



**Energimarknadsinspektionen: Estimering av kalkylränta
för gasnätsverksamhet för åren 2010 och 2011**

30 januari 2012

Björn Gustafsson

Partner

Transaction Advisory Services

T 08-520 594 97

M 070-318 94 97

F 08-520 514 97

E bjorn.gustafsson@se.ey.com

Joel Ottosson

Analytiker

Transaction Advisory Services

T 08-520 597 91

M 070-318 97 91

F 08-520 517 91

E joel.ottosson@se.ey.com

30 januari 2012

Estimering av kalkylränta för gasnätsverksamhet för åren 2010 och 2011

Ernst & Young har haft i uppdrag av Energimarknadsinspektionen (EI) att estimerar en kalkylränta för företag med verksamhet i Sverige inom områdena transmission, distribution och lagring av naturgas. Syftet med framtagen kalkylränta är att tjäna som beslutsunderlag för EI vid bedömningen av skäligheten i gasnätsföretagens tariffer för åren 2010 och 2011.

Denna rapport tillställs EI enbart för nämnda syfte, och har författats utan någon annan mottagare än EI i åtanke. Ernst & Young är endast ansvariga gentemot uppdragsgivaren för denna rapport.

Kalkylräntan är beräknad enligt WACC-metoden (vägd kapitalkostnad) och vi har beräknat separata kalkylräntor för åren 2010 och 2011.

Björn Gustafsson
Partner
Ernst & Young AB

Innehållsförteckning

Inledning

1

Teori

5

Skattning av WACC för tillsynsperioden

11

Appendix

27

1. Sammanfattning	2
2. Bakgrund och syfte	3
3. Den svenska naturgasmarknaden	4
4. Teori	6
5. Jämförelsebolag	12
6. Kapitalstruktur	13
7. Kostnad för eget kapital	15
8. Kostnad för lånat kapital	23
9. Beräkning av WACC	25
10. Appendix	28

Inledning

1. Sammanfattning
2. Bakgrund och syfte
3. Den svenska naturgasmarknaden

Sammanfattning

Beräkning av WACC för 2010 och 2011

	2010	2011
Asset beta	0,40-0,45	0,40-0,45
Skattesats	26,3%	26,3%
Skuldandel D/(D+E)	34-39%	34-39%
Skuldsättningsgrad D/E	52-64%	52-64%
Hävstängsfaktor	1,38-1,47	1,38-1,47
Equity beta	0,59-0,62	0,59-0,62
Riskfri ränta	2,88%	2,59%
Equity beta	0,59-0,62	0,59-0,62
Aktiemarknadsriskpremie	5,0%	6,0%
Kostnad för eget kapital (ojusterat)	5,8-6,0%	6,1-6,3%
Särskild riskpremie	1,0-2,0%	1,0-2,0%
Kostnad för eget kapital	6,8-8,0%	6,8-8,0%
Kreditriskpremie	1,48%	1,92%
Kostnad för lånat kapital före skatt	4,4%	4,5%
Skattesats	26,3%	26,3%
Kostnad för lånat kapital efter skatt	3,2%	3,3%
Skuldandel D/(D+E)	34-39%	34-39%
Nominell WACC efter skatt	5,4-6,4%	5,6-6,6%
Skattesats	26,3%	26,3%
Nominell WACC före skatt	7,4-8,6%	7,7-9,0%
Inflationsförväntning	1,8%	1,9%
Real WACC före skatt	5,5-6,7%	5,7-7,0%

Källa: Ernst & Young

Sammanfattning

Ernst & Young har haft i uppdrag av Energimarknadsinspektionen (EI) att estimerar en kalkylränta för reglering av gasnätsverksamhet för åren 2010 och 2011 enligt CAPM/WACC-ansatsen.

Vi har undersökt börsnoterade energibolag och utifrån detta gjort ett urval av fem gasnätsbolag som utgör vår primära jämförelsegrupp och ytterligare elva bolag i en sekundär jämförelsegrupp. Vi har därefter kartlagt skuldandel och betavärden under en längre tidsperiod för dessa bolag. Skuldandelen bedöms till 34-39% och asset beta till 0,40-0,45.

Den riskfria räntan skattas baserat på en tioåring svensk statsobligation till 2,88% för 2010 och 2,59% för 2011. Inflationsförväntan, som är en parameter vid övergången från nominell till real WACC, skattas till 1,77% för 2010 och 1,86% för 2011 utifrån skillnaden mellan den nominella tioårsobligationen och realränteobligationen med motsvarande löptid.

Aktiemarknadens riskpremie bedöms utifrån ett antal svenska och internationella studier samt egen erfarenhet uppgå till 5% för 2010 och 6% till 2011.

Vi bedömer också att en särskild riskpremie om 1-2% är motiverad för att beakta den högre risken i svensk relativt kontinental gasnätsverksamhet samt att marknadsaktörer kan ha olika syn på risk och avkastningskrav.

Kostnaden för lånat kapital beräknas som den riskfria räntan enligt ovanstående, plus en kreditriskpremie om 1,5% för 2010 och 1,9% för 2011 härledd från företagsobligationsmarknaden. Sammanlagt beräknas kostnaden för lånat kapital före skatt uppgå till 4,4% för 2010 och 4,5% för 2011.

Sammantaget beräknar vi en nominell WACC efter skatt i intervallet 5,4-6,4% för 2010 och 5,6-6,6% för 2011.

Konvertering med hjälp av den s.k. schablonmetoden ger en real WACC före skatt i intervallet 5,5-6,7% för 2010 och 5,7-7,0% för 2011.

Vår WACC ska betraktas som ett bedömt marknadsmässigt avkastningskrav som är frikopplat från metoden för beräkning av nätföretagens reglermässiga kapitalbas.

Bakgrund och syfte

Bakgrund och syfte

Energimarknadsinspektionen (EI) granskar årligen i efterhand skäligheten i de tariffer som gasnätsföretag har för transport och lagring av naturgas. EI:s granskning för åren 2010 och 2011 innefattar att gasnätsföretagens årliga intäkter jämförs mot beräknade intäkter enligt EI:s framtagna modell. I samband med detta ska EI bl.a. beräkna vad som är en skälig avkastning på gasnätsföretagens kapitalbas. I beräkningarna utgår EI från att gasnätsföretagen ska ha en skälig avkastning på investerat kapital.

Ernst & Youngs uppdrag har varit att ta fram en kalkylränta enligt WACC-metoden för företag med verksamhet i Sverige inom områdena transmission, distribution samt lagring av naturgas. Kalkylräntan ska tjäna som beslutsunderlag vid bedömningen av skäligheten i gasnätsföretagens tariffer för åren 2010 och 2011.

Vi har beräknat separata kalkylräntor för åren 2010 och 2011. Då en beräkning av kalkylräntan bygger på parametrar vars storlek i många fall är omöjliga att beräkna exakt har vi uppskattat ett antal parametrar som ett intervall. En rimlig kalkylränta för 2010 respektive 2011 antas därmed ligga mellan det lägre respektive det högre WACC-estimatet för respektive år.

Riskerna förenade med distribution, transmission samt lagring av naturgas kan skilja sig något åt, men vi bedömer att skillnaderna är så pass små att de faller inom osäkerhetsintervallet för den särskilda riskpremien som appliceras på kostnaden för eget kapital. Med benämningen *gasnätsbolag* syftar vi därför på bolag verksamma inom något av dessa områden.

Den svenska naturgasmarknaden

Det svenska naturgasnätet

Källa: Energimyndigheten



Naturgasnätet

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.

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 620 km transmissionsledning och ca 26 000 km distributionsledning. Utöver nätet som sådant innehåller systemet även en anläggning i Skallen där naturgas kan lagras.

Marknad

År 2010 stod naturgasen endast för tre procent av totalt tillförd energi i Sverige. I de trettio kommuner som är anslutna till gasnätet stod naturgasen för drygt 20% av energianvändningen. Totalt finns drygt 38 000 naturgaskunder i Sverige, varav flertalet utgörs av hushållskunder. I volym räknat utgör dock hushållen endast en mindre del. I Sverige används naturgas för framställning av el och fjärrvärme (55% av förbrukningen), i industrin (30%), för bostäder och service (13%), och till transporter (2%). Förbrukningen är starkt koncentrerad till ett fåtal större kunder. Under 2010 stod ett trettiotal kunder för nära 80% av förbrukningen.¹

Det svenska transmissionsnätet ägs sedan 1 oktober 2011 i sin helhet av Swedegas. Swedegas äger även lagringsanläggningen i Skallen. Distributionsnäten ägs av fem aktörer av vilka E.ON Gas Sverige AB är den dominerande.

¹ Energimyndigheten – "Riskbedömning av Sveriges naturgasförsörjning", 2011

Teori

4. Teori

WACC - generellt

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, reglemässiga 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.

