



Energitilsynets praksisnotat om regulering af forsyningspligtige naturgasselskaber

Dato: 28.02.2012 · Journalnr.: 4/0820-0402-0041

Resumé

1. Denne sag omhandler den reguleringsmodel, der anvendes ved udmøntningen af effektivitetsreguleringen af naturgasselskabernes realiserede overskud.
2. Sekretariatet for Energitilsynet skal med baggrund i lovkravene i medfør af naturgasforsyningsloven regulere de tre forsyningspligtige naturgasselskaber DONG Energy Gasforsyning A/S, HMN Gassalg A/S og Naturgas Fyn Forsyning A/S.
3. Denne regulering består af to elementer:
 - 1) Vurdering af prissætningsmetoder og leveringsvilkår.
 - 2) Effektivitetsregulering af selskabernes realiserede overskud – også benævnt efterregulering.
4. Dette notat omhandler udmøntningen af effektivitetsreguleringen af selskabernes realiserede overskud i form af et forslag til revidering af den reguleringsmodel, der anvendes ved effektivitetsreguleringen af naturgasselskabernes realiserede overskud.
5. Sekretariatet har således udarbejdet et udkast til et nyt praksisnotat om regulering af de forsyningspligtige naturgasselskaber, der skal erstatte den hidtidige vejledning fra 2007. Afsnittene 1-5 og 7-9 er identiske med den hidtidige vejledning – med undtagelse af visse juridiske opdateringer. Det er altså i praksisnotatets afsnit 6 – selve reguleringsmodellen – at der foreslås nye bestemmelser.
6. I den nye reguleringsmodel foreslår sekretariatet for det første en ny metode til beregning af *den rimelige forrentning* for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab, således at denne opgøres på baggrund af CAPM-modellen. Sekretariatet finder ud fra en vurdering af de enkelte parametre i CAPM-modellen – dvs. markedsrisikotillægget og den ugearede betaværdi for et forsyningspligtigt naturgasselskab – et risikotillæg på 3,15 pct. som værende rimeligt.
7. I forhold til den hidtidige reguleringsmodel betyder dette, at det risikotillæg, som er indeholdt i den rimelige forrentning, reduceres fra 5,73 pct. til 3,15 pct. – altså en reduktion på 2,58 procentpoint.
8. Det kan oplyses, at sekretariatet – bl.a. set i lyset af situationen på finansmarkederne – har til hensigt, at vurdere om anvendelsen af CIBOR-renten som approksimation for den risikofrie rente er det mest hensigtsmæssige. Andre alternativer – fx renten på statsobligationer med kort løbetid – vil blive overvejet, herunder konsekvenserne af en eventuel ændring for de øvrige parametre i CAPM-modellen.
9. For det andet foreslår sekretariatet, at selskabernes *effektivitet på gasindkøb* i fremtiden vurderes i forhold til om selskaberne har indgået deres gasindkøbsaftaler på markedsbestemte vilkår. Til dette formål foreslås en benchmarking af de forventede fremtidige gaspriser under hver enkel gasindkøbsaftale i perioden op til tidspunktet for kontraktindgåelse i forhold til markedets prisniveau på gas i en tilsvarende aftale. Det eksterne benchmark er dermed selskabsspecifikt og afhænger af vilkårene i selskabets gasindkøbsaftale.
10. I den hidtidige reguleringsmodel blev selskabernes effektivitet på gasindkøb vurderet i forhold til de realiserede gaspriser under gasindkøbsaftalen. De realiserede omkostninger til

SEKRETARIATET FOR
ENERGITILSYNET

Carl Jacobsens Vej 35
2500 Valby

Tlf. 4171 5400
post@energitilsynet.dk
www.energitilsynet.dk

gasindkøb blev benchmarket i forhold til et gennemsnit af de tre selskabers realiserede gennemsnitlige omkostninger til gasindkøb.

11. Forsyningspligtselskaberne indkøber gas under kontrakter, hvori den fremtidige gaspris afhænger af værdien på fremtidige oliepriser og/eller gaspriser. Når selskaberne indgår aftalen, kan de observere markedets forventning til de fremtidige olie- og gaspriser, og dermed kan de beregne den forventede gaspris under gasaftalen og efterfølgende sammenligne denne med markedets forventninger til gasprisen. Sekretariatet finder derfor, at kontraktens realiserede priser overordnet er uden for selskabernes kontrol og derfor også i udgangspunktet en irrelevant parameter til brug for vurderingen af selskabernes effektivitet.

12. Endelig foreslår sekretariatet, at *effektiviteten på øvrige omkostninger* i fremtiden opgøres på grundlag af en konkret vurdering af benchmarket på øvrige omkostninger. I grundlaget for denne vurdering vil øvrige omkostninger i de andre forsyningspligtselskaber indgå som et element. Andre elementer i grundlaget for den konkrete vurdering kunne være den historiske sammenhæng mellem øvrige omkostninger og afsætning på både el- og gasmarkedet.

13. I den hidtidige reguleringsmodel blev effektiviteten på øvrige omkostninger vurderet ud fra en benchmarking af det enkelte selskabs øvrige omkostninger pr. kunde i forhold til et gennemsnit af de tre selskabers realiserede gennemsnitlige øvrige omkostninger pr. kunde. Benchmarket var således en på forhånd fastsat beregning.

14. Der er primært to grunde til, at sekretariatet nu fremlægger et forslag til ændringer af reguleringsmodellen fra 2007. For det første påpegede Energiklagenævnet i dets hjemvisning af Energitilsynets afgørelse fra 2009 om efterregulering af Statoil Gazelle Forsyning A/S' (nu: Naturgas Fyn Forsyning A/S) overskud fra 2007 en række uhensigtsmæssigheder ved reguleringsmodellen, herunder at intervallet, inden for hvilket selskabernes omkostninger må afvige fra et benchmark, ikke i tilstrækkeligt omfang tager højde for forskelle i karakteristika som selskabernes størrelse m.v.

15. For det andet er der siden godkendelsen af den nuværende vejledning og frem til i dag sket en omfattende udvikling på gasmarkedet, både med hensyn til konkurrencesituationen på detailmarkedet samt mulighederne for indkøb af gas til danske kunder på handelspladser i Nordvesteuropa – en udvikling som ikke nødvendigvis var lagt til grund da reguleringsmodellen i den nuværende vejledning blev udarbejdet.

16. For at få en forståelse for, hvad den foreslåede nye reguleringsmodel vil indebære for de forsyningspligtige naturgasselskaber, er det væsentligt at have klarhed over de hidtidige reguleringsmodeller. Derfor gennemgås i det følgende den overordnede reguleringsmetode i Energitilsynets tidligere og nuværende reguleringsmodel samt nærværende forslag til en ny reguleringsmodel.

Afgørelse

17. På baggrund af vedlagte sagsfremstilling og vurdering godkender Energitilsynet følgende:

· 'Energitilsynets praksisnotat om regulering af forsyningspligtige naturgasselskaber' af 28. februar 2012.

Sagsfremstilling

18. Sekretariatet for Energitilsynet (SET) skal med baggrund i lovkravene i medfør af naturgasforsyningsloven (NGFL) regulere de tre forsyningspligtige naturgasselskaber DONG Energy Gasforsyning A/S (DONG), HMN Gassalg A/S (HMN) og Naturgas Fyn Forsyning A/S (NGF).

19. Denne regulering består af to elementer:

- 1) Vurdering af prissætningsmetoder og leveringsvilkår.
- 2) Effektivitetsregulering af selskabernes realiserede overskud – også benævnt efterregulering.

20. Dette notat omhandler udmøntningen af effektivitetsreguleringen af selskabernes realiserede overskud i form af et forslag til revidering af den reguleringsmodel, der anvendes ved effektivitetsreguleringen af naturgasselskabernes realiserede overskud.

21. Sekretariatet har således udarbejdet et udkast til 'Energitilsynets praksisnotat om regulering af forsyningspligtige naturgasselskaber', jf. bilag 3 og bilag 4, der skal erstatte 'Energitilsynets vejledning om regulering af forsyningspligtige naturgasselskaber' gældende fra 1. januar 2007, jf. bilag 2. 2007-vejledningens afsnit 0 til 4 samt afsnit 6 til 8 er – med undtagelse af visse juridiske opdateringer – identiske med 2012-praksisnotatets afsnit 1 til 5 samt afsnit 7 til 9. 2007-vejledningens afsnit 5 "Efterregulering af realiseret overskud" er erstattet af 2012-praksisnotatets afsnit 6 "Energitilsynets reguleringsmodel" samt bilag 1 (bilag 4 i dette notat). Det er altså i selve reguleringsmodellen, at der i dette notat foreslås nye bestemmelser.

