmission pipelines
- Site visits for M&R stations, valve stations, the SCADA system and the gas storage, including the compressor.

#### **6.1.1 Transmission Pipelines**

##### **6.1.1.1 Inspections – Metal loss trunk line**

The trunk line is inspected with intelligent pigging to detect the loss of wall thickness every 8 years. The most recent inspections took place in 2005 and 2006. This resulted in the identification of 340 indications with a possible loss of wall thickness. In general, the number of defects (see Figure 5) is what can be expected of a pipeline of this age and it appears to be in good health. One defect has been identified as 'metal-loss-corrosion', eight anomalies have been identified as 'metal loss-corrosion / possible milling feature' or 'metal loss-milling feature / possible corrosion'. All other anomalies are identified as Milling Defects (damage to the pipe wall inflicted in the production process of the pipe). The number of anomalies identified as milling defects, compared to the number of anomalies identified as corrosion defects is higher than expected. As the incorrect identification of anomalies is quite common and considering the relatively high metal loss, it is likely that some anomalies that have been identified as milling defects in reality are corrosion defects. However, it should be noted that incorrect identification of anomalies does not necessarily impact the lifetime assessment.



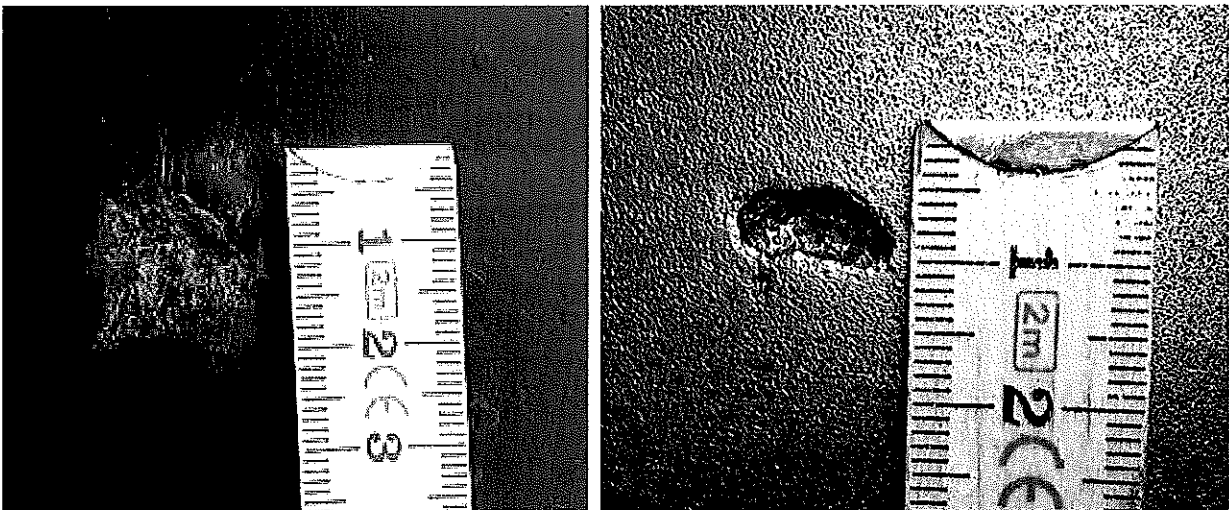
**Figure 5: Overview of the Swedegas network, including the anomalies found on the trunk line with ILI (green dots). The yellow, orange and red dots represent several depths of defects. This is a very normal picture of pigging outcomes and the pipeline appears to be in good health.**

A more detailed analysis was done for the Gothenburg area, as more pigging indications than average were found. Figure 6 shows these indications in the Gothenburg area (up to 11 per km). With a proper CP system in place and a frequent ILI program, as present within Swedegas, this is a manageable risk.



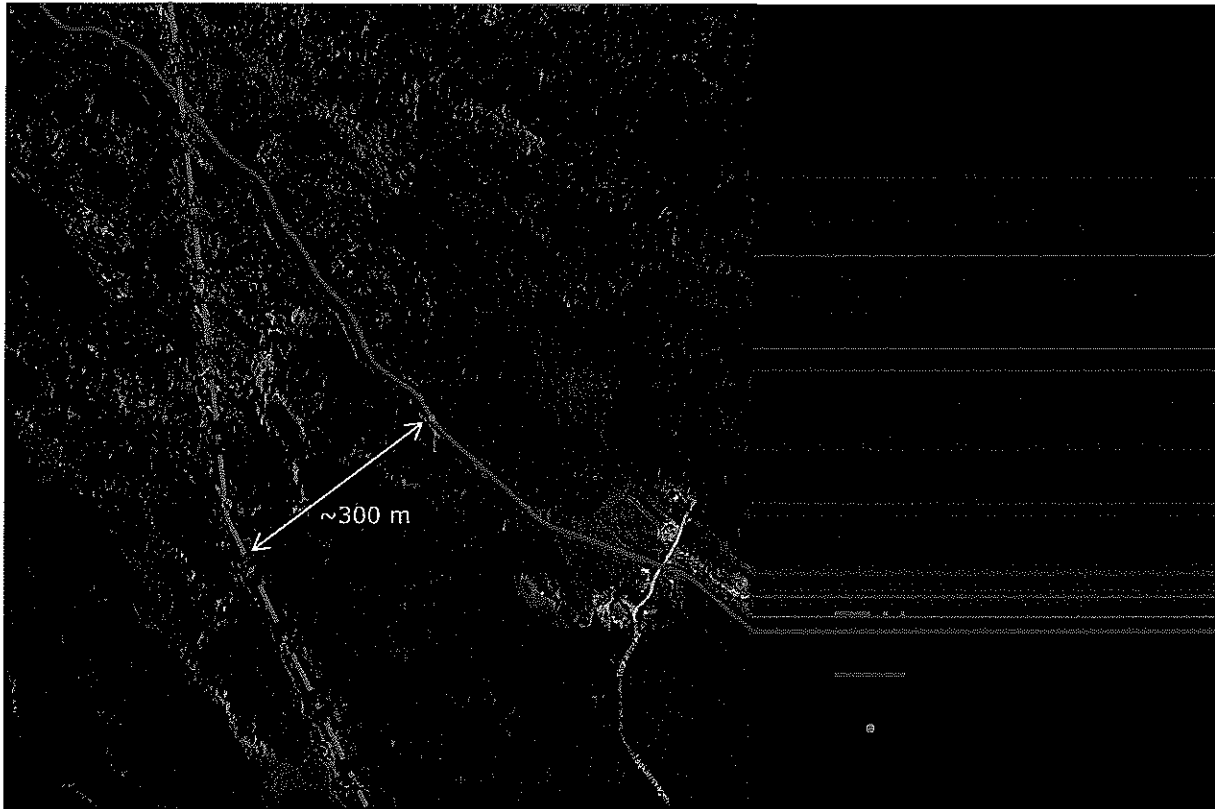
**Figure 6: Pigging indications in the Gothenburg area.**

By combining pigging and coating inspection data in their FIMS database, Swedegas has a state of the art tool to be able to check whether there is a coating defect at the location of the anomaly identified with the ILI. If this is the case, it is likely that the anomaly has to be identified as a corrosion defect. An example case can be found in Figure 7.



