



Foto: Palle Peter Skov, Energinet.dk

Indhold

1. Sammenfatning	4
2. Indledning.....	7
2.1 Arbejdsgruppens organisering	8
Del I – beskrivelse af gassektoren	10
3. Det danske naturgassystem	11
3.1. Det danske gastransportsystem.....	12
3.2 Gassystemets organisering og dets aktører	16
3.3 Gassektorens udfordringer	17
3.4 Europæiske udviklingstendenser	32
Del II – Gassektorens effektiviseringspotentiale	38
4 Den økonomiske regulering af gassektoren.....	39
4.1 Regulering af distributionselskaberne.....	39
5 Ejerstrukturen.....	47
5.1 Baggrund om gasdistributionen	47
5.2 Fordele og udfordringer ved den nuværende ejerstruktur.....	50
Del III – Detailmarkedet for gas.....	61
6 Detailmarkedet for gas.....	62
6.1 Konkurrencen på detailmarkedet	64
6.2 Indførelse af en gas-engrosmodel.....	74
6.3 Dataudvekslingsværktøj til en engrosmodel.....	78
Del IV – anbefalinger til ny regulering af gassektoren	79
7 Arbejdsgruppens anbefalinger til den fremtidige regulering af naturgassektoren	80
7.1 Den økonomiske regulering af naturgasdistributionen	80
Anbefaling 1: Omkostningsrammen.....	80
Anbefaling 2: Automatiske indikatorer	82
Anbefaling 3: Forrentning af nyinvesteringer (WACC).....	82

Anbefaling 4: Krav til omkostningseffektivisering.....	83
7.2 Ejerstrukturen	84
Anbefaling 5: Analyse af mulig konsolidering af naturgasdistributionen	84
7.3 Detailmarkedet for gas.....	84
Anbefaling 6: Forsyningspligten	85
Anbefaling 7: Engrosmodel og dataudveksling	87
Del V – Bilag.....	89
Bilag 1 – Kommissorium	90
Bilag 2: Gasforbrugsanalyse til analyseforudsætningerne 2016.....	93
Bilag 3: De tre distributionselskaber i tal og struktur	106
Bilag 4: Den økonomiske regulering af gasdistributionselskaberne.....	113

1. Sammenfatning

Det danske gassystem blev oprindeligt etableret med henblik på at udnytte gassen i den danske del af Nordsøen for at sikre en større national energiforsyning. Fra sin spæde start i starten af 1970'erne med de første anlægslove, over den første levering af dansk naturgas i 1980'erne til liberalisering af det danske naturgasmarked i 2004, har det bidraget til at sikre en velfungerende gassektor.

Udviklingen har således medvirket til at sikre naturgassens udbredelse gennem etableringen af et gasnet, der næsten dækker hele Danmark. Samtidig har liberaliseringen af gasmarkedet ændret rammevilkårene for handelen med gas, således at denne er konkurrenceudsat.

Men naturgassektoren er også under forandring. Således er naturgasproduktionen fra Nordsøen siden den toppede i 2005 mere end halveret, ligesom det danske naturgasforbrug er i tilbagegang.

De faldende naturgasmængder stiller på den lange bane krav til indretningen af det fremtidige naturgassystem. Det gælder i forhold til netplanlægning. Og det gælder i forhold til at tilpasse gassektoren de ændrede vilkår.

Som led i *Vækstplan 2014* fik en tværministeriel arbejdsgruppe til opgave at analysere mulighederne for at effektivisere distributionen af gas i Danmark. Formålet med analysen er bl.a. at øge konkurrencen i handelen med gas, for fremadrettet at sikre en effektiv og konkurrencedygtig sektor. Det er forventningen, at en effektiv gassektor vil give lavere gaspriser for forbrugerne og samtidig styrke konkurrenceevnen.

Det har været en forudsætning for arbejdsgruppens arbejde, at den skulle tage udgangspunkt i elreguleringsudvalgets anbefalinger til regulering af elsektoren, der kom i december 2014.

Arbejdsgruppens forslag til effektivisering af gassektoren bygger bl.a. på en analyse af gassektorens udfordringer, den økonomiske regulering af naturgasdistributionen, ejerstrukturen og en analyse af detailmarkedet for gas.

Analysen viser bl.a., at den danske produktion af naturgas på sigt vil falde markant. Dette vil til dels blive opvejet af produktionen af grønne gasser. De grønne gasser vil dog ikke opveje produktionsfaldet. Det er forventningen, at gassen i fremtiden vil komme fra en række decentrale kilder, hvorfor den fremtidige planlægning af infrastrukturen skal tage højde for dette forhold. Det er dog ikke vurderingen, at planlægningen på den korte bane skal tage højde for de faldende naturgasmængder eller indpasningen af de grønne gasser.

For at sikre at en effektivisering af gassektoren kan ske på en omkostningseffektiv måde, har arbejdsgruppen analyseret den økonomiske regulering af sektoren. Arbejdsgruppen har derfor anbefalinger til fire elementer ved den økonomiske regulering, som kan medvirke til at en klarere regulering.

Den eksisterende omkostningsramme er i udgangspunktet et godt redskab til at sikre, at virksomhederne selv identificerer potentielle effektiviseringer. Problemet er dog, at en stor del af omkostningerne ligger uden for rammen eller benchmarkingen. Arbejdsgruppen anbefaler derfor, at udvide omkostningsrammen til at omfatte alle driftsomkostninger og afskrivninger på anlægsaktiver, og at lade selskaberne beholde ekstraordinære effektiviseringsgevinster i en periode svarende til 5 år, for derigennem at sikre, at selskaberne har incitament til at effektivisere. Der bør i den forbindelse skeles til anbefalingerne for samme på elområdet.

Det anbefales endvidere, at indføre automatiske indikatorer, lig dem elreguleringsudvalget har anbefalet, for at sikre, at virksomhedernes omkostningsramme justeres som følge af faktiske ændringer i virksomhedernes aktiviteter. I forlængelse af dette anbefales det, at der igangsættes et arbejde, der kan overføre de anbefalinger som ekspertgruppen for WACC'en barsler med til februar 2016.

Desuden anbefales det, at den eksisterende benchmark udvides til at omfatte hele virksomhedens omkostningsbase. Hermed får man et egnet redskab til at vise potentialet for omkostningsreduktioner i sektoren.

Det har været væsentligt for arbejdsgruppen, at styrke konkurrencen i detailmarkedet for gas, og at ændringer i detailmarkedet skal medvirke til at sikre større gennemskelighed for forbrugere og virksomheder. Selvom markedet for gas har været liberaliseret siden 2004, viser analysen, at der er en række barrierer, der modvirker en styrket konkurrence. Således er der pt. en lav økonomisk gevinst ved at skifte selskab, og den eksisterende forsyningspligtregulering er i denne sammenhæng en væsentlig faktor for de skift, der er i markedet.

Arbejdsgruppen anbefaler derfor, at den eksisterende forsyningspligtregulering ophæves, ligesom det bl.a. anbefales, at etablere fri prisdannelse på gasmarkedet og styrke den eksisterende gasprisguide. Anbefalingerne er lig dem der er anbefalet for elmarkedet, og skal medvirke til at sikre større ensartethed mellem el- og gassektoren.

Endelig har arbejdsgruppen vurderet muligheden for at indføre en engrosmodel med en datahub lignende løsning. Det er vurderingen, at indførelse af en engrosmodel for gasmarkedet bør afvente de første erfaringer for den

engrosmodel, der indføres på elmarkedet den 1. april 2016. For at skabe klarhed om de fremtidige vilkår for en engrosmodel, bør det dog senest ved udgangen af 2017 vurderes, om en eventuel engrosmodel for gasmarkedet skal indføres.

Det er samtidig arbejdsgruppens vurdering, at man ikke bør indføre en datahubløsning for gasmarkedet, hvis det besluttes at indføre en engrosmodel. I stedet bør man udvide den eksisterende 1:1 datakommunikation mellem gasleverandør og distributionsselskab. Når der er skabt større klarhed om den fremtidige struktur på gasmarkedet, vil det blive klart, hvordan en evt. tilbudsportal skal indrettes.

Arbejdsgruppen har fået bistand til sit arbejde af et tværministerielt sekretariat, ligesom EA Energianalyse har fungeret som konsulent på nogle af arbejdsgruppens analyser. Desuden har arbejdsgruppen fået væsentlige bidrag og input til sit arbejde fra en række af branchens aktører. Disse input har medvirket til at styrke den samlede analyse.

2. Indledning

I aftale om *"Vækstplan 2014 – Danmark helt ud af krisen"* indgik bl.a., at der skulle igangsættes *"en analyse af gassektoren med henblik på at fremsætte forslag til en ny regulering, der kan sikre en effektiv og konkurrencedygtig gassektor."* Analysen er et led i en række initiativer, der samlet skal sikre en mere effektiv forsyningssektor. I analysen skal der tages udgangspunkt i anbefalingerne fra Elreguleringsudvalget, som afrapporterede i december 2014.

Som led i aftalen blev der i 2014 nedsat en tværministeriel arbejdsgruppe med det formål at analysere mulighederne for at effektivisere distributionen af gas i Danmark. Arbejdsgruppen skulle samtidig se på mulighederne for at øge konkurrencen i handelen med gas, for fremadrettet at sikre en effektiv og konkurrencedygtig sektor.