22. De tre forsyningspligtige naturgasselskaber har siden 1. januar 2004 været underlagt en effektivitetsregulering.
23. Hjemmelen til at foretage efterreguleringen findes i NGFL § 37, stk. 1, og § 37 b. Bestemmelserne skal sikre, at selskabernes priser til forsyningspligt-kunderne kun dækker nødvendige omkostninger samt et overskud, der er rimeligt i forhold til omsætning og effektivitet. Overskuddet skal fastsættes ud fra en konkret vurdering af det enkelte forsyningspligtige selskabs effektivitet sammenholdt med de muligheder, der er for at agere effektivt på markedet.
24. Samtidig bestemmer § 28 c, stk. 1, at aftaler om gaskøb og køb af driftsserviceydelser, som de forsyningspligtige selskaber indgår med andre selskaber, herunder koncernforbundne selskaber, skal indgås på markedsbestemte vilkår. Bestemmelserne i § 28 c tager blandt andet sigte på at forhindre krydssubsidiering mellem koncernforbundne selskaber som følge af ikke markedsbestemte interne aftaler.
25. Da der er tale om rammebestemmelser, har sekretariatet konkretiseret efterreguleringen ved at udarbejde en vejledning/praksisnotat, i hvilken der opstilles en reguleringsmodel, der beregner et rimeligt overskud – også benævnt benchmark-overskud eller effektivitetskorrigeret overskud – for hvert af de tre forsyningspligtselskaber. Modelberegningen bruges som udgangspunkt for den konkrete vurdering af det rimelige overskud.
26. Efterreguleringen for det enkelte selskab i et givent reguleringsår fremkommer som forskellen mellem 1) selskabets realiserede overskud i reguleringsåret og 2) sekretariatets konkrete vurdering af et rimeligt overskud for selskabet i samme reguleringsår.
27. I 2004, 2005 og 2006 er selskaberne blevet reguleret efter "Vejledning om regulering af forsyningspligtige naturgasselskaber", som blev godkendt af Energitilsynets formand den 15. februar 2006. Vejledningen indeholder bl.a. Energitilsynets første reguleringsmodel for de forsyningspligtige naturgasselskaber (2004-modellen). Jf. bilag 1, afsnit 5.
28. I forbindelse med Energitilsynets afgørelse den 26. juni 2006 om efterreguleringen af forsyningspligtige naturgasselskaber for reguleringsåret 2004 lagde tilsynet vægt på, at den fremtidige regulering bør give selskaberne et stærkere incitament til administrativ effektivitet. Det fremgår således af referatet fra Energitilsynets møde den 26. juni 2006: "Endvidere drøftede tilsynet den anvendte reguleringsmodel i relation til, hvorvidt modellen giver tilstrækkeligt stærke økonomiske incitamenter til selskaberne til at agere effektivt for så vidt angår selskabernes administrationsomkostninger."
29. Der foretages efterfølgende en revidering af 2004-modellen, og den 30. oktober 2006 godkender Energitilsynet "Energitilsynets vejledning om regulering af forsyningspligtige naturgasselskaber". Vejledningen, som er gældende fra 1. januar 2007, indeholder en revision af den oprindelige reguleringsmodel for de forsyningspligtige naturgasselskaber (2007-modellen). Jf. bilag 2, afsnit 5.
30. Der er primært to grunde til, at sekretariatet nu fremlægger et forslag til ændringer af 2007-modellen. For det første påpegede Energiklagenævnet i dets hjemvisning af Energitilsynets afgørelse fra 2009 om efterregulering af Statoil Gazelle Forsyning A/S' (nu: Naturgas Fyn Forsyning A/S) overskud fra 2007 en række u hensigtsmæssigheder ved reguleringsmodellen, herunder at intervallet, inden for hvilket selskabernes omkostninger må afvige fra et benchmark, ikke i tilstrækkeligt omfang tager højde for forskelle i karakteristika som selskabernes størrelse m.v.
31. For det andet er der siden 2006 og frem til i dag sket en omfattende udvikling på gasmarkedet, både med hensyn til konkurrencesituationen på detailmarkedet samt mulighederne for indkøb af gas til danske kunder på handelspladser i Nordvesteuropa – en udvikling som ikke nødvendigvis var lagt til grund da 2007-modellen blev udarbejdet. Sekretariatet har nyligt beskrevet udviklingen i prisdannelsen på engrosmarkedet for gas i en analyse af det danske engrosmarked, som blev fremlagt for Energitilsynet den 30. maj 2011.
32. For at få en forståelse for, hvad den foreslåede nye reguleringsmodel vil indebære for de forsyningspligtige naturgasselskaber, er det væsentligt at have klarhed over de hidtidige reguleringsmodeller. Derfor gennemgås i det følgende den overordnede reguleringsmetode i 2004-modellen, 2007-modellen samt forslaget til en ny reguleringsmodel (2012-modellen).
- 2004-modellen for efterregulering af de forsyningspligtige naturgasselskaber**
33. 2004-modellen beregner et rimeligt overskud for hvert af de tre forsyningspligtselskaber. Det rimelige overskud tilhørende det enkelte selskab er en funktion af 1) en rimelig forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab, 2) selskabets indskudskapital, 3) selskabets effektivitet på gasindkøb og 4) selskabets effektivitet på øvrige omkostninger.
- Ad 1 – Rimelig forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab*
34. Den rimelige forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab blev for reguleringsåret 2004 fastsat af Energitilsynet til 8 pct. før skat, jf. "Vejledning om regulering af

forsyningspligtige naturgasselskaber”, som blev godkendt af Energitilsynets formand den 15. februar 2006. Fastsættelsen af denne forrentning har baggrund i Energitilsynets vejledning for forsyningspligtige elskaber af 28. april 2003 samt Energitilsynets afgørelse om regulering af forsyningspligtige elskaber af 23. februar 2004.

35. Fra og med reguleringsåret 2005 beregnes den rimelige forrentning som den risikofrie rente plus et risikotillæg. *Den risikofrie rente* for et givet reguleringsår beregnes som gennemsnittet af dagsobservationerne på den 1-årige Copenhagen Interbank Offered Rate (CIBOR) i 3. kvartal året før. Den risikofrie rente varierer således år for år. *Risikotillægget* fastsættes som den rimelige forrentning i 2004 – svarende til 8,00 pct. – minus den risikofrie rente i 2004 – svarende til gennemsnittet af dagsobservationerne på den 1-årige CIBOR i 3. kvartal 2003 eller 2,27 pct. Risikotillægget er således konstant og lig med 5,73 pct. (8,00 pct. minus 2,27 pct.) år for år.

36. Den rimelige forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab er altså 8 pct. i 2004. I 2005 er den rimelige forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab lig med 'gennemsnittet af dagsobservationerne på den 1-årige CIBOR i 3. kvartal 2004' plus 5,73 pct. Endelig er den rimelige forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab i 2006 lig med 'gennemsnittet af dagsobservationerne på den 1-årige CIBOR i 3. kvartal 2005' plus 5,73 pct.

Ad 3 og 4 – Effektivitet på gasindkøb og øvrige omkostninger

37. Det enkelte selskabs gennemsnitlige gasindkøbsomkostninger pr. m3 og gennemsnitlige øvrige omkostninger pr. kunde sammenlignes henholdsvis med et gasindkøbsbenchmark og et benchmark på øvrige omkostninger. Efterfølgende beregnes et selskabs-specifikt omkostnings-benchmark.

38. Benchmarket på gasindkøb opgøres som middelværdien af de tre selskabers gennemsnitlige omkostninger til gasindkøb pr. m3. Ligeledes opgøres benchmarket på øvrige omkostninger som middelværdien af de tre selskabers gennemsnitlige øvrige omkostninger pr. kunde. Der sker således ingen volumenvægtning i forbindelse med beregningen af de to benchmark. Det enkelte selskabs omkostningsbenchmark fremkommer som summen af 1) faktiske afsætning multipliceret med benchmarket på gasindkøb og 2) antal kunder multipliceret med benchmarket på øvrige omkostninger.

39. Selskabernes effektivitet opgøres herefter ud fra forholdet mellem det enkelte selskabs faktiske omkostninger og selskabets omkostnings-benchmark. Effektiviteten måles i procent. Hvis selskabets faktiske omkostninger er lig med selskabets omkostnings-benchmark, er det pågældende selskabs effektivitet lig med 100 pct. Hvis selskabets faktiske omkostninger er lavere end selskabets omkostningsbenchmark, er det pågældende selskabs effektivitet større end 100 pct.