**Figure 7: Visual inspection of a defect (Pig06.ASD-RKR.96388,79) which has been identified as "metal loss-milling feature" by the intelligent pig, but should have been identified as corrosion based on the visual inspection. The photograph on the left shows the coating defect, the photo on the right shows the corrosion defect.**

The indication that has been excavated has the characteristics of a corrosion defect caused by AC interference. The type of coating (PE) and the close vicinity of AC power lines (see Figure 8) increase the probability that this defect is caused by AC corrosion.



**Figure 8: Excavation of the defect in the vicinity of AC power lines.**

Though AC corrosion is a known issue for PE coated pipes with AC interference, it requires attention in the inspection program. Monitoring the AC potentials is part of the CP measurement program, so in the case of AC interference this will be registered and mitigating measures can be applied (e.g. installation of an AC drainage).

### **Inspections – Geometry trunk line**

The new pipeline north of Gothenburg (Rävekärr-Kläpp) has been inspected by Rosen in 2005 with an intelligent pig to identify metal loss, as well as with a geometry pig in 2011. The use of the RoGeo tool suggests that earlier geometry indications were found, which needed further investigation. The number of dents identified by the inspection tool was 67 on 75 km, an average of 0.9 dents per kilometre, which is deemed rather high. However, 61 out of the 67 dents have been classified as dents with an internal diameter (ID) reduction of less than 2%. 6 out of the 67 dents have an ID reduction between 2% and 6%. Two of these defects have been excavated for further inspection. Figure 9 shows the excavated pipeline where one of the dents has been found. The pipe had a smooth dent, caused by a piece of rock under the pipeline. After removal of the rock the depth of the dent was decreased. It must be noted that the removal of the object causing a dent could introduce cracks in the pipe wall, or could cause the

---

---

growth of existing cracks. As a dent could be caused by third party interference, it could come together with a gouge or cracks. That is why the deeper dents (2-6%) need inspection.



**Figure 9: Piece of rock that causes a dent in the pipeline.**

#### **6.1.1.2 Inspections – Metal loss branch line**

The branch line from Getinge to Segerstad (69 km) has been inspected by Rosen with applying ILI in 2014. All 58 indications that have been found have a depth of less than 19% of the wall thickness of the pipe (classified by Rosen as 'light metal loss'). This is what can be expected for a pipeline that has been constructed in 1991 and indicates that the pipeline will operate for the nowadays normal lifetime.

For the other branch lines no information on metal loss is available, as these lines cannot be inspected with ILI. For these the cathodic protection measurements are used for further analysis.

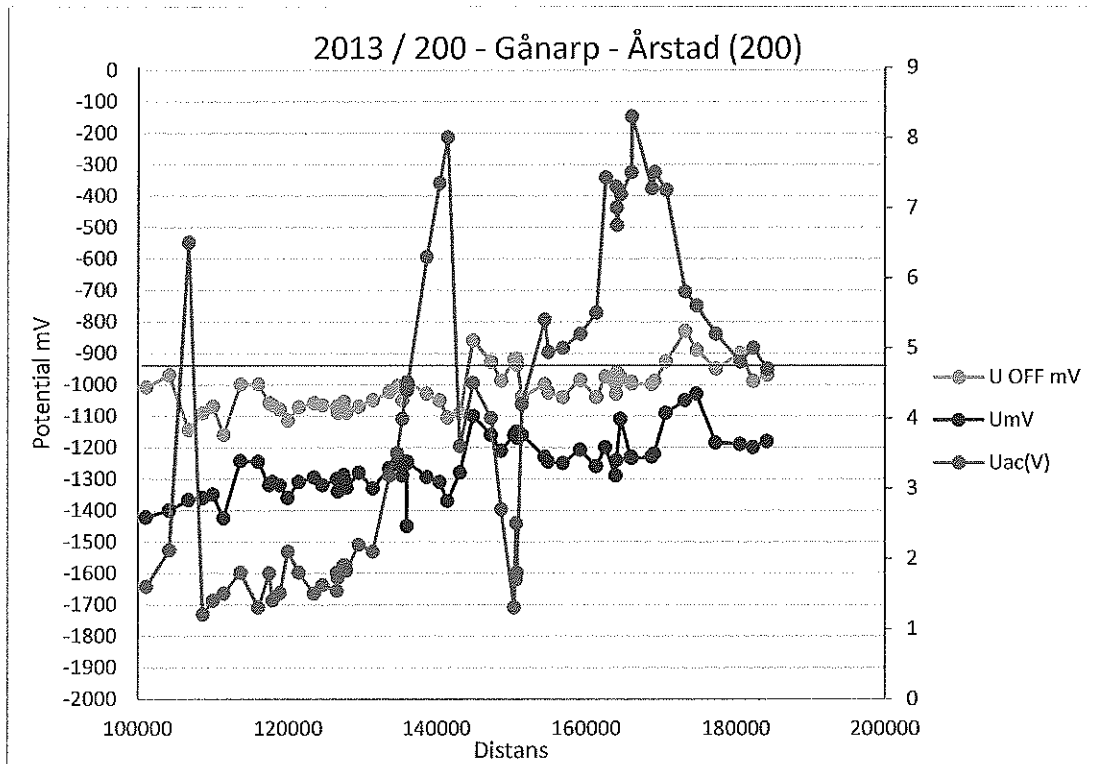
#### **6.1.1.3 Inspections – Cathodic Protection**

The European standard EN 12 954 (Cathodic protection of buried or immersed metallic structures general principles for pipelines) indicates that the off potential of the pipeline should be between -650 mV and -950 mV depending on the soil conditions. In this case the corrosion rate of the pipeline will be less than 10µm per year, which is acceptable.