Kostnad för eget kapital - CAPM

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, konkurrens-situation 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 baseras på långsiktiga värdepapper eftersom livslängden för anläggningarna är lång. Vanligtvis antas den riskfria räntan representeras av räntan på långfristiga statsobligationer.

Kostnad för eget kapital - CAPM

Betavärdet

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

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

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:

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

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.

Kostnad för eget kapital - CAPM

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

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 (real annuitet) 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.

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

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

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 rörande elnätsföretag utfört av akademiker och konsulter, däribland Ernst & Young, visat att möjligheten att göra skattemässiga överavskrivningar på investeringar leder till en högre realiserad avkastning än den som avses ges av schablonmetoden. Utredningsarbetet har dock inte mynnat ut i någon tydlig, kvantifierbar slutsats beträffande eventuella alternativ till schablonmetoden. EI har dock inom elnätsregleringen tagit hänsyn till den effektiva skattesatsen baserat på en egen bedömning. Beträffande gasnätsbolagen förekommer vad vi förstår i regel inte några större investeringar i gasnätet under överskådlig framtid. Vi har därför valt att tillämpa schablonmetoden utan justeringar.

Skattning av WACC för tillsynsperioden

5. Jämförelsebolag
6. Kapitalstruktur
7. Kostnad för eget kapital
8. Kostnad för lånat kapital
9. Beräkning av WACC

Jämförelsebolag

Urval av jämförelsebolag

För att kunna skatta betavärde och skuldandel har ett antal jämförbara bolag identifierats och analyserats i detalj. Utifrån en population bestående av samtliga börsnoterade energiföretag i världen har vi, för att undvika att inkludera bolag med tvivelaktig relevans för gasnätsregleringen, valt ut de företag som vi bedömer är mest jämförbara utifrån typ av verksamhet. 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 verksamhet inom gasutvinning och energiproduktion då vi bedömer att riskstrukturen i dessa verksamheter skiljer sig avsevärt mot reglerade verksamheter. Följande bolag ingår i vår primära jämförelsegrupp:

- ▶ Transmission: *Enagas* (Spanien), *Fluxys* (Belgien) och *Snam* (Italien) – Dessa bolag är stora spelare på den europeiska marknaden för gastransport och lagring, och driver gastransmissionsnät i sina respektive länder.
- ▶ Distribution: *Ascopiave* (Italien) och *Acsn* (Italien) – Dessa bolag är mindre regionala aktörer på den italienska marknaden för gasdistribution (bedriver även gasförsäljning och viss övrig verksamhet).

Då den primära jämförelsegruppen endast innehåller fem bolag samt har en hög koncentration av sydeuropeiska bolag använder vi oss även av två sekundära jämförelsegrupper:

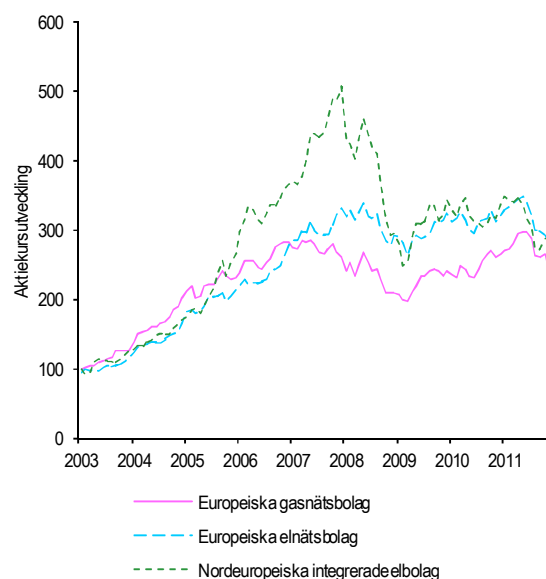
- ▶ Europeiska elnätbolag (6 st) – Vi använder oss av denna jämförelsegrupp i syfte att minska risken att den primära jämförelsegruppens ringa storlek gör att enskilda observationer snedvrider resultatet. Riskerna i el- och gasnätsverksamhet har stora likheter då båda verksamheterna omfattas av regleringar som begränsar såväl upp- som nedsidan för bolagen.
- ▶ Nordeuropeiska integrerade elbolag (5 st) – Då den primära jämförelsegruppen huvudsakligen utgörs av sydeuropeiska bolag använder vi även en jämförelsegrupp bestående av elbolag med verksamhet i de nordiska länderna samt Tyskland. Dessa bolags verksamhet omfattar även oreglerad energiverksamhet och riskprofilen bör därmed skilja sig något jämfört med risken vid drift av gasnät, dvs. vara högre.

Kapitalmarknadsdata för jämförelsebolagen samt en beskrivning av dessa återfinns i Appendix A respektive E.

Kapitalstruktur

Aktiekursutveckling 2003-2011

Källa: Capital IQ. Avser utvecklingen för likvärdade portföljer innehållande jämförelsebolagen i respektive grupp (indexerat med årsskiftet 2002/2003 som starttidpunkt).



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. Eftersom vi inhämtat finansiell information via databasen Capital IQ är det av vikt att redogöra för hur skuldsättningsparametrarna definierats.

- ▶ Nettoskuld definieras som finansiella skulder minus finansiella tillgångar. I detta sammanhang betraktar vi ej aktieinnehav i intressebolag som en finansiell tillgång eftersom i) vi antar att dessa innehav ej är riskfria samt att de redan är beaktade i betavärdet för den noterade koncernen, och ii) aktieinnehaven avser i de flesta fall andelar i andra energibolag vilket föranleder att tillgångarna därmed bör betraktas som operativa snarare än finansiella. Balansposten "Long-term investments" i Capital IQ (vilken huvudsakligen avser aktieinnehav i intressebolag) är därmed ej fråndragen från nettoskulden.
- ▶ Börsvärde definieras som totalt antal aktier multiplicerat med aktiekursen, plus bokfört värde av preferensaktier och minoritetsintressen. Observationsdatum för aktiekurser, i samband med beräkningen av skuldandel samt hävstångsfaktor för asset beta, är den sista dagen för respektive år.

Vi har gått igenom dataunderlaget från Capital IQ och gjort manuella justeringar med hjälp av årsredovisningar främst avseende rapportering av finansiella anläggningstillgångar.

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. Under perioden 2003-2006 följde aktiekurserna för de tre jämförelsegrupperna en liknande uppåtgående trend (se graf till vänster), varefter de Nordeuropeiska integrerade elbolagen varit den mest volatila gruppen. 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. Under de tre senaste åren har aktiekurserna varit relativt stabila, vilket innebär att observerad skuldandel är relativt opåverkad av kursfluktuationer.

Kapitalstruktur

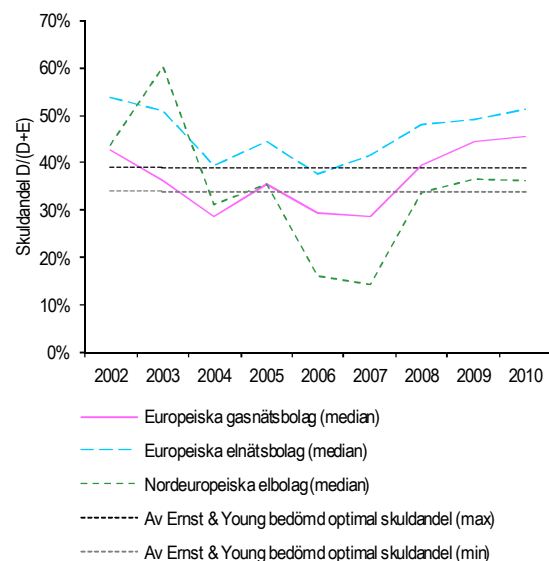
Skuldandel - sammanfattning

	Medel 2010-12-31	Median 2010-12-31	Medel 9 år	Median 9 år
Europeiska gasnätbolag	40%	46%	28%	37%
Europeiska elnätbolag	50%	51%	45%	46%
Nordeuropeiska energibolag	37%	36%	34%	34%
Samtliga bolag	43%	46%	36%	38%

Källa: Capital IQ, årsredovisningar, Ernst & Young

Skuldandel 2002-2010

Källa: Capital IQ, årsredovisningar, Ernst & Young



I tabellen till vänster återges skuldandel för de olika bolagsgrupperna per årsbokslutet 2010, samt genomsnitt för de senaste nio åren (se även diagram samt Appendix B).

Av diagrammet framgår att elnätbolagen haft högst medianskuldättning under i stort sett hela perioden 2002-2010 samt att gasnätbolagen haft en högre skuldsättning än de nordeuropeiska integrerade elbolagen under den senaste femårsperioden. Skuldsättningsnivån fluktuerar dock avsevärt över tid och det finns även avsevärda skillnader mellan bolagen inom respektive jämförelsegrupp. Fluktuationerna i skuldsättning för elbolagen under perioden 2003-2008 tycks till viss del sammanfalla med fluktuationer i aktiekurserna (se föregående sida).