Det rimelige overskud i 2004-modellen

40. Hvert selskab tildeles til sidst en forrentningssats, der afhænger af selskabets effektivitet. Forrentningssatsen – også benævnt den effektivitetskorrigerede forrentning – beregnes som den rimelige forrentning af indskudskapitalen for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab multipliceret med det pågældende selskabs effektivitet. Det rimelige overskud for hvert selskab fremkommer da ved at multiplicere selskabets indskudskapital med den selskabsspecifikke effektivitetskorrigerede forrentning.

41. De mest omkostningseffektive selskaber vil således kunne forrente deres indskudskapital med en forrentningssats, der er højere end den rimelige forrentningssats for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab, hvorimod de mindst omkostningseffektive selskaber vil blive tildelt en lavere forrentningssats.

2007-modellen for efterregulering af de forsyningspligtige naturgasselskaber

42. 2007-modellen beregner et rimeligt overskud for hvert af de tre forsyningspligtselskaber. Ligesom i 2004-modellen gælder der for 2007-modellen, at det rimelige overskud tilhørende det enkelte selskab er en funktion af 1) en rimelig forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab, 2) selskabets indskudskapital, 3) selskabets effektivitet på gasindkøb og 4) selskabets effektivitet på øvrige omkostninger.

Ad 1 – Rimelig forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab

43. Den rimelige forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab beregnes i 2007-modellen for et givent reguleringsår som gennemsnittet af dagsobservationerne på den 1-årige CIBOR i 3. kvartal året før plus et risikotillæg på 5,73 pct. 2004-modellen og 2007-modellen anvender således samme metode til at beregne den rimelige forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab.

Ad 3 og 4 – Effektivitet på gasindkøb og øvrige omkostninger

44. Det enkelte selskabs gennemsnitlige gasindkøbsomkostninger pr. m3 og gennemsnitlige øvrige omkostninger pr. kunde sammenlignes henholdsvis med et gasindkøbsbenchmark

og et benchmark på øvrige omkostninger. Efterfølgende beregnes et selskabsspecifikt omkostnings-benchmark.

45. Benchmarket på gasindkøb er et volumenvægtet gennemsnit af de tre selskabers gennemsnitlige omkostninger til gasindkøb pr. m³. Ligeledes opgøres benchmarket på øvrige omkostninger som et volumenvægtet gennemsnit af de tre selskabers gennemsnitlige øvrige omkostninger pr. kunde. Der sker således i modsætning til 2004-modellen en volumenvægtning i forbindelse med beregningen af de to benchmark. Yderligere indbygges der i 2007-modellen et interval omkring de to benchmark, inden for hvilket selskabernes faktiske enhedsomkostninger pr. m³ og pr. kunde kan variere uden at dette tilskrives en afvigelse fra omkostningsbenchmarket. Omkostningsbenchmarket bliver således i 2007-modellen et interval. Det enkelte selskabs omkostningsbenchmark fremkommer som summen af 1) faktiske afsætning multipliceret med benchmark-intervallet på gasindkøb og 2) antal kunder multipliceret med benchmark-intervallet på øvrige omkostninger.

46. Hvis selskabets faktiske omkostninger ligger inden for intervallet af omkostningsbenchmarket, er det pågældende selskab gennemsnitligt effektivt. Hvis selskabets faktiske omkostninger ligger uden for intervallet af omkostningsbenchmarket, har det pågældende selskab et såkaldt negativt effektiviseringspotentiale, og selskabet er mere effektivt end gennemsnittet. Effektiviseringspotentialet defineres som faktiske omkostninger minus omkostningsbenchmarket. Effektiviseringspotentialet er lig med nul så længe de faktiske omkostninger ligger inden for intervallet af omkostningsbenchmarket.

Det rimelige overskud i 2007-modellen

47. Det rimelige overskud for hvert selskab fremkommer ved at multiplicere selskabets indskudskapital med den rimelige forrentningssats for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab og efterfølgende fratække selskabets effektiviseringspotentiale fra dette beløb.

48. Herefter kan den resulterende selskabsspecifikke effektivitetskorrigerede forrentning beregnes som det rimelige overskud divideret med indskudskapitalen.

49. De mest omkostningseffektive selskaber vil – ligesom i 2004-modellen – således kunne forrente deres indskudskapital med en forrentningssats, der er højere end den rimelige forrentningssats for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab, hvorimod de mindst omkostningseffektive selskaber vil blive tildelt en lavere forrentningssats.

Sammenligning af 2004-model og 2007-model

50. Den væsentligste forskel mellem 2004-modellen og 2007-modellen er den effektivitetskorrektion, der foretages under beregningen af det selskabsspecifikke rimelige overskud: 2007-modellen foretager en absolut effektivitetskorrektion af det rimelige overskud gennem effektiviseringspotentialet. Hvorimod 2004-modellen foretager en relativ effektivitetskorrektion af det rimelige overskud gennem den effektivitetskorrigerede forrentning.

51. Denne forskel bevirker, at der i 2007-modellen er en større variation i den resulterende selskabsspecifikke effektivitetskorrigerede forrentning. Herunder at det er forholdsvis let at tildele ineffektive selskaber negative rimelige overskud, og dermed at den resulterende selskabsspecifikke effektivitetskorrigerede forrentning kan blive negativ. Et negativt rimeligt overskud som følge af ineffektivitet betyder, at selskabet ikke får dækket alle godkendte omkostninger.

2012-modellen for efterregulering af de forsyningspligtige naturgasselskaber

52. 2012-modellen beregner – som 2004-modellen og 2007-modellen – et rimeligt overskud for hvert af de tre forsyningspligtselskaber. Og ligesom i 2004-modellen og 2007-modellen gælder der for 2012-modellen, at det rimelige overskud tilhørende det enkelte selskab er en funktion af 1) en rimelig forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab, 2) selskabets indskudskapital, 3) selskabets effektivitet på gasindkøb og 4) selskabets effektivitet på øvrige omkostninger.

Ad 1 – Rimelig forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab

53. Sekretariatet foreslår, at den rimelige forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab bliver opgjort på grundlag af den såkaldte Capital Asset Pricing Model (herefter benævnt CAPM-modellen). Som udgangspunkt vil den rimelige forrentning for et givent reguleringsår således blive fastsat som gennemsnittet af dagsobservationerne på den 1-årige CIBOR i 3. kvartal året før plus et risikotillæg på 3,15 pct. jf. boks 1. Risikotillægget bliver i 2012-modellen som følge af CAPM-tilgangen reduceret med 2,58 procentpoint i forhold til 2004- og 2007-modellen.

54. Det kan oplyses, at sekretariatet – bl.a. set i lyset af situationen på finansmarkederne – har til hensigt, at vurdere om anvendelsen af CIBOR-renten som approksimation for den risikofrie rente er det mest hensigtsmæssige. Andre alternativer – fx renten på statsobligationer med kort løbetid – vil blive overvejet, herunder konsekvenserne af en eventuel ændring for de øvrige parametre i CAPM-modellen.

Boks 1: Udgangspunktet for opgørelsen af den rimelige forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab i 2012-modellen

Den rimelige forrentning af indskudskapitalen, r , fastsættes på baggrund af CAPM-modellen (Capital Asset Pricing Model), der består af den risikofrie rente plus et branchespecifikt risikotillæg:

$$r = R_f + \beta_{EK} \cdot (R_m - R_f)$$

R_f : Den risikofrie rente. Som udgangspunkt anvendes som mål for den risikofrie rente for et givent reguleringsår, t , et gennemsnit af dagsobservationerne på den 1-årige CIBOR (Copenhagen Interbank Offered Rate) i 3. kvartal år $t-1$. Beregningen af R_f medfører at: a) r kan udmeldes ex ante, og b) R_f 's løbetid matcher reguleringsperiodens længde, der netop er et år.

Det kan oplyses, at sekretariatet – bl.a. set i lyset af situationen på finansmarkederne – har til hensigt, at vurdere om anvendelsen af CIBOR-renten som approksimation for den risikofrie rente er det mest hensigtsmæssige. Andre alternativer – fx renten på statsobligationer med kort løbetid – vil blive overvejet, herunder konsekvenserne af en eventuel ændring for de øvrige parametre i CAPM-modellen.

R_m : Afkastet på markedsporteføljen, dvs. den forrentning der kan opnås ved at investere i en gennemsnitlig markedsportefølje.

$R_m - R_f$: Markedsrisikopræmien, der afspejler det merafkast i forhold til en risikofri investering, som en investor kræver for at påtage sig en gennemsnitlig risiko svarende til markedsporteføljen. I en rapport fra Grant Thornton¹, udarbejdet for Energitilsynet, anbefales en markedsrisikopræmie på 4,5 %. Denne værdi af markedsrisikopræmien anvendes også i fastsættelsen af WACC'en tilhørende gas distributionselskaberne for reguleringsperioden 2010-2013. På denne baggrund finder Sekretariatet for Energitilsynet, at markedsrisikopræmien med rimelighed kan fastsættes til 4,5 %.