Af kommissoriet for analysearbejdet, *jf. bilag 1*, fremgår det, at arbejdsgruppen har følgende opgaver:

- 1) *Analyse af barrierer og muligheder ved den nuværende regulering og ejerstruktur samt ved alternative reguleringsformer. Det skal undersøges, om den økonomiske regulering af distributionsselskaberne giver de rette incitamenter til omkostningseffektivitet. Herunder skal det undersøges, om de løsninger elreguleringsudvalget foreslår, kan overføres i større eller mindre grad til gassektoren.*
- 2) *Analyse af hvordan gasinfrastrukturen mest hensigtsmæssigt tilpasses mindre mængder naturgas og øget andel grønne gasser. Det skal undersøges, om den nuværende regulering og ejerstruktur er hensigtsmæssig i forhold til at udnytte infrastrukturen mest effektivt.*
- 3) *Analyse af konkurrencen på detailmarkedet og herunder funktionaliteten og behovet for at tilpasse forsyningspligten på gasområdet.*

Formålet med at lade analysearbejdet tage afsæt i elreguleringsudvalgets anbefalinger har bl.a. været at anvende resultaterne herfra og herunder afdække mulighederne for at skabe ensartet regulering mellem de to sektorer.

Kommissoriet fremhæver ambitionen om, at el- og varmesektoren skal være uafhængig af fossile brændsler i 2035, og i den forbindelse skal arbejdsgruppen desuden analysere, hvordan gasinfrastrukturen mest effektivt udnyttes. Som konsekvens af regeringsskiftet har arbejdsgruppen endvidere taget udgangspunkt i regeringsgrundlaget *"Sammen for fremtiden"* fra juni 2015, hvor det bl.a. fremgår, at *"Danmark skal fortsat være et af de førende lande i den grønne omstilling"*, og at *"regeringens klima- og energipolitik bygger på en grøn realisme."* Det betyder bl.a., at den *"...grønne omstilling skal ske på en måde, som er fornuftig i forhold til Danmark og verden omkring os."*

Den tidligere regerings 2035-målsætning indgår derfor ikke i analysen. I stedet tages der udgangspunkt i regeringens langsigtede mål om, at Danmark skal være uafhængig af fossile brændsler i 2050 *"...så Danmark i 2050 kan producere vedvarende energi nok til at kunne dække det samlede danske energiforbrug."*

Det fremgår endelig af kommissoriet, at arbejdsgruppens arbejde skal afsluttes med en redegørelse for den nuværende regulering af gassektoren, herunder skal effektiviseringspotentialet i gassektoren fremgå. Samtidig skal redegørelsen være ledsaget af konkrete anbefalinger til ændret regulering, der kan indfri effektiviseringspotentialet.

Som en del af den politiske aftale om børsnoteringen af DONG Energy vil en afhændelse af DONG Energys gasdistributionsnet finde sted. Staten har købsret og -pligt ved et salg som Energinet.dk varetager på statens vegne. Der er ikke fastsat et præcist tidspunkt for overtagelsen. Af aftalen fremgår det, at DONG skal søges børsnoteret medio 2017.

Ændringen i gasdistributionssektorens organisering og sammensætning ved DONG Energys frasalg kan give anledning til forandringer i gassektoren. En sådan ændring kan have betydning for hvilken regulering og ejerstruktur, der fremadrettet kan være hensigtsmæssig.

2.1 Arbejdsgruppens organisering

Til analysearbejdet blev der nedsat en arbejdsgruppe bestående af Finansministeriet, Energinet.dk, Skatteministeriet, Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, Energistyrelsen, Erhvervs- og Vækstministeriet og Sekretariatet for Energitilsynet. Komiteret Ib Larsen fra Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet var formand for arbejdsgruppen. Sekretariatet for Energitilsynet har, som uafhængig myndighed, løbende bidraget med data og input til arbejdet, men er ikke ansvarlig for de i rapporten anførte vurderinger og anbefalinger.

Til at betjene arbejdsgruppen blev der nedsat et tværministerielt sekretariat placeret i Energistyrelsen. Sekretariatet har haft deltagelse af Finansministeriet, Energinet.dk, Skatteministeriet, Energistyrelsen og Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet. Kontorchef Marie Hindhede fra Energistyrelsen var chef for sekretariatet.

Der blev desuden nedsat en referencegruppe med deltagelse af centrale aktører for gassektoren med det formål bl.a. at diskutere analysens fokusområder og de udfordringer, som sektoren står overfor. Referencegruppen har bestået af DONG Energy, HMN, NGF Nature Energy, Dansk Energi, KL, De Frie Energiselskaber, Forbrugerrådet TÆNK, DI, Energinet.dk og Dansk Fjernvarme. Arbejdsgruppen og

sekretariatet har desuden efter behov afholdt en række bilaterale møder med aktørerne for at drøfte konkrete spørgsmål og bidrag til analysen.

Del I - beskrivelse af gassektoren

3. Det danske naturgassystem

Naturgas dækker i dag ca. 16 pct. af det danske primære energiforbrug til el- og varmeproduktion og industriel anvendelse. Især industrien og husholdningerne er primære aftagere af naturgas. Der er ca. 400.000 forbrugere i Danmark.

Den danske naturgasproduktion fra Nordsøen udgjorde i 2014 ca. 174PJ mens gasforbruget var på ca. 98 PJ.¹ Både produktionen og forbruget er faldet i de senere år, samtidig med at vedvarende energi i fremtiden forventes at ville spille en øget rolle i den danske energiforsyning.

Dette kapitel beskriver, hvordan gassystemet er organiseret, ligesom det kort gennemgår, hvordan sektoren er reguleret. Desuden behandles de udfordringer, som det danske naturgassystem forventes at stå overfor i fremtiden.

Historisk oversigt:

1968: Ca. 200 km vest for Esbjerg påvises gasfeltet Tyra, der er det centrale danske gasfelt i Nordsøen.

1972: Staten opretter Dansk Naturgas A/S, der siden ændres til DONG A/S.

1978: Kommunerne etablerer 5 regionale naturgasplanlægningselskaber, der senere bliver til distributionsselskaber.

1979: Folketinget beslutter etableringen af det danske naturgasprojekt med vedtagelse af anlægsloven for naturgasforsyning.

1980: Anlæg af det danske gastransmissionssystem påbegyndes.

1982: Tyske Ruhrgas leverer den første gas til DONG i Syd- og Sønderjylland, hvor Naturgas Syd begynder at opbygge naturgas markedet i landsdelen.

1984: Den første danske naturgas leveres fra Tyra-feltet samtidig med at størstedelen af det overordnede transmissionsnet er færdigt. Eksport af naturgas til Tyskland påbegyndes.

1985: Eksporten til Sverige begynder.

¹ Det bemærkes, at gas i denne analyse både kan angives i mængder (normalkubikmeter/Nm³) og i energiindhold (joule/J). Mængdeangivelserne anvendes typisk, hvor fokus er på transporten af gassen. Energiindholdet anvendes typisk, hvor fokus er på forbrug af gassen. Ved omregning er det vigtigt at være opmærksom på, at brændværdien af gas ikke er ensartet, og at omregningen både kan tage udgangspunkt i nedre og øvre brændværdi. Energiindhold i gas fra Nordsøen opgøres som 12,1 kWh/Nm³ eller 43,7 MJ/Nm³ (øvre brændværdi).

1987: Det første danske naturgaslager ved Lille Torup i Jylland tages i brug.

1994: Det andet danske gaslager etableres ved Stenlille på Sjælland.

1999: DONG køber distributionsselskabet Naturgas Syd.

2000: DONG køber distributionsselskabet Naturgas Sjælland.

Som følge af det første markedsdirektiv træder en ny naturgasforsyningslov i kraft. Samtidig ophæves DONGs eneretsbevilling til indførsel, forhandling, transport og oplagring af naturgas.

2003: DONG's transmissionsaktiviteter udskilles i det selvstændige selskab Gastra A/S.

2004: Det danske gasmarked liberaliseres yderligere. Naturgasforbrugere kan selv vælge gasleverandør, og virksomheder kan etablere sig som transportkunde eller gasleverandør.

2005: Energinet.dk etableres som statslig transmissionsvirksomhed som følge af en fusion mellem Gastra A/S og eltransmissionsselskaberne Eltra og Elkraft.

Der etableres en rørledning i Nordsøen, så gas nu også kan eksporteres til Holland.

2008: Gasbørsen Nord Pool Gas etableres.

2010: Danmarks to største distributionsselskaber HNG og Naturgas Midt-Nord fusionerer og bliver til HMN Naturgas.

2011: Den første opgraderede biogas bliver tilført naturgasnettet.

2013: Energinet.dk doublerer transmissionsledningen fra Ellund ved den dansk-tyske grænse til Egtved og etablerer en kompressorstation ved Egtved.

Kilde: Energinet.dk

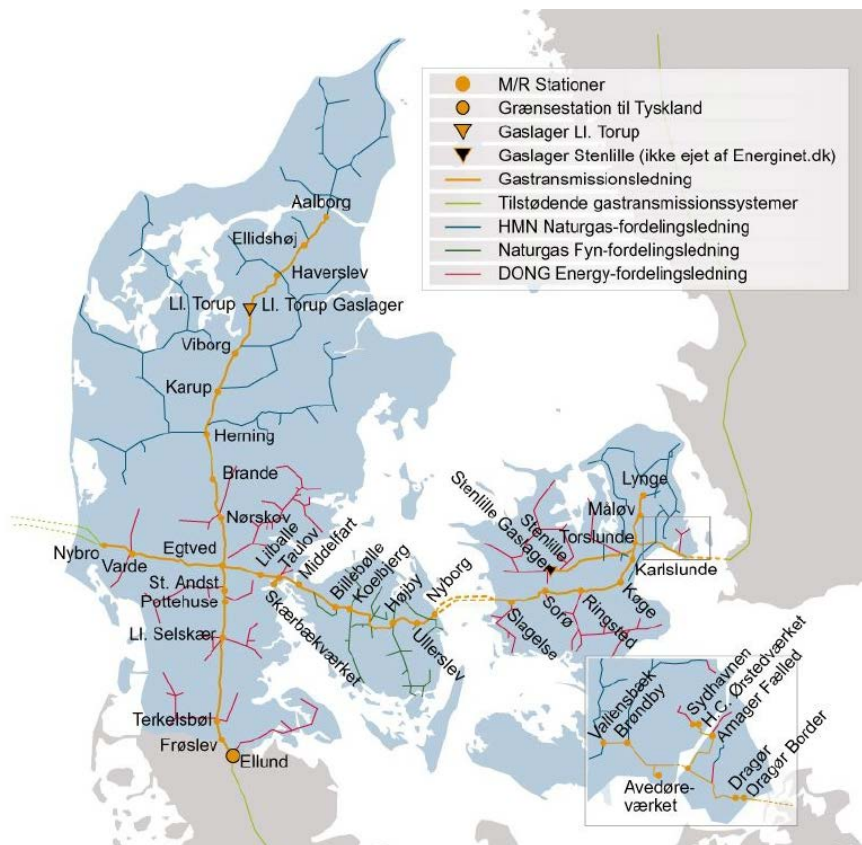
3.1. Det danske gastransportsystem

Det danske gastransportsystem udgør fundamentet for det danske gasmarked.