As recommended in EN 12 954, yearly measurements on the CP system are carried out to determine if the pipelines are protected properly. An example of these measurements can be found in Figure 10. Though some of the measurement values are above (less negative) the given criterion, in general the protection potential is sufficient.

This cannot be concluded for all measurements presented in the graphs provided by Swedegas, because the required protection potential is not available for each location. However, the application of EN 12 954, the setup of the CP system in general and the yearly CP measurement cycle implemented by Swedegas shows that Swedegas is in control of the situation.





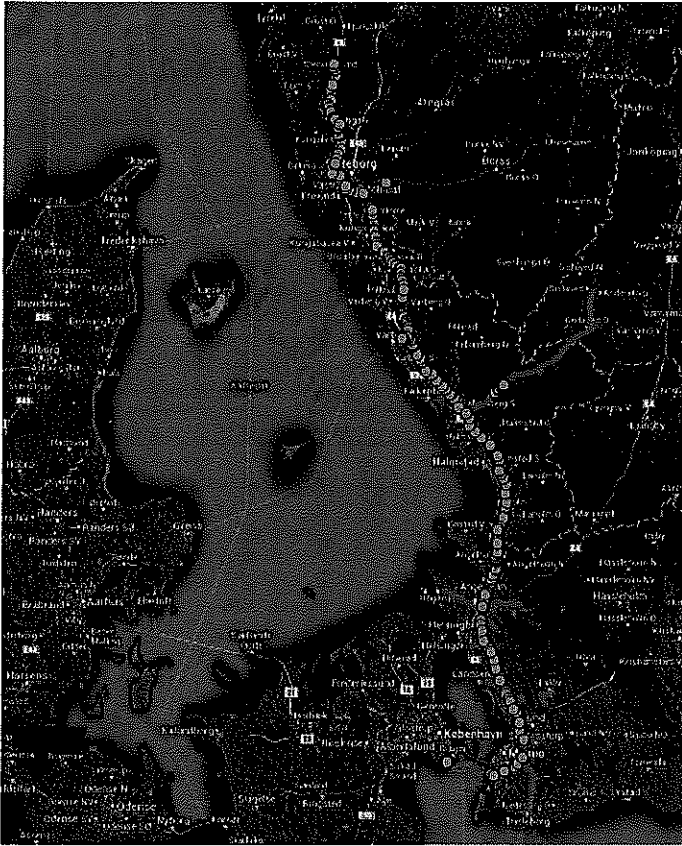
**Figure 10: Example of CP measurement data: on potential (red line), off potential (green line), AC potential (blue line) and the protection potential criterion of -950 mV (blue horizontal line).**

At some measurement locations rather high AC potentials have been recorded (see Figure 10), due to the proximity of high voltage AC power lines. For pipelines with a highly insulating coating as PE this gives an increased risk on AC corrosion, which can cause high corrosion rates. Monitoring the AC potentials, and if necessary installation of AC drainages, is required to keep the risk on AC corrosion at an acceptable level. The PE coating on the pipelines is the first line of defence against corrosion. Consequently, the coating condition has a significant impact on the condition of the pipeline as a whole.

Swedegas inspects the coating of the pipelines with an indirect measurement technique called intensive measurement. This is a commonly used method to determine the effectiveness of the CP and to identify holidays in the coating.

1560 coating defects have been identified. It is claimed by Swedegas that all defects have been repaired in the past years. Though this is not common and not absolutely necessary (the CP system is the second line of defence), it keeps the coating of the pipeline in excellent condition.

In figure 11 and 12 the location of 668 coating defects (for the other 892 defects no exact coordinates were made available) are presented. This is a quite expected outcome. As the pipeline in the Gothenburg area is in a more dynamic surrounding more coating defects are normal. With the Swedegas approach of repairing all defects this does not lead to a decrease of expected lifetime.



**Figure 11: Overview of 668 out of 1560 coating defects that have been detected with intensive measurements. This is an expected outcome.**



**Figure 12: Special attention for the Gothenburg area to show that more coating defects are present in more dynamic areas. It is giving confidence in the method applied by Swedegas and the provided data.**

#### 6.1.1.4 Expected Lifetime

From the above considerations it can be concluded that the pipelines of Swedegas are meeting expectations. The outcome of the analysis is normal and the pipeline appears to be in good health. This means that the network is still not showing any signs of (serious) aging. Older networks have been assessed to verify and determine the average lifetime. In Figure 13 the data of the abandoned pipelines of a European network have been used to determine the average decommissioning age. This was done by fitting the parameters of the survivor model to the actual data. It shows that the average lifetime of the pipelines is 77 year. However, the fact that these pipelines are used under less favourable conditions needs to be taken into account. For these old pipelines coating was done with bitumen and for a considerable period cathodic protection was not available yet. Based on this input, the observed condition of the pipelines, and the situation of networks with twice the operation time of Swedegas, the expected lifetime is set at 90 to 100 year.

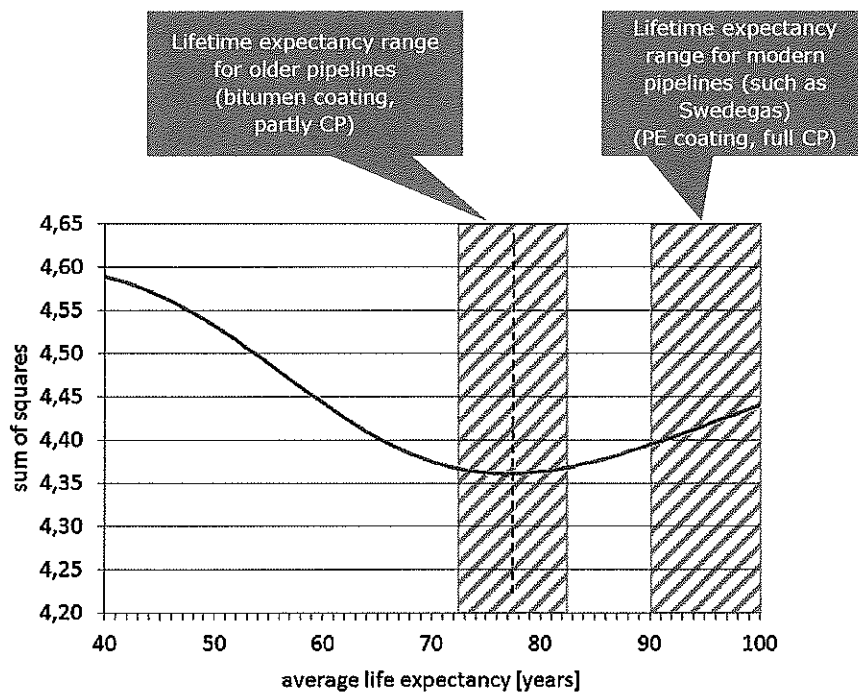


Figure 13: Estimation of average lifetime expectancy of pipelines.