β_{EK} : Beta-egenkapital angiver samvariationen mellem afkastet på egenkapitalen og markedsporteføljen og afspejler dermed egenkapitalens risiko i forhold til markedsporteføljens risiko. En betaværdi på én betyder, at egenkapitalens risiko svarer til risikoen i den gennemsnitlige markedsportefølje, og egenkapitalens afkast vil derfor under CAPM-modellens antagelser være identisk med markedsafkastet – dvs. $r = R_f + 1 \cdot (R_m - R_f) = R_m$. En betaværdi på nul betyder, at egenkapitalens risiko er nul og dermed svarende til risikoen i det risikofrie aktiv, egenkapitalens afkast vil derfor være identisk med den risikofrie rente – dvs. $r = R_f + 0 \cdot (R_m - R_f) = R_f$.

β_{EK} afhænger af selskabets kapitalstruktur – dvs. forholdet mellem egenkapital og fremmedkapital – og indeholder to typer af risici: Selskabets driftsmæssige risiko og selskabets finansielle risiko. Den driftsmæssige risiko kaldes også beta-aktiver (β_{aktiv}) eller ugearede beta (β_{UG}). I et selskab med fuld egenkapitalfinansiering – hvilket generelt kan antages for et forsyningspligtigt gasselskab – og dermed ingen gearing gennem gældsfinansiering gælder der, at $\beta_{EK} = \beta_{UG}$. Dermed kan CAPM-formlen for et forsyningspligtigt gasselskab skrives som:

$$r = R_f + \beta_{EK} \cdot (R_m - R_f) = R_f + \beta_{UG} \cdot (R_m - R_f)$$

Sekretariatet for Energitilsynet vurderer på baggrund af ovenstående og sammenligninger² med selskaber, der opererer under lignende markedsvilkår og risici som de forsyningspligtige gasselskaber, at β_{UG} med rimelighed kan fastsættes til 0,7.

Således kan den rimelige forrentning af indskudskapitalen for et gennemsnitligt effektivt forsyningspligtselskab i et givent reguleringsår, t , fastsættes som nedenfor:

$$r_t = R_{f,t} + 0,7 \cdot 4,5 \% = 1\text{-årig CIBOR}_{\text{gns. 3. kvartal, t-1}} + 3,15 \%$$

Sekretariatet er opmærksom på, at både markedsrisikopræmien og β_{UG} er variable parametre, som derfor kan ændre sig over tid. Fx afhænger β_{UG} bl.a. af konkurrencen på gasdetailmarkedet for husholdninger/småkunder og regulatoriske risici. Sekretariatet vil løbende vurdere, hvorvidt der er sket væsentlige ændringer i de faktorer, der bestemmer markedsrisikopræmien og β_{UG} .

1. Rapport fra Grant Thornton udarbejdet for Energitilsynet vedr. estimation af et rimeligt afkastkrav af indskudskapital for EnergiGruppen Jylland Varme A/S – den 7. maj 2009; jf. bilag 11.

2. Bl.a. sammenligninger lavet i: Rapporten fra Grant Thornton, jf. bilag 11; Ian Alexander et al. fra the World Bank "Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms: An International Comparison". Yderligere skal det bemærkes, at den ugearede betaværdi i gas distributionselskaberne er fastsat til 0,4.

Kilde: Udkast til 'Energitilsynets praksisnotat om regulering af forsyningspligtige naturgas-selskaber' afsnit 6.3.1.

Ad 3 – Effektivitet på gasindkøb

55. Sekretariatet foreslår, at selskabernes effektivitet på gasindkøb i 2012-modellen bliver benchmarket i forhold til et eksternt benchmark, der er specifikt for det enkelte selskabs gasindkøb. Det eksterne benchmark består i, at vurdere om selskabet har indgået sin gasindkøbsaftale på markedsvilkår og til markedspris, jf. boks 2.

56. Hvis sekretariatet vurderer, at et selskab har foretaget sine gasindkøb på markedsbestemte vilkår, må der som udgangspunkt gælde, at selskabet er gennemsnitligt effektivt på gasindkøb – dvs. selskabets gennemsnitlige gasindkøbsomkostninger må være lig det eksterne gasindkøbs-benchmark, således at selskabets effektiviseringspotentiale er lig med nul. Sekretariatet vurderer nemlig i udgangspunktet, at indkøbspriserne – hvis de er på markedsbestemte vilkår – ikke kan være mere effektive end markedspriserne.

57. Sekretariatet har umiddelbart vanskeligt ved at forestille sig en situation, hvor et selskabs gasindkøb vurderes som værende på markedsvilkår, samtidigt med at selskabets gasindkøb vurderes som ineffektivt. Sekretariatet kan dog ikke udelukke, at en sådan situation kan opstå, eftersom markedsvilkårs-vurderingen og effektivitets-vurderingen af selskabernes gasindkøb er reguleret to forskellige steder i NGFL.

58. Hvis sekretariatet ikke vurderer, at et selskab har foretaget sine gasindkøb på markedsbestemte vilkår, vil der ske en korrektion af efterreguleringsbeløbet ud over forskellen mellem realiseret overskud og rimeligt overskud. Dette er beskrevet i punkt 62 og 63.

Boks 2: Principper for sekretariatets markedsvilkårs-vurdering af aftaler om gasindkøb

Hver gang et forsyningspligtselskab indgår en aftale om levering af naturgas, vil sekretariatet vurdere, om gasindkøbsaftalen er indgået på markedsvilkår og til markedspris. Sekretariatet vil foretage denne markedsvilkårs-vurdering, uanset om leveringsaftalen er indgået med et koncernforbundet handelselskab eller et ikke-interesseforbundet selskab.

1. Vurdering af aftalevilkår

Sekretariatet vil i sin vurdering af, hvorvidt aftaler om levering af naturgas er indgået på markedsvilkår bl.a. lægge Konkurrencerådets afgørelse af 21. december 2005 vedr. DONG Naturgas A/S' aftale med Hovedstadsregionens Naturgas I/S og Naturgas Midt-Nord I/S af 7. marts 2003 – herunder Konkurrencestyrelsens betænkeligheder vedrørende anvendelsesbegrænsede priser samt varigheden af en aftale om levering af gas – til grund.

2. Vurdering af aftalepriser

Sekretariatet vil i sin vurdering af, hvorvidt aftaler om levering af naturgas er indgået til markedspris, bero på gasindkøbsaftalens ex ante indkøbspriser – dvs. de forventede fremtidige gaspriser under leveringsaftalen i perioden op til tidspunktet for kontraktindgåelse. Sekretariatet vil således vurdere, hvorvidt gasindkøbsaftalens forventede priser på tidspunktet for kontraktindgåelse inden for et rimeligt interval afspejler markedets prisniveau på gas i en tilsvarende aftale.

2a. Vurdering af ex ante aftalepriser under antagelse af i) et likvidt nordvesteuropæisk OTC-forwardmarked for gas samt ii) ubegrænset gas-transmissionskapacitet fra Nordvesteuropa til Danmark

Sekretariatet kan godkende en gasindkøbsaftale som værende indgået til markedspriser, hvis aftalens ex ante priser inden for en vis variation er lig med

1. Prisen på en gas-forwardkontrakt på det nordvesteuropæiske OTC-marked med samme aftaleperiode som gasindkøbsaftalen

plus

2. Værdien af gasindkøbsaftalens fleksibilitet

plus

3. Transportomkostningen fra forwardkontraktens leveringspunkt til gasindkøbsaftalens leveringspunkt

2b. Alternativ vurdering af ex ante aftalepriser

Vurderingen i 2a. er betinget af et arbitrage argument, der forudsætter, at det nordvesteuropæiske OTC-forwardmarked for gas er likvidt, samt at gas-transmissionskapaciteten fra Nordvesteuropa til Danmark ikke er begrænset af flaskehalse. Disse to forudsætninger er kun opfyldt til en vis grad. Derfor er der mulighed for, at det nordvesteuropæiske gas-forwardmarked – ligesom det nordvesteuropæiske gas-spotmarked – indeholder mere end ét prisregime, hvori OTC-forwardpriserne alene er et delement. Sekretariatet vil tage hensyn til dette i sin vurdering af, hvorvidt en gasindkøbsaftale er indgået til markedspriser. Hensynet består bl.a. i at vurdere aftalens ex ante priser i forhold til andre gaspriser på

det nordvesteuropæiske forwardmarked ud over OTC-forwardpriserne.