Grundstenen for det danske naturgassystem blev besluttet af Folketinget i maj 1979 med vedtagelse af anlægsloven for naturgasforsyning. Hovedformålet hermed var at fortrænge olie i den danske energiforsyning og dermed afskærme virkningerne ved oliekriser i lighed med dem der opstod i 1973 og 79. Den danske gasinfrastruktur blev anlagt i 1980'erne, og er i dag i stort set samme stand, som da den blev etableret.

Gassystemet transporterer i dag betydelige energimængder rundt i hovedparten af Danmark. Når der ikke indregnes transit til Sverige og Tyskland, transporteres der knap 3 mia. Nm³ naturgas til forbrugerne på det danske marked. Det årlige danske forbrug af naturgas svarer til en energimængde på ca. 140 PJ.² Til sammenligning udgør det årlige danske elforbrug ca. 123 PJ.

Figur 3.1: Det danske gastransportsystem



Kilde: Energinet.dk

Det danske gassystem som transit

Det danske gassystem er en integreret del af den europæiske gasinfrastruktur. Det er således designet til at modtage gas fra både Nordsøen og via Tyskland.

Det danske gassystem fungerer også som transitland for leverancer af naturgas til det svenske marked og til det øvrige europæiske marked via Tyskland. Det svenske marked er således afhængig af forsyning fra Danmark via den danske infrastruktur. De største transitgasmængder går dog fra Nordsøen til det centraleuropæiske marked via Tyskland.

² Dette dækker også det svenske forbrug.

Indtægterne fra denne transit er væsentlig, da indtægterne bidrager til at dække Energinet.dks driftsudgifter for den danske infrastruktur.

Gastransmissionssystemet

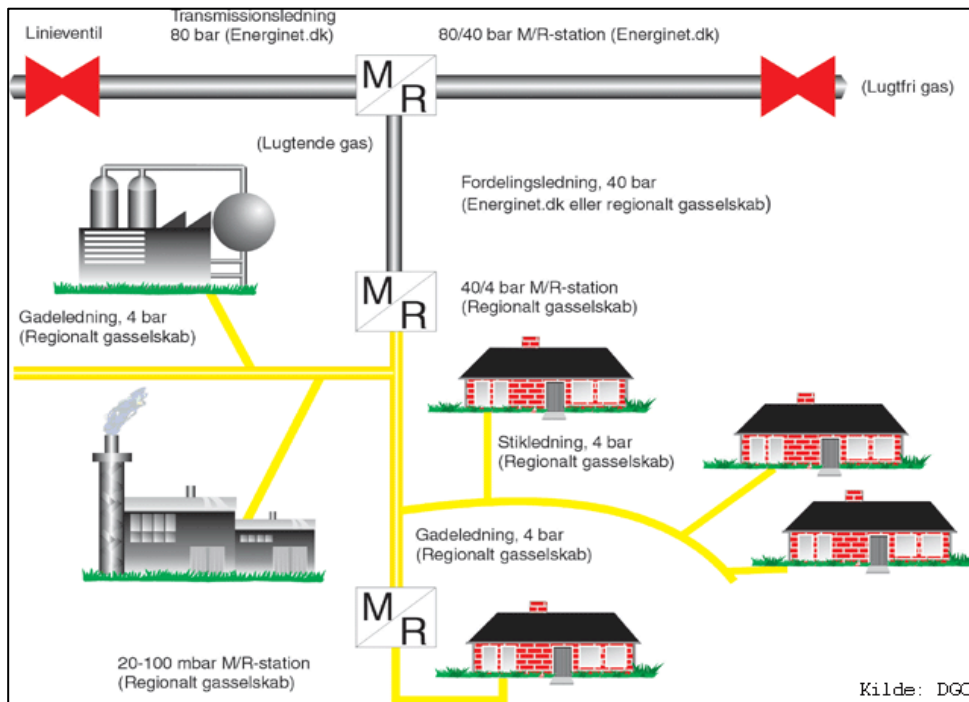
Rygraden i gasinfrastrukturen er transmissionssystemet, der forbinder Nordsøen med distributionsnettene. Distributionsnettene udgør forbindelsen til kunderne. Det er Energinet.dk, der ejer og driver transmissionssystemet i Danmark. Den samlede ledningsstrækning for transmissionsnettet er ca. 950 km.

Transmissionssystemet er også adgangsvejen til de to danske gaslagre, der er samlet i et særskilt selskab ejet af Energinet.dk. Gaslagrene anvendes til sæson- og døgnudjævning og som nødlager i tilfælde af forsyningssvigt.

Gasdistributionssystemet

Den del af infrastrukturen, der er tættest på forbrugerne, er distributionssystemet, der består af distributionsledninger og stikledninger. Fra distributionsledningerne føres gassen ud til den enkelte forbruger i stikledninger. Fordelingen af gas fra transmissionssystemet til forbrugeren er illustreret i figur 3.2.

Figur 3.2: Fordeling af gas fra transmissionssystem til forbruger³



Kilde: Dansk Gasteknisk Center (GDC)

Distributionsnettet ejes og drives af de 4 danske distributionselskaber: DONG Gas Distribution, HMN Naturgas, NGF Nature Energy og Naturgas Net i Aalborg⁴. Distributionselskaberne beskrives i kapitel 3.2.

Distributionsnettet har en samlet ledningslængde på ca. 17.000 km, og der er sluttet godt 400.000 kunder, dvs. husstande, el- og varmeværker og erhvervsvirksomheder til nettet.

Distributionsnettet er oprindeligt alene designet til at modtage naturgas fra transmissionsnettet, men der leveres nu også biogas ind i nettet (fra lokale biogasanlæg).

³ M/R stationer er måler- og regulatorstationer, der er forbundet med distributionsnettene og regulerer naturgastrykket ned til distributionselskabernes ledningssystemer.

⁴ Aalborg forsyning leverer til ca. 50 kunder i Aalborg. På grund af Aalborg Forsynings beskedne størrelse, indgår selskabet ikke i analysen. I forbindelse med udbud af forsyningspligtbevillinger (som beskrives i kapitel 6), blev Aalborg Forsyning ikke udbudt, da Aalborg Forsyning ikke har haft bevilling til at drive forsyningspligtig virksomhed. Aalborg Forsyning er derfor undtaget fra reguleringen. Forbrugerne i selskabets geografiske område har som andre forbrugere frit leverandørvalg. Der ses bort fra Aalborg Forsyning i resten af analysen.

3.2 Gassystemets organisering og dets aktører

Aktørerne på det danske gasmarked udfylder forskellige roller og har hver deres ansvars- og kerneområder. Gasmarkedet sammenlignes ofte med elmarkedet, men er på en række punkter organiseret anderledes, ligesom der er færre aktører. I nedenstående afsnit gennemgås 1) den fysiske infrastruktur og 2) rollerne på engros- og detailmarkedet for gas.

Der er tre roller for den fysiske infrastruktur:

- Gastransmissionssystemet: I Danmark er det Energinet.dk, som driver og ejer gastransmissionssystemet. Energinet.dk er ansvarlig for mængdebalancering i det danske naturgassystem og for håndteringen af gasforsyningen i tilfælde af nødsituationer i Danmark. Hvis der er ubalance i nettet, som transportkunderne ikke har håndteret (se nedenfor), vil Energinet.dk enten trække gas ud af de to gaslagre eller injicere gas i dem. Brugen af ydelser fra gaslagerselskabet er baseret på kommercielle kontrakter.
- Distributionssystemet: Distributionsselskaberne har ansvaret for, at balancere distributionsnettet, og DONG Gas Distribution, HMN Naturgas og NGF Nature Energy ejer og driver distributionssystemerne i hvert deres geografiske distributionsområde. Distributionsselskaberne opkræver desuden betaling for brug af distributionssystemerne samt afgifter.
- Lagersystemet: Energinet.dk ejer og driver gaslageret ved Stenlille på Sjælland samt gaslageret ved Lille Torup i Nordjylland. Lagrene er samlet i et selskab drevet på kommercielle vilkår. Lagrene sælger produkter, der giver lagerkunden mulighed for at lagre, injicere og udtrække gas. Lagrene er i konkurrence med andre europæiske lagre og udbydere af andre fleksibilitetsydelser.

Hertil kommer de kommercielle markedsaktører, der ikke ejer infrastruktur.

Rollerne på engrosmarkedet er som følger:

- Transportkunder er kommercielle danske og udenlandske aktører, der varetager engrostransport af gas i transmissionssystemet. Transportkunderne køber transportrettigheder i transmissionssystemet af Energinet.dk med henblik på at levere gassen til en eller flere gasleverandører i distributionssystemerne. Transportkunderne får leveret naturgas ind i transmissionssystemet fra Nordsøen. Transportkunden er ansvarlig for at balancere, hvad der leveres ind i det danske transmissionssystem (fra Nordsøen, fra Tyskland og fra lager), og hvad der sendes i transit ud af transmissionssystemet (til

distributionssystemerne, til Tyskland, til Sverige og til lager). Der er pt. 39 kunder i transmissionssystemet, hvor 13 er aktive⁵.