Förenklat tycks elnätbolagen som grupp ha högst skuldsättning och de integrerade elbolagen lägst, med gasnätbolagen mitt emellan. Vi anser att detta är logiskt eftersom en långsiktigt hög skuldsättningsgrad kräver hög förutsägbarhet och låg varians i bolagens intjäningsförmåga. Dessa kriterier uppfylls i hög grad av elnätbolagen och möjligtvis i något lägre grad av gasnätbolagen (tillgången på gas är mer osäker än tillgången på el, och gas har i allmänhet fler substitut än el), medan de integrerade elbolagens intjäning torde variera mer över tid till följd av den konkurrensutsatta verksamheten samt fluktuerande energipriser.

Skuldandelen i gasnätbolagsgruppen skiljer sig markant åt mellan bolagen (se Appendix A och B). Vi bedömer att skuldandelen för Snam och Enagas är mest representativ som indikator på vad som är en optimal skuldsättning för ett etablerat europeiskt gasnätbolag. Detta på grund av att dessa bolag är de största bolagen i jämförelsegruppen, driver transmissionsnät på välutvecklade gasmarknader, samt har en relativt låg fluktuation i skuldandelen över tid.

Den svenska gasmarknaden är inte lika välutvecklad som de marknader där jämförelsebolagen i gasnätgruppen verkar. Det finns dessutom betydande osäkerhetsfaktorer på den svenska marknaden (se avsnittet om den särskilda riskpremien) som inte på samma sätt påverkar jämförelsebolagens hemmarknader. Då högre osäkerhet ofta minskar belåningsutrymmet finns anledning att inte enbart basera bedömningen av en rimlig skuldandel på de europeiska gasnätbolagen. De Nordeuropeiska integrerade elbolagens verksamhet är i regel mindre förutsägbar då den i högre grad är utsatt för konkurrens och påverkas mer av energipriser. Vi bedömer därför att en rimlig långsiktig skuldsättningsnivå för svenska gasnätbolag bör ligga någonstans mellan nivån för gasnätbolagen Enagas och Snam, och de nordeuropeiska elbolagen.

Vi bedömer således att skuldandelen för svenska gasnätbolag torde ligga i intervallet 34-39% (med nioårsgenomsnittet för Nordiska integrerade elbolag som undre gräns och nioårsgenomsnittet för Snam och Enagas som övre gräns).

Riskfri ränta och inflationsförväntan

Riskfri ränta och inflationsförväntning

Instrument	Tidsperiod	Ränta
10-åriga obligationer (Riksbanken)		
SE GVB 10Y	2010	2,88%
SE GVB 10Y	2011	2,59%
10-åriga obligationer (OMX)		
RGKB 1047, 2020-12-01	2010	2,87%
RGKB 1047, 2020-12-01	2011	2,56%
10-åriga realränteobligationer (OMX)		
RGKB 3102, 2020-12-01	2010	1,08%
RGKB 3102, 2020-12-01	2011	0,69%
Inflationsförväntan (Fishersambandet)		
2010		1,77%
2011		1,86%

Källa: Riksbanken och OMX

Utsatt ränta avser årligt dagsgenomsnitt

Riskfri ränta

Den riskfria räntan skattas vanligen utifrån långfristiga statsobligationer. Enligt teorin ska löptiden på obligationerna matcha investeringshorisonten. Det är dock i praktiken svårt att hitta likvida obligationer med en så lång löptid som impliceras av investeringscyklerna i gasnätföretag.

På grund av begränsad handelsvolym i den 30-åriga svenska statsobligationen bedömer vi att observerad ränta är påverkad av bristen på likviditet och därför otillförlitlig. Vi har därför härlett den riskfria räntan utifrån en 10-årig svensk statsobligation, som är mer likvid. Detta är dessutom det vanligaste bland analytiker, enligt vår erfarenhet.

Räntan är beräknad som den genomsnittliga dagsräntan under 2010 respektive 2011. Två ansatser är möjliga för denna analys. Antingen observeras en enskild statsobligation med förfall 2020-12-01 (RGKB 1047). Löptiden är dock inte exakt 10 år. Den genomsnittliga räntan för detta instrument var 2,87% under 2010 och 2,56% under 2011. Det andra alternativet är att använda 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 2,88% för 2010 och 2,59% för 2011. Vi har valt att utgå från det sistnämnda alternativet då återstående löptid under 2011 annars skulle vara kortare än under 2010. Skillnaden mellan de olika ansatserna blir dock marginell.

Inflationsförväntan

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 (RGKB 1047, med förfall 2020-12-01) och realränteobligationen med motsvarande löptid (RGKB 3102, se tabell). Med hjälp av Fishersambandet beräknas en förväntad långsiktig inflation på 1,77% för 2010 ($1,0287/1,0108 - 1$) och 1,86% för 2011 ($1,0256/1,0069 - 1$).

Betavärde

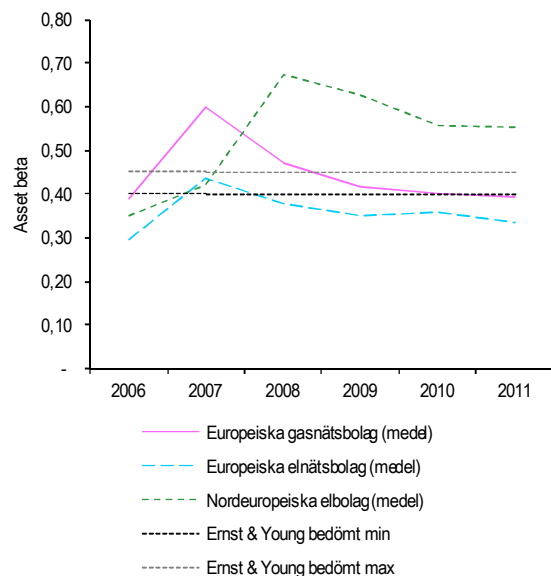
Asset beta - sammanfattning

	Medel 2010-12-31	Median 2010-12-31	Medel 6 år	Median 6 år
Europeiska gasnätsbolag	0,39	0,41	0,45	0,46
Europeiska elnätsbolag	0,34	0,35	0,36	0,37
Nordeuropeiska energibolag	0,55	0,64	0,53	0,55
Samtliga bolag	0,42	0,41	0,44	0,45

Källa: Capital IQ, årsredovisningar, Ernst & Young

Asset beta 2006-2011

Source: Capital IQ, årsredovisningar, Ernst & Young



Härledning av asset beta

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

- ▶ 48 senaste månadsobservationerna
- ▶ Fyra års genomsnittlig skuldsättning
- ▶ Beta mot lokalt index (se Appendix A)
- ▶ Skuldsättning beräknad enligt rapporterad valuta
- ▶ Aktuell skattesats i hemlandet
- ▶ Hävstångsformel som redovisats i tidigare avsnitt

De beräknade värdena för jämförelsebolagens asset beta per 2011-12-31 presenteras i sin helhet i Appendix A och C, och sammanfattas i tabellen till vänster.

Vi har även undersökt betavärdenas utveckling över tiden. I grafen till vänster presenteras sex års värden för asset beta per bolagsgrupp, vilket omfattar nio års underliggande data beräknat enligt ovanstående metodik.

Sedan 2008 (baserat på aktieavkastningar under perioden 2005-2008) har de nordeuropeiska integrerade elbolagen haft högst betavärden. Detta är rimligt då dessa bolag är konkurrensutsatta, samt mer känsliga för makrofaktorer (som exempelvis förändringar i energipriser) än bolag med i huvudsak reglerad verksamhet. Med anledning av detta väljer vi att bortse från denna jämförelsegrupp och baserar istället bedömningen på de reglerade verksamheterna.

Gasnätsbolagens asset beta de senaste sex åren ligger på 0,45 i genomsnitt. Av grafen till vänster framgår dock att trenden har varit fallande och betavärdet för jämförelsegruppen nu ser ut att ha stabiliserat sig runt 0,40 (medel för de tre transmissionsbolagen och de två italienska distributionsbolagen skiljer sig ej nämnvärt från varandra mätt utifrån senaste observation och som snitt över de senaste sex åren, se Appendix A). Elnätsgruppens asset beta (såväl mätt som sex års genomsnitt som baserat på senaste observationen) ligger på runt 0,35. Vi noterar att Elia drar ned snittet för jämförelsegruppen avsevärt då detta bolags beta är nära 0. Om Elia och REN, de i särklass minsta bolagen i jämförelsegruppen, exkluderas blir genomsnittligt asset beta runt 0,4 (baserat på senaste betaobservationen samt på de senaste sex årens beta, se Appendix C).

Baserat på ovanstående observationer bedömer vi sammanfattningsvis att ett rimligt asset beta för svenska gasnätsbolag ligger i intervallet 0,40-0,45.