1. OTC er en forkortelse af "Over The Counter" og beskriver en handel indgået mellem to parter på en handelsplads men uden om en børs.

Kilde: Udkast til 'Energisinsynets praksisnotat om regulering af forsyningspligtige naturgas-selskaber' afsnit 6.2 og bilag 1.

Ad 4 – Effektivitet på øvrige omkostninger

59. Sekretariatet foreslår, at der i fremtiden – for hvert reguleringsår – vil foretages en konkret vurdering af benchmarket på øvrige omkostninger. I grundlaget for denne vurdering vil øvrige omkostninger i de andre forsyningspligtselskaber indgå som et element. Andre elementer i grundlaget for den konkrete vurdering kunne være den historiske sammenhæng mellem øvrige omkostninger og afsætning på både el- og gasmarkedet.

60. Dette betyder, at selskaberne ikke nødvendigvis står overfor det samme benchmark på øvrige omkostninger i *to forskellige* reguleringsår. Dette betyder også, at selskaberne ikke nødvendigvis står overfor det samme benchmark på øvrige omkostninger i *et givent* reguleringsår. Beregningen af benchmarket på øvrige omkostninger kan således variere over tid og mellem selskaber.

61. Selskabernes effektivitet på øvrige omkostninger vil i 2012-modellen således ikke længere blive benchmarket op imod en allerede på forhånd fastsat størrelse eller beregning af et benchmark på øvrige omkostninger, fx de andre selskabers realiserede øvrige omkostninger.

Det rimelige overskud i 2012-modellen

62. Sekretariatet foreslår, at selskabernes effektivitet bliver opgjort ud fra forholdet mellem det enkelte selskabs faktiske omkostninger og selskabets omkostnings-benchmark. Effektiviteten måles i procent. Hvert selskab tildeles efterfølgende en selskabsspecifik effektivitetskorrigeret forrentning, og det rimelige overskud fremkommer ved at multiplicere selskabets indskudskapital med den selskabsspecifikke effektivitetskorrigerede forrentning. Denne beregning af det rimelige overskud er identisk med 2004-modellen.

63. Dog gælder der, at hvis en omkostning ikke kan godkendes – enten som følge af at det vurderes, at den ikke er nødvendig jf. NGFL § 37, stk. 1, eller at den ikke er på markedsvilkår jf. NGFL § 28 c, stk. 1 – da vil der yderligere ske en absolut korrektion af efterreguleringsbeløbet svarende til størrelsen på det ikke-godkendte beløb. Værdien af omkostningerne, der ikke kan godkendes, vil blive op- eller nedreguleret til markedsværdi/'det nødvendige niveau', inden disse medtages i effektivitetsreguleringen af det realiserede overskud. Samtidigt vil den absolutte værdi af op- eller nedreguleringen blive overført direkte til den endelige værdi af efterreguleringen. Denne korrektion i forhold til ikke-godkendte omkostninger er en analog til den absolutte effektivitetskorrrektion af det rimelige overskud i 2007-modellen.

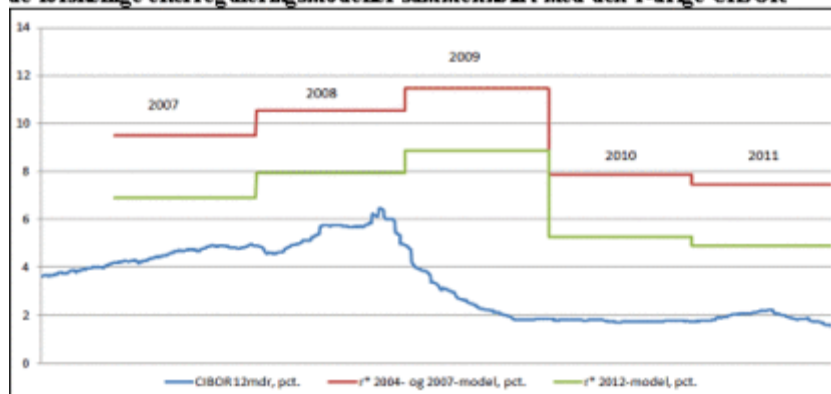
Sammenligning af 2012-modellen i forhold til 2004-modellen og 2007-modellen

64. Nedenfor beskrives forskelle og ligheder mellem de tre reguleringsmodeller, en oversigt kan ses i figur 2. Yderligere er der i bilag 5 opstillet et konkret tal-eksempel på modelberegning af efterregulering af realiseret overskud i 2007-modellen og 2012-modellen.

Rimelig forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab

65. Den rimelige forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab beregnes i 2012-modellen ud fra CAPM-modellen og fastsættes for et givent reguleringsår i udgangspunktet som gennemsnittet af dagsobservationerne på den 1-årige CIBOR i 3. kvartal året for plus et risikotillæg på 3,15 pct. Udgangspunktet for valget af den risikofrie rente er således identisk for alle tre modeller, men risikotillægget fastsættes i 2012-modellen til 3,15 pct. og er dermed reduceret med 2,58 procentpoint i forhold til 2004- og 2007-modellen, jf. figur 1.

Figur 1: Den rimelige forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab, r^* , i de forskellige efterreguleringsmodeller sammenholdt med den 1-årige CIBOR



Kilde: www.nationalbanken.statistikbank.dk; Sekretariatet for Energitilsynet.

Effektivitet på gasindkøb

66. I 2004- og 2007-modellen blev der foretaget en benchmarking af de realiserede gaspriser under gasindkøbsaftalen. De realiserede omkostninger til gasindkøb blev benchmarket i forhold til et gennemsnit af de tre selskabers realiserede gennemsnitlige omkostninger til gasindkøb.

67. I 2012-modellen foreslås en benchmarking af de forventede fremtidige gaspriser under gasindkøbsaftalen i perioden op til tidspunktet for kontraktindgåelse i forhold til markedets prisniveau på gas i en tilsvarende aftale. Det eksterne benchmark er dermed selskabsspecifikt og afhænger af vilkårene i selskabets gasaftale.

68. Forsyningspligtselskaberne indkøber gas under kontrakter, hvori den fremtidige gaspris afhænger af værdien på fremtidige oliepriser og/eller gaspriser. Når selskaberne indgår aftalen, kan de observere markedets forventning til de fremtidige olie- og gaspriser, og dermed kan de beregne den forventede gaspris under gasaftalen og efterfølgende sammenligne denne med markedets forventninger til gasprisen.

69. De realiserede priser i forsyningspligtselskabernes kontrakter er overordnet uden for selskabernes kontrol og er derfor også i udgangspunktet en irrelevant parameter til brug for vurderingen af selskabernes effektivitet. Benchmarking af realiserede priser kan resultere i at "heldige" handelsstrategier belønnes mens "uheldige" handelsstrategier straffes – altså en vilkårlig tildeling af det rimelige overskud – hvilket kan tænkes at forvride selskabernes incitament til at indkøbe gas på markedsvilkår.

Figur 2: Oversigt vedrørende forskelle og ligheder mellem de tre reguleringsmodeller

	2004-model	2007-model	2012-model
Rimelig forrentning for et gns. effektivt naturgasselskab	CIBOR + 5,73 pct.	CIBOR + 5,73 pct.	CIBOR + 3,15 pct.
Benchmark på gasindkøb	Middelværdi af selskabernes realiserede gns. omkostninger til gasindkøb pr. m3	Volumenvægtet gns. af selskabernes realiserede gns. omkostninger til gasindkøb pr. m3 + spread på 2 pct.	Markedets forventning til de fremtidige gaspriser i perioden op til tidspunktet for kontraktindgåelse

Benchmark på øvrige omkostninger	Middelværdi af selskabernes realiserede gns. øvrige omkostninger pr. kunde	Volumenvægtet gns. af selskabernes realiserede gns. øvrige omkostninger pr. kunde + spread på 25 DKK/kunde	Konkret vurdering. I grundlaget for denne vurdering vil øvrige omkostninger i de andre forsyningspligtselskaber indgå som et element
Rimeligt Overskud¹	Indskudskapital <i>multipliseret med</i> [den rimelige forrentning korrigeret i forhold til selskabets effektivitet]	[Indskudskapital multipliceret med den rimelige forrentning] <i>minus</i> det selskabsspecifikke effektiviseringspotentiale	Indskudskapital <i>multipliseret med</i> [den rimelige forrentning korrigeret i forhold til selskabets effektivitet] ²

1. Rimeligt overskud kan også benævnes benchmark overskud eller effektivitetskorrigeret overskud.

2. Hvis en omkostning ikke kan godkendes – enten som følge af at det vurderes, at den ikke er nødvendig jf. NGFL § 37, stk. 1, eller at den ikke er på markedsvilkår jf. NGFL § 28 c, stk. 1 – da vil der yderligere ske en absolut korrektion af efterreguleringsbeløbet svarende til størrelsen på det ikke-godkendte beløb. Værdien af omkostningerne, der ikke kan godkendes, vil blive op- eller nedreguleret til markedsværdi/’det nødvendige niveau’, inden disse medtages i effektivitetsreguleringen af det realiserede overskud. Samtidigt vil den absolutte værdi af op- eller nedreguleringen blive overført direkte til den endelige værdi af efterreguleringen. Denne korrektion i forhold til ikke-godkendte omkostninger er en analog til den absolutte effektivitetskorrigection af det rimelige overskud i 2007-modellen.’