- Gasleverandører forsyner forbrugerne med gas og fakturerer dem for den modtagne mængde gas. Der er pt. registreret 16 gasleverandører i Danmark.⁶ For at agere som gasleverandør på det danske marked skal man leve op til en række krav. I tabel 3.2 sammenlignes kravene til hhv. gas- og elleverandører for at agere på markedet.
- Lagerkunden ejer den del af gassen, som han har fået overdraget af transportkunden til lagring i gaslagrene. Lagerkunden har mulighed for at sælge gassen fra lager til en transportkunde eller en anden lagerkunde. For at kunne agere som lagerkunde har lagerkunden indgået en rammeaftale med Energinet.dk. Lagerkunden har også indgået aftale med ét eller begge af Energinet.dks lagerselskaber.

Forbrugere er alle, som køber og anvender gas til eget forbrug. Der skelnes mellem timeaflyste forbrugere og ikke-timeaflyste forbrugere:

- Timeaflyste forbrugere er virksomheder med en fjernaflæst gasmåler, der typisk aftager mindst 300.000 Nm³ naturgas pr. år pr. forbrugssted. De timeaflyste forbrugere udgør de knap 1.500 største forbrugere.
- Ikke-timeaflyste forbrugere er alle almindelige husstande og andre kunder med et årligt forbrug mindre end 300.000 Nm³ naturgas pr. år . Forbrug aflæses hver måned eller typisk én gang årligt . Ikke-timeaflyste forbrugere udgør størstedelen af de godt 400.000 forbrugere. En villakunde har typisk et årsforbrug på 1.500 – 2.500 Nm³/år.

Forbrugssegmenterne betaler forskellige tariffer ved forskelligt forbrug for at anvende gasnettet, *jf. kapitel 5*.

3.3 Gassektorens udfordringer

Det danske gassystem er oprindeligt etableret med henblik på at udnytte gassen i den danske del af Nordsøen for at sikre en større national selvforsyning af energi. Dette afsnit beskriver, hvordan det danske gasforbrug og produktion over tid har udviklet sig, ligesom det beskriver nogle af de udfordringer, gassystemet i fremtiden forventes at stå overfor.

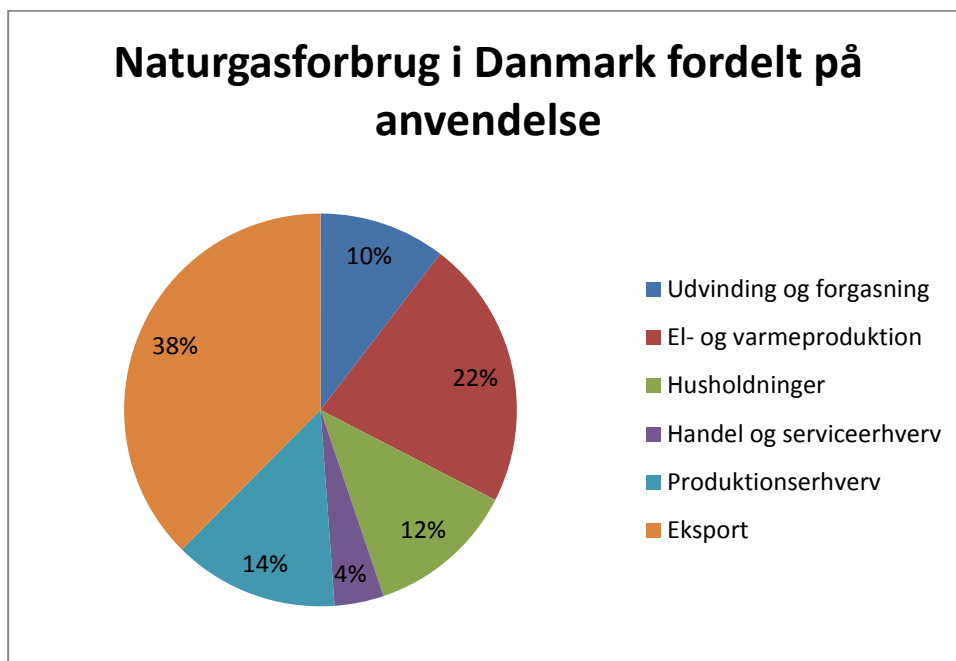
⁵ Oversigt kan findes på: <http://www.energinet.dk/DA/GAS/Det-danske-gasmarked/Sider/TransportkunderiDK.aspx>

⁶ Antallet af gasleverandører kan findes på gasprisuiguiden.dk, hvor det også er muligt for forbrugerne at sammenligne de enkelte produkter og leverandører.

Gasforbruget i Danmark

Naturgassen dækker i dag 16 pct. af det danske primære energiforbrug, hvor den primære anvendelse går til el- og varmeproduktion (22 pct.), mens industri (14 pct.) og husholdninger (12 pct.) også udgør vigtige forbrugssegmenter, *jf. figur 3.3*. Derudover går ca. en tredjedel (38 pct.) til eksport.

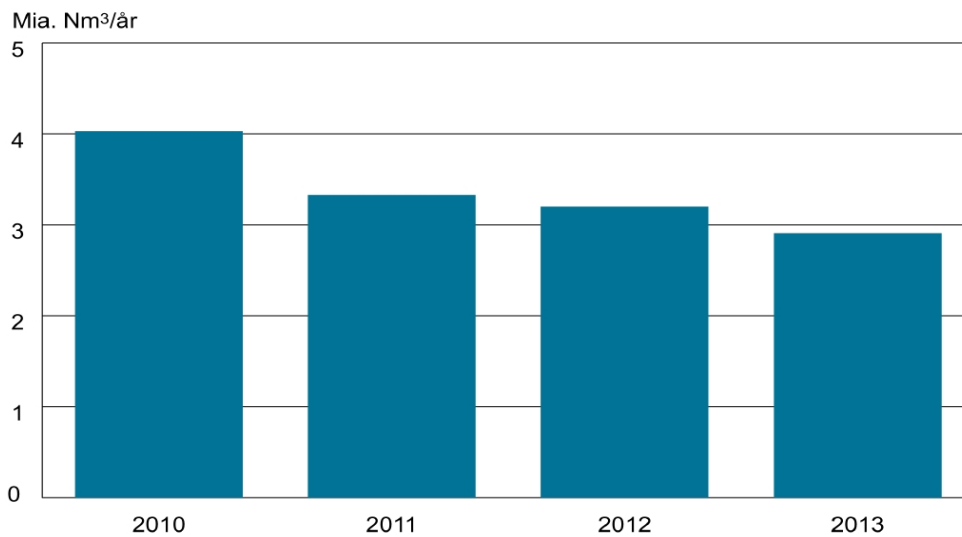
Figur 3.3: Naturgasforbrug i Danmark fordelt på anvendelse



Kilde: Energistyrelsen, Danmarks Energistrømme 2013.

Naturgasforbruget udgør således en væsentlig del af det danske primære energiforbrug, men udviklingen i det danske gasforbrug har været faldende, *jf. figur 3.4*.

Figur 3.4: Udviklingen i det danske gasforbrug



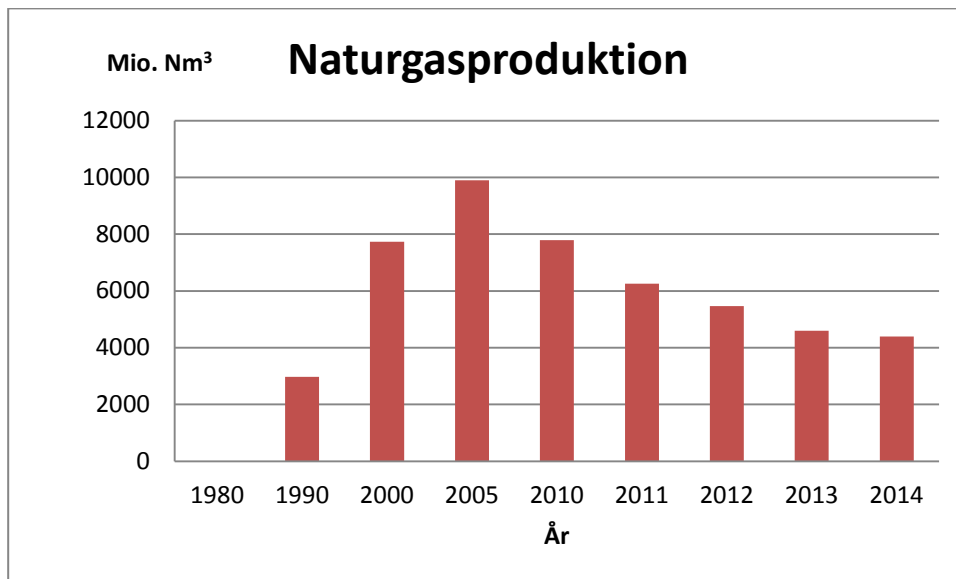
Kilde: Energinet.dk, Gas i Danmark 2015

Udviklingen i gasproduktionen

Den danske Nordsø har i flere år sikret, at Danmark som det eneste land i EU har været selvforsynende med energi. Produktionen af naturgas fra Nordsøen nåede sit højdepunkt i 2005 med 9.903 mio. Nm³, og produktionen er siden faldet støt til et niveau som i 90'erne, jf. figur 3.5.⁷

⁷ Energitilsynet har i december 2015 offentliggjort analysen "Konkurrencen på det danske engrosmarked for naturgas". Analysen indeholder en fremskrivning af den forventede produktion og forbrug af gas i Danmark mod 2040. Prognosen er baseret på "Danmarks olie og gasproduktion 2013" samt Energistyrelsen (2014). Den fremskrivning af gasforbrug og -produktion, der fremgår af nærværende rapport, kan dermed afvige fra tallene i Energitilsynets analyse.