Marknadsriskpremie

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

- 1 Historiska studier
- 2 Enkätundersökningar bland finansanalytiker
- 3 Implicita beräkningar utifrån kapitalmarknadsdata
- 4 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 2010 på den amerikanska marknaden var t.ex. 6,7% enligt Ibbotson.²

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%.³

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.⁴

² Ibbotson Associates, "SBBI 2011 Valuation Yearbook"

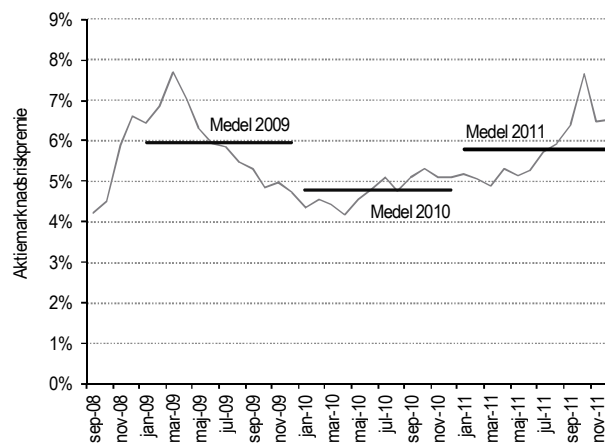
³ Dimson, E, Marsh P, Staunton M, "Global Evidence on the Equity Risk Premium", London Business School, September 2002

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

Marknadsriskpremie

Implicit marknadsriskpremie – amerikanska aktiemarknaden

Källa: Aswath Damodaran (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>)



PwC genomför varje år en motsvarande enkätundersökning bland svenska marknadsaktörer. Mellan åren 1998 och 2011 har genomsnittlig bedömd MRP varierat mellan 3,5 och 5,4%. Genomsnittet av enkätsvaren uppgick till 4,6% för 2010 och 4,5% för 2011 (enkätundersökningarna genomfördes under mars månad).⁵

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 marknadens aktörer 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.⁶

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 4,0% mätt för perioden 1960-2011 och 4,4% för perioden 2000-2011 (aritmetiskt medelvärde). Under finanskrisen ökade dock riskpremien avsevärt och har de senaste åren varit betydligt högre än det historiska genomsnittet. Diagrammet till vänster återger Damodarans beräkningar för perioden september 2008 till december 2011. Av grafen framgår att den implicita riskpremien på den amerikanska aktiemarknaden ökat kraftigt under andra halvåret 2011. I genomsnitt var den implicita riskpremien 4,8% för 2010 och 5,8% för 2011.⁷

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%.⁸

⁵ PwC, "Riskpremien på den svenska aktiemarknaden", mars 2011

⁶ Fama, E.F. and K.R. French, "The Equity Premium", Journal of Finance, Vol 57, 2002

⁷ Damodaran, Aswath, "<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>"

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

Marknadsriskpremie

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 Ernst & Youngs tolkning.

Marknadsriskpremie

Sammanfattad bedömning

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

Sammanfattning av riskpremiestudier

Studie	Källa	Tidsperiod	Marknad	Index	Medelvärde	MRP
<u>Historiska riskpremier</u>						
Ibbotson	1	1926-2010	USA	S&P 500	Arismetiskt	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%
<u>Enkätundersökningar</u>						
Welch (2001)	3	30 år	Globalt	n.a.	n.a.	5,5%
PwC (2010)	4	n.a.	Sverige	n.a.	n.a.	4,6%
<u>Implicit riskpremie</u>						
Fama & French	5	1872-1949	USA	n.a.	n.a.	3,8%
Fama & French	5	1949-1999	USA	n.a.	n.a.	3,4%
Damodaran	6	2010	USA	n.a.	n.a.	4,8%
Damodaran	6	2011	USA	n.a.	n.a.	5,8%
<u>Justerad historisk riskpremie</u>						
Dimson, et al./ Ernst & Young	2	1900-2001	Sverige	n.a.	Aritmetiskt	5,0%
Dimson, et al.	2	1900-2001	Globalt	n.a.	Aritmetiskt	3,7%

Källa: Enligt hänvisning nedan.

Vår samlade bedömning är att MRP på den svenska marknaden uppgick till 5,0% för 2010. Bland de studier som refereras ovan stöder vi oss främst på Dimsons justerade historiska riskpremiestudie och 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.

Den senare delen av 2011 har präglats av stor oro på kapitalmarknaderna. Långräntorna har fallit kraftigt, vilket allt annat lika skulle föranleda en lägre kalkylränta. Emellertid finns det faktorer som talar för att aktiemarknadens riskpremie har ökat, såsom kraftiga börsras i Sverige och globalt, och att det totala avkastningskravet inte alls minskat. På grund av den högre upplevda riskaversionen under 2011 och det turbulenta marknadsklimatet anser vi att historisk data bör ges lägre vikt vid bedömningen av riskpremien för 2011. Vi bedömer att marknadsriskpremien på den svenska marknaden uppgick till 6,0% under 2011 vilket överrensstämmer med Damodarans studie som indikerar att riskpremien för detta år var en procentenhet högre än 2010.

Särskild riskpremie

Särskild riskpremie för svensk gasnätsverksamhet

Risikfaktorer för det svenska naturgassystemet

Vi bedömer att det svenska gasnätets struktur gör att risken vid en investering i svensk gasnätsverksamhet sannolikt är högre än vid en investering i motsvarande verksamhet på den europeiska kontinenten.

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. Den danska gastillförseln är i sin tur beroende av leveranser från Nordsjön. Denna struktur medför dels en högre risk för störningar i gasförsörjningen, dels en högre risk för permanenta utbudsbegränsningar i det svenska nätet.

- ▶ *Störningar i gastillförseln* - Energimyndigheten konstaterar i en rapport att "situationen med en enda tillförelsepunkt tillsammans med det faktum att Sverige inte har någon egen produktion av naturgas gör det svenska naturgassystemet känsligt för yttre störningar"⁹. Vidare konstaterar myndigheten att det svenska gaslagret är så pass litet att det endast är av marginell betydelse vid allvarliga störningar i tillflödet. Sådana störningar skulle därmed relativt snabbt leda till avbrott i gasförsörjningen för samtliga gaskunder. Störningar i försörjningen kan påverka allmänhetens syn på naturgasen och därmed dess ställning som energikälla. Energimyndigheten uppskattar visserligen att sannolikheten för allvarliga störningar idag är relativt liten, men vi tror trots allt det är en osäkerhetsfaktor en potentiell investerare skulle väga in i sin riskbedömning.
- ▶ *Permanent begränsningar i gasförsörjningen* – Det svenska nätets beroende av leveranser från det danska systemet gör att gasutbudet i Sverige kan komma att begränsas av mängden gas som kan utvinnas i Nordsjön. Utvinningen från de danska gasfälten i Nordsjön förväntas minska med 20% mellan 2011 och 2013. Med start 2014 väntas ny kapacitet tillkomma i samband med produktionsstart i nya gasfält, och utvinningen väntas därefter öka för att nå sin topp under 2016, på en nivå något över dagens. Efter denna tidpunkt förväntas dock utvinningen återigen minska och leda till att Danmark blir en nettoimportör av gas år 2021.¹⁰ Planer finns på att bygga ut den dansk-tyska anslutningen för att möjliggöra försörjning via Tyskland. Detta är dock beroende av politiska beslut då omfattande investeringar i kringliggande infrastruktur krävs. Vi bedömer att osäkerheten kring den framtida försörjningen är en betydande riskfaktor för svenska gasnätsverksamheter.
- ▶ *Politisk risk* - Sveriges naturgaskonsumtion som andel av den totala energikonsumtionen är endast tre 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 energilag endast skulle medföra en marginell påverkan på det totala energitubudet. I länder där

⁹ Energimyndigheten – "Riskbedömning av Sveriges naturgasförsörjning", 2011

¹⁰ Danish Energy Agency – "Denmark's Oil and Gas Production", juni 2011

Särskild riskpremie

naturgasen är en av de viktigaste energikällorna kan sannolikt inte naturgasanvändningen elimineras utan att detta skulle medföra kännbara konsekvenser för samhället. 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.

Riskpremie för svenska gasnätsbolag

Vår sammanfattande bedömning är att en premie på kostnaden för eget kapital om 1% är motiverad för svensk gasnätsverksamhet. Denna premie motiveras med att förekomsten av ovanstående riskfaktorer innebär att osäkerheten i svensk gasnätsverksamhet relativt motsvarande verksamhet på kontinenten är betydande. Samtidigt dämpas den faktiska påverkan på naturgasbolagen sannolikt till viss del av bolagens monopolställning och regleringsmodellens utformning, som medgör att kostnader kan föras vidare på kunderna.

