

Kalkylränta vid beräkning av intäktsram för naturgasföretagen avseende tillsynsperioden 2015-2018

Vid beräkningen av intäktsramar för naturgasföretagen ska Energimarknadsinspektionen (Ei) tillämpa en kalkylränta. I denna promemoria redovisas tillvägagångssättet för fastställande av kalkylränta samt vilken kalkylränta som ska tillämpas under tillsynsperioden 2015-2018 för naturgasverksamheten.

Naturgasföretagen har angett vilken kalkylränta de anser ska tillämpas vid beräkning av intäktsram. Den ansökta kalkylräntan varierar i ett spann från 7,5 till 8 procent. Ansökt kalkylränta motiveras bland annat utifrån förvaltningsrättens dom avseende regleringen av elnätverksamheten för perioden 2012-2015¹ med ett extra risktillägg. Två av naturgasföretagen har motiverat ansökt kalkylränta utifrån estimerade kalkylräntor från bl.a. Thore Johnsen och KPMG.

För att fastställa kalkylräntan för perioden har Ei gett i uppdrag till tre konsultföretag att utifrån metoden Weight Average Cost of Capital (WACC) estimerar en real kalkylränta för hela tillsynsperioden. Kalkylräntan estimeras utifrån flera parametrar för att väga in långivarens och ägarens avkastningskrav i förhållande till kapitalstrukturen. I uppdraget till konsulterna angav Ei att kalkylräntan ska kunna användas under hela tillsynsperioden utan att löpande behöva uppdateras. Förutom att estimerar en kalkylränta ingick det även i uppdraget att lämna förslag på eventuell justering av kalkylräntan på grund av den möjlighet till skattecredit som finns i form av överavskrivningar. De tre konsultföretag som genomfört uppdraget är Ernst & Young, Grant Thornton samt Montell & Partners. Uppdraget har resulterat i tre konsultrapporter som även har kommunicerats till samtliga berörda naturgasföretag som har beretts möjlighet att inkomma med synpunkter. Naturgasföretagens synpunkter innehåller utlåtanden från bland annat Thore Johnsen och KPMG.

Flertalet av naturgasföretagens synpunkter gäller enskilda parametrar i kalkylräntan. En utgångspunkt är att det är viktigt att beakta sambanden mellan parametrarna. Av det skälet är det inte lämpligt att justera enstaka parametrar i kalkylräntan utan att beakta övriga parametrar. Risken är annars att kalkylräntan över- eller underskattas.

¹ Se t ex Förvaltningsrätten i Linköpings dom den 11 december i mål nr 7948-11

Redogörelse för konsultrapporterna

Resultatet från estimeringarna av kalkylräntan skiljer sig mellan konsulterna. Ernst & Youngs kalkylränta uppgår till 6,26 procent, Montell & Partners kalkylränta uppgår till 6,61 procent och Grant Thorntons kalkylränta uppgår till 4,6 procent. Ernst & Young och Montell & Partners anser att det inte behöver göras någon justering av kalkylräntan på grund av de skattekrediter i form av överavskrivningar som företagen har möjlighet till. De anser vidare att en schablonskatt på 22 procent kan användas. Grant Thornton lämnar ett förslag på ett avdrag på grund av skattekrediter baserat på Jan Bergstrands algoritm². Grant Thornton har beräknat justeringen av den estimerade kalkylräntan till en minskning med 0,9 procentenheter.

Förutom frågan om skattekrediter finns det i huvudsak tre viktiga delar vid estimeringen av kalkylräntan där de tre konsulternas samt naturgasföretagens åsikter skiljer sig åt. Den första är vilka jämförelsebolag som konsultföretagen använder sig av för bland annat estimering av betavärdet och kapitalstrukturen (skuldandelen). Betavärdet ska spegla företagets risk i förhållande till marknadens risk och skuldandelen används vid beräkningen av betavärdet för eget kapital samt viktningen mellan kostnaden för lånat och eget kapital. Den andra delen av estimeringarna som skiljer sig åt i är vilket tidsperspektiv som ska användas vid estimering av bland annat den riskfria räntan. Den riskfria räntan är den förväntade avkastningen för tillgångar som inte har någon risk. Den tredje delen av estimeringarna som i skiljer sig åt är den särskilda riskpremien. Riskpremien beaktar den eventuellt högre riskprofil som svenska naturgasföretag bedöms ha i jämförelse med motsvarande bolag i andra länder.

Jämförelsebolagen

Ernst & Young och Montell & Partners använder sig i flera fall av samma jämförelsebolag som främst är verksamma i Europa. Grant Thornton använder sig av jämförelsebolag verksamma i olika delar av världen men där få av företagen är verksamma i Europa. Ernst & Young och Montell & Partners har studerat 16 jämförelsebolag under perioderna 2005-2014 respektive 2005-2013. Grant Thornton har studerat 18 jämförelsebolag under perioden 2004-2013. När det gäller betavärdet och skuldandelen har Grant Thornton estimerat betydligt lägre värden än övriga.

Naturgasföretagen har riktat stark kritik mot rapporten skriven av Grant Thornton där bland annat deras jämförelsebolag kritiserats. Kritiken riktas främst mot att det saknas relevanta jämförelsebolag från västra Europa. Naturgasföretagen har även inkommit med kritik mot Montell & Partners rapport där kritiken främst ligger i att inte samma jämförelsebolag används under hela estimeringen utan att vissa parametrar estimeras utifrån andra undersökningar.

Ei anser att samtliga konsulter använder sig av representativa och allmänt tillförlitliga jämförelsebolag även om Grant Thorntons jämförelsebolag i en mindre utsträckning är

² Rapport lämnad till Ei 2009 "Ränteberäkning vid monopolverksamhet"

verksamma i Europa. Jämförelsebolagen för de olika konsulterna är ungefär lika många och värdena är hämtade från relativt långa tidserier.

Tidsperspektiv vid estimering av bland annat den riskfria räntan

Den riskfria räntan är den förväntade avkastningen för tillgångar som inte har någon risk. Denna ränta speglar alltså vad en investerare vill ha i en given framtid som ersättning för att inte använda resursen i nutid. Den riskfria räntan beräknas oftast utifrån statsobligationer med viss löptid. De tre konsulterna har gjort olika bedömningar av vilka löptider som bör användas vid bedömning av nivån på den riskfria räntan.

Grant Thornton använder statsobligationer med en löptid som sträcker sig till tillsynsperiodens utgång, dvs. till den 31 december 2018. Grant Thornton menar att löptiden skiljer sig markant från löptiden på kassaflödena för tillgångarna som ska finansieras men menar att då den riskfria räntan inte uppdateras under tillsynsperioden bör den riskfria räntan matcha tillsynsperiodens löptid. Detta kan å ena sidan innebära en större fluktuation av den riskfria räntan mellan olika tillsynsperioder men å andra sidan innebära att företagen vid varje tillsynsperiod kompenseras för de rådande förhållandena. De menar även att den eventuella högre risken som detta innebär ska speglas i betavärdet.

Montell använder statsobligationer med en löptid på 10 år som sedan omräknas till en löptid som ska motsvara 30 år. Anledningen till att 30-åriga svenska statsobligationer inte används är den begränsade likviditeten i dessa.

Ernst & Young använder statsobligationer med en löptid på 10 år då de anser att det är den löptid som är vanligt förekommande i motsvarande sammanhang och att en längre löptid inte kan användas i sammanhanget på grund av den låga likviditeten i svenska statsobligationer med längre löptid.

Stora delar av naturgasföretagens kritik har behandlat konsultrapporternas val av riskfria räntor. Kritiken riktas främst mot att löptiderna på de riskfria räntorna inte är tillräckligt uthålliga och långsiktigt stabila. Den starkaste kritiken har riktats mot Grant Thorntons val av riskfri ränta men naturgasföretagen anser även att Ernst & Youngs eller Montell & Partners riskfria räntor inte är tillräckligt uthålliga och långsiktigt stabila.

Ei anser att det finns skäl att delvis instämma i naturgasföretagens kritik när det gäller Grant Thorntons användning av obligationer med relativt kort löptid vid estimering av kalkylränta för naturgasverksamhet. En tillämpning med för kort löptid riskerar att inte avspegla rimliga finansieringsförhållanden för naturgasföretag.

Löptiden på den riskfria räntan ska visserligen i teorin motsvara investeringshorisonten men för detta krävs tillförlitliga uppgifter om räntenivån på statsobligationer med samma löptid. För tillförlitligheten är det viktigt att statsobligationerna som används är i den valuta som ändamålet avser samt att de är likvida. I Sverige är den längsta löptiden på statsobligationer som är likvida 10 år. Om man ska utgå från likvida statsobligationer med längre löptid än 10 år krävs därför att statsobligationer i andra länder används,

exempelvis amerikanska statsobligationer. Ei anser inte att det är lämpligt att använda utländska statsobligationer eller statsobligationer med svag likviditet, vid estimering av den riskfria räntan på grund av att felmarginalen i detta fall bedöms bli för stor. Därmed ska den riskfria räntan baseras på svenska statsobligationer med en löptid på 10 år.

Särskild riskpremie

Den särskilda riskpremien beaktar den eventuellt högre riskprofil som svenska naturgasföretag har i sin verksamhet jämfört med motsvarande bolag i andra länder.

Ernst & Young bedömer att risken för naturgasföretagen i Sverige är något högre än risken för motsvarande bolag i Europa. Den högre risken förklaras av en politisk risk, en regulatorisk risk och av beroendet av ett fåtal kunder samt av det svenska gasnätets struktur. Motiveringen till den högre politiska risken är att naturgasen i Sverige har en mindre roll i samhället än vad naturgasen i många andra länder i Europa har, vilket gör det enklare att marginalisera naturgasen ytterligare i en omställning till mer förnyelsebar energi. Motiveringen till den högre risken på grund av det svenska gasnätets struktur är att tillförsel av gas till Sverige endast sker genom en gasledning från Danmark, varför störningar i gasförsörjningen medför en större risk jämfört med övriga Europa där gasnätet är sammankopplat mellan flera länder. Vidare bedömer Ernst & Young att det inte ska appliceras någon generell småbolagspremie därför att de viktigaste faktorerna i småbolagspremien redan beaktas i den särskilda riskpremien. Vid bedömningen av den särskilda riskpremien utgår Ernst & Young från en sammanvägd bedömning av ovanstående faktorer.

Montell & Partner menar att de svenska naturgasföretagen är relativt små sett ur ett europeiskt perspektiv och anser därför att en särskild riskpremie ska baseras på en småbolagspremie.

Grant Thornton uppskattar den särskilda riskpremien utifrån PWC:s småbolagstillägg samt politiska och regulatoriska risker.

De synpunkter som lämnats av naturgasföretagen avseende den särskilda riskpremien berör främst risken att underskatta denna genom att inte beakta marknadsförutsättningarna i en särskild riskpremie och samtidigt beakta företagets storlek genom en generell småbolagspremie.

Ei anser inte att den särskilda riskpremien behöver kompletteras med en småbolagspremie. Ernst & Youngs särskilda riskpremie speglar väl den högre riskprofil som de svenska naturgasföretagen uppvisar jämfört med motsvarande bolag i Europa utan att någon generell småbolagspremie behöver appliceras. I detta fall beaktas redan de viktigaste faktorerna i småbolagspremien i den särskilda riskpremien, det vill säga beroendet av ett fåtal kunder. Ett tillägg med en småbolagspremie skulle därför i detta fall leda till att kalkylräntan överskattas.

Skattekrediter

Ei bedömer att det inte bör göras någon särskild justering av kalkylräntan under tillsynsperioden 2015-2018 på grund av den effekt som överavskrivningarna kan ha på avkastningen. Detta med anledning av att investeringarna för de flesta naturgasföretagen förväntas vara återhållsamma under den kommande tillsynsperioden. När överavskrivningar från investeringar under innevarande period inte motsvarar den takt som de obeskattade reserverna ska återföras till beskattning, leder det till att skattekrediterna minskar.

Kalkylränta för perioden 2015-2018 i naturgasverksamheten

Ei anser att den riskfria räntan ska estimeras utifrån statsobligationer som är likvida samt som är i den valuta som tillämpningen av kalkylräntan avser. I Sverige är den längsta löptid på statsobligationer som är likvida 10 år. Den riskfria räntan ska därför estimeras utifrån svenska statsobligationer med en löptid på 10 år. Den kalkylränta som inför tillsynsperioden estimerats utifrån detta tidsperspektiv är Ernst & Youngs kalkylränta.

Ei anser inte att det finns någon anledning att frånga Ernst & Youngs estimerade kalkylränta i någon parameter utan kalkylräntan kan användas i sin helhet. De synpunkter som inkommit avseende Ernst & Youngs kalkylränta rör främst valet av den riskfria räntan och den särskilda riskpremien. Naturgasföretagens föreslagna justering av avseende den riskfria räntan anser Ei inte vara lämplig. Detta med anledning av att den 10-åriga statsobligationen är bäst lämpad för estimering av den riskfria räntan i detta sammanhang. Det skulle dessutom direkt vara olämpligt att göra en justering av den riskfria räntan som naturgasföretagen föreslår utan att beakta övriga parametrar i estimeringen eftersom det riskerar att leda till att kalkylräntan över- eller underskattas. Det är även viktigt att måttet på marknadsriskpremien beräknas på samma förutsättningar som den riskfria räntan, dvs. om en 10 årig statsobligation används vid beräkning av riskfri ränta bör samma obligation även användas vid estimering av marknadsriskpremien. Detta innebär att det inte är lämpligt att blanda olika parametervärden från olika estimeringar vad gäller kalkylräntan.

Vad gäller den särskilda riskpremien ska inte någon generell småbolagspremie appliceras då Ernst & Youngs särskilda riskpremie redan väl speglar den högre riskprofil som de svenska naturgasföretagen uppvisar jämfört med motsvarande bolag i Europa. Ei bedömer att en real kalkylränta före skatt på 6,26 procent är rimlig att tillämpa för tillsynsperioden 2015-2018. Kalkylräntan beräknas utifrån följande parametrar:

Equity beta	0,76 %
Riskfri ränta	3,33 %
Marknadsriskpremie	5 %
Särskild riskpremie	1,5 %
Kreditriskpremie	1,8 %
Skuldandel	47 %
Inflationsförväntning	1,9 %

Vidare bedömer Ei att kalkylräntan inte ska uppdateras under perioden 2015-2018.