Figur 3.5: Udviklingen i naturgasproduktionen

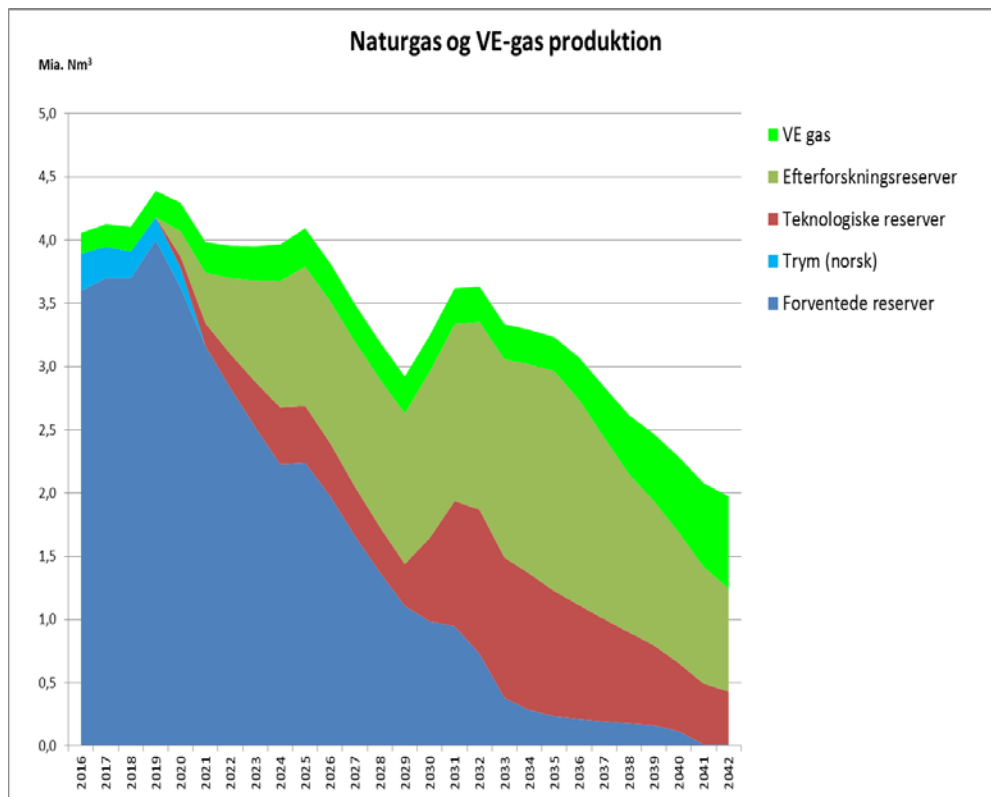


Kilde: Energistyrelsen, Energistatistik 2013

Som det ses af figur 3.6, forventes produktionen af naturgas at stige frem mod 2019, hvorefter den forventes at falde over de kommende 20-25 år. Den svage stigning først i perioden skyldes en forventning om gas fra nye felter.

Det er forbundet med betydelig usikkerhed at forudsige, hvor stor naturgasproduktionen vil være i fremtiden, da udvindingen bl.a. afhænger af teknologiudviklingen, prisudviklingen og udviklingen i øvrige incitamentter til at udnytte Nordsøens gasreserver. Dog forventes den samlede Nordsøproduktion at falde, og fra 2023 er det forventningen, at der netto skal importeres gas til Danmark for at dække den samlede efterspørgsel.

Figur 3.6: Den forventede udvikling i naturgas- og grøn gasproduktion 2016-2042



Kilde: Energistyrelsen og Energinet.dk

Som det samtidig ses af figuren indikerer analysen, at produktionen af grønne gasser vil stige frem mod 2042, og vil derfor i fremtiden kunne udgøre en alternativ national forsyningskilde til de faldende naturgasmængder. Samlet set forventes produktionen af grønne gasser dog kun at ville udgøre en mindre del i forhold til den mængde naturgas, Nordsøen hidtil har leveret.⁸

Udviklingen i gasforbruget

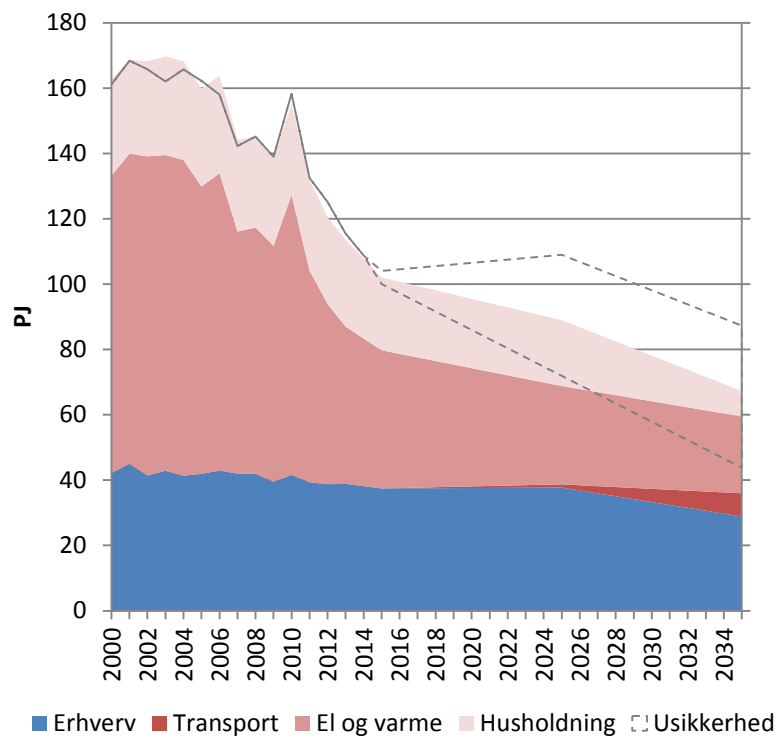
For bedre at kunne belyse udviklingen i det fremtidige gasforbrug, tages der i det følgende udgangspunkt i en analyse foretaget af Energinet.dk.⁹

⁸ Stigningen i naturgasproduktionen i 2029 skyldes antaget idriftsættelse af yderligere gasfelter.

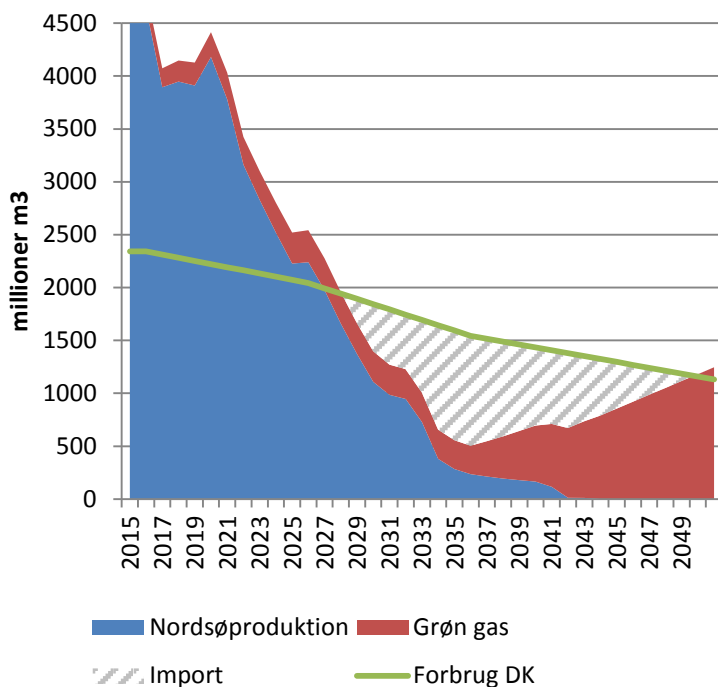
⁹ Analyser af de fremtidige gasmængder er forbundet med en betydelig usikkerhed, der i figurerne er indikeret med et muligt udfaldsrum for gasforbruget. Analysen giver frem til 2025 et bedste bud på en udvikling under uændrede rammevilkår (frozen policy). Der er ikke udarbejdet en frozen policy analyse længere ud i fremtiden. Med fokus på 2035 og 2050 tager analysen udgangspunkt i, at der vælges det energimiks, der er mest omkostningseffektivt baseret på tilgængelig viden om teknologiudvikling, klimaforpligtelser m.v. Der er ikke taget stilling til, hvordan klimaforpligtelser bliver nået. Analysen er identisk med Energinet.dk's analyse af gasforbruget fra december 2015. Energinet.dk's analyse er nærmere beskrevet i bilag 2.

I dag bruges naturgas til varmeproduktion, elproduktion, som brændsel/ressource i industrien og i et meget begrænset omfang som transportbrændsel. Det samlede gasforbrug forventes de kommende år at falde inden for alle sektorer undtagen transport, hvor der under visse forudsætninger kan forventes en stigning, jf. figur 3.7.

Figur 3.7: Energinet.dk's analyse af gasforbrug og -produktion, 2015



Energinet.dks analyse: sektoropdelt (PJ nedre brændværdi) og brændselsopdelt produktion.



Norc

Som tidligere nævnt forventes produktionen fra den danske del af Nordsøen fremover at falde markant til at være helt udfaset frem mod 2050, hvor der i mellemtiden suppleres med import fra det europæiske marked. Den faldende produktion opvejes til dels af en stigende produktion af grønne gasser. Produktionen af de grønne gasser vil kun udgøre ca. 25 pct. af den mængde naturgas, der i dag hentes op fra Nordsøen, hvilket dog stadig udgør en betydelig energimængde.

Nedenfor beskrives kort den forventede udvikling frem mod 2025 i forbruget inden for de forskellige sektorer.

Kraftvarme

Mængden af gas anvendt til fjernvarme og kraftvarme forventes reduceret på grund af lave elpriser og konkurrence fra ikke-afgiftsbelagte energiformer.