Bedömning av avkastningskrav är inte en rent mekanisk process. Olika analytiker och marknadsaktörer kan göra olika bedömningar av risk och avkastningskrav för en och samma investering. Appendix D visar den WACC som olika aktieanalytiker bedömer för jämförelsebolagen i gasnätsgruppen. Tabellen visar att bedömningarna kan skilja sig betydligt mellan olika analytiker. För att ta hänsyn till denna osäkerhetsfaktor samt till det faktum att samma WACC ska användas för distribution, transmission och lagring av naturgas bedömer vi därför att en ytterligare riskpremie på eget kapital om 1% bör inkluderas i vårt max-alternativ.

Ingen generell storlekspremie

Det kan diskuteras om en storlekspremie, även kallad småbolagspremie, är motiverad. Majoriteten av de svenska gasnätföretagen 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 likviditet i handeln med aktien, sämre genomlysning av analytiker, etc. Det saknas dock en allmänt accepterad teoribildning. Trots detta applicerar praktiker inom företagsvärdering, däribland Ernst & Young, ofta en småbolagspremie, bland annat eftersom detta i många fall impliceras av priser som betalas vid förvärv.

Trots att flera gasnätsbolag är små kan det ifrågasättas om 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 regleringen vara att de mest effektiva aktörernas förutsättningar ska styra intäktsramen. Vi har därför inte applicerat någon generell storlekspremie.

Kostnad för lånat kapital

Ränta på företagsobligationer – EUR Utility (A) 10 år (Bloomberg curve 583)

Tidpunkt	Ränta
2009-12-31	4,38%
2010-03-31	4,07%
2010-06-30	3,73%
2010-09-30	3,48%
2010-12-31	4,19%
2011-03-31	4,51%
2011-06-30	4,34%
2011-09-30	3,81%
2011-12-31	3,71%
Medel 2010	3,97%
Medel 2011	4,11%

Källa: Bloomberg, Riksbanken och OMX

Kreditriskpremie för europeiska energibolag

	Ränta
Riskfri ränta 2010	2,88%
Riskfri ränta 2011	2,59%
Kreditriskpremie 2010	1,08%
Kreditriskpremie 2011	1,52%

Källa: Bloomberg, Riksbanken och OMX

Kreditbetyg för nordiska energibolag

Bolag	Land	S&P-rating	Stand-alone credit profile (SACP)
Dong Energy AS	Danmark	A-	BBB+
Energinett.dk	Danmark	AA	A+
Fingrid Oyj	Finland	AA-	A
Fortum Oyj	Finland	A	A-
Lundsenergikoncernen AB	Sverige	BBB+	ej angivet
Statnett SF	Norge	A+	BBB
Vattenfall AB	Sverige	A-	BBB+

Källa: Capital IQ, Standard & Poor's

SACP avser Standard & Poor's bedömning av kreditrisken i bolaget obeaktat dess möjligheter till stöd från den statliga ägaren.

Tillvägagångssätt

Kostnaden för lånat kapital ska motsvara företagets långsiktiga upplåningskostnad. Eftersom många företag väljer att delvis finansiera sig kort eller medelfristigt, och dessutom kan ha en kapitalstruktur som avviker från den långsiktiga, är bolagens faktiska upplåningskostnad en missvisande indikator på den långsiktiga lånekostnaden.

Vi har därför uppskattat 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 långsiktiga skuldsättningen.

Basräntan utgörs således av den genomsnittliga marknadsräntan för en tioårig svensk statsobligation under 2010 och 2011, 2,88% respektive 2,59%.

Kreditriskpremie

Vid bedömningen av kreditriskpremien har ansatsen varit att försöka 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.

Av Appendix A framgår att jämförelsebolagen i allmänhet har ett kreditbetyg på omkring A av ratinginstitutet Standard & Poor's. Av gasnätsbolagen är det dock endast Enagas som har tilldelats en kreditbetyg. I tabellen till vänster redovisas kreditbetyg för nordiska energibolag (samtliga bolag utom Fortum är onoterade). Även för dessa bolag ligger kreditbetygen på omkring A, men betygen är påverkade positivt av det faktum att bolagen har en statlig eller kommunal ägare. Obeaktat detta (*stand-alone credit profile*), har fyra av sju bolag ett betyg på under A-.

Finansdatabasen Bloomberg tillhandahåller företagsobligationsräntor. Den genomsnittliga räntan för obligationer med tio års löptid för ett index av europeiska "utilities" med A-rating var 3,97% för 2010 och 4,11% för 2011 (Bloomberg "Fair market yield curve" nr 583). Detta innebär en premie utöver den svenska riskfria räntan på 1,08% för 2010 och 1,52% för 2011. (Informationen från Bloomberg möjliggör inte en fördjupning i att de underliggande företagen i detta index har sin verksamhet i olika länder vars riskfria ränta eventuellt avviker från den svenska.)

Vi bedömer att det finns en viss osäkerhet i huruvida kreditriskpremien för stora europeiska energibolag är tillämplig på svenska gasnätbolag. Dels underskattar kreditbetyget för flera bolag den faktiska risken i verksamheten då många energibolag har en statlig ägare som väntas ge stöd vid betalningssvårigheter, dels är det tänkbart att de specifika risker för svensk gasnätsverksamhet vi berört tidigare (se avsnittet om särskild riskpremie på kostnaden för eget kapital) innebär en potentiellt högre risk även för en kreditgivare.

Kostnad för lånat kapital

Vi bedömer att dessa faktorer motiverar en extra kreditriskpremie för svensk gasnätsverksamhet på i storleksordningen 0,4%, motsvarande ungefärligen ett ratingsteg under A¹¹.

Sammantaget bedömer vi att en rimlig kreditriskpremie för svensk gasnätsverksamhet uppgick till 1,48% för 2010 och 1,92% för 2011.

¹¹ jfr. exempelvis Bloomberg fair market yield curve nr 670 och 673.

Beräkning av WACC

Beräkning av WACC

Nedanstående tabell sammanfattar vår bedömning av aktuell WACC för svenska gasnätföretag. Real WACC före skatt bedöms uppgå till 5,5-6,7% för 2010 och till 5,7-7,0% för 2011.

WACC för gasnätsbolag 2010 och 2011

Ernst & Youngs metod	Rad	Formel	Tillsynsår 2010		Tillsynsår 2011	
			Min	Max	Min	Max
Asset beta	A		0,40	0,45	0,40	0,45
Skattesats	B		26,3%	26,3%	26,3%	26,3%
Skuldandel D/(D+E)	C		39%	34%	39%	34%
Skuldsättningsgrad D/E	D	=C/(1-C)	64%	52%	64%	52%
Hävstångsfaktor	E	=1+(1-B)*D	1,47	1,38	1,47	1,38
Equity beta	F	=A*E	0,59	0,62	0,59	0,62
Riskfri ränta	G		2,88%	2,88%	2,59%	2,59%
Equity beta	H	=F	0,59	0,62	0,59	0,62
Aktiemarknadsriskpremie	I		5,0%	5,0%	6,0%	6,0%
Kostnad för eget kapital (ojusterat)	J	=G+H*I	5,8%	6,0%	6,1%	6,3%
Särskild riskpremie	K		1,0%	2,0%	1,0%	2,0%
Kostnad för eget kapital	L	=J+K	6,8%	8,0%	7,1%	8,3%
Kreditriskpremie	M		1,48%	1,48%	1,92%	1,92%
Kostnad för lånat kapital före skatt	N	=G+M	4,4%	4,4%	4,5%	4,5%
Skattesats	O	=B	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%
Kostnad för lånat kapital efter skatt	P	=N*(1-O)	3,2%	3,2%	3,3%	3,3%
Vikt skulder D/(D+E)	Q	=C	39%	34%	39%	34%
Nominell WACC efter skatt	R	=L*(1-Q)+P*Q	5,4%	6,4%	5,6%	6,6%
Skattesats	S	=B	26,3%	26,3%	26,3%	26,3%
Nominell WACC före skatt	T	=R/(1-S)	7,4%	8,6%	7,7%	9,0%
Inflationsförväntning	U		1,8%	1,8%	1,9%	1,9%
Real WACC före skatt	V	=(1+T)/(1+U)-1	5,5%	6,7%	5,7%	7,0%

Källa: Ernst & Young

Ytterligare kommentarer:

- Bedömt intervall för asset beta har omräknats till equity beta genom att applicera hävstångsformeln med asset beta 0,40-0,45 och skuldandel 34-39% (där 39% placeras i min-kolumnen eftersom det leder till en lägre WACC) och svensk bolagsskattesats 26,3%. Intervallet för equity beta uppgår till 0,59-0,62.
- Kostnad för eget kapital har beräknats med CAPM till 6,8-8,0% för 2010 och 7,1-8,3% för 2011 genom att beakta bedömd riskfri ränta om 2,88% respektive 2,59%, marknadsriskpremie om 5% respektive 6% samt en särskild riskpremie om 1-2%.