#### Comparison to Other Studies

Independent assessments on the technical and economic asset lives of high-pressure gas transmission networks in other European jurisdictions (similar to the one conducted within this study for Swedegas), have shown that through good maintenance and management of an asset its technical life can be significantly extended beyond its original design life. A report of CEPA, SKM and GL for Ofgem<sup>7</sup> for example has provided evidence that pipeline integrity will allow to extend the technical life of modern pipelines up to 100 years.<sup>8</sup>

<sup>7</sup> The Economic Lives of energy network assets (2010): A report for Ofgem, Cambridge Economic Policy Associates Ltd, Sinclair Knight Merz Ltd (SKM) and GL Noble Denton.

<sup>8</sup> CEPA also specified in their report that (due to uncertainties) more conservative assumptions have been applied when determining their propositions for the regulatory asset lives.

The study by CEPA – as well as other recent studies<sup>9</sup> – has acknowledged that the average technical life of modern pipeline networks is expected to be much longer than the asset lifetimes generally assumed for pipelines in the past.

### 6.1.2 M&R stations

We assess that on average the Swedegas M&R stations have a technical and economic life between 40 and 45 years. That means that none of the MR stations currently in use have been fully depreciated or have reached their technical lifetime.

The following table describes the main components of an MR station, including their expected lifetime.

**Table 6-1: Main components of MR, including expected lifetime.**

Component	Expected lifetime [years]	Average expected lifetime [years]
Piping	50	
Regulator	25	
Monitor <sup>10</sup>	25	
Valve <sup>4</sup>	50	40 - 45
ESD valve	50	
Filter housing (excluding filter)	50	
Electrical installation (including instrumentation)	20	
Building	50	
Boiler/ heating system	20	

#### Asset condition M&R stations

On Thursday 10 and Friday 11 April 2014, four MR stations were visited: Getinge, Råvekärr, Rya and Högsbo. The aim was to obtain an overview of the condition of the MR stations, based on visual inspection.

We systematically inspected the components of each station, following the gas flow from station inlet to outlet. We focused on possible integrity issues, specifically on indications for corrosion damage, damage to coating (paint, and PE at underground/above ground transition), and the construction of piping supports.

The general impression is that the stations are tidy and well maintained, and that their condition is in line with similar stations of European gas transmission system operators.

It should be noted that the MR stations that were acquired from E.ON generally show more wear-and-tear than the stations that were built by Swedegas, which is likely to be caused by their age. It may therefore be expected that former E.ON M&R stations need more maintenance.

### 6.1.3 Meters

The measurement and regulation stations have gas volume meters installed and there are three measurement points extra and have been assessed during the site visits. The gas meters are large

<sup>9</sup> See for example Oxera (2011): The opening regulatory asset base of the Dutch gas transmission system, prepared for the NMa.

<sup>10</sup> Either a monitor or a safety valve is used.

---

---

volume turbine type of meters. As these are installed inside buildings their normal lifetime of 25 year is expected.

#### 6.1.4 SCADA

A Supervisory Control And Data Acquisition system, which consists of all equipment that is needed to control and check the network from a central location, is part of the Swedegas assets. An ICT system for this purpose is estimated to a lifetime of 10 years.

#### 6.1.5 Storage

The condition of the storage could not be assessed directly:

- The only information on the lining is the initial properties of the base material and the welding and the cathodic protection data combined with the surrounding concrete parameters. The cathodic protection system has been revised recently as it was not considered completely adequate.
- The properties of the surrounding rock should provide sufficient strength to withstand the pressure in the storage as the weight alone requires a depth of several kilometres. The assessments done by external experts (NETL) and the working experience show that this is sufficient.

The construction of the cavern of the underground gas storage is unique in the world. Most underground storage facilities use geological properties of the subsoil to contain the gas (e.g. depleted gas fields, salt caverns or aquifers). In Sweden these geological properties cannot be found, so an alternative solution has been developed: steel lining is used to make a rock cavern, created in a mountain, gas tight. In order to gain experience with this solution for the storage of gas, so the facility in Skallen is set up as a pilot plant.

The condition of the steel lining is crucial to prevent leakage of the storage. The uniqueness of this facility makes it impossible to compare it with similar facilities. It is not possible to assess the condition of the steel directly, as it is not accessible. This means the condition can only be determined based on indirect information, which is collected from the CP system that has been installed to protect the structure against corrosion. The assessment of the condition is based on an analysis performed by specialists consulted by Swedegas.

Before installation of the storage measurements have been taken on samples of the groundwater in the cavern. The samples showed a very low chloride content of 10 ppm and a low oxygen concentration level. Based on this result the environment was considered low corrosive due to passivation of the steel in the concrete and lack of oxygen to create the cathodic reaction. However, the vessel was built as a pilot version and therefor equipped with impressed current cathodic protection system, as CP might be needed if the same construction would be built in location with a more corrosive environment. The design of the cathodic protection system has been performed by Kimab, a company which is specialised in cathodic protection systems.

In 2013 Kimab performed an evaluation on the cathodic protection system and solved some critical issues concerning:

- electrical contact between rock and external piping;

- an increase in distance between anode bed and vessel;
- termination of pumping of water in order to stop the artificial low groundwater level inside the cavern;
- stray current problems in the injection pipe;
- Improvement on grounding of the DC-drainage.

The CP-system is monitored by means of 10 reference electrodes placed around the structure at different level within the concrete. On-potentials have been measured between -660 mV to -790 mV CSE. This is not always below the potential criterion of -750 mV (NEN 12954). A disadvantage of the structure is the inaccessibility, which makes inspection of the wall thickness impossible. Due to the trouble shooting in 2013, the lack in possibility to inspect the vessel, and potentials above the protection criteria it cannot be guaranteed that no corrosion has occurred. On the other hand the steel wall is not needed for strength of the structure, but only to contain the gas. Therefore if the steel of the structure fails it is highly probable due to a (small) leak caused by pitting corrosion, for example by microbiologically induced corrosion (MIC). For this type of corrosion rates of 0.2 mm loss of wall thickness per year<sup>11</sup> can be possible. When taking into account a wall thickness of 10.5 to 25 mm and the strength of the rock mass containing the pressure in the vessel, this will give the structure a minimum lifetime of 55 to 60 years after construction. The practical lifetime of the storage is mainly depending on the lining of the cavern and the chlorine and oxygen concentrations in the surrounding soil and coating. Main considerations are the number of pressure cycles and corrosion (internal and/or external).