De centrale kraftværker, som i dag anvender gas (Avedøreværket og Skærbækværket) bliver ombygget til at kunne fyre med 100 pct. biomasse, der er billigere i drift under de eksisterende rammevilkår, da brændslet er afgiftsfritaget. Samtidig har de fleste af de mindre decentrale kraftvarmeværker færre driftstimer eller supplerer kraftvarmeproduktionen med solvarme, biomasse, varmepumper eller drift med en spidslast gaskedel som de fleste kraftvarmeværker i forvejen har som backup.

Udfasningen af gas i kraftvarmesektoren gælder både naturgas og på sigt også biogas. Udviklingen kan blive yderligere forstærket, når produktionstilskudsordningen "grundbeløbet"¹⁰ ophører med udgangen af 2018.

Industri

For erhvervssegmentet er der en forventning om et svagt faldende gasforbrug. De seneste 10 år er gasforbruget i industrien faldet fra ca. 35 til 30 PJ. Det er forventningen, at industriens gasforbrug til procesvarme frem mod 2025 vil være nogenlunde konstant, hvorefter det i stigende grad vil blive konverteret til el, højtemperatur varmepumper og biomasse. Samtidig forventes kun en mindre del af olieforbruget, med fordel at kunne blive konverteret til gas. Der ses endvidere også konvertering til biomasse og el vha. støtteordninger til virksomheder, der omlægger deres procesenergi fra fossil energi til vedvarende energi eller fjernvarme.

For en del virksomheder, der anvender gassen direkte i produktionsprocessen, er grøn gas imidlertid det eneste nuværende realistiske alternativ til fossil energi. Denne del af industrien forventes derfor at blive en væsentlig aftager af grøn gas på længere sigt.

Virksomheder kan både aftage biogas direkte og via naturgasnettet. Det må forventes at nogle virksomheder, der ligger i et biogasproducerende område, vil være interesseret i at aftage biogas direkte, da omkostningerne til opgradering og kompression derved spares.

I analysen er det dog forventningen, at naturgasnettet bliver den foretrukne afsætningsvej for biogas til industriformål. Det skyldes blandt andet, at direkte afsætning kræver, at virksomheden kan aftage al den producerede gas fra et biogasanlæg året rundt, hvilket formentlig kun vil være tilfældet for relativt få store virksomheder. Ligeledes vil den enkelte virksomhed skulle være sikret forsyningssikkerhed, når deres forbrug overstiger leverancerne fra et lokalt tilstedeværende biogasanlæg.

Husholdninger

I analysen ses et svagt fald i forbruget til opvarmning af huse. I takt med at husstandenes naturgasinstallationer skal fornyes, må det dog forventes, at de udskiftes med enten træpillefyr eller varmepumpe. Det betyder, at husholdningerne over tid forventes at gå væk fra gas til opvarmning.

Transport

Der er i de senere år kommet flere eksempler på, at gas til transport kan komme til at spille en rolle. Det gælder særligt tung transport og søtransport, hvor det er

¹⁰ Støtteordning til ikke-kvoteomfattet elproduktion

vanskeligt at finde alternative brændsler. For lette køretøjer, herunder privatbiler, er der dog pt. intet økonomisk incitament til gaskøretøjer.

En større omstilling til grønne gasser forventes heller ikke under de nuværende rammevilkår for tung og maritim transport. En egentlig omstilling forudsætter etablering af en landsdækkende tankningsinfrastruktur.

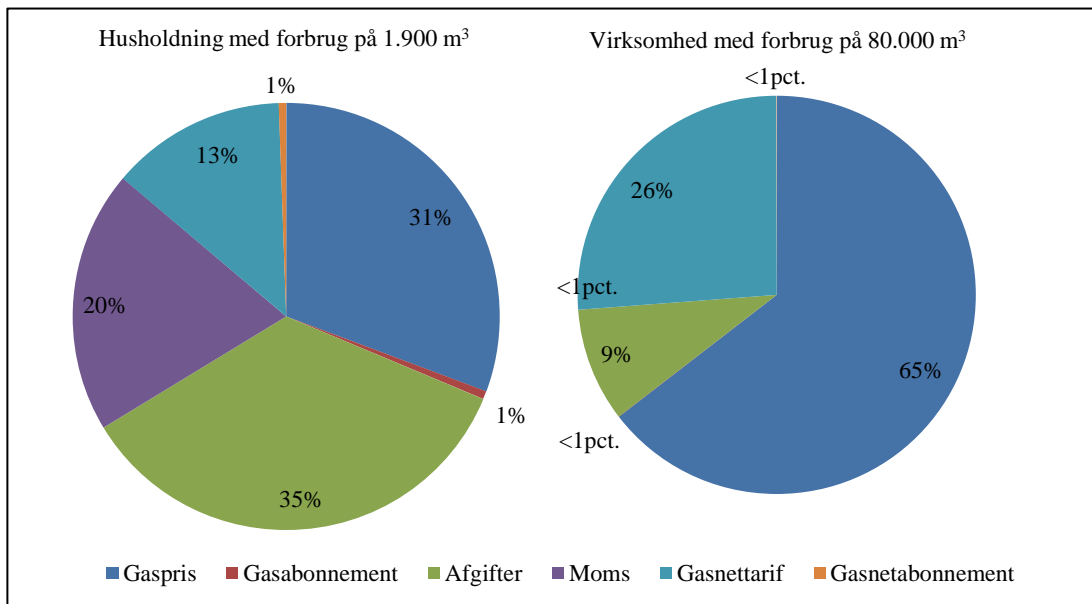
Udvikling i gassens transportomkostninger

Usikkerheden i udviklingen i gasforbruget er indtegnet i figur 3.7 som et udfaldsrum for det samlede forbrug og ikke per sektor. Således kan gasforbruget til opvarmning af boliger blive højere, ligesom gas til transport kan blive tæt på nul. Den faktiske udvikling vil afhænge af de fremtidige rammevilkår.

De faldende gasmængder vil med den nuværende hvile-i-sig-selv og indtægtsrammeregulering, *jf. kapitel 4*, alt andet lige medføre stigende transporttariffer for brugerne. Det skyldes, at gasinfrastrukturen er præget af høje faste omkostninger og med relativt lave driftsafhængige omkostninger.

Som det fremgår af figur 3.8, udgør transportomkostningerne omkring 13 pct. af gasprisen for en husholdning med et forbrug på 1.900 m³, mens den udgør ca. 26 pct. for en virksomhed med et forbrug på 80.000 m³. Virksomheder og andre med meget stort gasforbrug opnår en lavere tarif per m³, fordi tariffen er faldende med forbruget. Selv om husholdninger betaler en absolut højere tarif, fylder tariffene relativt mindre i de samlede omkostninger for husholdningerne. Forskellen i omkostningsfordelingen skyldes, at virksomhederne er underlagt væsentligt lavere afgifter for en stor del af forbruget og en anden tarifstruktur, *jf. kapitel 5*. Dermed kommer omkostninger til tariffer til at udgøre en relativt større andel af deres samlede gaspris. Da gas er i konkurrence med andre brændsler, er udviklingen i gassens transportomkostninger af betydning for brændslets konkurrencekraft i forhold til mulige alternative brændsler.

Figur 3.8: Gasprisens sammensætning¹¹



Kilde: Energitilsynet

I det følgende analyseres konsekvenserne for transportomkostningerne af det forventede fald i gasmængderne.

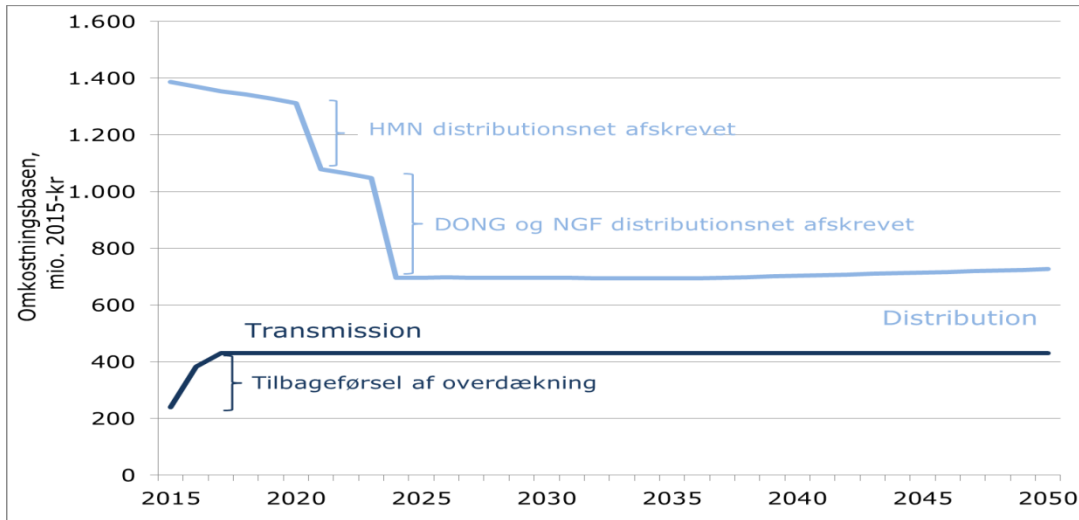
Udviklingen i transportomkostningerne

Udviklingen i distributionselskabernes kapitalomkostninger har stor betydning for deres omkostningsbase og dermed også for transporttariffernes størrelse. Som det ses af figur 3.9, forventes HMN's historiske gæld at være afskrevet i 2020, mens NGF Nature Energy's og DONG Gas Distributions gæld vil være afskrevet i 2023.¹² En afvikling af gælden vil have en positiv indvirkning på distributionsomkostningerne, mens det samme ikke vil være tilfældet for Energinet.dks transmissionssystem, der afskrives jævnt frem mod 2050.

¹¹ Gasnettarifferne udgøres langt overvejende af udgifter til distribution med en mindre andel til transmission.

¹² En beskrivelse af selskabernes økonomi vil blive gennemgået i kapitel 4.