Beräkning av WACC

- ▶ Lånekostnaden efter skatt har beräknats till 3,2% för 2010 och 3,3% för 2011, vilket inkluderar en kreditriskpremie om 1,5% respektive 1,9%.
- ▶ Nominell WACC efter skatt har beräknats till 5,4-6,4% för 2010 och 5,6-6,6% för 2011. Genom att dividera med 1 minus skattesatsen 26,3% i enlighet med "schablonmetoden" har en nominell WACC före skatt om 7,4-8,6% för 2010 och 7,7-9,0% för 2011 erhållits. Som vi berört i teoriavsnittet innebär ett användande av schablonmetoden i våra beräkningar att de gasnätsbolag som kan göra skattemässiga överavskrivningar teoretiskt kan erhålla en högre avkastning än den vi beräknar.
- ▶ Real WACC före skatt har beräknats till 5,5-6,7% för 2010 och 5,7-7,0% för 2011 genom Fishersambandet med beaktande av inflationsförväntan härledd från skillnaden i ränta mellan tioåriga nominella respektive reala statsobligationer.

Skillnaden mellan WACC:en för 2010 och 2011 beror på att följande parametrar skiljer sig mellan åren:

- ▶ Den riskfria räntan har sjunkit från 2,9% 2010 till 2,6% 2011. Effekten av detta uppvägs av att;
- ▶ Antagen marknadsriskpremie har ökat från 5,0% för 2010 och 6,0% för 2011, och
- ▶ Kreditriskpremien har ökat från 1,5% 2010 till 1,9% 2011.

Skillnaderna kan förklaras med en högre upplevd riskaversion och ett mer turbulent marknadsklimat under 2011, vilket lett till ökade riskpremier. Nettoeffekten är att antagen real WACC före skatt är ca 0,2-0,3 procentenheter högre för 2011 än för 2010.

Vår WACC ska betraktas som ett bedömt marknadsmässigt avkastningskrav som är frikopplat från metoden för beräkning av nätföretagens reglermässiga kapitalbas.

Appendix

10. Appendix

Appendix A - Jämförelsebolag

Sammanfattning – Skuldsättning och beta för jämförelsebolagen

Bolag	Land	Marknads- index	Rating S&P	Offentligt Ägande	Börsvärde (MSEK)	Skuld- andel	Asset beta 48 mån	Equity beta 48 mån	R ² 48 mån
<u>Europeiska gasnätbolag</u>									
Ascopiave S.p.A.	Italien	MSCI Italy		0%	2 700	19%	0,41	0,48	0,43
Acsn SpA.	Italien	MSCI Italy		54%	444	51%	0,42	0,73	0,40
Enagas SA	Spanien	Madrid Ibex 35	AA-	5%	30 425	40%	0,53	0,77	0,49
Fluxys SA	Belgien	Brussels BEL 20		90%	17 733	22%	0,30	0,35	0,17
Snam SpA	Italien	MSCI Italy		19%	102 627	46%	0,32	0,52	0,50
Medel						35%	0,39	0,57	0,40
Median						40%	0,41	0,52	0,43
<u>Europeiska elnätbolag</u>									
Alpiq Holding AG	Schweiz	Swiss SMI		6%	33 950	18%	0,58	0,69	0,13
Eliia System Operator SA	Belgien	Brussels BEL 20	A-	45%	16 110	65%	0,08	0,18	0,08
National Grid plc	Storbritannien	FTSE All-Share	A-	0%	237 751	59%	0,18	0,36	0,14
Red Eléctrica Corporación S.A.	Spanien	Madrid Ibex 35	AA-	20%	39 783	39%	0,48	0,70	0,52
REN - Redes Energéticas Nacionais, S.A.	Portugal	MSCI Portugal	BBB-	50%	9 975	55%	0,34	0,66	0,54
Trasmissione Elettrica Rete Nazionale SpA	Italien	MSCI Italy	A	30%	46 678	41%	0,35	0,52	0,61
Medel						46%	0,34	0,52	0,34
Median						48%	0,35	0,59	0,33
<u>Nordeuropeiska energibolag</u>									
EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG	Tyskland	CDAX	A-	95%	85 301	36%	0,31	0,46	0,33
E.ON AG	Tyskland	CDAX	A	11%	280 892	32%	0,72	1,00	0,71
Fortum Oyj	Finland	Helsinki All Share	A	58%	130 645	22%	0,66	0,80	0,48
Hafslund ASA	Norge	Oslo OBX		88%	13 008	42%	0,44	0,67	0,48
RWE AG	Tyskland	CDAX	A-	14%	140 066	22%	0,64	0,79	0,51
Medel						31%	0,55	0,74	0,50
Median						32%	0,64	0,79	0,48
Medel, alla bolag						38%	0,42	0,60	0,41
Median, alla bolag						40%	0,41	0,67	0,48

Källa: Capital IQ, årsredovisningar, Ernst & Young

Börsvärde och betavärden per 31 dec 2011

Skuldandel avser genomsnittet de fyra senaste åren

Appendix B - Historisk skuldsättning

Historisk skuldsättning för jämförelsebolagen

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Medel 9 år	Medel 4 år
<u>Europeiska gasnätsbolag</u>											
Ascopiave S.p.A.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-39%	20%	12%	20%	22%	7%	19%
Acsn SpA.	94%	48%	32%	42%	34%	47%	48%	54%	55%	50%	51%
Enagas SA	50%	40%	33%	29%	29%	29%	40%	44%	47%	38%	40%
Fluxys SA	-25%	-31%	-38%	-16%	-9%	1%	30%	27%	29%	-4%	22%
Snam SpA	36%	32%	26%	42%	40%	43%	47%	46%	46%	40%	46%
Medel	39%	22%	13%	24%	11%	28%	35%	38%	40%	28%	35%
Median	43%	36%	29%	35%	29%	29%	40%	44%	46%	37%	40%
<u>Europeiska elnätsbolag</u>											
Alpiq Holding AG	34%	40%	30%	22%	14%	9%	11%	25%	29%	24%	18%
Elia System Operator SA	n.a.	n.a.	n.a.	60%	61%	64%	68%	66%	61%	63%	65%
National Grid plc	70%	53%	54%	46%	38%	52%	68%	62%	52%	55%	59%
Red Eléctrica Corporación S.A.	54%	51%	46%	45%	38%	32%	37%	38%	50%	43%	39%
REN - Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S.A.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	50%	53%	58%	61%	55%	55%
Trasmissione Elettrica Rete Nazionale SpA	n.a.	n.a.	33%	38%	32%	33%	44%	40%	46%	38%	41%
Medel	53%	48%	41%	42%	37%	40%	47%	48%	50%	45%	46%
Median	54%	51%	39%	45%	38%	42%	48%	49%	51%	46%	47%
<u>Nordeuropeiska elbolag</u>											
EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG	21%	60%	31%	35%	32%	26%	34%	44%	42%	36%	36%
E.ON AG	42%	27%	22%	16%	13%	14%	40%	37%	36%	27%	32%
Fortum Oyj	44%	36%	28%	16%	16%	12%	28%	23%	23%	25%	22%
Hafslund ASA	71%	62%	58%	43%	30%	26%	47%	47%	49%	48%	42%
RWE AG	65%	61%	51%	42%	-1%	6%	16%	30%	36%	34%	22%
Medel	48%	49%	38%	30%	18%	17%	33%	36%	37%	34%	31%
Median	44%	60%	31%	35%	16%	14%	34%	37%	36%	34%	30%
<u>Samtliga bolag</u>											
Medel bolagsvis	46%	40%	31%	33%	22%	29%	39%	41%	43%	36%	38%
Median bolagsvis	47%	44%	32%	40%	30%	27%	40%	42%	46%	38%	39%