### 6.1.6 Compressor for Storage

The expected remaining life time of the Gas Storage facility Skallen's reciprocating Nuovo Pignone 2HF/2 compressors is, provided operating conditions and maintenance are according to the Original Equipment Manufacturer's (OEM's) schedules, a multitude of the current running hours.

The Nuovo Pignone HF line of reciprocating compressors, according to Nuovo Pignone (GE), was designed in accordance with API 618. As the basic design rule for API 618 is a minimum service life of 20 years and three years of uninterrupted operation, these compressors have to be built very robustly. The compressors in the Gas Storage facility Skallen were commissioned in 2003 and had accumulated approximately 15423 running hours by early May 2014. The compressor was serviced according to the OEM's manual and no structural problems are known. Considering the relatively low amount of yearly running hours, assuming adequate maintenance and operating conditions this reciprocating compressor can be operated for many more years or decades as major overhauls will bring it back to a nearly as new condition.

Based on these considerations we have set the lifetime of the compressor to 40 years.

## 6.2 Assessment of Economic Lifetimes

To compare the technical lifetime with the economical optimal use of the network an assessment is done with the Swedegas pipeline as example. We have applied DNV's model for calculating the economic optimum, thus optimising the economic lifetime while taking the parameters outlined in section 5.4 above into account.

<sup>11</sup> See for Instance NACE Corrosion Engineer's reference book, 2002, page 188.

In the example shown below the pipeline is assumed to be funded by 40% debt (repaid as an annuity over a 30 year period) and with a cost of 6%. The cost of equity is assumed to be 10%. The operating cost is constant for 50-60 years, after which it is rising with 10% per year. The load of the pipeline is assumed to be constant over the lifetime.

The investment for the pipeline is assumed to be 1,200 to 1,400 €/m. Condition monitoring is € 5,000 ,- and from Swedegas practical experience there are around 20 repairs each year, resulting in a repair frequency of 0.033 repairs per km per year. It is estimated that 20% of these are serious repairs with significant effort and the other 80% are extra activities to ensure that the pipeline condition is monitored in detail by excavation. The frequency is assumed to stay constant over 50-60 years after which the PE-coating is expected to result in increased defects which are assumed to result in an increased repair frequency of 10% increase per year.

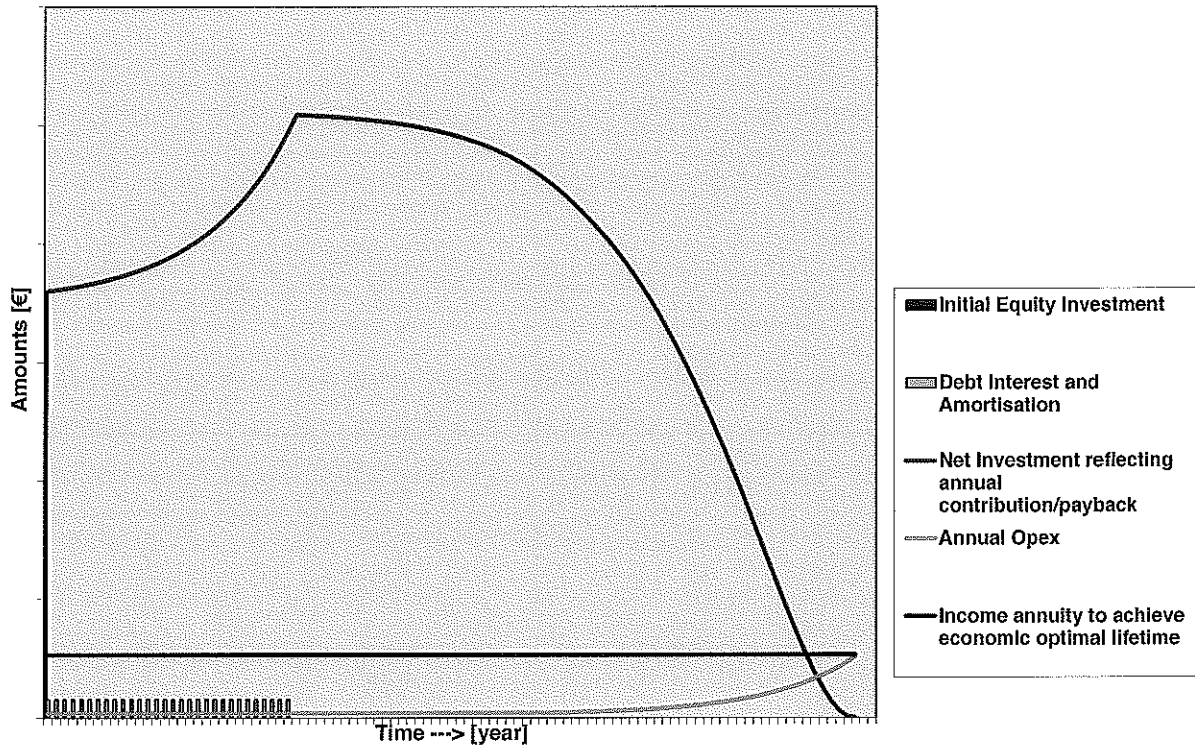
The red line indicates the net investment, including the return on capital, to achieve the economic optimum. At the end of the economic life it is zero (by definition) and its derivative is also zero, indicating it is optimal. No penalty for safety issues is included.

All inputs are summarised in the following table:

**Table 7: Inputs for the economic model.**

Inputs			
Investment		1,200,000-1,400,000	€/km
Level of debt		40	%
Cost of debt		6	%
Annuity		30	Year
Cost of Equity		10	%
Maintenance	Condition monitoring	5,000	€/year/km
	Repairs	80,000	€/repair
	Frequency	1st 50-60 year	0.033 repairs/km/year
		after that	10,0 %/year

For this situation the optimal economical usage time is varying from 90 to 100 year.