Bilagor:

Bilaga 1 Ernst & Young – WACC för gasnätsföretag för tillsynsperioderna 2012, 2013 samt 2015-2018

Energimarknadsinspektionen:

**WACC för gasnätsföretag för tillsynsperioderna
2012, 2013 samt 2015-2018**

2 september 2014



**Building a better
working world**

Inledning

Uppdrag

För att beräkna skälig avkastning på det kapital som krävs för att naturgasföretagen ska kunna bedriva sin verksamhet är det Energimarknadsinspektionens ("Ei") uppgift att besluta om en kalkylränta som ska användas för tillsynsperioden 2015-2018 samt i efterhand för tillsynsperioderna 2012 och 2013.

Ei har gett Ernst & Young AB ("EY") uppdraget att ta fram sådana kalkylräntor. EY hade ett motsvarande uppdrag för tillsynsperioderna 2010 och 2011 som avrapporterades den 30 januari 2012. Den rapporten¹ benämns nedan "vår rapport från 2012".

Förutsättningar

Ei har ställt upp följande förutsättningar för uppdraget:

- ▶ Kalkylräntan ska beräknas som en s.k. WACC (Weighted Average Cost of Capital) och uttryckas i reala termer före skatt. Tillämpbar skattesats är 22% för 2013 och 2015-2018 samt 26,3% för 2012.
- ▶ Uppdraget ska resultera i tre reala kalkylräntor som ska gälla för samtliga naturgasföretag inom de reglerade verksamheterna, en för respektive tillsynsperiod. Kalkylräntan för tillsynsperioden 2015-2018 ska kunna tillämpas under hela perioden utan att behöva justeras.
- ▶ Kalkylräntorna ska uttryckas som procenttal och inte i form av intervall.
- ▶ Naturgasverksamhetens förhållanden ska beaktas, och de föreslagna kalkylräntorna ska vara väl motiverade.
- ▶ Vid bedömning av den riskfria räntan ska statsobligation användas som grund. Löptiden bör vara anpassad efter vad som anses vara rimligt i förhållande till likviditet och vedertagen tillämpning vid finansiering av aktuell verksamhet.
- ▶ Effekterna av företagens möjlighet till skattemässiga överavskrivningar ska beaktas och ett förslag lämnas för hur stort avdrag på kalkylräntan i procentenheter som ska göras på grund av denna effekt.
- ▶ Ingen s.k. Bloombergomräkning ska göras vid bedömning av det s.k. betavärdet.

Stockholm den 2 september 2014



Björn Gustafsson
Partner
Ernst & Young AB

¹ "Estimering av kalkylränta för gasnätsverksamhet för åren 2010 och 2011", Ernst & Young, 30 januari 2012

1. Sammanfattning

EY har haft i uppdrag av Ei att bedöma en kalkylränta för tillsynsåren 2012, 2013 samt 2015-2018 i enlighet med WACC/CAPM-modellen.

Vårt dataunderlag har baserats på en grupp jämförelsebolag som består av företag inom europeisk och amerikansk gastransmission och -distribution samt av europeiska eltransmissionsbolag.

Vår bedömda skuldandel om 47% är baserad på medel/median 2005-2013 för jämförelsebolagen inom gasnätsbranschen.

Asset beta har bedömts till 0,45 baserat på medel/median 2007-2014 för jämförelsebolagen inom gasnätsbranschen.

Vi baserar den riskfria räntan på en 10-årig svensk statsobligation. För 2012 och 2013 beräknar vi denna som genomsnittet under respektive år, 1,59% respektive 2,12%. För 2015-2018 använder vi oss av Riksbankens prognostiserade 10-årsränta för 2015-2106 samt antar 4,0% för 2017-2018. Sammantaget beräknar vi en riskfri ränta på 3,33% för den kommande tillsynsperioden.

Vår bedömning av marknadsriskpremien (MRP) grundar sig i vår uppfattning att aktiemarknadens riskpremie tenderar att öka när ränteläget är lågt och tvärtom. För 2012, som var ett år med rekordlåga långräntor bedömer vi att MRP uppgår till 7,0%. För 2013 bedömer vi att MRP uppgår till 6,0%. För 2015-2018 bedömer vi att MRP uppgår till 5,0% i linje med vår antagna återgång till ett normalare ränteläge.

Den s.k. "särskilda riskpremien" som tar hänsyn till att de svenska gasföretagen uppvisar en högre riskprofil än sina internationella motsvarigheter bedöms uppgå till 1,5% baserat på vår uppskattning 2012 och en relativt oförändrad risksituation totalt sett sedan dess.

Kreditriskpremien är bedömd som skillnaden i avkastning mellan europeiska energibolags noterade obligationslån med 10 års löptid och den tyska 10-åriga statsobligationsräntan. Observationerna gäller för obligationer med BBB-rating. Detta kreditbetyg har härletts från våra noterade jämförelsebolag samt nordiska energibolags s.k. stand alone credit profile. För 2012 och 2013 beräknar vi en kreditriskpremie på 2,37% respektive 1,84% (årsgenomsnitt). För 2015-2018 beräknar vi kreditriskpremien som ett snitt för de senaste fem åren, vilket uppgår till 1,80%.

Inflationsförväntan för 2012 och 2013 skattas till 1,51% respektive 1,53% utifrån skillnaden i ränta mellan svenska 10-åriga nominella statsobligationer och dess reala motsvarighet. För 2015-2018 antas Riksbankens KPIF-prognos för 2015-2016 samt det långsiktiga inflationsmålet 2% därefter. Sammantaget beräknar vi en inflationsförväntan på 1,90% för den kommande tillsynsperioden.

Vi bedömer att det inte är relevant att justera kalkylräntan för överavskrivningarnas effekt på avkastningen. Detta ställningstagande grundar sig på beräkningar som visar att den förhöjda avkastning som överavskrivningar kan skapa motverkas av ett högre avkastningskrav till följd av att mer eget kapital binds i företaget i form av obeskattade reserver.

I tabellen nedan beräknas först nominell WACC efter skatt enligt antagandena ovan. Därefter beräknas nominell WACC före skatt genom division med 1 minus skattesatsen. Slutligen beräknas real WACC före skatt med hjälp av det s.k. Fishersambandet och bedömd inflationsförväntan.

Vår slutsats beträffande kalkylräntorna för naturgasföretagen är följande:

- ▶ 2012 6,23%
- ▶ 2013 5,81%
- ▶ 2015-2018 6,26%

Minskningen mellan 2012 och 2013 förklaras främst av att skattesatsen har ändrats, medan ökningen mellan 2013 och 2015-2018 främst förklaras av en antagen högre räntenivå.

Beräkning av WACC

	Rad Formel	Tillsynsår 2012	Tillsynsår 2013	Tillsynsperiod 2015-2018
Asset beta	A	0,45	0,45	0,45
Skattesats	B	26,3%	22,0%	22,0%
Skuldandel D/(D+E)	C	47,0%	47,0%	47,0%
Skuldsättningsgrad D/E	D =C/(1-C)	88,7%	88,7%	88,7%
Hävstångsfaktor	E =1+(1-B)*D	1,65	1,69	1,69
Equity beta	F =A*E	0,74	0,76	0,76
Riskfri ränta	G	1,59%	2,12%	3,33%
Equity beta	H =F	0,74	0,76	0,76
Aktemarknadsriskpremie	I	7,00%	6,00%	5,00%
Kostnad för eget kapital (ojusterat)	J =G+H*I	6,8%	6,7%	7,1%
Särskild riskpremie	K	1,50%	1,50%	1,50%
Kostnad för eget kapital	L =J+K	8,3%	8,2%	8,6%
Kreditriskpremie	M	2,37%	1,84%	1,80%
Kostnad för lånat kapital före skatt	N =G+M	3,96%	3,96%	5,13%
Skattesats	O =B	26,3%	22,0%	22,0%
Kostnad för lånat kapital efter skatt	P =N*(1-O)	2,92%	3,09%	4,00%
Vikt skulder D/(D+E)	Q =C	47,0%	47,0%	47,0%
Nominell WACC efter skatt	R =L*(1-Q)+P*Q	5,77%	5,79%	6,46%
Skattesats	S =B	26,3%	22,0%	22,0%
Nominell WACC före skatt	T =R/(1-S)	7,83%	7,42%	8,28%
Inflationsförväntning	U	1,51%	1,53%	1,90%
Real WACC före skatt	V =(1+T)/(1+U)-1	6,23%	5,81%	6,26%

Källa: Ernst & Young

2. Den svenska naturgasmarknaden

Naturgasnätet²

Det svenska transmissionsnätet för naturgas täcker sydvästra Sverige. Bortsett från en mindre mängd biogas, som produceras lokalt och transporteras genom distributionsnäten, sker tillförseln av gas till det svenska systemet helt och hållet via en rörledning från Dragör i Danmark. Det danska gasnätet försörjs i sin tur för närvarande via ledningar från gasfält i Nordsjön samt via rörledning från Tyskland. En etablering av kapacitet för mottagning och förgasning av flytande naturgas (LNG) sker för närvarande på flera platser i Sverige.

Efter att ha nått det svenska nätet transporteras gasen genom transmissionsnätet till lokala distributionsnät, genom vilka den levereras till slutkunderna. Totalt utgörs det svenska nätet av ca 62 mil transmissionsledning och ca 272 mil distributionsledning. Utöver nätet som sådant innehåller systemet även en anläggning i Skallen där naturgas kan lagras.

Det svenska naturgasnätet



Källa: Energimarknadsinspektionen

Marknad

År 2013 stod naturgasen för cirka 2-3 procent av Sveriges totala energibehov och är således en relativt liten energikälla. Industrin är den främsta förbrukarkategorin med 44% av den totala konsumtionen, följd av el- och värmeverk med 39%. Av övriga kategorier utgör bostäder cirka 4%. Förbrukningen är starkt koncentrerad till ett fåtal större kunder.

Det svenska transmissionsnätet för naturgas ägs sedan 2011 i sin helhet av Swedegas som även äger lagringsanläggningen i Skallen. Distributionsnäten ägs av fem aktörer: E.ON, Göteborg Energi, Kraftringen, Varberg Energi samt Öresundskraft.

² Källa: Energimarknadsinspektionen, "Sveriges el- och naturgasmarknad 2013"

3. Teori

Inledning

För att kunna beräkna en intäktsram som ger tillräckliga förutsättningar för att finansiera de kostnader som nätföretagen har för kapital måste en beräkning av kapitalkostnaderna göras. För detta krävs att det finns ett mått på kapitalbasen i monetära termer, reglermässiga avskrivningstider och en normränta (kalkylränta).

Kalkylräntan kan bestämmas på olika sätt. Inom finansiell ekonomi finns flera metoder för detta. Metoden som är den idag mest förekommande är Capital Asset Pricing Method (CAPM) och Weighted Average Cost of Capital (WACC).

WACC

WACC innebär att man väger in hur stora långivarnas och aktieägarnas avkastningskrav är i förhållande till deras andel av det totala kapitalet (marknadsvärderat), och beräknas enligt följande grundformel.

$$WACC = r_d(1-t) \cdot (D/(D+E)) + r_e(E/(D+E)), \text{ där}$$

r_d = avkastningskrav för lånat kapital före skatt

r_e = avkastningskrav för eget kapital efter skatt

t = skattesats

D = uppskattat marknadsvärde av företagets finansiella skulder (vid optimal kapitalstruktur)

E = uppskattat marknadsvärde av företagets eget kapital (vid optimal kapitalstruktur)

Uttrycket ovan ger en nominell kalkylränta efter skatt, vilket är det begrepp som normalt används på kapitalmarknaden.

Avkastningskravet på lånat kapital

Avkastningskravet på lånat kapital utgörs av den ränta långgivare kräver som kompensation för att låna ut pengar. För att komma fram till vad som är en rimlig ränta behöver kreditvärdigheten för gasnätsföretagen bedömas. Det görs genom att rörelserisken liksom den finansiella risken bedöms. Vanligen bedöms rörelserisken genom analys av branschspecifika förhållanden, exempelvis branschtillväxt, konkurrenssituation och statliga reglerförhållanden. Andra faktorer som kan vägas in är företagets diversifiering när det gäller verksamhet och geografi. Den finansiella risken bedöms bland annat utifrån kapitalstruktur, kassaflöde och lönsamhet.

Avkastningskravet på eget kapital

Avkastningskravet på eget kapital kan beräknas enligt olika finansiella teorier. Vedertaget är att bestämma kravet med hjälp av den s.k. Capital Asset Pricing Model (CAPM) som beskrivs med nedanstående formel.

$$r_e = r_f + \beta (r_m - r_f), \text{ där}$$

r_e = kostnad för eget kapital

r_f = riskfri ränta

r_m = förväntad avkastning på aktiemarknadsindex

β = betavärde

Enligt formeln utgörs avkastningskravet på eget kapital av summan av "den riskfria räntan" och en riskpremie, som i sin tur är en funktion av det s.k. betavärdet och aktiemarknadens genomsnittliga riskpremie, "marknadsriskpremien" (uttrycket $r_m - r_f$).

Riskfri ränta

Den riskfria räntan som används i CAPM-formeln ska spegla investeringens tidshorisont. Den riskfria räntan avseende gasnätsföretag bör därför baseras på ett långsiktigt perspektiv eftersom livslängden för anläggningarna är lång. Vanligtvis antas den riskfria räntan representeras av räntan på långfristiga statsobligationer.

Betavärdet

Betavärdet speglar ett börsnoterat företags risk (volatilitet i aktiekurs) i förhållande till marknadens risk (volatilitet i index) och definieras matematiskt på följande sätt:

$\beta_E = \text{cov}(r_i, r_m) / \text{var}(r_m)$, där

β_E = betavärdet för aktien, s.k. "equity beta"

$\text{cov}(r_i, r_m)$ = kovariansen mellan aktiekursen och marknadsindex under en viss mätperiod

$\text{var}(r_m)$ = variansen i marknadsindex under samma mätperiod

Betavärden under 1 innebär en lägre risk och betavärden högre än 1 innebär en högre risk än genomsnittet på aktiemarknaden.