Avser årsbokslut

Källa: Capital IQ, årsredovisningar, Ernst & Young

Appendix C - Historiska asset beta

Historiska asset beta

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Medel
<u>Europeiska gasnätbolag</u>							
Ascopiave S.p.A.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,42	0,41	0,42
Acsn SpA.	0,36	0,50	0,61	0,52	0,40	0,42	0,47
Enagas SA	0,46	0,70	0,54	0,53	0,55	0,53	0,55
Fluxys SA	0,35	0,76	0,45	0,41	0,32	0,30	0,43
Snam SpA	0,40	0,44	0,29	0,21	0,30	0,32	0,33
Medel	0,39	0,60	0,47	0,41	0,40	0,39	0,45
Median	0,38	0,60	0,49	0,46	0,40	0,41	0,46
Medel, Enagas, Fluxys, Snam	0,40	0,63	0,43	0,38	0,39	0,38	0,44
Medel, Ascopiave, Acsn	0,36	0,50	0,61	0,52	0,41	0,41	0,47
<u>Europeiska elnätbolag</u>							
Alpiq Holding AG	0,31	0,67	0,70	0,74	0,69	0,58	0,62
Elia System Operator SA	n.a.	n.a.	0,06	0,07	0,08	0,08	0,07
National Grid plc	0,26	0,09	0,21	0,22	0,24	0,18	0,20
Red Eléctrica Corporación S.A.	0,32	0,46	0,52	0,38	0,45	0,48	0,43
REN - Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S.A.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,32	0,34	0,33
Trasmissione Elettrica Rete Nazionale SpA	n.a.	0,52	0,40	0,34	0,36	0,35	0,39
Medel	0,30	0,43	0,38	0,35	0,36	0,34	0,36
Median	0,31	0,49	0,40	0,34	0,34	0,35	0,37
Medel, exkl. Elia och REN	0,30	0,43	0,46	0,42	0,41	0,39	0,40
<u>Nordeuropeiska elbolag</u>							
EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG	0,16	0,52	0,54	0,41	0,35	0,31	0,38
E.ON AG	0,40	0,48	0,76	0,81	0,76	0,72	0,65
Fortum Oyj	0,19	0,17	0,84	0,76	0,67	0,66	0,55
Hafslund ASA	0,54	0,59	0,68	0,57	0,48	0,44	0,55
RWE AG	0,47	0,35	0,54	0,60	0,52	0,64	0,52
Medel	0,35	0,42	0,67	0,63	0,56	0,55	0,53
Median	0,40	0,48	0,68	0,60	0,52	0,64	0,55
<u>Samtliga bolag</u>							
Medel bolagsvis	0,35	0,48	0,51	0,47	0,43	0,42	0,44
Median bolagsvis	0,35	0,50	0,54	0,46	0,41	0,41	0,45

Källa: Capital IQ, årsredovisningar, Ernst & Young

Avser betavärden baserade på månadsdata över fyra år. Omräknat till asset beta baserat på genomsnittlig skuldsättning under betaberäkningsperioden.

Appendix D - WACC enligt aktieanalytiker

Analytikernas genomsnittliga WACC-bedömning för gasnätsbolagen 2010 och 2011 (nominell WACC efter skatt)

Jämförelsebolag	Analytikerhus	WACC 2010	WACC 2011	Diff 2011-2010
Ascopiave S.p.A.	Banca Imi	6,8%	7,5%	0,6%
Acsm SpA.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Enagas SA	BPI	5,2%	6,1%	0,8%
	Bancia Bolsa	n.a.	6,0%	n.a.
	Kepler Capital Markets	n.a.	6,6%	n.a.
	Cheuvreux	7,3%	7,0%	-0,3%
	Morgan Stanley	6,1%	6,3%	0,2%
	Sabadell	n.a.	6,0%	n.a.
	HSBC	5,4%	6,2%	0,8%
	Societe Generale	6,0%	6,8%	0,8%
	JP Morgan	6,4%	7,3%	0,9%
	Deutsche Bank	n.a.	6,0%	n.a.
	Macquarie	7,1%	6,8%	-0,4%
	Credit Suisse	7,3%	n.a.	n.a.
	Iberian Equities	n.a.	6,5%	n.a.
	Fluxys SA	Bank Degroof	n.a.	7,0%
KBC		n.a.	5,5%	n.a.
Snam SpA	Centrobanca	5,0%	5,1%	0,1%
	Banca Akros	n.a.	5,9%	n.a.
	Macquarie	n.a.	5,4%	n.a.
	HSBC	4,4%	5,4%	1,0%
	Morgan Stanley	5,5%	5,6%	0,1%
	JP Morgan	n.a.	5,4%	n.a.
	Banca Imi	4,9%	n.a.	n.a.
	Societe Generale	4,8%	n.a.	n.a.
	Credit Suisse	5,4%	n.a.	n.a.
Medel, samtliga observationer		5,8%	6,2%	0,4%
Median, samtliga observationer		5,5%	6,1%	0,6%

Källa: Analytikerrapporter enligt ovan

Appendix E - Presentation av jämförelsebolagen

Ascopiave S.p.A., through its subsidiaries, operates as a gas wholesaler and trader primarily in Italy. It engages in the distribution and sale of natural gas to end customers. The company serves approximately 1 million residents in 183 municipalities with its own natural gas distribution network consisting of approximately 7,400 kilometers. It also involves in the heating services management; sale of electricity; and production of electricity by photovoltaic power plants. The company was founded in 1956 and is based in Pieve di Soligo, Italy. Ascopiave S.p.A. operates as a subsidiary of Asco Holding S.p.A.

ACSM S.p.A. engages in the management of gas distribution services in the municipality of Como, Italy. It also manages the gas distribution services in certain municipalities in the provinces of Venice and Udine, Italy, through a subsidiary. In addition, the company engages in the management of local public systems for water distribution and waste incineration; and cogeneration and sale of electricity through licenses and agreements with the municipality of Como and certain adjacent municipalities. Further, the company, through its subsidiaries, engages in the sale of methane gas and electricity; management of electricity and heat; waste management; and district heating. ACSM S.p.A. was founded in 1893 and is headquartered in Como, Italy.

Enagas, S.A. engages in the provision of gas transportation, regasification, and storage services in Spain. It operates a transport network consisting of 9,416.9 km of gas pipelines; 16 compression stations with a total installed capacity of 619,712 HP; 441 regulation and/or measurement centers; and 42 transport centers, as well as 2 underground storage facilities in Serrablo and Gaviota. The company was founded in 1972 and is based in Madrid, Spain.

Fluxys SA provides transmission and storage, liquid natural gas (LNG) terminalling, and related services in Europe. The company engages in the domestic transmission of natural gas for supply to customers in Belgium; and border-to-border transmission of natural gas, as well as in storing buffer capacity to cover peak demand. It also operates facilities for unloading liquefied natural gas, temporarily storing in LNG tanks, and loading LNG carriers. In addition, the company provides hub services for natural gas trading on the Zeebrugge Hub. Further, it offers operational support services and software for natural gas companies active on transmission grids in north-western Europe. The company is based in Brussels, Belgium. Fluxys SA operates as a subsidiary of Fluxys G SA.

Snam S.p.A. engages in the transportation, dispatching, storage, and distribution of natural gas, as well as the regasification of liquefied natural gas (LNG) in Italy. It operates an integrated system of infrastructure comprising a gas pipeline network, compression stations, marine and LNG terminals, and a gas dispatching and control system. The company owns approximately 31,680 kilometers of network pipeline, including a national network of approximately 8,894 kilometers and regional network of approximately 22,786 kilometers. It also provides technical support services related to storage fields; invests in properties; and involved in the provision of leasing and maintenance services related to 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.

Appendix E - Presentation av jämförelsebolagen

in January 2012. Snam S.p.A. was founded in 1941 and is headquartered in San Donato Milanese, Italy. Snam S.p.A. is a subsidiary of Eni S.p.A.

Alpiq Holding Ltd., an independent energy services company, engages in power generation, and electricity trading and sales in Europe. It operates in two segments, Energy and Energy Services. The Energy segment involves in the generation, transmission, distribution, and sale of energy. It generates electricity from various sources, including hydroelectric, wind, solar, gas-fired, nuclear, coal-fired, and other renewable energy sources. This segment also trades in electricity, gas, and other commodities and certificates. The Energy Services segment delivers services related to power generation, distribution, and use. It offers services in the areas of energy supply, communications technology, and industrial and power plant engineering, as well as provides energy supply and communications technology services. The company serves medium-sized companies, large concerns, and public institutions, as well as energy suppliers, local authorities, industrial enterprises, and institutional and private investors. Alpiq Holding Ltd. was founded in 1894 and is headquartered in Olten, Switzerland.

Elia System Operator SA, together with its subsidiaries, engages in the transmission of electricity in Belgium. The company transmits electricity through the high-voltage grid from electricity generators to the distribution system operators and industrial consumers. It also offers a range of consultancy and engineering services to its customers and the community. The company is headquartered in Brussels, Belgium.

National Grid plc owns and operates regulated electricity and gas infrastructure networks in the United Kingdom and northeastern United States. The company operates high voltage electricity transmission networks and gas distribution systems in the Great Britain, New York, and New England; gas transmission networks in the Great Britain; electricity distribution networks in New York and New England; and electricity generation facilities in New York. It also owns and operates electricity interconnector between England and France; and a 224 kilometer transmission interconnector between England and Canada; and 3 liquefied natural gas storage activities in the Great Britain. The company serves residential and commercial consumers. It delivers gas through its approximately 132,000 kilometers gas distribution pipeline network to approximately 10.8 million customers in the United Kingdom; distributes electricity to approximately 3.4 million customers in New England and upstate New York; and distributes gas through its approximately 58,000 kilometers gas pipeline network to approximately 3.5 million consumers. The company also owns 57 electricity generation units on Long Island that provide approximately 4.1 gigawatt of power. Its electricity generation units generate power from oil, gas, and diesel fuel sources. National Grid plc was founded in 1990 and is based in London, the United Kingdom.