Effektivitet på øvrige omkostninger

70. I 2004- og 2007-modellen blev der foretaget en benchmarking af de øvrige omkostninger i forhold til et gennemsnit af de tre selskabers realiserede gennemsnitlige øvrige omkostninger pr. kunde.

71. I 2012-modellen vil sekretariatet for hvert reguleringsår foretage en konkret vurdering af benchmarket på øvrige omkostninger. I grundlaget for denne vurdering vil øvrige omkostninger i de andre forsyningspligtselskaber indgå som et element. Andre elementer i grundlaget for den konkrete vurdering kunne være den historiske sammenhæng mellem øvrige omkostninger og afsætning på både el- og gasmarkedet.

72. Selskabernes effektivitet på øvrige omkostninger vil i 2012-modellen således ikke længere blive benchmarket op imod en allerede på forhånd fastsat størrelse eller beregning af et benchmark på øvrige omkostninger, fx de andre selskabers realiserede øvrige omkostninger.

Det rimelige overskud

73. Jf. beskrivelsen af det rimelige overskud i 2012-modellen under punkt 62 og 63.

Høring

74. Sekretariat for Energitilsynet (SET) har den 30. december 2011 sendt et udkast af ’Energitilsynets praksisnotat om regulering af forsyningspligtige naturgasselskaber’ i høring hos DONG, HMN og NGF. SET har modtaget HMN’s høringssvar den 18. januar 2012 jf. bilag 6, DONGs høringssvar den 22. januar 2012 jf. bilag 7a og bilag 7b og NGF’s høringssvar den 23. januar 2012 jf. bilag 8.

75. SET har efter anmodning, jf. bilag 9, modtaget supplerende bemærkninger fra DONG den 27. januar 2012 jf. bilag 10.

76. SET afholdte den 16. og 17. januar 2012 tre møder med de tre høringssparter, hvor udkastet til praksisnotatet blev drøftet.

77. Nedenfor refereres høringssvarene. Svarende er refereret opdelt på emner, som efterfølges af sekretariatets bemærkninger i kursiv.

Rimelig forrentning for et gennemsnitligt effektivt selskab

78. NGF finder, at følgende parametre i CAPM-modellen er fastsat for lavt og under markedsniveau:

a) Markedsrisikopræmien på 4,5 pct. er for lav, den skal være på 5 pct. ifølge en unavngiven undersøgelse fra 2010.

b) Den risikofrie rente skal baseres på en 10-årig statsobligation i stedet for en 1-årig CI-BOR.

c) Den rimelige forrentning skal korrigeres for selskabsskat.

79. *Ad a) Der er foretaget mange undersøgelser af markedsrisikopræmien. I en rapport fra Grant Thornton, udarbejdet for Energitilsynet, anbefales en markedsrisikopræmie på 4,5 pct. Denne værdi af markedsrisikopræmien anvendes også i fastsættelsen af WACC'en tilhørende gas distributionsselskaberne for reguleringsperioden 2010-2013. På denne baggrund finder SET, at markedsrisikopræmien som udgangspunkt med rimelighed kan fastsættes til 4,5 pct. SET er dog opmærksom på, at markedsrisikopræmien kan variere over tid.*

80. *Ad b) SET lægger som udgangspunkt vægt på, at løbetiden på den risikofrie rente skal svare til reguleringsperioden. SET er derfor også opmærksom på, at den effektive rente på statsobligationer med kort løbetid kan anvendes som mål for den risikofrie rente. Og det kan oplyses, at sekretariatet – bl.a. set i lyset af situationen på finansmarkederne – har til hensigt, at vurdere om anvendelsen af CIBOR-renten som approksimation for den risikofrie rente er det mest hensigtsmæssige. Andre alternativer – fx renten på statsobligationer med kort løbetid – vil blive overvejet, herunder konsekvenserne af en eventuel ændring for de øvrige parametre i CAPM-modellen.*

81. *Ad c) Reguleringsmodellen sammenligner det rimelige overskud før skat, beregnet som indskudskapitalens rimelige CAPM-forrentning, med det realiserede overskud før skat. En positiv forrentning af indskudskapitalen vil udløse skat, men alle øvrige alternative placeringer af indskudskapitalen i forhold til afkast og risiko på den effektive front under CAPM vil også udløse skattebetalinger ved positivt afkast. At sammenligne et efter-skat overskud med et rimeligt overskud før skat vil resultere i en inefficent høj CAPM-forrentning af indskudskapitalen.*

82. Til sidst henviser NGF til Energiklagenævnets afgørelse af 9. november 2010 vedrørende EnergiGruppen Jylland Varme A/S, idet det samtidigt bemærkes, at varmeforsyningsvirksomhed efter NGF's opfattelse er forbundet med langt færre risici end konkurrenceudsatte, forsyningspligtige naturgasselskaber.

83. *SET kan i forhold til de ovenstående punkter eller i øvrigt ikke se, hvorledes CAPM-beregningen af den rimelige forrentning for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab i 2012-modellen skulle stride imod Energiklagenævnets afgørelse.*

84. *I forhold til den sidste bemærkning angående risici i varmeforsyningsvirksomhed kontra forsyningspligtige naturgasselskaber skal SET bemærke, at den relevante parameter til sammenligning heraf er den ugearede beta. Det fremgår af afgørelsen, at SET fastsætter den ugearede beta tilhørende EnergiGruppen Jylland Varme A/S til 0,2, mens selskabet selv mener, at den skal være 0,4. Til sammenligning foreslås den ugearede beta for forsyningspligtige naturgasselskaber i 2012-modellen til 0,7 – altså betydeligt højere.*

Kapitalgrundlaget for den rimelige forrentning for et gennemsnitligt effektivt selskab

85. HMN finder, at kapitalgrundlaget for den rimelige forrentning for et gennemsnitligt effektivt selskab er for lavt. Kapitalgrundlaget er fastsat til indskudskapitalen defineret som aktiekapitalen primo året inklusiv eventuel overkurs ved emission. HMN finder, at kapitalgrundlaget bør fastsættes til indskudskapital + akkumuleret og af Energitilsynet godkendt overskud + indskudt ansvarlig lånekapital.

86. *Kapitalgrundlaget har siden 2004-modellen været lig med indskudskapitalen. SET henviser til Energiklagenævnets afgørelse af 17. marts 2008 (j.nr. 31-23), der fastslår, at forsyningspligtige naturgasselskaber alene kan tillades en forrentning af indskudskapitalen og ikke yderligere egenkapital.*

Metode til vurdering af hvorvidt gasindkøbsaftalen er indgået til markedspriser

87. HMN kan grundlæggende tilslutte sig praksisnotatets principper for vurdering af, om det forsyningspligtige selskabs indkøb af naturgas er i overensstemmelse med handelsvilkårene på tidspunktet for gasindkøbet.

88. HMN påpeger, at kapacitetsproblemer i transportnettene til Danmark øger udgifterne til gasindkøb i Danmark. Ligeledes påpeges at der endnu kun handles begrænsede gas-mængder på TTF og GTF, hvilket indebærer en høj prisfølsomhed på disse handelspladser.

89. *SET er opmærksom på, at antagelserne om et likvidt nordvesteuropæisk OTC-forwardmarked for gas samt en ubegrænset gas-transmissionskapacitet fra Nordvesteuropa til Danmark kun er opfyldt til en vis grad. Derfor ligger markedsvilkårvurderingen også op til, at der kan foretages en alternativ vurdering af ex ante gasindkøbspriserne, som bl.a. indbygger disse imperfektioner.*

90. NGF kan tilslutte sig metoden, hvor gasindkøbet vurderes ud fra det enkelte selskabs konkrete transaktioner på specifikke tidspunkter i forhold til markedernes forwardpriser på beslutningstidspunktet.