Betavärdet för ett noterat företag skattas genom linjär regressionsanalys av historiska data över aktiekursutveckling i förhållande till index. Parametrar som måste bestämmas är mätfrekvensen (t.ex. månadsobservationer) samt mätperiodens längd. Utifrån de erhållna mätpunkterna beräknas sedan betavärdet enligt ovanstående formel.

Företag som är föremål för begränsad börshandel uppvisar ofta en låg korrelation i betaregressionen (s.k. R^2 -värde), vilket innebär att det observerade betavärdet är mindre tillförlitligt (underskattas som regel).

Ett företags "equity beta" är en funktion av dess rörelserisk samt finansiella risk (kapitalstruktur). Eftersom företag inom en bransch ofta har olika kapitalstruktur måste det s.k. "asset beta" (d.v.s. beta för ett företag utan finansiell nettoskuld) beräknas för att kunna jämföra betaobservationerna så att de reflekterar endast risken i rörelsen. Detta görs genom den s.k. "hävstångsformeln" som det finns flera olika varianter av. Vi har använt oss av följande vedertagna variant:

$\beta_E = \beta_A (1 + (1-t) \cdot (D/E))$, där

β_E = equity beta

β_A = asset beta

t = skattesatsen

D = marknadsvärde av skulder

E = marknadsvärde av eget kapital

Då β_A lösts ut används formeln en gång till. Denna gång appliceras värderingsobjektets bedömda optimala skuldandel och skattesats på det bedömda asset betavärdet för att erhålla ett equity beta för värderingsobjektet.

De olika varianterna av ovanstående formel skiljer sig bland annat med avseende på implicita antaganden om risken i räntekostnadernas skattemässiga avdragsmöjlighet samt risken förknippad med företagets skulder. Vår bedömning är att så länge samma formel används vid beräkning av asset beta för branschen som vid beräkning av equity beta för värderingsobjektet är skillnaderna mellan olika formelvarianter oväsentliga.

Marknadsriskpremien

Marknadsriskpremien skattas vanligen genom studier av historiska tidsserier av avkastning för olika värdepapper, studier av nuvarande marknadsdata för härledning av en framåtblickande riskpremie, eller genom enkätundersökningar bland marknadsaktörer.

Kapitalstrukturen

När avkastningskravet för långgivarna och aktieägarna har räknats ut återstår det att bedöma kapitalstrukturen, det vill säga andelen eget kapital respektive räntebärande skulder av det totala kapitalet. Kapitalstrukturen ska marknadsvärderas, och för det egna kapitalet görs det lämpligen genom att multiplicera antalet utestående aktier med aktiekursen. Vid marknadsvärderingen av skulder används vanligtvis de bokförda värdena på grund av att dessa i normala fall ligger nära en marknadsvärdering.

Konvertering till real WACC före skatt

I Ei:s reglering tillämpas en real kalkylränta före skatt. Kalkylräntan måste vara real på grund av att en real kapitalkostnadsmetod används för att fördela kapitalkostnaderna över tiden. Kalkylräntan bestäms före skatt eftersom gasnätsföretagens resultat bedöms före skatt.

Problemet med att tillämpa en WACC före skatt är att en sådan inte direkt kan observeras på kapitalmarknaden, eftersom aktieägarna ställer ett avkastningskrav på eget kapital efter belastning av skatt. Man måste alltså börja med att uppskatta en WACC efter skatt enligt ovan. Tidigare har Ei använt följande metod, kallad "Fishersambandet", för att omräkna WACC från nominell efter skatt till real före skatt:

- 1 Härled nominell WACC efter skatt utifrån kapitalmarknadsdata.
- 2 Dividera med 1 minus skattesatsen för att komma till nominell WACC före skatt.
- 3 Dividera med 1 + inflationen samt subtrahera kvoten med 1 för att komma till real WACC före skatt.

Ovanstående benämns i det följande "schablonmetoden" och uttrycks matematiskt nedan.

$$WACC_{nom} f sk = WACC_{nom} e sk / (1-t)$$

$$(1 + WACC_{real} f sk) = (1 + WACC_{nom} f sk) / (1+i), \text{ där}$$

t = skattesatsen

i = inflationen.

Ei har uppmärksammat att schablonmetoden är en teoretisk förenkling som inte nödvändigtvis resulterar i samma avkastning som om en modell med kassaflöden efter skatt skulle tillämpas. Vidare har ett omfattande utredningsarbete utfört av akademiker och konsulter, däribland Ernst & Young, visat att möjligheten att göra skattemässiga överavskrivningar på investeringar kan leda till en högre

realiserad avkastning än den som avses ges av schablonmetoden.³ Detta område analyseras ytterligare nedan i denna rapport.

4. Urval av jämförelsebolag

För att kunna skatta betavärde och skuldandel har ett antal jämförbara bolag identifierats och analyserats i detalj. Primärt har vi utgått från europeiska bolag med huvudsaklig verksamhet inom transmission, distribution och lagring av gas. Vi har i denna grupp exkluderat bolag med avsevärd andel verksamhet inom gasutvinning och energiproduktion samt handel med naturgas då vi bedömer att riskstrukturen i dessa verksamheter skiljer sig avsevärt mot reglerade verksamheter.

Vi har delat in våra jämförelsebolag i tre grupper:

- 1 Europeiska gasnätsbolag: Enagas (Spanien), Fluxys (Belgien) och Snam (Italien) driver gastransmissionsnät i sina respektive länder. National Grid (Storbritannien) och REN (Portugal) driver både gas- och eltransmissionsnät. Ascopiave och Acsm-Agam är regionala, italienska gasdistributörer (bedriver även gasförsäljning och viss övrig energirelaterad verksamhet). Gas Natural (Spanien) säljer och distribuerar gas och el samt producerar el.
- 2 Amerikanska gasnätsbolag: Spectra Energy är ett transmissionsbolag medan AGL Resources, Atmos Energy, New Jersey Resources och NiSource är distributionsbolag.
- 3 Europeiska eltransmissionsbolag: Elia (Belgien), Red Electrica (Spanien) samt Terna (Italien) driver eltransmissionsnätet i respektive land.

Riskerna i el- och gasnätsverksamhet har stora likheter då båda verksamheterna omfattas av regleringar som begränsar såväl upp- som nedsidan för bolagen. Dock gör bland annat bristen på substitut för kunderna att elnätsbolagen bör anses ha en lägre risk än gasnätsbolagen tack vare större teoretisk möjlighet att utnyttja sina intäktsramar.

Den stora andelen sydeuropeiska jämförelsebolag innebär att dataunderlaget bör tolkas med försiktighet eftersom den ekonomiska krisen i dessa länder kan ha lett till högre risk och avkastningskrav jämfört med bolag i andra västeuropeiska länder.

En beskrivning av jämförelsebolagens verksamhet återfinns i Appendix A.

5. Kapitalstruktur

Kapitalstrukturen (andel eget respektive lånat kapital) har betydelse för WACC:en på två sätt. Dels vid sammanvägningen av eget respektive lånat kapital, dels i hävstångsformeln för omvandling mellan equity beta och asset beta.

Enligt finansiell teori är det företagets optimala skuldsättning som ska beaktas vid beräkningen av WACC. Den optimala skuldsättningen är den som minimerar företagets WACC. Företagets faktiska skuldsättning ska inte beaktas om denna avviker från den optimala. Det är en komplex utmaning att bedöma ett företags optimala skuldsättning. I praktiken härleds denna ofta genom observationer av noterade jämförelsebolag. Implicit antas att dessa bolag har en sofistikerad finansförvaltning och är kapabla att styra sin skuldsättning mot den optimala. Ernst & Young har använt denna metod.

Skuldandelen $D/(D+E)$ för jämförelsebolagen har beräknats som finansiell nettoskuld dividerat med summan av nettoskuld och börsvärde vilka hämtats från finansdatabasen Capital IQ.

³ "WACC och rörelsekapital", Ernst & Young, 19 maj 2010, www.ei.se

Eftersom skuldandelen definieras utifrån marknadsvärden på skulder och eget kapital kommer i praktiken en konstant skuld i kronor (eller annan valuta) att resultera i en skuldandel som varierar med företagets aktiekurs. På grund av aktiekursfluktuationerna bör antagen långsiktig skuldsättning baseras på observationer från olika historiska tidpunkter snarare än en enstaka tidpunkt för att undvika att få en missvisande bild.

I tabellen nedan återges skuldandel för de olika bolagsgrupperna för åren 2005-2013. Vi bedömer att en skuldandel på 47% är rimlig att applicera på de svenska gasnätsbolagen. Denna siffra är baserad på medel/median för gasnätsföretagen.

Skuldandel D/(D+E) 2005-2013

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Medel	Median
Acsm-Agam S.p.A.	46%	38%	48%	48%	56%	56%	68%	69%	63%	55%	56%
Ascopiave S.p.A.	n/a	4%	25%	18%	23%	26%	46%	44%	30%	27%	26%
Enagas S.A.	29%	30%	29%	42%	49%	55%	59%	57%	48%	44%	48%
Fluxys Belgium NV	17%	13%	19%	37%	42%	44%	39%	41%	46%	33%	39%
Gas Natural SDG	28%	21%	20%	39%	60%	64%	60%	59%	50%	45%	50%
REN - Redes Energéticas Nacionais, S.A.	n/a	n/a	52%	55%	59%	63%	69%	72%	71%	63%	63%
Snam S.p.A.	42%	40%	43%	48%	46%	46%	50%	52%	49%	46%	46%
National Grid PLC	49%	44%	55%	70%	65%	56%	55%	54%	49%	55%	55%
Atmos Energy Corp.	52%	54%	50%	53%	50%	50%	49%	48%	45%	50%	50%
New Jersey Resources Corp.	28%	31%	32%	33%	31%	30%	29%	33%	36%	32%	31%
NISource Inc.	55%	52%	58%	75%	65%	63%	57%	54%	48%	59%	57%
Spectra Energy Corp.	n/a	32%	35%	51%	43%	41%	37%	41%	37%	40%	39%
AGL Resources Inc.	45%	43%	44%	53%	49%	51%	52%	53%	49%	49%	49%
Ela System Operabr S.A.	60%	62%	64%	68%	68%	64%	63%	61%	62%	64%	63%
Red Electrica Corp. S.A.	45%	38%	32%	38%	37%	50%	52%	50%	43%	43%	43%
TERNA S.p.A.	38%	34%	35%	48%	43%	46%	57%	60%	55%	46%	46%
Medel samtliga	41%	36%	40%	49%	49%	50%	53%	53%	49%	47%	49%
Median samtliga	45%	38%	39%	48%	49%	51%	54%	54%	48%	47%	48%
Medel gasföretag	39%	33%	39%	48%	49%	50%	52%	52%	48%	46%	48%
Median gasföretag	44%	35%	43%	48%	49%	51%	52%	53%	48%	47%	48%
<i>Medelvärde av inramade siffror</i>											47%

Källa: Capital IQ

6. Asset beta

Vid härledningen av asset beta har vi inhämtat aktie- och indexdata samt balansräkningsdata från Capital IQ enligt följande.

- ▶ 208 senaste veckoobservationerna
- ▶ Fyra års genomsnittlig skuldsättning
- ▶ Beta mot lokalt aktiemarknadsindex
- ▶ Aktuell skattesats i hemlandet
- ▶ Hävstångsformel som redovisats i tidigare avsnitt

Bortsortering av observationer lågt förklaringsvärde

Den kvadrerade korrelationskoefficienten R^2 beräknas för varje observation, dvs. varje års beräknade beta (som i sin tur bygger på en fyraårig mätperiod). R^2 mäter graden av samvariation mellan de enskilda veckoobservationerna av aktiekurs och indextal och varierar mellan noll och ett.

Det är praxis vid bedömning av betavärden att sortera bort observationer med låga R^2 -tal eftersom dessa riskerar att förvränga genomsnittet. (Det vanligaste är att låga R^2 -värden är förknippade med låga betavärden.)

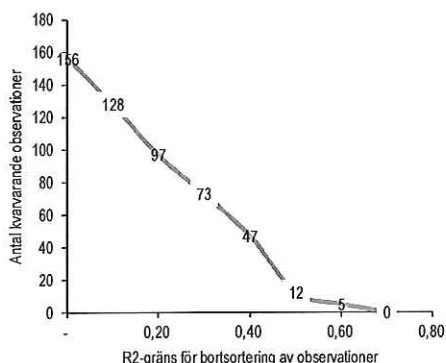
Vid normala företagsvärderingar brukar betavärden endast beräknas vid en enda tidpunkt, inte som i detta fall under en tioårsperiod. Man har då lika många betaobservationer som man har jämförelsebolag. För att inte få alltför stort bortfall av observationer brukar man sätta den nedre gränsen för acceptabla R^2 -värden relativt lågt. EY brukar sätta denna gräns omkring 0,1-0,2.

I vårt fall har vi 16 jämförelsebolag med mätpunkter under 10 år. Vi har följaktligen i teorin 160 datapunkter. Eftersom inte alla bolag har varit noterade under hela tioårsperioden har vi endast 156 observationer. I Appendix B redovisas samtliga observerade equity beta och R²-värden.

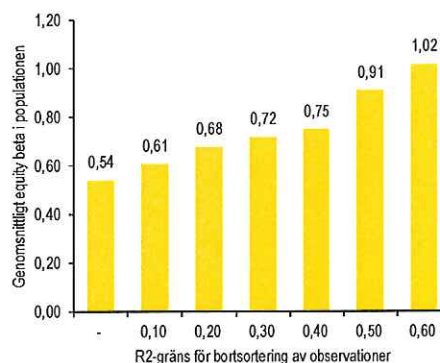
Ju högre vi sätter R²-gränsen, desto "bättre" men färre observationer får vi. Vi måste alltså göra en avvägning mellan nyttan av att ha många bolag som ingår i genomsnittet (vilket erhålls genom att sätta en låg R²-gräns) samt nyttan av att ha så högkvalitativa observationer som möjligt (vilket erhålls genom att sätta en hög R²-gräns). Vi har valt att dra gränsen vid R²=0,4. Vid denna gräns kvarstår 47 observationer av de ursprungliga 156. Vid en R²-gräns på 0,5 skulle endast 12 observationer kvarstå och vid en R²-gräns på 0,6 endast 5 observationer, se vänster diagram nedan.