Red Electrica Corporacion, S.A., together with its subsidiaries, engages in the transmission of electricity, operation of electricity system, and management of the electricity transmission grid. The company's transmission grid comprises approximately 35,700 kilometers of high voltage electrical lines and 3,300 substations positions, as well as 69,000 MVA of transformation capacity. It also provides consulting,

Appendix E - Presentation av jämförelsebolagen

engineering, construction, and telecommunications services; electricity services outside the Spanish electrical system; and line and sub-station maintenance services. In addition, the company involves in financing and reinsurance activities. It operates in Spain, Bolivia, and Peru. The company was formerly known as Red Electra de Espana S.A. and changed its name to Red Electrica Corporacion, S.A. in July 2008. Red Electrica Corporacion, S.A. was founded in 1985 and is based in Alcobendas, Spain.

REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A., through its subsidiaries, engages in the transmission of electricity and natural gas in Portugal. It owns and operates a electricity transmission network; and manages public electricity system and electricity purchasing contracts. The company also engages in gas transmission; and the management of the natural gas supply system, as well as the operation of regasification at the LNG terminal and underground storage of natural gas. In addition, it is involved in the telecommunications business; and management of the electricity derivative market. The company is headquartered in Lisboa, Portugal.

Terna S.p.A., together with its subsidiaries, operates in the electrical energy transmission and dispatching sector in Italy. It involves in the design, construction, management, development, operation, and maintenance of high-voltage power lines. The company also engages in the construction and maintenance of electricity transmission grids and photovoltaic plants for the generation of electricity, including renewable generation. In addition, the company involves in the operation and maintenance of high-voltage plant owned by other entities; provision of plant engineering services; and maintenance of the third-party fiber optic network and housing of telecommunications equipment. It has approximately 62,000 kilo meters of high voltage lines; 383 transforming and switching stations; and 22 interconnection lines with foreign countries. The company was founded in 1999 and is headquartered in Rome, Italy.

EnBW Energie Baden-Wuerttemberg AG operates as an energy company primarily in Germany. The company operates in three segments: Electricity, Gas, and Energy and Environmental Services. The Electricity segment engages in the generation, procurement, trading, transmission, distribution, and sale of electricity. It operates a portfolio of power stations with nuclear energy, coal, gas, water, and other renewable energy sources. This segment also operates high, medium, and low voltage transmission networks; and provides network-related and municipal services in the area of electricity, gas, water, and telecommunications. In addition, it provides electricity, gas, district heating, water, and energy-related services for industrial, commercial, and private customers, as well as public utilities and municipalities. The Gas segment involves in the procurement, storage, trade, portfolio management, transmission, distribution, and sale of natural gas. This segment transports natural gas through its grid in Baden-Wuerttemberg; and supplies gas to approximately 750 towns and municipalities in Baden-Württemberg, well as to customers in Vorarlberg, Liechtenstein, and eastern Switzerland. The Energy and Environmental Services segment provides grid and energy-related services, thermal and non-thermal waste disposal, and water supply services. It manages energy plants and aerial networks of the customers and supplies its customers with

Appendix E - Presentation av jämförelsebolagen

self-generated electricity, heating, and cooling. The company has strategic alliance with EWE Aktiengesellschaft. EnBW Energie Baden-Württemberg AG is headquartered in Karlsruhe, Germany.

E.ON AG, an integrated electricity and gas company, engages in the power generation, energy trading, and gas supply businesses. The company generates electricity from coal, natural gas and oil, nuclear, water, wind, solar, and bio energy; and involves in the exploration and production of gas in the North Sea. It also engages in the storage and transportation of gas, including liquefying natural gas; carbon sourcing; and distribution of power and gas. In addition, the company buys and sells electricity, natural gas, oil, coal, biomass, freight, and carbon allowances; and generates and distributes heat. It serves residential, business, industrial, regional and municipal utilities, and local public authorities. The company operates approximately 73 GW of installed capacity for power generation; 1.1 million kilometers of low and medium-voltage electricity cables; 100,000 kilometers of gas distribution networks; and 45,000 kilometers of high-voltage power lines. It has operations primarily in Europe and North America. The company was founded in 1929 and is based in Dusseldorf, Germany.

Fortum Oyj, together with its subsidiaries, engages in the generation, distribution, and sale of electricity and heat; and operation and maintenance of power plants primarily in the Nordic countries, the Russian Federation, and the Baltic Rim area. Its Power segment involves in generation and sale of power; and physical operation and trading, as well as offers services for power producers in the Nordic market and other international markets. This segment sells its power principally to the Nordic power exchange, Nord Pool Spot. The company's Heat segment provides district heating and cooling, industrial steam, and energy to industrial companies, municipalities, and end-users in the Nordic countries and other parts of the Baltic Rim. This segment also sells electricity from its combined heat and power production to the Nord Pool Spot. Its Distribution segment owns and operates distribution and regional networks, as well as distributes electricity to a total of 1.6 million customers in Sweden, Finland, Norway, and Estonia. The company's Electricity Sales segment involves in the retail sale of electricity to a total of 1.2 million private and business customers, as well as to other retailers in Finland, Sweden, and Norway. Fortum Oyj was founded in 1998 and is headquartered in Espoo, Finland.

Hafslund ASA, through its subsidiaries, engages in the production, sale, and distribution of energy in Norway. It generates energy primarily from hydropower plants. The company also produces, distributes, and sells district heating using waste heat, heat pumps, bioenergy, and electricity primarily to commercial and public buildings, local housing cooperatives, and individual homes in the Oslo and Akershus region; generates energy from waste; and supplies electricity to retail customers, and small and medium sized businesses. In addition, it engages in the extraction of bio energy through the production of wood pellets and energy recovery plants; and ownership and operation of the power distribution network for Akershus county and portions of Østfold county. Further, the company supplies automatic metering systems for measuring electricity, water, and district heating, as well as IT operating solutions, and online and telephony services to the public and private sectors; offers wireless broadband solutions to private and commercial

Appendix E - Presentation av jämförelsebolagen

customers; provides real estate management services; and owns and leases properties in Oslo, Akershus, and Østfold. As of September 30, 2011, it served 863,000 electricity customers in Norway, Sweden, and Finland. The company was founded in 1898 and is headquartered in Oslo, Norway.

Mainova AG provides electricity, natural gas, heat, and water in Germany. The company supplies natural gas to 16 cities and municipalities in Hesse, Bavaria, and Thuringia; and energy and water to companies, institutions, and approximately 460,000 households. It operates a total of 11 combined heat and power plants with 7.8 megawatt and 5.5 megawatt thermal electric power. The company, through its subsidiaries, also offers energy performance contract services; maintenance and repair for elevators; and consulting services for new building, renovation, or product extension projects, as well as operates emergency power stations. In addition, it operates mobile power stations for emergency heat supply or the backup supply during reconstruction measures. Mainova AG is based in Frankfurt am Main, Germany.

MVV Energie AG, through its subsidiaries, engages in the supply of electricity, district heating, gas, and water, as well as environmental energy and energy-related services primarily in Germany. The company's Generation and Infrastructure segment comprises the conventional power plants; energy from waste and biomass power plants; and waterworks and wind farm portfolio. This segment also includes grid facilities for electricity, district heating, gas and water, and technical service units allocated to the grids business field for the grid-based distribution of electricity, district heating, gas, and water. Its Trading and Portfolio Management segment provides energy procurement and portfolio management, and energy trading services. The company's Sales and Services segment supplies electricity, district heating, gas, and water to end customers through its retail network. MVV Energie AG is based in Mannheim, Germany.

RWE Aktiengesellschaft engages in the generation, trading, transmission, and supply of electricity and gas. The company generates electricity from lignite, coal, nuclear fuel, gas, renewable energies, pumped storage, and oil. It also operates wind farms, hydroelectric power plants, and biomass plants. In addition, the company involves in the production of gas and oil; and distribution and sale of electricity and gas, as well as in non-regulated gas activities, such as procurement, transport, and storage contracts. Further, it engages in energy trading, water supply, and liquefied natural gas operations. The company offers its products and services primarily to private and commercial customers, industrial and corporate customers, and distributors primarily in Germany, the United Kingdom, the Netherlands, Belgium, and central and south-eastern Europe. It provides electricity to approximately 16 million customers and gas to approximately 8 million customers. The company was founded in 1989 and is headquartered in Essen, Germany.

Appendix F - Referenser

Artiklar och rapporter

Analytikerrapporter

Danish Energy Agency, "Denmark's Oil and Gas Production", juni 2011

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

Energimyndigheten, "Riskbedömning av Sveriges naturgasförsörjning", 2011

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

Ibbotson Associates, "SBBi 2011 Valuation Yearbook"

PwC, "Riskpremien på den svenska aktiemarknaden", mars 2011

Standard & Poor's kreditanalysrapporter

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

Årsredovisningar

Elektroniska källor

Bloomberg

Capital IQ

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

NASDAQ OMX

Riksbanken