91. NGF påpeger, at de estimerede forwardpriser på de lange tyske olieindekserede kontrakter – jf. ICIS Heren forward assessed long-term contract values – skal anvendes med de nødvendige hensyn, eftersom vilkårene i de bagvedliggende BAFA-kontrakter kan afvige fra vilkårene i en olieindekseret kontrakt tilhørende et forsyningspligtselskab.

92. *Dette vil indgå i sekretariatets vurdering.*

93. DONG er som udgangspunkt positiv over for ex ante reguleringen af gaskøbsaftaler, som tager udgangspunkt i en referencepris for gasindkøb til markedspris baseret på prisen på en nordvesteuropæisk gasbørs.

94. *SET skal her for god ordens skyld bemærke, at referenceprisen er baseret på de nordvesteuropæiske OTC-forwardpriser.*

95. DONG påpeger, at der ikke eksisterer en velfungerende og entydig prisreference i Nordvesteuropa, og at SET derfor i markedsvilkårs-vurderingen skal tage hensyn til 1) markedsprisiniveauet i Danmark på kontraktindgåelsestidspunktet, 2) vilkårene i relevante engros-aftaler med levering i Danmark og 3) begrænset transmissionskapacitet mellem geografiske områder.

96. *SET er opmærksom på, at antagelserne om et likvidt nordvesteuropæisk OTC-forwardmarked for gas samt en ubegrænset gas-transmissionskapacitet fra Nordvesteuropa til Danmark kun er opfyldt til en vis grad. Derfor ligger markedsvilkårs-vurderingen også op til, at der kan foretages en alternativ vurdering af ex ante gasindkøbspriserne, som bl.a. kan tage hensyn til den begrænsede transmissionskapacitet, samt at der kan eksistere flere gas-prisregimer på det nordvesteuropæiske forwardmarked – herunder fx forwardpriser der kan aflæses på Gasprisguiden.dk – ud over OTC-forwardpriserne.*

97. Både HMN og DONG påpeger, at længden af den periode, der er relevant i forbindelse med fastsættelsen af ex ante priserne i gasindkøbsaftalen, er kortere end 90 dage.

98. *Dette vil hermed indgå i sekretariatets vurdering.*

99. DONG forudser i forlængelse af punkt 97 yderligere og med henvisning til praksisnotatets bilag 1 (bilag 4 i dette notat), at Energitilsynets model, til at teste om en kontrakt er på markedsvilkår, har visse uhensigtsmæssigheder. Uhensigtsmæssigheden består ifølge DONG i, at Energitilsynets model i en situation med konstant stigende (eller konstant faldende) forwardpriser under test-perioden ikke vil markedsvilkår-godkende en gasaftale, der rent faktisk er på markedsvilkår.

100. *Det er her vigtigt at bemærke, at der i praksisnotatets bilag 1 lige præcis bl.a. som følge af ovenstående ikke opstilles en bestemt model eller teststatistik. Der opstilles kun en tidsserie, eftersom det optimale valg af teststatistik afhænger af tidsseriens statistiske egenskaber, og disse egenskaber kan først observeres, når tidsserien er realiseret. DONG's eksempel svarer netop til, at tidsserien vil udvise et fravær af stationaritet, en problemstilling der allerede er benævnt – om end kortfattet – i praksisnotatets bilag 1. Eftersom der ikke opstilles en teststatistik i praksisnotatets bilag 1, kan det undre SET, hvorledes DONG kan forudsige, at denne i bestemte situationer ikke vil markedsvilkår-godkende en gasaftale, der rent faktisk er på markedsvilkår.*

Metode til vurdering af effektivitet på øvrige omkostninger

101. NGF foreslår, at omkostningsreguleringen – ud over cost driverne antal kunder og antal solgte m3 gas – tilføjes en fast omkostningsfaktor, som er ens for alle tre selskaber. Der vil ved drift af et forsyningspligtselskab være omkostninger, som er uafhængige af antal kunder og antal solgte m3 gas.

102. *Selskabernes effektivitet på øvrige omkostninger benchmarkes i 2012-modellen ikke op imod en allerede på forhånd fastsat cost driver, størrelse eller beregning af et benchmark på øvrige omkostninger fx de andre selskabers realiserede øvrige omkostninger. Det vil derfor være muligt at tage højde for en fast omkostningsfaktor i 2012-modellen. SET vil tage dette forslag til efterretning i forbindelse med vurderingen af effektivitet på øvrige omkostninger.*

Anvendelsen af skøn

103. DONG påpeger, at praksisnotatet bør indeholde en nærmere beskrivelse af de kriterier, som vil indgå i den konkrete vurdering af det rimelige overskud. Efter DONG's opfattelse øger den manglende beskrivelse af det endelige skøn selskabets regulatoriske usikkerhed.

104. *SET er opmærksom på, at regulerede selskaber står over for regulatoriske risici og dermed har et ønske om en gennemsigtig og forudsigelig regulering. Netop derfor opstilles en reguleringsmodel i praksisnotatet, og netop behovet for forudsigelighed er en af årsagerne til, at denne reguleringsmodel nu revideres.*

105. SET er dog ligeledes opmærksom på, at det jf. NGFL § 37 b, stk. 1, skal foretage en konkret vurdering af det overskud, som er rimeligt i forhold til størrelsen på selskabets omsætning og selskabets effektivitet ved indkøb af naturgas og andre omkostninger sammenholdt med de muligheder, der er for at agere effektivt på markedet. SET er således forpligtiget til at skønne på det rimelige overskud, og ved skønsmæssige afgørelser må der ikke på forhånd opstilles regler eller faste kriterier, der udelukker skønnet.

Lovgrundlag

106. Naturgasforsyningsloven, jf. lovbekendtgørelse nr. 996 af 13. oktober 2011 af lov om naturgasforsyning, indeholder følgende relevante bestemmelser vedrørende efterreguleringen af de forsyningspligtige naturgasselskaber:

Naturgasselskabernes priser og betingelser

§ 37. Priser for ydelser fra distributionsselskaber og forsyningspligtige selskaber fastsættes under hensyntagen til selskabernes omkostninger til indkøb af energi, lønninger, tjenesteydelser, administration, vedligeholdelse, andre driftsomkostninger og afskrivninger samt forrentning af kapital. Ved fastsættelse af priserne tages desuden hensyn til udgifter, der afholdes som følge af, at selskaberne i kraft af en af denne lov nødvendiggjort selskabsopdeling hæfter for andre naturgasselskabers gældsforpligtelser. Priserne for ydelser fra en kollektiv gasforsyningsvirksomhed må ikke stige som følge af det vederlag, der erlægges ved overdragelse af virksomheder.

Stk. 2. (...)

Stk. 3. (...)

Stk. 4. (...)

§ 37 b. Forsyningspligtige selskaber kan i deres priser som nævnt i § 37, stk. 1, indkalkulere et overskud, som er rimeligt i forhold til omsætningens størrelse og effektiviteten ved indkøb af naturgas og andre omkostninger.

Stk. 2. Energitilsynet godkender prisfastsættelsen efter anmeldelse, jf. § 40. Godkendelsen kan ledsages af vilkår. Klima-, energi- og bygningsministeren kan fastsætte regler om indholdet af vilkårene.

107. Det fremgår af forarbejderne til § 37, stk. 1, i lov nr. 449 af 31. maj 2000 at:

Distributionsselskabers og forsyningspligtige selskabers priser reguleres i § 37. Udgangspunktet for reguleringen af priserne fremgår af stk. 1, hvorefter priserne for ydelserne fastsættes under hensyntagen til selskabernes omkostninger til indkøb af energi, lønninger, tjenesteydelser, administration, vedligeholdelse, andre driftsomkostninger og afskrivninger samt forrentning af kapital, dvs. renter af fremmedkapital samt forrentning af eventuel indskudskapital.

108. Yderligere fremgår det af forarbejderne til § 37, stk. 1, i lov nr. 481 af 7. juni 2001 at: (...) Det foreslås endvidere, at prisbestemmelserne i den nuværende naturgasforsyningslovs § 37 ændres således, at de forsyningsaktiviteter, der efter de nuværende regler er underlagt indtægtsrammeregulering i stedet underlægges effektivitetsregulering, ligesom det er tilfældet for de forsyningspligtige elforsyningsvirksomheder efter elforsyningsloven. (...).