Man kan i dataunderlaget i Appendix B observera ett tydligt samband där höga R²-värden är förknippade med höga betavärden, se höger diagram nedan. Detta innebär i vårt fall att ju högre gränsen sätts för bortsortering av låga R²-värden, desto högre kommer genomsnittet av de behållna betaobservationerna att bli. Att sätta R²-gränsen vid 0,4 framstår som en rimlig kompromiss för att inte riskera att missgynna företagen till följd av eventuellt missvisande (låga) betaobservationer.

Antal kvarvarande observationer beroende på R²-gräns



Genomsnittlig equity beta beroende på R²-gräns



Källa: Capital IQ / EY analys

Asset beta

Tabellen nedan visar asset beta som beräknats utifrån de 47 equity betaobservationer som återstår efter bortsorteringen ovan. De borttagna observationerna är markerade med "n/a".

Asset beta 2005-2014

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Medel	Median
Acsm-Agam S.p.A.	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Ascopiave S.p.A.	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Enagas S.A.	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	0,36	0,32	0,33	0,36	0,34	0,34
Fluxys Belgium NV	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Gas Natural SDG	n/a	n/a	0,88	0,74	n/a	n/a	0,41	0,40	0,45	0,47	0,56	0,46
REN - Redes Energéticas Nacionais, :	n/a	n/a	0,52	0,40	0,34	0,31	n/a	n/a	n/a	n/a	0,39	0,37
Snam S.p.A.	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	0,28	0,31	0,30	0,30
Nafonl Grid PLC	n/a	n/a	n/a	0,42	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	0,42	0,42
Atmos Energy Corp.	n/a	n/a	n/a	n/a	0,39	0,41	0,40	0,40	0,45	n/a	0,41	0,40
New Jersey Resources Corp.	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
NISource Inc.	n/a	n/a	n/a	0,39	0,40	0,40	0,37	0,41	n/a	n/a	0,39	0,40
Spectra Energy Corp.	n/a	n/a	n/a	0,72	0,75	0,74	0,72	0,71	0,63	0,53	0,68	0,72
ACL Resources Inc.	n/a	n/a	n/a	0,45	0,44	0,43	0,41	0,42	0,43	n/a	0,43	0,43
Elia System Operabr S.A.	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Red Electrica Corp. S.A.	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	0,42	0,41	0,37	0,40	0,44	0,41	0,41
TERNA S.p.A	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	0,27	0,32	0,29	0,29
Medel samtliga	n/a	n/a	0,70	0,52	0,46	0,45	0,44	0,43	0,41	0,41	0,48	0,45
Median samtliga	n/a	n/a	0,70	0,43	0,40	0,42	0,41	0,40	0,42	0,40	0,45	0,41
Medel gasföretag	n/a	n/a	0,70	0,52	0,46	0,46	0,44	0,44	0,43	0,42	0,48	0,45
Median gasföretag	n/a	n/a	0,70	0,43	0,40	0,41	0,40	0,41	0,44	0,42	0,45	0,41
Medelvärde av inramade siffror												0,45

Källa: Capital IQ

Baserat på ovanstående observationer bedömer vi att **0,45** är en rimlig skattning av asset beta för svenska gasnätsföretag. Denna siffra är baserad på medel/median för gasnätsföretagen.

7. Riskfri ränta och inflationsförväntan

Val av löptid för riskfri ränta

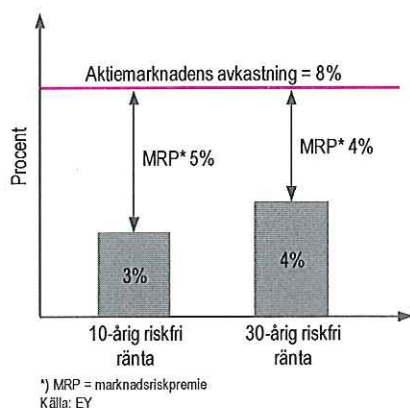
Den riskfria räntan skattas vanligen utifrån långfristiga statsobligationer. Vissa experter förespråkar en 30-årig statsobligation som grund för bedömningen av den riskfria räntan, med hänvisning till långlivade tillgångar. Bland marknadsaktörer är det dock i praktiken vanligt att tillämpa kortare löptider vid fastställandet av den riskfria räntan, även för långsiktiga investeringar såsom företagsförvärv, som kan betraktas ha en "evig" investeringshorisont. Enligt vår erfarenhet är det minst lika vanligt, om inte vanligare, att använda sig av en 10-årig riskfri ränta som en 30-årig.⁴

Bruner et al summerar "best practice" för estimering av WACC, där bland annat följande slås fast:

*"Risk free rate should match the tenor of the cash flows being valued. For most capital projects and corporate acquisitions, the yield on the US government Treasury bond of ten or more years in maturity would be appropriate."*⁵ (vår understrykning)

Bruner et al framhåller att det finns olika perspektiv på den riskfria räntan, vilket även framgår av litteraturen. Ett perspektiv är att använda 90-dagars statsskuldväxlar som riskfri ränta, med argumentet att dessa är mer konsistenta med CAPM i dess ursprungliga version, medan det andra perspektivet är att matcha löptiden med investeringshorisonten. Det väsentliga i detta sammanhang är dock att det använda måttet på riskfri ränta är konsistent med skattningen av aktiemarknadsriskpremien. Denna ska i teorin beräknas som skillnaden mellan avkastning på aktier respektive obligationer – samma obligationer som används i skattningen av den riskfria räntan. Eftersom räntan vanligen är högre för längre löptider än för kortare kommer marknadsriskpremien, mätt som skillnaden mellan aktiemarknadens avkastning och obligationernas, att bli lägre då långa obligationer används som måttstock än då kortare obligationer används.

Illustration av sambandet mellan löptid på riskfri ränta och marknadsriskpremien



⁴ Även kortare löptider än tio år förekommer. Bland annat kan nämnas att PwC i Norge använde sig av en femårig norsk statsobligation för bedömning av kostnaden för eget kapital i samband med sin utvärdering av NVE:s förslag till ny kalkylränta för den norska elnätregleringen. Se "Forslag til endringer i kontrollforskriften. NVE-renten, håndtering av FoU-kostnader og mer-/mindreinntekt", NVE 2012.

⁵ Bruner, Eades, Harris, Higgins, "Best Practices in Estimating the Cost of Capital: Survey and Synthesis", Financial Practice and Education, Spring / Summer 1999.

Diagrammet ovan illustrerar hur marknadsriskpremien räknas ut som skillnaden mellan aktiemarknadens förväntade avkastning och den riskfria räntan och således är beroende av vilken löptid den riskfria räntan antas ha. I grafen antas att aktiemarknadens förväntade avkastning är 8%, den 10-åriga riskfria räntan 3% och den 30-åriga riskfria räntan 4%. Marknadsriskpremien blir då 5% med 10-årig riskfri ränta respektive 4% med 30-årig riskfri ränta.

PwC:s riskpremiestudie⁶ åberopas ofta som källa till bedömd marknadsriskpremie. Det framgår av PwC:s studie att merparten av respondenterna inom finanssektorn använder sig av en obligationsränta som är tio år eller kortare. PwC:s metod för att beräkna marknadsriskpremien går till på följande sätt: PwC frågar marknadsaktörerna om vilket avkastningskrav de för närvarande tillämpar för en placering på Stockholmsbörsen. Sedan beräknar PwC riskpremien implicit genom att subtrahera den 10-åriga riskfria räntan från medelvärdet av respondenternas avkastningskrav.

Sammanfattningsvis är vår bedömning att den tioåriga svenska statsobligationsräntan utgör ett lämpligt mått på den riskfria räntan för gasnätföretagen.

Riskfri ränta och inflationsförväntan för 2012 och 2013

Den riskfria räntan för tillsynsperioderna 2012 och 2013 är beräknad som den genomsnittliga dagsnoteringen under respektive år. Vi använder oss av Riksbankens redovisade 10-årsränta (SE GVB 10Y), som härleds utifrån en sammanvägning av olika noterade instrument och som alltid ska ha tio års löptid. Denna ränta var i genomsnitt **1,59%** för 2012 och **2,12%** för 2013.

Inflationsförväntan, som är en parameter vid övergången från nominell till real WACC, skattar vi som skillnaden mellan den nominella obligation vars återstående löptid är närmast tio år (SGB 1054, med förfall 2022-06-01) och realränteobligationen med samma löptid (SGB IL 3108), se tabell nedan. Med hjälp av Fishersambandet beräknas en förväntad långsiktig inflation på 1,51% för 2012 (1,0158/1,0007 - 1) och 1,53% för 2013 (1,0201/1,0047 - 1).

10-åriga statsobligationsräntor 2012-2013

Instrument	Tidsperiod	Ränta
10-åriga obligationer (Riksbanken)		
SE GVB 10Y	2012	1,59%
SE GVB 10Y	2013	2,12%
10-åriga obligationer (OMX)		
SGB 1054	2012	1,58%
SGB 1054	2013	2,01%
10-åriga realränteobligationer (OMX)		
SGB IL 3108	2012	0,07%
SGB IL 3108	2013	0,47%
Inflationsförväntan		
Fishersambandet	2012	1,51%
Fishersambandet	2013	1,53%

Källa: Riksbanken och Bloomberg

Angiven ränta avser årligt dagsgenomsnitt

Riskfri ränta och inflationsförväntan för 2015-2018

Det är en vanskligh uppgift att prognostisera framtida räntenivåer. I teorin kan skattningar av s.k. implicita terminräntor göras utifrån en serie obligationer med olika löptider. Det är dock inte alltid som

⁶ "Riskpremien på den svenska marknaden", PwC, mars 2014, sid 12.

meningsfulla resultat kan erhållas från en sådan analys. Det går heller inte att härleda inflationsförväntan med denna metod, i varje fall inte med de obligationer som finns noterade i Sverige.

Vi har därför valt att skatta den riskfria räntan för kommande tillsynsperiod med hjälp av Riksbankens prognoser över 10-årsränta och inflation som publiceras tre gånger per år i "Penningpolitisk rapport", senast i juli 2014, se tabell nedan.

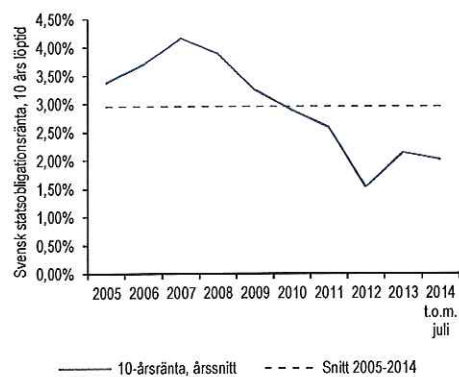
Prognos över riskfri ränta och inflation

Procent	2015	2016	2017	2018	Snitt
10-årsränta	2,2	3,1	4,0	4,0	3,33
KPI	1,3	3,0			
KPIF	1,6	2,0	2,0	2,0	1,90

Källa: Riksbanken (2015-2106) samt EY bedömning (2017-2018)

Prognosen sträcker sig bara t.o.m. 2016, varför vi måste göra ett eget antagande för 2017 och 2018. Vi har antagit att den riskfria räntan uppgår till 4,0% för dessa år. Denna siffra har valts för att vara rimligt säker på att inte göra en underskattning av räntan, vilket skulle vara till nackdel för företagen. Tioårsräntan har under den senaste tioårsperioden inte överstigit 4% annat än under 2007, och har i genomsnitt legat på 3%, se diagram nedan. Den genomsnittliga tioårsräntan under de fyra åren uppgår därmed till **3,33%**.

Ränta på 10-årig svensk statsobligation 2005-2014



Källa: Capital IQ

Riksbanken uppskattar att KPI kommer att uppgå till 3,0% 2016. Vi vill dock vara försiktiga med att framskriva en så pass hög inflation även efterföljande år eftersom den avviker väsentligt från det långsiktiga inflationsmålet 2%. Vi väljer därför att använda indexet KPIF, vilket är detsamma KPI med fasta bostadsräntor som vårt inflationsmått. Vi antar 2,0% inflation för 2017 och 2018, vilket ger ett genomsnitt för de fyra åren på **1,90%**.

8. Marknadsriskpremie

Det finns ett antal vanligt förekommande metoder för att skatta marknadsriskpremien ("MRP").

- ▶ Historiska studier
- ▶ Enkätundersökningar bland finansanalytiker
- ▶ Implicita beräkningar utifrån kapitalmarknadsdata
- ▶ Justerad historisk riskpremie

Historiska studier

Denna metod går ut på att beräkna skillnaden i långsiktig genomsnittlig avkastning mellan ett aktiemarknadsindex och statsobligationer. Den beräknade genomsnittliga historiska riskpremien används sedan som en uppskattning av förväntad MRP. Historiska riskpremier anses innehålla väsentlig information för bedömning av framtida riskpremie, men tidsserierna påverkas av skeenden som inte nödvändigtvis förväntas upprepas i framtiden.

Det har genomförts många studier av historiska riskpremier med denna metod. Den genomsnittliga aritmetiska riskpremien mellan 1926 och 2012 på den amerikanska marknaden var t.ex. 6,7% enligt Ibbotson.⁷

Professorerna Dimson, Marsh och Staunton vid London Business School publicerade 2002 en studie av riskpremier för perioden 1900-2001. Av denna framgår att det aritmetiska medelvärdet för Sverige var 7,1%.⁸

Enkätundersökningar bland finansanalytiker

Ett annat sätt att härleda MRP är att fråga finansekonomer om vilken MRP de bedömer. Nackdelen med denna metod är att respondenterna kan antas kalibrera sina prognoser efter historiska utfall och därefter justera denna siffra uppåt eller neråt beroende på aktuellt marknadsklimat.