Figur 3.9: Udvikling i distributionsselskabernes omkostningsbase.

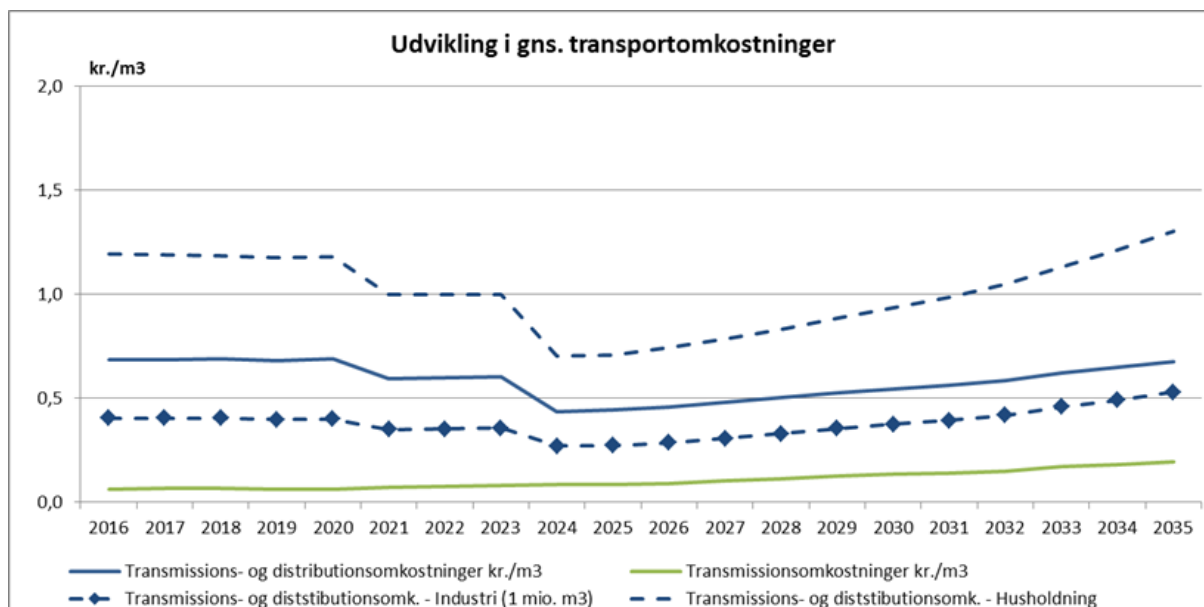


Note: Sort: Energinet.dk's transmissionsomkostninger¹³, blå: DSO'ers distributionsomkostninger.

Som det ses af figur 3.9, forventes der markante fald i distributionsomkostningerne i perioden frem til 2025. Omkostningerne til transmission er dog svagt stigende, da der ikke er samme gældsafviklingsprofil for selskaberne. Faldet i distributionsomkostningerne, vil modvirke faldet i den transporterede gasmængde. Hvis de transporterede gasmængder fortsætter med at falde, og omkostningerne udvikler sig stabilt, vil det på længere sigt medføre markante stigninger i de gennemsnitlige transportomkostninger, hvilket kan blive en udfordring for sektoren og forbrugersegmenter, der har vanskeligt ved at finde alternativer.

¹³ Af figur 3.9 fremgår det, at der er en betragtelig stigning i transmissionsomkostningsbasen de 3 første år, da første periode er præget af en periode med afvikling af tidligere overdækning. Derudover bemærkes det, at transmissionssystemets afskrivningsperiode går frem til 2053.

Figur 3.10: Udviklingen i de gennemsnitlige transportomkostninger¹⁴



Kilde: Energinet.dk

Udviklingen er særligt sårbar over for frafald af mindre forbrugere, som husholdninger, der betaler en relativt større andel af de samlede transportomkostninger. Husholdningerne udgør derfor også et vigtigt segment for økonomien bag gasinfrastrukturen, og en markant reduktion i husholdningernes forbrug vil betyde, at de større industrikunder vil skulle bære en relativ større del af de samlede omkostninger ved at drive systemet.

Det er derfor vigtigt, at der tages højde for dette forhold, i forbindelse med den fremtidige tilrettelæggelse af rammevilkårene for gassektoren og husholdningernes energiforbrug i øvrigt.

Udvikling i produktionen af grønne gasser

Det er svært at forudsige, hvor store mængder grønne gasser, der vil blive produceret i fremtiden.

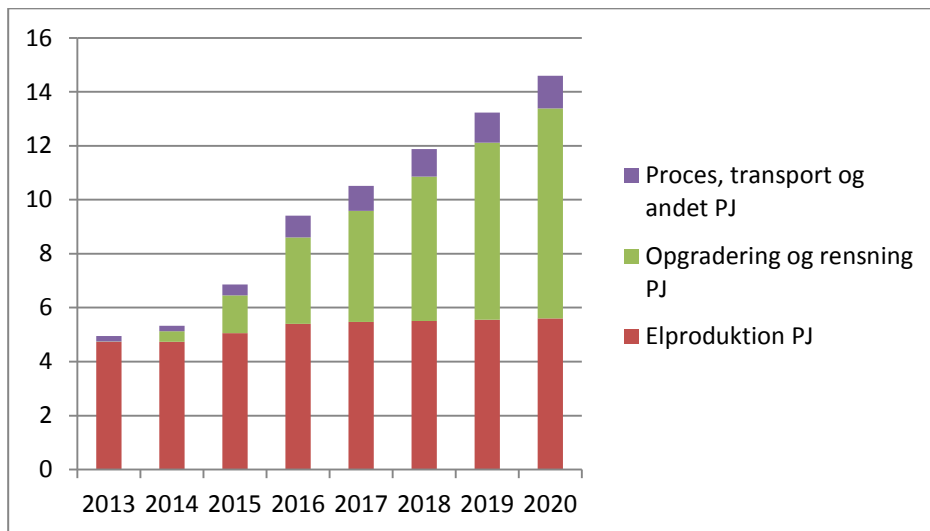
Med statsstøttegodkendelsen af Energiaftalens pristillæg til elproduktion baseret på biogas og opgradering af biogas til injicering i gasinfrastrukturen i 2013, er biogasudbygningen forøget. Således er en række anlæg og udvidelser under etablering, og flere nye anlæg er kommet i drift.

Det er forventningen, at biogasproduktionen vil blive øget fra knap 5 PJ i 2014 til ca. 10 PJ i 2017. Det er Energistyrelsens Biogas Taskforce' vurdering, at biogasproduktionen vil stige til omkring 14 PJ i 2020, jf. figur 3.11. Der er tale om

¹⁴ Mængdeantagelserne følger af figur 3.7

et skøn, og usikkerhedsspændet vurderes at være 11 -18 PJ i 2020. Forgasning til elproduktion forventes at udgøre 0,6 PJ i 2020.

Figur 3.11: Den forventede biogas- og forgasningsproduktion frem til 2020.



Kilde: Energistyrelsen, Biogas Taskforce. Produktionen af opgraderet biogas til naturgasnettet forventes at stige markant frem til 2020, men der er fortsat stor usikkerhed om udviklingen.

Opgradering¹⁵ og tilførsel til naturgasnettet forventes at blive den primære afsætningsvej for biogassen, mens direkte levering til elproduktion efter en kortvarig stigning forventes at stagnere frem mod 2020 og derefter falde. Konkurrenceforhold med andre brændsler og rammevilkår betyder, at hovedparten af aktørerne forventes at foretrække opgradering.

Der er på landsplan indgået 13 aftaler om tilslutning af opgraderingsanlæg til gasnettet. Yderligere 12 aftaler er under forhandling, og der foreligger forespørgsel på endnu 14 tilslutninger. Eksisterende og planlagte biogastilslutninger fremgår af figur 3.12.

Mængden af biogas, der anvendes direkte til proces, transport og andet, forventes under de nuværende rammevilkår at være relativt begrænset på grund af det lavere tilskud til disse anvendelser. Støtten til disse anvendelser er desuden endnu ikke statsstøttegodkendt.

¹⁵ For at biogassen kan blive tilført naturgasnettet, skal den opfylde en række tekniske krav, der gør, at den sikkert kan transporteres igennem naturgassystemet.

Figur 3.12: Aktuell udvikling med udbygning med opgraderingsanlæg til biogas



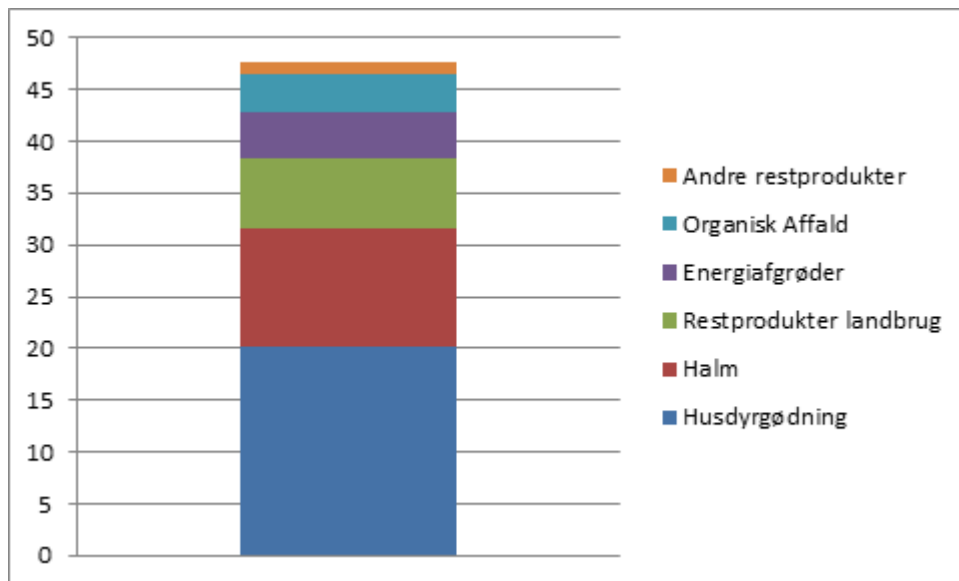
Kilde: Redegørelse for gasforsyningssikkerhed 2015. Energinet.dk

Anm: Grønne ikoner: Etablerede anlæg. Røde ikoner: Forventede anlæg

Den samlede produktion af bionaturgas, der er opgraderet og tilført nettet, forventes at nå over 200 mio. Nm³ i 2020 svarende til 7,8 PJ. Dette svarer til 5 – 6 pct. af det nuværende danske gasforbrug på 140 PJ.