**Figure 14: Outcomes of the calculation of the optimal economic lifetime of a pipeline. In this example it is 98 years (Investment: € 1200/m, Maintenance € 5000,-/a, Repairs: € 80,000.-/a, Frequency; 0.033 /km/a, first 60 year constant).**



## 7 ASSESSMENT RESULT COMPARED TO OTHER REGULATORY REGIMES IN EUROPE

The economic and technical lifetimes reflect the longevities for which the assets are expected to be able to operate safely and/or reliably (technical lifetime) and to be active on the network (economic lifetime). The asset lives (and depreciation periods) that are specified by regulatory authorities in addition often take into consideration other wider external factors outlined below. As a consequence regulatory authorities across Europe have generally set depreciation periods at lower values than the technical or economic life of assets. An example is the approach, followed in the UK, where Ofgem has specified a shorter regulatory asset life than the average technical asset life<sup>12</sup>, even when (due to uncertainties) more conservative assumptions have been applied.

### 7.1 Overview of Transmission Asset Lifetimes Assumed by other Regulatory Authorities across Europe

From an economic perspective gas transmission assets should be depreciated to mirror the consumption of the service potential or economic benefits associated with an asset over its lifetime, resulting from both use and obsolescence. Hence, regulatory depreciation refers to systematic cost allocation to the periods in which the asset provides benefits to the user of the asset. The annual regulatory allowance for depreciation can account for a significant proportion of the total costs and hence has a significant impact on the level of network charges (and thereby the gas prices to be paid by customers) in a particular year.

In the following table the regulatory depreciation periods for gas transmission network components in various European countries are presented<sup>13</sup>

**Table 7: Regulated depreciation periods in European countries.**

Country	Pipeline lifetime Years	Country	Pipeline lifetime Years
Austria	50	Hungary	40
Belgium	50	Ireland	50
Bulgaria	50	Italy	40
Estonia	30	Lithuania	55
France	50	Netherlands	55
Germany	up to 65	Slovenia	40
United Kingdom	56	Spain	40

<sup>12</sup> The Economic Lives of energy network assets (2010): A report for Ofgem, Cambridge Economic Policy Associates Ltd, Sinclair Knight Merz Ltd (SKM) and GL Noble Denton.

This report also provides evidence that pipeline integrity will allow to extend the technical life of modern pipelines up to 100 years.

<sup>13</sup> KEMA (2009) Annex of the "Study on Methodologies for Gas Transmission Network Tariffs and Gas Balancing Fees in Europe" for the European Commission / DG ENER.

Oxera (2011): The opening regulatory asset base of the Dutch gas transmission system, prepared for the NMa.

---

---

When determining asset lives and depreciation periods, regulatory authorities take into account a number of considerations causing observed regulatory depreciation periods to generally deviate from technical and economic life assessments of a pipeline of modern construction:

- allocation of network costs to network users via tariffs over time resulting from available knowledge on expected asset life-time and its technical progress over time
- complexity of the network, constructed at different periods of time with different methodologies
- need to finance ongoing extension and replacement investments
- historic and expected maintenance policy/operations
- potential political and regulatory bargaining processes, where the regulatory depreciation period is part of a larger regulatory determination
- uncertainty over gas demand in the (far) future

Current EU and national legislation emphasises *fairness* and *objectivity* as key criteria for the design of the individual elements concerning regulatory regimes for gas transmission.

*Fairness* (or proportionateness) implies that the users of the gas transmission network are charged according their individual use of the network (that is across different groups of users and over time)<sup>14 15</sup> Therefore, the best current available knowledge towards the expected asset life-time shall be used. Deviating from this, in particular by setting shorter asset lifetime, may lead to the result that customers will be unfairly overcharged during the determined asset lifetime period, whereas users may be undercharged afterwards as long as the asset is still in place. It is worth noticing that the expected lifetime of gas transmission assets increased within the recent decade as a result of (1) improved knowledge about the technical long-term operation of those assets, (2) improved maintenance policies and technologies and (3) technical progress with respect to recently established assets.

In countries, where significant sections of gas pipeline systems have been constructed at different points of time and/or where transmission and distribution gas networks (with quite different historic pipelines systems and different environments) are operated by different companies – which characterises all more developed European gas markets – also a wide range of technical and economical asset lifetimes are to be expected for different pipeline networks. With the aim of standardising depreciation periods among network operators, regulatory authorities have therefore determined fixed regulatory depreciation periods for gas pipelines rather than applying individual asset lifetimes reflecting the economic and technical lifetimes of specific networks.

The need to finance ongoing extension and replacement investments drives cashflow and return requirements. In many regulatory systems, companies are incentivised to argue for short depreciation periods, as these increases near term cashflow and shorten the payback of (re)investments. Taking these considerations into account has further contributed to specifying shorter regulatory depreciation periods as a result of the consultations between regulatory authorities and network operators.

Objectivity implies recognising the maintenance policy/operations of the gas transmission company in the past – which led to the current technical status of the network – and using it as a basis for the

---

<sup>14</sup> Oxera (2011): The opening regulatory asset base of the Dutch gas transmission system, prepared for the NMa.

<sup>15</sup> The cost-reflectivity of tariffs is also emphasised in Article 13 of REGULATION (EC) No 715/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2000: "Tariffs, or the methodologies used to calculate them, applied by the transmission system operators and approved by the regulatory authorities ... shall be transparent, take into account the need for system integrity and its improvement and reflect the actual costs incurred, insofar as such costs correspond to those of an efficient and structurally comparable network operator and are transparent, whilst including an appropriate return on investments ..."

---

---

assumption concerning the future maintenance policy/operations (contributing to increasing lifetime expectancy).

Objectivity also implies that the asset lifetimes will be set in line with independent technical knowledge concerning the respective assets. Political and regulatory bargaining processes should not influence the provision on asset lifetimes. Hence, the asset lifetimes shall be set according to results of independent research on the current technical status of the gas transmission network.

Finally, uncertainty over future gas demand has been specified as an important parameter for limiting regulatory asset lifetimes of gas transmission pipelines by other European regulatory authorities. Also the uncertainty about future gas supplies has been eased. Although natural gas is a fossil fuel, it may

- fulfil a major role as a transition fuel to a carbon neutral society,
- act as the backup for a more dynamic electricity production, as natural gas fired power plants are capable of responding to the quick variations in solar and wind power generation, and its storage aspects, and
- is the major candidate to help replace the decrease in nuclear power production.

Some projections of future European gas demand<sup>16</sup> therefore consequently expect an increase in natural gas consumption from 25% of total European primary energy use to 30% or (in the slow developments case) a slight decrease to 24%.