År 2001 genomförde professor Welch vid Yale-universitetet en enkätundersökning bland 510 ekonomi-professorer, som ombads prognostisera en global MRP på ett respektive trettio års sikt. Det genomsnittliga svaret var 3,4% på ett års sikt samt 5,5% på trettio års sikt.⁹

PwC genomför varje år en motsvarande enkätundersökning bland svenska marknadsaktörer. Mellan åren 1998 och 2014 har genomsnittlig bedömd MRP varierat mellan 3,5 och 6,0% med ett snitt på 4,7%. Genomsnittet av enkätsvaren uppgick till 5,8% för 2012 och 6,0% för 2013 (enkätundersökningarna genomfördes under mars månad).¹⁰

Implicita beräkningar utifrån kapitalmarknadsdata

En tredje metod är beräkna en implicit MRP baserat på aktuella börskurser och räntenivåer samt förväntningar om framtida vinstutveckling. På så sätt kan man räkna ut ett implicit avkastningskrav på eget kapital samt beräkna MRP genom att subtrahera räntenivån från avkastningen. Ett problem med denna typ av studier är svårigheten att fastställa vilka vinstförväntningar marknadsaktörer faktiskt har vid en given tidpunkt, vilket gör MRP-estimatet volatilt.

Fama och French använde denna metod för att kalkylera den amerikanska riskpremien mellan 1872 och 1999. De fann en premie om 3,8% för perioden före 1949 och 3,4% för den efterföljande perioden.¹¹

Professor Damodaran vid New York University beräknar varje månad den s.k. implicita marknadsriskpremien utifrån den information som ges av börskurser, direktavkastning, räntor samt tillväxtprognoser. Den implicita riskpremien har historiskt i genomsnitt uppgått till 3,9% mätt för

⁷ 2013 Ibbotson SBBI Risk Premia Over Time Report

⁸ Dimson, E, Marsh P, Staunton M, "Global Evidence on the Equity Risk Premium", London Business School, September 2002

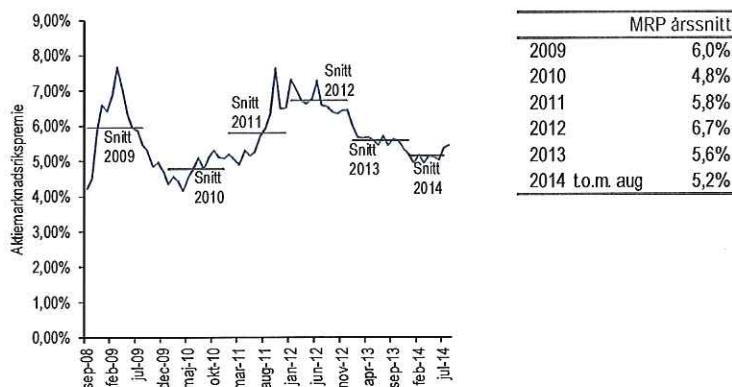
⁹ Welch, I, "The Equity Premium Consensus Forecast Revisited", Working paper, Yale School of Management, September 2001

¹⁰ "Riskpremien på den svenska marknaden", PwC, mars 2014

¹¹ Fama, E.F. and K.R. French, "The Equity Premium", Journal of Finance, Vol 57, 2002

perioden 1960-2007 (aritmetiskt medelvärde). Under finanskrisen ökade dock riskpremien avsevärt och har de senaste åren varit betydligt högre än det historiska genomsnittet.¹²

Implicit MRP på den amerikanska marknaden enligt Damodaran



Källa: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/>

Diagrammet ovan återger Damodaras beräkningar av MRP för perioden september 2008 till augusti 2014. För 2012 noteras en rekordhög MRP på 6,7% i snitt, vilket sjönk till 5,6% 2013. För första delen av 2014 noteras en något lägre nivå.

Justerad historisk riskpremie

En fjärde metod att härleda en förväntad MRP är att analysera historiska riskpremier, men justera dessa för skeenden som inte förväntas återkomma.

År 2002 beräknade Dimson, Marsh och Staunton en genomsnittlig MRP under åren 1900-2001 för USA, Storbritannien samt globalt till 5,4%, 6,7% respektive 5,5% (aritmetiskt medelvärde). Som berörts ovan beräknades även den svenska riskpremien till 7,1%.¹³

I ett andra steg justerade man för tre faktorer som man ansåg hade haft en väsentlig påverkan på genomsnittet, kortfattat produktivitets- och teknologiförändringar, minskad risknivå generellt i ekonomin samt lägre transaktionskostnader. Justeringarna beräknades till -1,5% för USA, -2,1% för Storbritannien samt -1,7% globalt.

Om justeringen för Storbritannien (-2,1%) antas gälla även för Sverige erhålls en svensk justerad MRP på 5,0%, enligt EY:s tolkning.

I tabellen nedan sammanfattas de olika undersökningarna vi studerat. Utöver dessa finns ett stort antal studier med vitt skilda resultat.

¹² Damodaran, Aswath, <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

¹³ Dimson, E, Marsh P, Staunton M, "Global Evidence on the Equity Risk Premium", London Business School, September 2002

Sammanfattning av riskpremiestudier

Studie	Källa	Tidsperiod	Marknad	Index	Medelvärde	MRP
<i>Historiska riskpremier</i>						
Ibbotson	1	1926-2007	USA	S&P 500	Aritmetiskt	6,7%
Dimson, et al.	2	1900-2001	Sverige	n.a.	Aritmetiskt	7,1%
Dimson, et al.	2	1900-2001	Globalt	n.a.	Aritmetiskt	5,4%
<i>Enkätundersökningar</i>						
Welch (2001)	3	30 år	Globalt	n.a.	n.a.	5,5%
PwC (2012)	4	2012	Sverige	n.a.	n.a.	5,8%
PwC (2013)	4	2013	Sverige	n.a.	n.a.	6,0%
PwC (2014)	4	2014	Sverige	n.a.	n.a.	5,6%
<i>Implicit riskpremie</i>						
Fama & French	5	1872-1949	USA	n.a.	n.a.	3,8%
Fama & French	5	1949-1999	USA	n.a.	n.a.	3,4%
<i>Justerad historisk riskpremie</i>						
Dimson, et al./ EY	2	1900-2001	Sverige	n.a.	Aritmetiskt	5,0%
Dimson, et al.	2	1900-2001	Globalt	n.a.	Aritmetiskt	3,7%

1. 2013 Ibbotson S&P Risk Premia Over Time Report, Morningstar

2. Dimson, E, Marsh P, Staunton M, "Global Evidence on the Equity Risk Premium", London Business School, september 2002

4. Welch, I, "The Equity Premium Consensus Forecast Revisited", Working paper, Yale School of Management, September 2001

3. "Riskpremien på den svenska aktiemarknaden", PwC, mars 2012, 2013, 2014

5. Fama, E.F. and K.R. French, "The Equity Premium", Journal of Finance, Vol 57, 2002

Samlad bedömning

Vår samlade bedömning är att MRP på den svenska marknaden i ett normalt marknadsläge kan uppskattas till 5,0%. Bland de studier som refereras ovan stöder vi oss främst på Dimsons justerade historiska riskpremiestudie och det långsiktiga genomsnittet i PwC:s årliga studie. Vi vill dock poängtera att erfarenhet och egna observationer av olika marknadsaktörers använda riskpremier spelat en stor roll i vår bedömning.

De senaste åren har dock präglats av stor oro på kapitalmarknaderna. Räntorna har fallit kraftigt, vilket allt annat lika skulle föranleda en lägre kalkylränta. Emellertid finns det faktorer som talar för att aktiemarknadens riskpremie har ökat och att det totala avkastningskravet på eget kapital inte alls minskat. PwC:s och Damodarans studier är ett par indikationer på detta.

För 2012, som var ett år med rekordlåga 10-årsräntor bedömer vi att MRP uppgår till **7,0%**. För 2013 bedömer vi att MRP uppgår till **6,0%**. För 2015-2018 bedömer vi att MRP uppgår till **5,0%** i linje med vår antagna återgång till ett normalare ränteläge. En summering av MRP och riskfri ränta för dessa tre perioder resulterar i en marknadsavkastning på drygt 8% i samtliga fall, vilket vi bedömer som inbördes konsistent och inom ett rimligt intervall.

9. Särskild riskpremie

Risikfaktorer för det svenska naturgassystemet

Vi bedömer att det svenska gasnätets struktur gör att risken vid en investering i svensk gasnätverksamhet sannolikt är något högre än vid en investering i motsvarande verksamhet på den europeiska kontinenten. Vi bedömer att politisk risk är den viktigaste osäkerhetsfaktorn, följt av beroende av ett fåtal kunder och gasnätets struktur.

Politisk och reglermässig risk

Sveriges naturgaskonsumtion som andel av den totala energikonsumtionen är endast 2-3 procent, lägst i hela EU och långt under genomsnittet på 25%. Vi bedömer att Sveriges låga beroende av

naturgas utgör en källa till politisk risk, då potentiella politiska beslut som missgynnar naturgas som energislag endast skulle medföra en marginell påverkan på det totala energiutbudet. I länder där naturgasen är en av de viktigaste energikällorna kan sannolikt inte naturgasanvändningen elimineras utan att detta skulle medföra kännbara konsekvenser för samhället. Det är svårt att finna politiker i Sverige som försvarar naturgasen. Ett beslut att marginalisera naturgasens roll, exempelvis som ett led i en satsning på att öka andelen energiförsörjning från förnyelsebara energikällor, bör alltså vara politiskt enklare att ta i Sverige än i många andra europeiska länder.

Eftersom Sverige håller på att utforma regleringen av gasnätverksamheten, och denna ännu inte funnit sina långsiktiga former, finns även en osäkerhet kring framtida reglering som kan motivera en riskpremie.

Beroende av ett fåtal kunder

Användarna av naturgas i Sverige är koncentrerade till ett fåtal företag, där cirka 30 kunder står för omkring 80% av gaskonsumtionen enligt en studie från Energimyndigheten.¹⁴ Bortfall av enstaka kunder kan därför medföra betydande intäktsbortfall som på grund av konkurrens från andra bränslen inte med säkerhet kan kompenseras på kort sikt genom prishöjningar.

Det svenska gasnätets struktur

Det centraleuropeiska gasnätet är väl sammankopplat och det finns i det flesta fall ett flertal alternativa tillfartsvägar till respektive lands transmissionsnät. Tillförseln till det svenska nätet sker emellertid uteslutande från Danmark genom gasledningen under Öresund, vilket medför en högre risk för störningar i gasförsörjningen. Detta kan eventuellt påverka kundernas långsiktiga syn på naturgasens attraktivitet som energikälla.

En tidigare osäkerhetsfaktor i form av permanenta begränsningar i gasförsörjningen till följd av den minskande gasproduktionen i Danmark har dock försvunnit i och med att det nyligen byggts en rörledning från Tyskland till Danmark som möjliggör gasförsörjning från kontinenten.

Bedömd riskpremie för svenska gasnätsbolag

Vår sammanfattande bedömning är att en premie på kostnaden för eget kapital om **1,5%** är motiverad för svensk gasnätsverksamhet. Siffran är vald som genomsnittet av det intervall på 1-2% vi bedömde i vår rapport från 2012. Det bör dock framhållas att valet av denna parameter inte är någon exakt vetenskap.

Ingen generell storlekspremie

Det kan diskuteras om en storlekspremie, även kallad småbolagspremie, är motiverad. Majoriteten av de svenska gasnätsföretagen är väsentligt mindre än de noterade jämförelsebolagen. Olika akademiska studier har visat att små bolag under vissa mätperioder givit en högre avkastning än stora bolag. Denna effekt har ansetts motiverad av faktorer såsom särskilda risker, t.ex. kund- eller nyckelpersonberoende, sämre ledning och ägarstyrning, sämre likviditet i handeln med aktien, sämre genomlysning av analytiker, etc. Det saknas dock en allmänt accepterad teoribildning. Trots detta applicerar praktiker inom företagsvärdering, däribland EY, ofta en småbolagspremie, bland annat eftersom detta i många fall impliceras av priser som betalas vid förvärv.

Trots att flera gasnätsbolag är små anser vi inte att detta bör beaktas vid bedömning av reglermässig WACC. Ett skäl är att det strider mot principen att alla bolag ska behandlas lika i regleringen. Det vore knappast rimligt att små bolag skulle få en högre intäktsram än stora bolag. Tvärtom förefaller andan i

¹⁴ Energimyndigheten – "Riskbedömning av Sveriges naturgasförsörjning", 2011

regleringen vara att de mest effektiva aktörernas förutsättningar ska styra intäktsramen. Ett annat skäl är att vi redan beaktat vad vi bedömer som den viktigaste bland de nämnda faktorerna, beroendet av ett fåtal kunder, i vår bedömda särskilda riskpremie. Vi har därför inte applicerat någon generell storlekspremie.

10. Kostnad för lånat kapital

Löptid

CAPM är en teori för att beräkna ett avkastningskrav på *eget* kapital, men säger inget om hur *lånat* kapital prissätts av marknaden. Utifrån en WACC-modell är det därför inte nödvändigt att välja samma löptid för bedömningen av den riskfria räntan till avkastningskravet på eget kapital som för lånekostnaden (varken basräntan eller kreditriskpremie).

Ju längre löptid på en kredit, desto högre kreditpåslag kräver en långgivare eftersom denne får en motsvarande högre upplåningskostnad eller måste ta på sig en omfinansieringsrisk. Dessutom löper långgivaren risken att låntagarens kreditvärdighet försämras under lånets löptid utan att långgivaren kan kompensera sig för detta. I praktiken gör företagen en avvägning mellan kostnad och risken att inte kunna omfinansiera sin verksamhet när lånen löper ut. Resultatet är normalt en bindningstid som är klart kortare än livslängden på tillgångarna. Enligt vår erfarenhet är den genomsnittliga löptiden på lån för bolag inom energisektorn mellan fem och tio år.

Vi väljer att beräkna lånekostnaden för svenska gasnätsföretag som summan av en basränta i form av den riskfria räntan som används vid bedömningen av kostnaden för eget kapital, plus en kreditriskpremie som är anpassad till den bedömda skuldandelen.