109. Følgende fremgår af forarbejderne til § 37 b, stk. 1, i lov nr. 481 af 7. juni 2001:

De forsyningspligtige selskaber vil ifølge forslaget § 37 b, stk. 1, kunne indregne de kategorier af omkostninger, som er nævnt i § 37, samt et overskud, som er rimeligt i forhold til omsætningens størrelse og effektiviteten ved indkøb af naturgas og andre omkostninger. Overskuddet skal fastsættes ud fra en konkret vurdering af det enkelte forsyningspligtige selskabs effektivitet sammenholdt med de muligheder, der er for at agere effektivt på markedet. Det forudsættes således, at virksomheden agerer effektivt ved køb af naturgas, og at den herunder afsøger mulighederne for naturgaskøb på markedet og sikrer sig de nødvendige leverancer med henblik på forsyning af egne kunder. I det omfang selskaberne er bundne til at købe naturgas hos én leverandør, er dette dog ikke relevant, og der vil ikke kunne optjenes overskud med henvisning til effektivt indkøb af naturgas, jf. i øvrigt afsnit 2.6. i de almindelige bemærkninger. Det forudsættes endvidere, at det enkelte selskabs egne omkostninger holdes på et effektivt niveau.

Det er hensigten, at gevinsten ved en høj effektivitet udover at komme forsyningselskaberne til gode via større overskud også skal komme forbrugerne til gode via lavere priser. Der lægges med den ændrede reguleringsform ikke op til, at der skal kunne genereres betydelige overskud i selskaberne, og størstedelen af effektiviseringsgevinsten forudsættes således at komme forbrugerne til gode.

Generelle bestemmelser om bevillinger m.v.

§ 28. Bevillinger i medfør af loven kan kun meddeles til ansøgere, der skønnes at have den fornødne sagkundskab og økonomiske baggrund.

Stk. 2. (...)

§ 28 c. Aftaler, som bevillingspligtige selskaber indgår med andre selskaber, herunder koncernforbundne selskaber, skal indgås på markedsbestemte vilkår.

Stk. 2. De af stk. 1 omfattede aftaler skal foreligge i skriftlig form på aftaletidspunktet. Selskaberne skal på begæring fra Energitilsynet forelægge tilstrækkelig dokumentation for, hvordan priser og vilkår for væsentlige aftaler er fastsat.

Stk. 3. (...)

110. Det fremgår af forarbejderne til § 28, stk. 1, i lov nr. 449 af 31. maj 2000 at:

(...) Det fremgår af stk. 1, at bevillinger i medfør af loven kun vil kunne meddeles ansøgere, der skønnes at have den fornødne sagkundskab og økonomiske baggrund for at kunne udøve virksomheden på en for samfundet effektiv og økonomisk måde. (...).

111. Det fremgår af forarbejderne til § 28 c, stk. 1, i lov nr. 494 af 9. juni 2004 at:

(...) Bestemmelsen skal hindre, at de bevillingspligtige selskaber ved at købe dyrt eller sælge for billigt overføre midler imellem interesseforbundne selskaber, hvilket vil stride mod lovens intentioner.

112. Det fremgår af forarbejderne til § 28 c, stk. 2, i lov nr. 494 af 9. juni 2004 at:

(...) Der kan eksempelvis være tale om købs-, salgs-, eller driftsaftaler af en vis økonomisk betydning med koncernforbundne selskaber eller andre. (...) Dokumentationen skal være af en sådan art, at den kan danne grundlag for en vurdering af, om aftalerne er indgået på markedsvilkår. (...).

113. Finder Energitilsynet, at det realiserede overskud er i strid med bestemmelserne i NGFL, kan Energitilsynet give påbud om ændring af priser med hjemmel i NGFL § 41, stk. 1, og § 47 b.

§ 41. Hvis Energitilsynet finder, at priser og betingelser må anses for at være i strid med bestemmelserne i denne lov, kan tilsynet give påbud om ændring af priser og betingelser.

Stk. 2. (...)

§ 47 b. Klima-, energi- og bygningsministeren og Energitilsynet kan påbyde, at forhold, der strider mod loven, mod regler eller afgørelser i henhold til loven eller mod Europa-Parlamentets og Rådets forordning om betingelserne for adgang til naturgastransmissionsnet, bringes i orden straks eller inden en nærmere angiven frist.

Stk. 2. Energitilsynet kan påbyde, at forhold, der strider mod en juridisk bindende afgørelse truffet af det europæiske agentur for samarbejde mellem energireguleringsmyndigheder, bringes i orden straks eller inden en nærmere angiven frist.

Vurdering

114. Sekretariatet for Energitilsynet har udarbejdet et forslag til en revidering af 'Energitilsynets vejledning om regulering af forsyningspligtige naturgasselskaber' gældende fra 1. januar 2007. Revideringen tager først og fremmest sigte på følgende forhold:

115. For det første foreslås en ny metode til beregning af *den rimelige forrentning* for et gennemsnitligt effektivt naturgasselskab, således at denne opgøres på baggrund af CAPM-modellen. Sekretariatet finder ud fra en vurdering af de enkelte parametre i CAPM-modellen – dvs. markedsrisikotillægget og den ugearede betaværdi for et forsyningspligtigt naturgasselskab – et risikotillæg på 3,15 pct. som værende rimeligt.

116. I forhold til den hidtidige reguleringsmodel betyder dette, at det risikotillæg, som er indeholdt i den rimelige forrentning, reduceres fra 5,73 pct. til 3,15 pct. – altså en reduktion på 2,58 procentpoint.

117. For det andet har sekretariatet beskrevet det *grundlag, ud fra hvilket Energitilsynet vil vurdere, om de forsyningspligtige naturgasselskaber lever op til bestemmelserne i NGFL § 28 c, stk. 1, om indgåelse af aftaler om gaskøb på markedsmæssige vilkår*. Et modelgrundlag til vurdering af, om gasprisen i de forsyningspligtige naturgasselskabers gaskøbsaftaler på aftaleindgåelsestidspunktet ligger inden for rammen af de toneangivende referencepriser på gas i Nordvesteuropa, har ikke tidligere været fremlagt.

118. For det tredje foreslår sekretariatet, at *effektiviteten på gasindkøb* i henhold til bestemmelserne i NGFL § 37 b, stk. 1, ikke benchmarkes i forhold til de andre selskabers realiserede omkostninger. I stedet foretages en vurdering af om selskabet har indgået sin gasindkøbsaftale på markedsbestemte vilkår. Til dette formål foreslås en benchmarking af de forventede fremtidige gaspriser under gasindkøbsaftalen i perioden op til tidspunktet for kontraktindgåelse i forhold til markedets prisniveau på gas i en tilsvarende aftale.

119. Sekretariatet finder, at de realiserede priser i forsyningspligt-selskabernes gasindkøbsaftaler overordnet er uden for selskabernes kontrol og derfor i udgangspunktet en irrelevant parameter til brug for vurderingen af selskabernes effektivitet. Benchmarking af realiserede priser kan resultere i at "heldige" handelsstrategier belønnes mens "uheldige" handelsstrategier straffes – altså en vilkårlig tildeling af det rimelige overskud – hvilket kan tænkes at forvride selskabernes incitament til at indkøbe gas på markedsvilkår.

120. Endelig foreslås *effektiviteten på øvrige omkostninger* opgjort på grundlag af en konkret vurdering. I grundlaget for denne vurdering vil øvrige omkostninger i de andre forsyningspligtselskaber indgå som et element.

121. De forsyningspligtige naturgasselskaber har i høringssvar generelt udtrykt sig positivt overfor de foreslåede ændringer og er kommet med ønsker til ændringer af udkastet til praksisnotatet, jf. gennemgangen under Høring.

17. Samlet set er det sekretariatets vurdering, at forslaget til et nyt praksisnotat vil medføre en forbedring af reguleringen af de forsyningspligtige naturgasselskaber, begrundet navnlig i følgende forhold:

- Modellen, der danner udgangspunkt for sekretariatets skøn for, om de forsyningspligtige selskabers gaskøbsaftaler er indgået på markedsbestemte vilkår på aftaleindgåelsestidspunktet, vil medvirke til større gennemsigtighed omkring dette centrale spørgsmål, både for Energitilsynet, de forsyningspligtige selskaber og øvrige interessenter på naturgasmarkedet.

- Praksisnotatet vil medføre et klarere grundlag for sekretariatet til fremadrettet at foretage en vurdering af naturgasselskabernes effektivitet ved indkøb af naturgas og andre omkostninger, hvori en vurdering af overensstemmelse mellem disse omkostninger og de markeds-mæssige forhold indgår.

- Justeringen af nøgleparametre i modellen for effektivitetsreguleringen, der danner udgangspunkt for sekretariatets skøn, betyder efter sekretariatets vurdering en bedre overensstemmelse mellem de gældende risici på markedet for salg af naturgas til forsyningspligtige kunder og den forrentning af indskudt kapital, der indgår i modellen.

Afgørelse

18. På baggrund af vedlagte sagsfremstilling og vurdering godkender Energitilsynet følgende:

- 'Energitilsynets praksisnotat om regulering af forsyningspligtige naturgasselskaber' af 28. februar 2012.