## 7.2 Relevance of Other European Regulatory Determinations in Setting Technical and Economic Lifetimes for Swedegas

Determining regulatory depreciation periods based on an average of old and new pipelines of different gas network operators provides a common compromise chosen by regulatory authorities in other European countries when discussing and negotiating regulatory parameters. Furthermore, the applied average asset lifetimes also reflect the much older and more complex gas pipeline systems in some of these countries. In contrast the Swedegas system has been constructed with modern construction techniques in the space of a short period of time (the majority of the Swedegas system was constructed in the mid 1980ies). Average technical lifetimes of more modern well maintained pipeline systems can be expected to last much longer than those of pipelines constructed further back in the past – see also recent studies for Ofgem<sup>17</sup> and NMa<sup>18</sup>.

As the Swedegas system is well maintained and invested there is limited need for significant future investments. As opposed to its European counterparts Swedegas is thus not incentivised to argue for shorter depreciation time from a cashflow and return perspective. Rather, the regulatory regime incentivises the companies to apply for accurate regulatory depreciation periods reflecting the remaining useful economic life to avoid ending up with a stranded but not fully depreciated network.

---

<sup>16</sup> Long term outlook for gas to 2035, Eurogas, Oct. 2013

<sup>17</sup> Cambridge Economic Policy Associates Ltd, Sinclair Knight Merz Ltd (SKM) and GL Noble Denton (2010): The Economic Lives of energy network assets - A report for Ofgem.

<sup>18</sup> Oxera (2011): The opening regulatory asset base of the Dutch gas transmission system, prepared for the NMa.

## APPENDIX A, DETAILS OF TRANSMISSION ASSETS.

### Trunk lines

Trajectory	Length	Diameter	Wall Thickness(es)	Year
	[m]	[mm]	[mm]	
Dragör - Klagshamn	21.277	610	9,8 - 11,9	1985
Klagshamn - Fosie	11.318	610	7,1 - 10,2	1985
Fosie - Oxie	1.958	610	7,1	1985
Oxie - Södra Sallerup	2.995	610	7,1 - 10,2	1985
Södra Sallerup - Åkarp	7.755	610	7,1 - 10,2	1985
Åkarp - Lomma	2.000	610	7,1 - 10,2	1985
Lomma - Önnerup	5.575	610	7,1 - 10,2	1985
Önnerup - Furulund	6.901	610	7,1	1985
Furulund - Karaby	3.818	610	7,1 - 10,2	1985
Karaby - Södra Möinge	11.450	610	7,1 - 8,5	1985
Södra Möinge - Tågarp	6.105	610	7,1 - 8,5	1985
Tågarp - Ormatorp	8.042	610	7,1	1985
Ormatorp - Frillestad	5.505	610	7,1	1985
Frillestad - Mörrarp	4.089	610	7,1	1985
Mörrarp - Västraby	3.440	610	7,1	1985
Västraby - Ingelstorp	8.182	610	7,1	1985
Ingelstorp - Ängelholm	12.309	508	6,7 - 7,7	1987
Ängelholm - Gånarp	4.787	508	6,7 - 9,1	1987
Gånarp - Östra Karup	16.824	508	6,7 - 9,1	1987
Östra Karup - Laholm	8.647	508	6,7 - 9,1	1987
Laholm - Halmstad Södra	16.576	508	6,7 - 9,1	1987
Halmstad Södra - Halmstad Norra	11.784	508	6,7 - 9,1	1987
Halmstad Norra - Stallberg	8.996	508	6,7 - 8,2	1987
Stallberg - Getinge	6.948	508	6,7 - 9,1	1987
Getinge - Årstad	13.694	508	6,7 - 9,1	1987
Årstad - Ljungstorp	29.107	508	6,4 - 7,1	1988
Ljungstorp - Åsby	14.380	508	6,4 - 8,5	1988
Åsby - Veddeige	4.424	508	6,4 - 8,5	1988
Veddeige - Fjärås	22.252	508	6,4 - 8,5	1988
Fjärås - Björsgård	10.531	508	6,4 - 7,1	1988
Björsgård - Lindome	9.922	508	6,4 - 8,5	1988
Lindome - Tulebo	2.134	508	7,1 - 8,5	1988
Tulebo - Råvekärr	5.161	508	6,4 - 8,5	1988
Råvekärr - Åbro	1.942	406	5,7 - 9,5	1988
Åbro - PAP 16	527	406	5,7	1988
PAP 16 - Söderleden	1.261	406	5,7	1988
Söderleden - Högsbo	3.444	406	5,7 - 6,1	1988
Högsbo - Marconi	2.384	406	5,7 - 9,5	1988
Marconi - Majorna	5.151	406	5,7	2007
Majorna - Carnegie	293	406	5,7	1993
Carnegie - Göta Älv Syd	199	406	5,7	1993
Göta Älv Syd - Göta Älv Norr	539	406	6,4	1993
Göta Älv Norr - Rya	503	406	5,7 - 9,5	1993
Rya - Rya KVV	83	406	12,7	2004
Rya KVV - Rya KS	20	406	12,7	2004
Rya KS - Bräcke	491	406	12,0	2004
Bräcke - Preem	3.873	406	12,7 - 15,0	2004
Preem - Kålsered	3.564	406	12,7	2004
Kålsered - Gunnesby	11.050	406	7,2 - 12,7	2004
Gunnesby - Guddeby	8.987	406	7,2 - 12,7	2004
Guddeby - Solberga	10.583	406	7,2 - 15,0	2004
Solberga - Stora Höga	9.485	406	7,2 - 12,7	2004

Stora Höga - Stora Höga AV	463	406	7,2	2004
Stora Höga CNG - Söbacken	6.500	406	7,2 - 12,7	2004
Söbacken - Stenung AV	2.760	406	7,2 - 12,7	2004
Stenung AV - Kläpp	952	406	7,2 - 12,7	2004
<b>Total Trunklines</b>	<b>383.933</b>			