Vi antar en genomsnittlig löptid på tio år vid bedömningen av gasnätsföretagens lånekostnad. Basräntan utgörs således av den genomsnittliga marknadsräntan för en tioårig svensk statsobligation enligt analys ovan: 1,59% för 2013, 2,12% för 2013 samt 3,33% för 2015-2018.

Kreditrating

Vid bedömningen av kreditriskpremien är vår ansats att bedöma vilken ränta ett svenskt gasnätsbolag skulle få betala om det emitterat obligationer med en rating (kreditbetyg) som är bedömd efter deras verksamhet samt en bedömd långsiktig kapitalstruktur. I tabellen nedan återges rating enligt Standard & Poor för våra jämförelsebolag. De flesta bolag ligger på BBB-rating.

Kreditbetyg för jämförelsebolagen

	S&P rating
Acsm-Agam S.p.A.	-
Ascoplave S.p.A.	-
Enagas S.A.	BBB
Fluxys Belgium NV	-
Gas Natural SDG	BBB
REN - Redes Energéticas Nacionais, SPGS,	BB+
Snam S.p.A.	BBB+
Naional Grid PLC	A-
Atmos Energy Corp.	A-
New Jersey Resources Corp.	-
NiSource Inc.	BBB-
Spectra Energy Corp.	BBB
AGL Resources Inc.	BBB+
Elia System Operator S.A.	A-
Red Electrica Corp. S.A.	BBB
TERNA S.p.A.	BBB+

Källa: Capital IQ, datum 2014-07-31

Vi vill också undersöka om mindre, nordiska bolag har en annan rating än de stora, internationella, noterade jämförelsebolagen. I tabellen nedan redovisas kreditbetyg för nordiska energibolag (samtliga bolag utom Fortum är onoterade). Gasnätsföretaget Kraftringen ingår i denna grupp. Den faktiska ratingen framgår av kolumn 4, och den rating som skulle gälla om bolagen inte hade offentliga huvudägare anges i kolumn 5 (med små bokstäver). De flesta bolag skulle alltså ha en "självständig" rating omkring BBB i snitt.

Kreditbetyg för nordiska energibolag med noterade obligationer

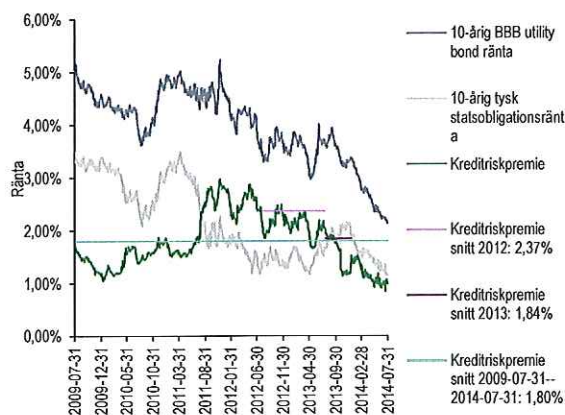
Bolag	Land	Datum	Stand-alone	
			S&P rating (LT)	credit profile (SACP)
Dong Energy AS	Danmark	2014-05-15	BBB+	bbb
Energinet.dk	Danmark	2012-04-13	AA	a
Fingrid Oyj	Finland	2014-04-14	AA-	a
Fortum Oyj	Finland	2014-04-23	A-	bbb+
Kraftringen AB	Sverige	2014-02-21	BBB+	bbb-
Statnett SF	Norge	2014-05-06	A+	bbb
Vattenfall AB	Sverige	2013-04-25	A-	bbb+
Statkraft	Norge	2013-04-23	A-	bbb
Tekniska verken i Linköping	Sverige	2013-01-15	A	bbb

Källa: Standard & Poor / bolagens hemsidor

Vi drar därför slutsatsen att BBB är en rimlig rating att anta även för de svenska gasnätsföretagen.

Finansdatabasen Bloomberg tillhandahåller företagsobligationsräntor. Den genomsnittliga räntan för obligationer med tio års löptid för ett index av europeiska "utilities" med BBB-rating var 3,90% för 2012, 3,52% för 2013 samt 3,97% i snitt de senaste fem åren 2009-07-31—2014-07-31. Vi jämför detta med en europeisk (tysk) riskfri 10-årig ränta. Obligationräntorna uppvisar en premie utöver den tyska riskfria räntan på 2,37% för 2012, 1,84% för 2013 samt 1,80% för femårsperioden. Se diagram och tabell nedan. Detta utgör vår bedömning av kreditriskpremien som vi adderar till den svenska riskfria räntan enligt bedömning ovan.

Kreditriskpremie 2009-2014 för BBB utility bonds



Tidsperiod	10-årig BBB "utility bond" (A)	10-årig tysk statsobligation (B)	Kreditriskpremie (A-B)
Snitt 2012	3,90%	1,53%	2,37%
Snitt 2013	3,52%	1,68%	1,84%
Snitt 2009-07-31-2014-07-31	3,97%	2,18%	1,80%

Källa: Bloomberg, Capital IQ

Källa: Bloomberg, Capital IQ

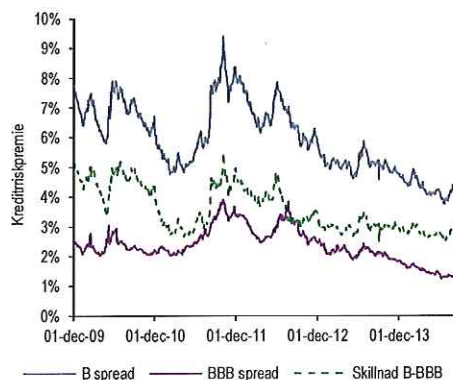
Swedegas lånekostnad som benchmark?

Vi noterar att KPMG tar intryck av Swedegaskoncernens faktiska lånekostnad i sin bedömning av kreditriskpremie för naturgasföretagen nyligen.¹⁵ Vi anser dock att Swedegas lånekostnad inte är en lämplig benchmark. Swedegas har en s.k. leveraged buyout-finansiering (LBO) med en högre risknivå

¹⁵ "Uppskattning av vägd kapitalkostnad för regleringen av naturgasnätet i Sverige", KPMG 2014-06-24

(sämre rating) än vad vi antagit för våra jämförelsebolag. Normalt brukar LBO-finansiering ha en rating omkring B, alltså väsentligt sämre än den "investment grade"-finansiering (BBB) som jämförelsebolagen har, vilket motiverar en högre kreditriskpremie för Swedegas. Dessutom har kostnaden för B-obligationer sjunkit jämfört med BBB sedan Swedegas tog upp sin finansiering i anslutning till EQT:s förvärv i december 2009. Då var skillnaden i kreditriskpremie mellan B- och BBB-obligationer cirka två procentenheter större än i nuläget, se grön streckad linje i diagrammet nedan.¹⁶ Sammanfattningsvis anser vi därför att Swedegas historiska räntekostnad är ett dåligt mått på lånekostnaden i nuläget för svenska gasnätsföretag generellt.

Utveckling av obligationsspreadar 1 december 2009-31 juli 2014



Källa: Capital IQ / Barclays Multiverse Index

11. Överavskrivningarnas effekt på avkastningen

Enligt Ei:s instruktioner ska vi kvantifiera företagens möjligheter att åstadkomma en högre avkastning genom att göra skattemässiga överavskrivningar och beräkna ett avdrag på den reglermässiga kalkylräntan så att företagen därmed endast uppnår den "önskade" avkastningen genom att göra överavskrivningar.

Överavskrivningar innebär att man skjuter upp företagsbeskattningen under en tidsperiod som avgörs av investeringstakten. Om investeringarna ökar kan man skjuta en s.k. obeskattad reserv framför sig, men om investeringarna minskar kommer man förr eller senare att behöva betala full skatt. Fördelen av att göra överavskrivningar består alltså av att man kan ersätta dyrare finansiering med en räntefri "kredit" från Skatteverket.

Detta område har utretts tidigare. År 2010 genomfördes ett arbete för Ei:s räkning av professorerna Jan Bergstrand och Stefan Yard samt EY¹⁷. Rapporterna finns tillgängliga på Ei:s hemsida.

Vi beräknade 2010 genom en komplex simuleringsmodell att överavskrivningar kan ge en förhöjd avkastning i "steady state", alltså en situation där man nått en reellt konstant investeringsnivå, endast om det råder inflation (vilket i och för sig är rimligt att anta). Vi kunde dock inte finna någon lämplig formel för att koppla denna effekt till ett enskilt företags eller branschens faktiska nyckeltal. Dessa beräkningar gjordes utifrån den reala annuitetsmetod som gällde för elnätföretag.

De svenska gasnätsföretagen har olika strategi beträffande överavskrivningar. Vissa företag har mycket stora obeskattade reserver till följd av överavskrivningar, medan andra inte har några

¹⁶ Diagrammet visar utveckling för Barclays Multiverse Index som är ett brett, internationellt obligationsindex och därför avviker något från de "utility bonds" vi använder i vår analys. Trenden torde vara densamma för utility bonds med olika rating.

¹⁷ Se "WACC och rörelsekapital", Ernst & Young, 19 maj 2010, www.ei.se

obeskattade reserver. Det går därför svårt att finna något generellt angreppssätt som leder till önskad justering av avkastningen för branschen som helhet.

Med hjälp av vår simuleringsmodell från 2010 har vi gjort nya beräkningar utifrån den reala linjära metod för kapitalkostnadsberäkning ("RL") som Ei beslutat ska gälla för gasföretagen den kommande tillsynsperioden 2015-2018. Överavskrivningarnas effekt på avkastningen beror på en rad faktorer som verkar åt olika håll: läge i investeringscykeln, snittålder på anläggningarna, avskrivningstider, kalkylränta, skattesats, inflationstakt, resultat före bokslutsdispositioner, utdelningspolicy mm. För att undvika oöverstiglig komplexitet väljer vi att analysera överavskrivningarnas effekt på ett hypotetiskt företag som befinner sig i steady state i investeringscykeln.

Antagandena är i korthet följande:

- ▶ Intäkter enligt RL-metod
- ▶ Regulatorisk och bokföringsmässig livslängd på anläggningar 40 år
- ▶ Investeringar 1/40 av NUAK per år de senaste 40 historiska åren samt i framtiden
- ▶ Snittålder på anläggningarna 20 år
- ▶ Inflation 2%
- ▶ Skatt 22%
- ▶ Kalkylränta nominell efter skatt 6,46% (samma som vår bedömda WACC för 2015-2018), vilket ger kalkylränta real före skatt 6,16% med 2,0% inflation¹⁸
- ▶ Fulla överavskrivningar respektive inga överavskrivningar
- ▶ Företagsvärdet beräknas genom diskontering av eviga framtida kassaflöden med nämnd kalkylränta

Våra simuleringar visar att scenariot med fulla överavskrivningar ger ett cirka 6% högre företagsvärde än scenariot utan överavskrivningar. Detta gäller dock endast om man har samma kalkylränta i diskonteringen av kassaflödena i bägge scenarierna.

Eftersom scenariot med fulla överavskrivningar ger en kapitalstruktur som till över 90% består av eget kapital¹⁹ kan inte vår bedömda optimala kapitalstruktur med 47% skulder och 53% eget kapital uppnås. Detta innebär i sin tur att den verkliga kapitalkostnaden är högre än den regulatoriska kalkylräntan. Vi beräknar en WACC på 6,92% med den lägre skuldandelen. Om man istället diskonterar kassaflödet i scenariot med fulla överavskrivningar med den högre kalkylräntan erhålls ett företagsvärde som är 4% *lägre* än i scenariot utan överavskrivningar. Kalkylen är inte tillräckligt exakt för att man ska kunna dra slutsatsen att överavskrivningar har *negativ* värdepåverkan, men hypotesen om att överavskrivningar har en positiv värdepåverkan kan således inte bevisas. Se Appendix C för ytterligare detaljer.

Vår slutsats är att vi inte bör beakta någon effekt av överavskrivningar i kalkylräntan för gasnätsföretagen.

¹⁸ Eftersom vi använder 2,0% inflation för samtliga år i simuleringsmodellen bortser vi i räkneexemplet från vår inflationsprognos för 2015-2108 på 1,90%.

¹⁹ Skattekrediten antas inte ingå i kapitalstrukturen enligt gängse finansiell teori, eftersom skatten är avdragen i kassaflödet som således endast ska delas mellan långivare och ägare.

12. Beräkning av WACC

I tabellen nedan beräknas först nominell WACC efter skatt enligt antagandena i denna rapport. Därefter beräknas nominell WACC före skatt genom division med 1 minus skattesatsen. Slutligen beräknas real WACC före skatt med hjälp av Fishersambandet och inflationsantagandet enligt denna rapport.

Vår slutsats beträffande kalkylräntorna för naturgasföretagen är följande:

- ▶ 2012 6,23%
- ▶ 2013 5,81%
- ▶ 2015-2018 6,26%

Minskningen mellan 2012 och 2013 förklaras främst av att skattesatsen har ändrats medan ökningen mellan 2013 och 2015-2018 främst förklaras av en antagen högre räntenivå.

Beräkning av WACC

	Rad Formel	Tillsynsår 2012	Tillsynsår 2013	Tillsynsperiod 2015-2018
Asset beta	A	0,45	0,45	0,45
Skattesats	B	26,3%	22,0%	22,0%
Skuldandel D/(D+E)	C	47,0%	47,0%	47,0%
Skuldsättningsgrad D/E	D =C/(1-C)	88,7%	88,7%	88,7%
Hävstångsfaktor	E =1+(1-B)*D	1,65	1,69	1,69
Equity beta	F =A*E	0,74	0,76	0,76
Riskfri ränta	G	1,59%	2,12%	3,33%
Equity beta	H =F	0,74	0,76	0,76
Aktemarknadsriskpremie	I	7,00%	6,00%	5,00%
Kostnad för eget kapital (ojusterat)	J =G+H*I	6,8%	6,7%	7,1%
Särskild riskpremie	K	1,50%	1,50%	1,50%
Kostnad för eget kapital	L =J+K	8,3%	8,2%	8,6%
Kreditriskpremie	M	2,37%	1,84%	1,80%
Kostnad för lånat kapital före skatt	N =G+M	3,96%	3,96%	5,13%
Skattesats	O =B	26,3%	22,0%	22,0%
Kostnad för lånat kapital efter skatt	P =N*(1-O)	2,92%	3,09%	4,00%
Vikt skulder D/(D+E)	Q =C	47,0%	47,0%	47,0%
Nominell WACC efter skatt	R =L*(1-Q)+P*Q	5,77%	5,79%	6,46%
Skattesats	S =B	26,3%	22,0%	22,0%
Nominell WACC före skatt	T =R/(1-S)	7,83%	7,42%	8,28%
Inflationsförväntning	U	1,51%	1,53%	1,90%
Real WACC före skatt	V =(1+T)/(1+U)-1	6,23%	5,81%	6,26%

Källa: Ernst & Young

Appendix A – Företagsbeskrivningar

Acsm-Agam S.p.A.

Acsm-Agam S.p.A. operates in the fields of waste incineration, heat management, cogeneration of electricity, and steam and district heating. The company is also involved in the sale of natural gas and electricity, gas distribution, water distribution, and sewage and district heating activities. Acsm-Agam S.p.A. was founded in 1961 is based in Monza, Italy.

Ascopiave S.p.A.

Ascopiave S.p.A. distributes and sells natural gas in Italy. The company holds concessions and direct assurances for the supply of the service in 209 municipalities; and operates a distribution network of approximately 8,100 kilometers. It is also involved in the sale of electric power, heat management, and co-generation activities. The company is headquartered in Pieve di Soligo, Italy. Ascopiave S.p.A. is a subsidiary of Asco Holding S.p.A.

Enagas S.A.

Enagás, S.A. operates as a gas transportation, storage, and regasification company in Spain. The company's Infrastructure segment provides gas transportation services through gas pipelines for the primary and secondary transport of gas to distribution points; and operates natural gas storage facilities, as well as is involved in the regasification of natural gas. Its Technical System Management segment operates as a technical manager of gas system in Spain. This segment's activities include guaranteeing the continuity and security of supply, as well as coordination of access, storage, transport, and distribution points. The company's Deregulated Activities segment is engaged in the deregulated activities. Enagás, S.A. operates through a network of 10,000 kilometers of gas pipelines; 3 underground natural gas storage facilities at Serrablo, Yela, and Gaviota; 4 regasification plants located at Cartagena, Huelva, Barcelona, and Gijón; and regulation and metering stations, as well as compression stations located at Algete, Almendralejo, Almodóvar, Bañeras, Córdoba, Crevillente, Seville, Haro, Paterna, Tivissa, Zamora, Zaragoza, Alcázar de San Juan, and Lumbier. Enagás, S.A. was founded in 1972 and is based in Madrid, Spain.

Fluxys Belgium NV

Fluxys Belgium SA operates natural gas transmission grid and storage infrastructure in Belgium. The company sells capacity to its system users to transmit natural gas for distribution system operators, power stations, and industrial end-users in Belgium, as well as moves natural gas to a border point for other end-user markets in Europe. It also offers underground capacity storage facility in Loenhout for enabling customers to store natural gas. The company, through Zeebrugge terminal, sells capacity for loading and unloading liquefied natural gas (LNG) ships, storing LNG, and regasifying it prior to injection into the grid, as well as supplies LNG loaded trucks to industrial sites in Europe, where pipeline supplies are not available. In addition, it provides ancillary services for natural gas trading on the Zeebrugge Hub; and monitors nominations for natural gas movements and transfers on continental European grids, the United Kingdom and Irish grids, subsea pipelines in the North Sea, and natural gas production fields. The company operates approximately 4,100 kilometers of pipelines. Further, it is involved in the reinsurance business. Fluxys Belgium SA was formerly known as Fluxys SA. The company is based in Brussels, Belgium. Fluxys Belgium SA is a subsidiary of Fluxys SA.

Gas Natural SDG

Gas Natural SDG, S.A., together with its subsidiaries, is engaged in the exploration and development, liquefaction, re-gasification, transport, storage, distribution, and commercialization of natural gas; and generation, transport, distribution, and commercialization of electricity. The company's Gas Distribution segment is involved in the regulated gas distribution; and provision of services for third-party access to the network, as well as in the activities related to distribution. Its Electricity Distribution segment provides regulated electricity distribution services; network services for customers; and metering and other services related to third party access to the distribution network. The company's Electricity segment is engaged in the generation of electricity through combined cycle, thermal, nuclear, hydro, co-generation, and wind farm plants and other technologies; and supply of electricity to wholesale markets, as well as wholesale and retail commercialization of electricity. Its Gas segment is involved in the exploration and production of gas from extraction to the liquefaction process, as well as value chain activities of liquefied natural gas (LNG), including the sea transport of LNG and the re-gasification process; and operation of the Maghreb-Europe pipeline. This segment also supplies and retails natural gas to wholesale and retail customers; and supplies products and services related to retailing. The company is also engaged in the exploitation of the coal field in South Africa; and activities related to the optic fiber and other non-energy businesses. It operates in Spain and internationally. Gas Natural SDG, S.A. was founded in 1843 and is headquartered in Barcelona, Spain.

REN – Redes Energéticas Nacionais, SPGS, S.A.

REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., through its subsidiaries, is engaged in the transmission of electricity and natural gas in Portugal. It operates in two segments, Electricity and Gas. The company plans, constructs, operates, and maintains the National Electricity Transmission Grid (RNT), an extra high-voltage electricity transmission network; and buys, sells, imports, and exports electric energy, as well as buys and sells power and system services. Its RNT consists of 8,733 km in lines and 67 transformer substations; and 13 step down, switching, and transition substations. The company also owns and operates the high-pressure natural gas transmission network; liquid natural gas (LNG) terminal, which includes reception, storage, and regasification of LNG; and development, maintenance, and operation of underground storage. Its natural gas transmission network comprises 1,375 km of high-pressure gas pipelines. In addition, the company provides spaces and technical areas for the installation of telecommunications antennae and technical support equipment; technical space at data centers for the installation of communication and IT equipment; leased lines; and value-added services such as, private voice networks management, backup and hosting, Internet access management, management of communication services, and projects and consultancy in telecommunications systems and maintenance services. Further, it is involved in lease and maintenance of dark fibers; operation of telecommunications network; production of electricity from sea waves; management of wind farms; and management of concession to operate a pilot area for the production of electric energy from ocean waves located to the north of S. Pedro de Moel. REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. was founded in 1994 and is headquartered in Lisbon, Portugal.

Snam S.p.A.

Snam S.p.A. is engaged in the natural gas transportation, storage, regasification, and urban distribution in Italy. It operates through Natural Gas Transportation, Liquefied Natural Gas (LNG) Regasification, Natural Gas Storage, and Natural Gas Distribution segments. The company provides natural gas transportation and dispatching services with approximately 32,300 kilometers of high- and medium-pressure gas pipelines; and regasification services, which include unloading the LNG from the vessel, operating storage required for vaporizing the LNG, and regasifying and injecting the LNG into the network. It also offers natural gas storage services through an integrated system of infrastructure

comprising deposits, wells, gas treatment plants, compression plants, and the operational dispatching system; and operates eight storage fields in Lombardy, Emilia-Romagna, and Abruzzo. In addition, the company distributes natural gas to 1,435 municipal concessions with approximately 53,000 kilometers of medium- and low-pressure network. Further, it is involved in the provision of technical services relating to natural gas distribution activities, and the rental and maintenance of fiber optic telecommunications cables. The company was formerly known as Snam Rete Gas S.p.A. and changed its name to Snam S.p.A. in January 2012. Snam S.p.A. was founded in 1941 and is headquartered in San Donato Milanese, Italy.

National Grid PLC

National Grid plc transmits and distributes electricity and gas to residential, commercial, and industrial customers. The company operates high voltage electricity transmission and gas transmission networks in Great Britain; a gas distribution system in the United Kingdom; regulated gas and electricity distribution, and high voltage electricity transmission networks in New York and New England; electricity generation facilities in New York and Massachusetts; and liquefied natural gas (LNG) storage facilities in the United Kingdom. It also owns an electricity interconnector in France and the Netherlands; and a 224 kilometer (km) transmission interconnector between New England and Canada. It operates an electricity transmission system comprising approximately 7,200 kilometers of overhead line, 1,400 kms of underground cable, and 335 substations; gas transmission system that consists of approximately 7,660 kms of high pressure pipe and 23 compressor stations connecting to 8 distribution networks and third party independent systems; and gas distribution system consisting of approximately 131,000 kms of gas distribution pipeline transporting gas to approximately 10.9 million consumers in the United Kingdom. The company also operates an electricity distribution network of approximately 116,250 circuit kms in New England and upstate New York; and a network of approximately 56,630 kms of gas pipeline distributing gas to approximately 3.6 million customers in northeastern United States. In addition, it owns 50 fossil fuel-powered units on Long Island with a generation capacity of 3.8 GW; and 4.6 MW unit of solar generation in Massachusetts. Further, the company is engaged in property management, gas and electricity metering, unregulated transmission pipelines, LNG import terminal, and other LNG operations, as well as offers installation and maintenance services to energy suppliers. The company was founded in 1990 and is headquartered in Warwick, the United Kingdom.

Atmos Energy Corp

Atmos Energy Corporation, together with its subsidiaries, is engaged in the distribution, transmission, and storage of natural gas in the United States. It operates in three segments: Natural Gas Distribution, Regulated Transmission and Storage, and Nonregulated. The Natural Gas Distribution segment is involved in regulated natural gas distribution and related sales operations. This segment distributes natural gas to approximately three million residential, commercial, public authority, and industrial customers. As of September 30, 2013, it owned approximately 67,146 miles of underground distribution and transmission mains. The Regulated Transmission and Storage segment is engaged in the regulated pipeline and storage operations. This segment transports natural gas for third parties and manages five underground storage reservoirs in Texas; and provides ancillary services in the pipeline industry, including parking arrangements, lending, and sales of excess gas. It owns 5,628 miles of gas transmission and gathering lines. The Nonregulated segment provides natural gas management, marketing, transportation, and storage services to municipalities, local gas distribution companies, and industrial customers primarily in the Midwest and Southeast. This segment owns 110 miles of gas transmission and gathering lines. Atmos Energy Corporation was founded in 1906 and is headquartered in Dallas, Texas.

New Jersey Resources Corp.

New Jersey Resources Corporation, an energy services holding company, provides retail and wholesale natural gas energy services. The company operates through four segments: Natural Gas Distribution, Clean Energy Ventures, Energy Services, and Midstream. The Natural Gas Distribution segment offers natural gas service to residential and commercial customers in central and northern New Jersey; and participates in the off-system sales and capacity release markets. The Clean Energy Ventures segment invests, owns, and operates renewable energy projects comprising commercial and residential solar projects, and on-shore wind investments projects. The Energy Services segment maintains and transacts a portfolio of natural gas storage and transportation positions; and provides wholesale energy and energy management services. The Midstream segment invests in natural gas transportation and storage facilities. The company also provides heating, ventilation, and cooling services, as well as solar installation services; holds and develops commercial real estate properties; and provides plumbing repair and installation services. New Jersey Resources Corporation was founded in 1922 and is based in Wall, New Jersey.

NiSource Inc.

NiSource Inc., an energy holding company, provides natural gas, electricity, and other products and services. It operates through three segments: Gas Distribution Operations, Columbia Pipeline Group Operations, and Electric Operations. The Gas Distribution Operations segment offers natural gas service and transportation to residential, commercial, and industrial customers. As of December 31, 2013, it owned and operated a total of 58,146 miles of pipelines and related facilities. This segment serves approximately 3.4 million customers in Ohio, Pennsylvania, Virginia, Kentucky, Maryland, Indiana, and Massachusetts. The Columbia Pipeline Group Operations segment provides gas transportation and storage services for local distribution companies, marketers, and industrial and commercial customers located in northeastern, mid-Atlantic, midwestern, and southern states, as well as in the District of Columbia. As of December 31, 2013, it owned and operated approximately 14,780 miles of natural gas transmission pipelines. This segment also operates underground natural gas storage systems capable of storing approximately 642 billion cubic feet of natural gas. The Electric Operations segment generates, transmits, and distributes electricity; and offers wholesale and transmission transaction services. It serves approximately 460,000 customers in 20 countries in the northern part of Indiana; and operates 3 coal-fired electric generating stations with a net capability of 2,540 megawatts (MW), 4 gas-fired generating units with a net capability of 206 MW, and 2 hydroelectric generating plants with a net capability of 10 MW, as well as a combined cycle gas turbine plant with a capacity of 535 MW. The company was formerly known as NIPSCO Industries, Inc. and changed its name to NiSource Inc. in April 1999. NiSource Inc. was founded in 1912 and is headquartered in Merrillville, Indiana.

Spectra Energy Corp.

Spectra Energy Corp., through its subsidiaries, owns and operates a portfolio of natural gas-related energy assets in North America. The company's Spectra Energy Partners segment is engaged in the transmission, storage, and gathering of natural gas, as well as transportation and storage of crude oil and natural gas liquids (NGLs) for customers in various regions of the midwestern, northeastern, and southeastern United States and Canada. Its natural gas pipeline systems consist of approximately 21,000 miles of transmission pipelines; and storage capacity comprises 305 billion cubic feet (Bcf). Its Distribution segment offers natural gas storage, transmission, and distribution services for residential, commercial, and industrial customers in Canada. This segment has approximately 39,000 miles of main and service pipelines; storage capacity of approximately 160 Bcf; and transmission system of approximately 3,000 miles of high-pressure pipeline and mainline compressor stations. The company's Western Canada Transmission & Processing segment provides natural gas transmission, and gas gathering and processing services; and services to natural gas producers to remove impurities from

the raw gas stream, including water, carbon dioxide, hydrogen sulfide, and other substances. It also extracts, fractionates, transports, stores, and markets NGLs for western Canadian producers and NGL customers. This segment serves local distribution companies, end-use industrial and commercial customers, marketers, and exploration and production companies. Its Field Services segment gathers, compresses, treats, processes, transports, stores, and sells natural gas; produces, fractionates, transports, stores, sells, markets, and trades in NGLs; and recovers and sells condensate. This segment owns or operates approximately 67,000 miles of gathering and transmission pipelines. The company is headquartered in Houston, Texas.