Branch lines

Trajectory	Length	Diameter	Wall Thickness(es)	Year
	[m]	[mm]	[mm]	
Fosie	157	219	7,3	1985
Oxie - Hyltarp	9.344	324	7,5 - 9,0	1985
Hyltarp - Svedala	368	114	4,1	1985
Hyltarp - Östra Grevie	6.590	324	9,0	1985
Östra Grevie - Trelleborg	7.313	219	5,1 - 6,1	1985
Södra Sallerup	764	220	7,3	1985
Åkarp - Staffanstorp	6.161	219	6,1	1985
Önnerup - Nöbbelöv	3.131	114	4,1	1985
Furulund	145	114	4,1	1985
Karaby - Kävlinge	5.785	273	6,3 - 9,1	1985
Kävlinge - Vaggarp	8.057	273	6,3 - 9,1	1985
Vaggarp - Örtofta	4.594	219	5,1 - 12,7	1985
Vaggarp - Eslöv	4.331	219	6,1 - 7,3	1985
Södra Möinge - Landskrona	5.975	219	6,1 - 7,3	1985
Frillestad - Bärslov	5.691	219	6,1 - 7,3	1985
Västraby - Bjuv	6.238	219	5,1 - 6,1	1985
Ingelstorp - Åstorp	3.912	114	4,1	1985
Ingelstorp - Hasslarp	1.984	219	5,1	1986
Hasslarp - Höganäs	15.128	219	5,1 - 6,1	1986
Ingelstorp - Klippan	16.118	406	6,5 - 7,1	1985
Ängelholm - Ängelholm KVV	1.276	219	7,6	1987
Stallberg - Skallen	3.088	168	7,1	2003
Getinge - Brännögård	30.741	406	6,3 - 7,1	1991
Brännögård - Mosshult	7.449	406	6,3	1991
Mosshult - Hyltebruk	1.958	219	7,6	1991
Mosshult - Norra Fagerhult	15.619	406	7,1 - 8,7	2002
Norra Fagerhult - Tronebo	5.241	406	7,1	2002
Tronebo - Segerstad	10.529	406	7,1 - 8,7	2002
Segerstad - Gislaved	16.189	219	8,2	2002
Årstad - Falkenberg	5.129	168	5,6 - 7,0	1987
Ljungstorp - Varberg	3.116	168	5,6	1988
Åbro-Åbro MR	34	219	12,7	1988
Åbro MR - Papyrus	1.140	219	12,7	2004
Högsbo CNG	135	89	15,2	2007
Marconi CNG	65	89	5,5 - 11,1	1996
Majorna CNG	16	89	15,3	1996
Rya Kraftvärmeverk	771	324	12,7	2006
Rya kompressorstation	420	168	11,0 - 14,3	2013
Bräcke-Bräcke	19	219	12,7	2011
Bräcke-St1	122	168	14,3	2011
Preem	15	219	12,7	2004
Guddeby	22	219	12,7	2004
Stora Höga CNG	247	89	15,2	2006
Söbacken	150	114	13,5	2011
Stenung	1.338	406	7,2 - 12,7	2006
Kläpp - Perstorp	760	406	12,0	2004
<b>Total Branch Lines</b>	<b>217.370</b>			
<b>Total All Pipelines</b>	<b>601.302</b>			

## M&R stations

Name	Pressure drop	Meters	Regulators	Load profile	Construction year
Fosie	Trunk -> 4 bar	2	2	Industry	1989
	Trunk -> 16 bar	2	2	CHP + Misc	1989
Svedala	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	1985
Östra Greive	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	1985
Trelleborg	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	1985
Södra Sallerup	Trunk -> 10 bar	1	2	Misc	1985
	10 bar -> 4 bar	2	2	Industry	1985
Åkarp	Trunk -> 10 bar	1	2	Industry	1985
	10 bar -> 4 bar	2	2	Industry	1985
Staffanstorp	Trunk -> 10 bar	1	2	Misc	1985
	10 bar -> 4 bar	2	2	Misc	1985
Lomma	Trunk -> 51 bar	2	2	CHP	2007*
Nöbbelöv	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	1991*
	Trunk -> 25 bar	2	2	CHP	1991
Furulund	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	1985
Kävlinge	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	1985
Örtofta	Trunk -> 8 bar	2*	2	Seasonal industry	1985
Eslöv	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	1985
Landskrona	Trunk -> 4 bar	2	2	Industry	1985
Tågarp	Trunk -> 4 bar	1	1	Seasonal industry + Misc	1986
Bårsöv	Trunk -> 13 bar	2	2	Industry	1985
Mörrarp	Trunk -> 4 bar	2	2	Industry	1997
	Trunk -> 29 bar	2	2	Industry + CHP	1997
Bjuv	Trunk -> 7 bar	2	2	Industry	1985
	7 bar -> 4 bar	0	2	Industry	1985
Åstorp	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	1985
Hasslarp	Trunk -> 4 bar	3	3	Misc	1985
Höganäs	Trunk -> 4 bar	2	2	Industry	1986
Klippan	Trunk -> 4 bar	2	2	Industry	1986
Ängelholm	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	1986*
	Trunk -> 29 bar	2	2	CNG-station + dormant CHP	1991
Laholm	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	1987
		1	0	CNG filing station	
Halmstad Södra	Trunk -> 12 bar	2	2	Industry	1987
Halmstad Norra	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	1987
Getinge	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	1987
Brännögård	Trunk -> 4 bar	2	2	Industry	1992
Hyltebruk	Trunk -> 4 bar	2	2	Industry	1991
Tronebo	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	2002
Gislaved	Trunk -> 4 bar	2	2	Industry	2002
	Trunk	1	0	CNG filing station	2010*
Falkenberg	Trunk -> 4 bar	2	2	Misc	1988
Varberg	Trunk -> 4 bar	3	2	Misc	1988
Rävekärr	Trunk -> 31 bar (GBG)	0	3		1988/2013**
Åbro	Gbg -> 4 bar	2	2	Industry	1985*
	Gbg -> 14 bar	2	2		1985*
Papyrus	Gbg -> 4 bar	2	2	Misc	1989*
	Trunk->16 bar	2	2		1989*
Högsbo	Gbg -> 4 bar	2	2	Misc	1997
Högsbo CNG	None	1	0	CNG filing station	2007
Marconi CNG	None	1	0	CNG filing station	1996
Majorna CNG	None	1	0	CNG filing station	2007
Rya	Gbg -> 4 bar	3	2	Misc	1993
Rya Kraftvärmeverk	None	2	0	CHP	2006
Bräcke	None	3	0	Industry	2011
Guddeby	Gbg -> 4 bar	2	2	Industry	2004
Stora Höga CNG	None	1	0	CNG filing station	2005
Söbacken	Gbg -> 4 bar	3	2	Distr heating (peak/reserve)	2011
Stenung	Gbg -> 9 bar	2	2	Industry	2005
Kläpp	Gbg -> 9 bar	2	2	Industry	2004

---

---

## **ABOUT DNV GL**

Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, DNV GL enables organizations to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification and technical assurance along with software and independent expert advisory services to the maritime, oil and gas, and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Operating in more than 100 countries, our 16,000 professionals are dedicated to helping our customers make the world safer, smarter and greener.