AGL Resources Inc.

AGL Resources Inc., an energy services holding company, distributes natural gas to residential, commercial, industrial, and government clients in Illinois, Georgia, Virginia, New Jersey, Florida, Tennessee, and Maryland. The company's Distribution Operations segment constructs, manages, and maintains intrastate natural gas pipelines and distribution facilities. As of December 31, 2013, this segment owned approximately 80,500 miles of underground distribution and transmission pipelines. Its Retail Operations segment markets natural gas, and various energy-related products that provide natural gas price stability and utility bill management, as well as offers home protection products and services and warranty protection solutions. The company's Wholesale Services segment is involved in the provision of asset management and optimization, storage, transportation, production, and peaking services; and wholesale marketing of natural gas in the United States and Canada. Its Midstream Operations segment is engaged in the natural gas storage business. This segment develops, acquires, and operates underground natural gas storage properties primarily in the Gulf Coast region of the United States and in northern California. The company's Cargo Shipping segment transports containerized freight; provides southbound scheduled services, interisland services, northbound shipment services, and inland transportation and cargo insurance services; and owns and leases marine intermodal cargo containers. This segment operates approximately 11 owned vessels and 3 chartered vessels with a container capacity of approximately 6,750 twenty-foot equivalent units. The company serves approximately 4.5 million end-use customers in 7 states, as well as 620,000 energy customers, and 1.1 million services contracts in 17 states. AGL Resources Inc. was founded in 1856 and is headquartered in Atlanta, Georgia.

Elia System Operator S.A:

Elia System Operator SA, together with its subsidiaries, develops, maintains, and operates electricity networks in Central and North West Europe. It engages in the transmission of electricity to approximately 29 million consumer homes and industries in Germany and Belgium. The company owns and operates approximately 9,845 kilometers (km) of overhead lines and 150 km of underground cables in Germany; and 5,581 km of overhead lines and 2,783 km of underground cables in Belgium. The company also offers a range of consultancy and engineering services to its customers and local authorities. Elia System Operator SA is headquartered in Brussels, Belgium.

Red Electrica Corp. S.A.

Red Eléctrica Corporación, S.A. transmits electricity, operates electricity system, and manages electricity transmission grid in Spain and internationally. Its transmission grid comprises approximately 42,000 kilometers of high voltage electricity lines and approximately 5,000 substation bays; and has approximately 80,000 MVA of transformer capacity. The company also provides advisory, engineering, construction, and telecommunications services; and line and substation maintenance services. Red Eléctrica Corporación, S.A. was founded in 1985 and is based in Alcobendas, Spain.

TERNA S.p.A.

TERNA - Rete Elettrica Nazionale Società per Azioni, together with its subsidiaries, operates in the electrical energy transmission and dispatching sector in Italy. Its activities include planning, development, construction, operation, and maintenance of an electricity grid for the transmission of electricity. The company owns the Italian National Transmission Grid (NTG) with approximately 57,500 kilometers of high voltage lines; 475 transformation stations; and 22 interconnection lines with foreign countries. It is also involved in the construction and maintenance of electricity transmission grids and plants for the generation of electricity, including renewable generation for own use and sale in Italy and internationally. TERNA - Rete Elettrica Nazionale Società per Azioni was founded in 1999 and is headquartered in Rome, Italy.

Appendix B – R² och equity beta

R²

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Acsm-Agam S.p.A.	0,13	0,08	0,05	0,19	0,18	0,16	0,21	0,18	0,20	0,21
Ascopiave S.p.A.	n/a	0,00	0,08	0,17	0,11	0,10	0,13	0,05	0,05	0,08
Enagas S.A.	0,06	0,14	0,26	0,32	0,28	0,32	0,42	0,45	0,51	0,50
Fluxys Belgium NV	0,01	0,03	0,03	0,06	0,09	0,09	0,07	0,02	0,01	0,00
Gas Natural SDG	0,10	0,33	0,43	0,51	0,33	0,34	0,42	0,42	0,64	0,60
REN - Redes Energéticas Nacionais, :	n/a	n/a	0,47	0,46	0,40	0,41	0,38	0,24	0,24	0,22
Snam S.p.A	0,02	0,08	0,12	0,17	0,09	0,10	0,16	0,17	0,42	0,42
National Grid PLC	0,13	0,14	0,13	0,42	0,38	0,38	0,31	0,11	0,11	0,09
Atmos Energy Corp.	0,25	0,32	0,37	0,40	0,42	0,45	0,46	0,45	0,41	0,28
New Jersey Resources Corp.	0,25	0,30	0,37	0,31	0,29	0,31	0,34	0,34	0,40	0,26
NISource Inc.	0,20	0,21	0,25	0,42	0,50	0,53	0,54	0,48	0,36	0,26
Spectra Energy Corp.	n/a	0,15	0,22	0,55	0,61	0,62	0,68	0,65	0,48	0,42
AGL Resources Inc.	0,30	0,27	0,39	0,46	0,47	0,50	0,51	0,46	0,50	0,38
Elia System Operator S.A.	0,00	0,01	0,03	0,26	0,17	0,16	0,20	0,08	0,14	0,18
Red Electrica Corp. S.A.	0,08	0,14	0,17	0,32	0,33	0,40	0,50	0,46	0,47	0,45
TERNA S.p.A	0,12	0,19	0,20	0,29	0,19	0,22	0,33	0,33	0,48	0,48

Källa: Capital IQ / EY analys

Equity beta

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Acsm-Agam S.p.A.	0,56	0,54	0,45	0,65	0,59	0,51	0,53	0,48	0,53	0,59
Ascopiave S.p.A.	n/a	0,11	0,31	0,39	0,25	0,22	0,25	0,20	0,25	0,35
Enagas S.A.	0,30	0,53	0,84	0,71	0,61	0,58	0,63	0,60	0,62	0,64
Fluxys Belgium NV	0,14	0,30	0,32	0,26	0,26	0,23	0,20	0,15	0,10	0,08
Gas Natural SDG	0,36	0,74	1,05	0,94	0,83	0,78	0,80	0,83	0,89	0,91
REN - Redes Energéticas Nacionais, :	n/a	n/a	0,93	0,75	0,66	0,62	0,59	0,42	0,41	0,40
Snam S.p.A	0,15	0,38	0,55	0,41	0,24	0,23	0,28	0,30	0,47	0,50
National Grid PLC	0,44	0,54	0,50	0,80	0,70	0,69	0,60	0,33	0,36	0,31
Atmos Energy Corp.	0,57	0,67	0,79	0,67	0,64	0,66	0,64	0,64	0,70	0,59
New Jersey Resources Corp.	0,55	0,69	0,89	0,62	0,57	0,58	0,56	0,59	0,69	0,61
NISource Inc.	0,63	0,64	0,73	0,78	0,85	0,87	0,81	0,78	0,66	0,55
Spectra Energy Corp.	n/a	-0,51	0,85	1,02	1,07	1,08	1,05	0,99	0,87	0,78
AGL Resources Inc.	0,63	0,65	0,88	0,69	0,68	0,69	0,67	0,69	0,71	0,64
Elia System Operator S.A.	-0,01	0,07	0,12	0,30	0,23	0,24	0,27	0,19	0,29	0,32
Red Electrica Corp. S.A.	0,30	0,51	0,68	0,70	0,61	0,62	0,64	0,62	0,68	0,69
TERNA S.p.A	0,48	0,59	0,55	0,46	0,30	0,31	0,39	0,38	0,50	0,53

Källa: Capital IQ / EY analys

Appendix C – Beräkningsexempel överavskrivningar

Antaganden

Inflation	2,0%
Avskrivningstid (år)	40
NUAK år 0	4 000
Investeringar år 0	100

Balansräkningen byggs genom att investeringarna per år beräknas som investeringar år 0 justerat för inflationen

År	-40	-39	-38	-37	-36	-35	-34	-33	-32	-31	-30	-29	-28	-27
Investeringar	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	59
Ingående balans	604	630	656	683	708	734	759	784	809	834	858	882	906	929
Bokföringsmässiga avskrivningar	20	21	22	23	24	26	27	28	30	31	32	34	35	37
Avskrivningar skattemässiga	44	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
Planenligt restvärde	584	609	634	659	684	708	732	756	780	803	826	848	871	893
Akkumulerade överavskrivningar	495	519	542	565	588	610	632	654	676	697	718	738	758	778
NUAK	1 812	1 848	1 885	1 922	1 961	2 000	2 040	2 081	2 123	2 165	2 208	2 252	2 297	2 343

År	-26	-25	-24	-23	-22	-21	-20	-19	-18	-17	-16	-15	-14	-13
Investeringar	60	61	62	63	65	66	67	69	70	71	73	74	76	77
Ingående balans	952	975	998	1 020	1 042	1 064	1 085	1 107	1 129	1 151	1 174	1 198	1 222	1 246
Bokföringsmässiga avskrivningar	38	40	41	43	44	46	47	48	49	50	51	52	53	54
Avskrivningar skattemässiga	57	59	60	61	62	63	65	66	67	69	70	71	73	74
Planenligt restvärde	914	936	957	977	998	1 018	1 038	1 059	1 080	1 102	1 124	1 146	1 169	1 192
Akkumulerade överavskrivningar	797	816	835	853	871	888	906	924	943	961	981	1 000	1 020	1 041
NUAK	2 390	2 438	2 487	2 537	2 587	2 639	2 692	2 746	2 801	2 857	2 914	2 972	3 032	3 092

År	-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0
Investeringar	79	80	82	84	85	87	89	91	92	94	96	98	100
Ingående balans	1 271	1 297	1 323	1 349	1 376	1 403	1 432	1 460	1 489	1 519	1 550	1 581	1 612
Bokföringsmässiga avskrivningar	55	56	57	58	60	61	62	63	64	66	67	68	70
Avskrivningar skattemässiga	76	77	79	80	82	84	85	87	89	91	92	94	96
Planenligt restvärde	1 216	1 241	1 265	1 291	1 316	1 343	1 370	1 397	1 425	1 453	1 483	1 512	1 542
Akkumulerade överavskrivningar	1 062	1 083	1 104	1 127	1 149	1 172	1 195	1 219	1 244	1 269	1 294	1 320	1 346
NUAK	3 154	3 217	3 281	3 347	3 414	3 482	3 552	3 623	3 695	3 769	3 845	3 922	4 000

Kapitalkostnad enligt RL

Nominell kalkylränta efter skatt	6,46%
Skatt	22,00%
Nominell kalkylränta före skatt	8,28%
Inflation	2,00%
Real kalkylränta före skatt	6,16%
Ekonomisk livslängd (år)	40
Snittålder (år)	20
NUAK	4 000
Kalkylmässiga avskrivningar	100
Kalkylmässigt IB NUAK	2 000
Kalkylmässig ränta	123
Total kapitalkostnad enl. RL	223

Balansräkning

<u>Med överavskrivningar</u>	
Planenligt restvärde	1 542
Akkumulerade överavskrivningar	1 346
- skattedel	296
- EK-del	1 050
Övrig finansiering	196
- Ränlebärande skuld	196
- Synligt EK	0

Nuvärdesberäkningar

Med överavskrivningar

Reglermässig kapitalkostnadsersättning		223
Skattemässiga avskrivningar		-96
Resultat före skatt		127
Skatt		-28
Investeringar		-100
Kassaflöde efter skatt		95
Nuvärde eviga kassaflöden		
med grund-WACC	6,46%	2 135
Nuvärde eviga kassaflöden		
med justerad WACC	6,92%	1 934

Utan överavskrivningar

Reglermässig kapitalkostnadsersättning		223
Bokföringsmässiga avskrivningar		-70
Resultat före skatt		153
Skatt		-34
Resultat efter skatt		120
Investeringar		-100
Kassaflöde efter skatt		89
Nuvärde eviga kassaflöden med		
grund-WACC	6,46%	2 005

Appendix C – Beräkningsexempel överavskrivningar (forts.)

WACC-beräkning

	Utan över- avskrivn	Med över- avskrivn
Asset beta	0,45	0,45
Skattesats	22,0%	22,0%
Skuldandel D/(D+E)	47,0%	9,2%
Skuldsättningsgrad D/E	88,7%	10,1%
Hävstångsfaktor	1,69	1,08
Equity beta	0,76	0,49
Riskfri ränta	3,33%	3,33%
Equity beta	0,76	0,49
Aktiemarknadsriskpremie	5,00%	5,00%
Kostnad för eget kapital (ojusterat)	7,1%	5,8%
Särskild riskpremie	1,50%	1,50%
Kostnad för eget kapital	8,6%	7,3%
Kreditriskpremie*	1,80%	1,30%
Kostnad för lånat kapital före skatt	5,13%	4,63%
Skattesats	22,0%	22,0%
Kostnad för lånat kapital efter skatt	4,00%	3,61%
Vikt skulder D/(D+E)	47,0%	9,2%
Nominell WACC efter skatt	6,46%	6,92%
Skattesats	22,0%	
Nominell WACC före skatt	8,28%	
Inflationsförväntning	2,00%	
Real WACC före skatt	6,16%	

*) I scenariot med överavskrivningar har en lägre kreditriskpremie antagits till följd av lägre skuldsättning.

Jämförelse av kapitalstruktur och företagsvärde mellan scenarierna

	Kalkyl			Justerad			
	utan över- avskrivn	Kapital- struktur	Kapital- kostnad	med över- avskrivn	Kapital- struktur	kapital- kostnad	
WACC	6,46%			6,46%		6,92%	
Räntebärande skuld	942	47,0%	4,00%	196	9,2%	3,61%	196
Eget kapital	1 063	53,0%	8,64%	1 939	90,8%	7,26%	1 738
Företagsvärde	2 005	100,0%	6,46%	2 135	100,0%	6,92%	1 934
<i>Skillnad jämfört med kalkyl utan överavskrivningar</i>				+6%			-4%