Produktion af biogas efter 2020 afhænger af, i hvilket omfang de til den tid gældende rammebetingelser giver mulighed for en rentabel produktion med den mængde biomasse, der er til rådighed. Biogas er hidtil blevet produceret af husdyrgødning tilsat pumpbare industrielle affaldsprodukter. Al dansk industriaffald udnyttes i dag, og den forøgede produktion skal derfor ske med nye biomasser som halm, madaffald fra servicesektoren, kildesorteret husholdningsaffald og evt. importeret affald. Nogle af disse fraktioner kræver, at nye forbehandlings- og indfødningsystemer tages i brug. Der er i dag fortsat tekniske udfordringer forbundet med dette, jf. figur 3.13.

Figur 3.13: Teknisk biogaspotentiale (PJ) fra danske ressourcer



Kilde: Revideret potentiale fra "Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion, Ea Energianalyse 2014. Figuren viser et bud på det tekniske potentiale for produktion af biogas fra disse biomasser. Potentialet er på knap 50 PJ. Det er ikke vurderet hvilke biomasser, det også er rentabelt at udnytte.

Den fremtidige netplanlægning

De faldende mængder naturgas og en omstilling af gassystemet til at modtage grønne gasser stiller nye krav til den fremtidige netplanlægning. Planlægningen skal bl.a. tage højde for, at hovedparten af gasforsyningen vil komme fra decentrale kilder.

I udgangspunktet vil det blive svært at tilpasse transmissionsnettet til mindre mængder gas, da transmissionsnettet er forbundet med distributionsnettet, og samtidig skal medvirke til at forbinde det danske net med andre landes systemer.

Derimod kan der blive behov for at tilpasse distributionsinfrastrukturen, da der i fremtiden kan forventes regionale forskelle i produktion og forbrug af gas. Derfor kan der opstå situationer, hvor det vil være hensigtsmæssigt at lukke net ned. Det kan bl.a. være situationen i villaområder, hvor husholdningerne har konverteret til andre varmekilder.

I en sådan situation skal det dog samtidig sikres, at der ikke er forsyningspligt til det pågældende område, for at undgå drift og vedligehold af eventuelt nedlagte netstrækninger.

Indpasning af de grønne gasser og nye anvendelser af gassen kan omvendt tale for at opretholde eller endog udvide nettet nogle steder, da gasnettet skal kunne modtage grøn gas fra mange forskellige geografiske kilder.

Tilførslen af bionaturgas betyder, at gassektoren allerede nu skal håndtere en række problemstillinger. Biogassen har lavere brændværdi end naturgas, og det kræver tiltag for at sikre korrekt afregning af gaskunder. Indføddning af gas fra mange små kilder kombineret med faldende forbrug betyder, at der ikke nødvendigvis kan forventes lokalt sammenfald mellem produktion og forbrug af biogas. Det betyder, at gassen skal kunne bringes rundt i systemet og evt. lagres. Som konsekvens heraf, vil der både i distributionsnet og fordelingsnet blive behov for at komprimere gassen til højere tryk.

Derudover kan det være relevant at tilpasse nettet for at kunne indpasse de grønne gasser mere samfundsøkonomisk effektivt. Det kunne ske ved at reducere trykniveauet i dele af nettet i lyset af de faldende mængder naturgas eller ved at lade dele af nettet bestå af lavtryksledninger med ikke-opgraderet biogas, der anvendes direkte til industriformål.

Endelig er der på den lange bane mulighed for, at termiske forgasningsanlæg, brintanlæg eller 'power to gas'-anlæg vil blive tilkoblet gasnettet, hvor sidstnævnte vil medføre, at el og gassystemet i nogen grad integreres.

Udviklingen i gasproduktion og -forbruget viser, at der på længere sigt vil kunne være behov for en række tilpasninger af infrastrukturen. Men som det fremgår, vil dette være meget afhængigt af udviklingen i naturgasreserverne og produktionen, transit, udviklingen i produktionen af biogas og anvendelsen i transportsektoren. Endvidere vil udviklingen i gasforbruget, herunder i de forskellige sektorer og den geografiske spredning påvirke tilpasningen af gasinfrastrukturen.

På kortere sigt vurderes det ikke, at der er behov for at iværksætte tiltag for at tilpasse den nuværende infrastruktur. En effektiv økonomisk regulering vil dog skulle håndtere kommende tilpasninger af infrastrukturen, herunder indpasning og opgradering af biogas.

3.4 Europæiske udviklingstendenser

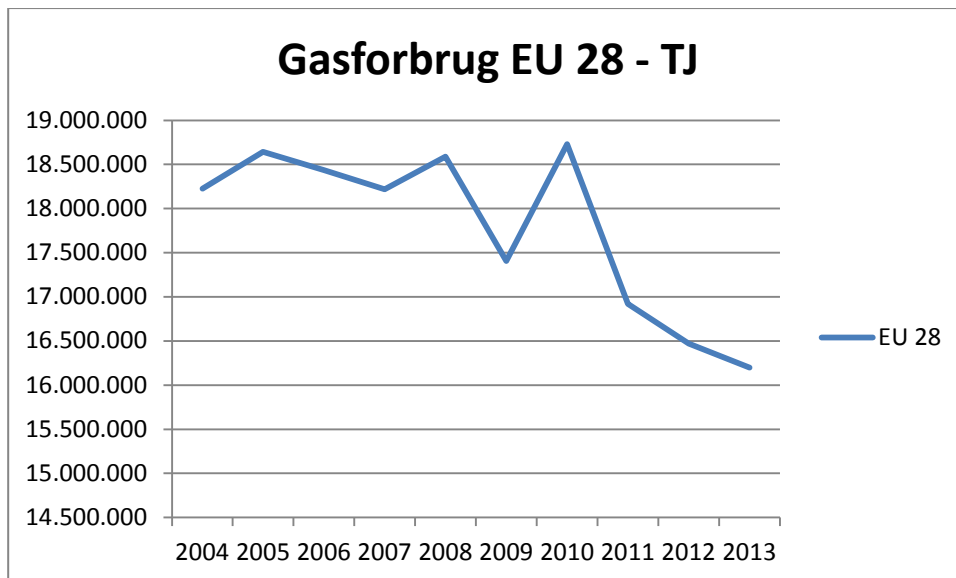
Ligesom i Danmark spiller naturgas en væsentlig rolle i det europæiske energisystem. Således udgør naturgassen 23 pct. af EU's samlede energimiks¹⁶. Som det ses af figur 3.14, har EU's gasforbrug imidlertid siden 2005 vist tendens til fald, dog med en stigning i 2010¹⁷. I 2013 var det samlede gasforbrug faldet til 16,2 mio. TJ. Årsagen til faldet skal bl.a. findes i konkurrencen fra kul, der grundet lave CO₂-priser er meget konkurrencedygtig, at subsidieret vedvarende energi har

¹⁶ EU Energy in figures, Statistical Pocketbook, 2014

¹⁷ Stigningen i gasforbruget i 2010 kan bl.a. skyldes en kold vinter.

presset naturgasforbruget ned, ligesom finanskrisen har haft indflydelse på det lavere gasforbrug.

Figur 3.14: udviklingen i gasforbruget i EU 28



Kilde: Eurostat.

Gassens rolle i Europa er således ligesom i Danmark også under forandring, og det må imødeses, at den udvikling vil fortsætte frem mod 2050¹⁸.

EU's indre energimarked

Et velfungerende indre marked for el og gas er vigtigt for den europæiske energipolitik, og vedtagelsen af den 3. liberaliseringspakke i juni 2009 har spillet en central rolle i forhold til at liberalisere el- og gasmarkedene i Danmark og det øvrige EU.

¹⁸ EU har en målsætning om at reducere udledningen af drivhusgasser med 40 pct. ift. niveauet i 1990 i 2030, at mængden af vedvarende energi skal udgøre 27 pct. af forbruget i 2030 og at der skal ske energibesparelser på 27 pct. ift. til et business-as-usual scenarie. Den langsigtede målsætning er, at EU skal reducere sin drivhusgasudledning med 80-96 pct. i 2050.

Tekstboks 3.1: Den 3. liberaliseringspakkes fem elementer:

1. *Adskillelse ("unbundling") af transmissionsaktiviteten fra handel og produktion.* Med unbundling sikres den uafhængige drift af transmissionsnettene, herunder udbygningen af nettene.
2. *Styrkelse af regulators uafhængighed:* Tidligere krav i 2. liberaliseringspakke om regulatorers uafhængighed styrkes for at sikre en uafhængig håndhævelse af 3. pakkes regler på tværs af Europa. Bl.a. harmoniseres regulatorers opgaver og beføjelser.
3. *Etablering af ACER⁽¹⁾:* ACER udgøres af regulatorer fra medlemslandene og er med til at drive udviklingen af rammerne for det europæiske gasmarked. ACER har bl.a. til formål at koordinere samarbejdet mellem de nationale. Samtidig overvåger ACER det europæiske netværk af TSO'ere (ENTSO-E og G for hhv. el og gas).¹⁹
4. *Samarbejde på tværs af lande mellem nationale TSO'ere og ENSTO-E og ENTSO-G:* Samarbejde mellem de nationale TSO'ere formaliseres ved etableringen af ENTSO-E og ENTSO-G med det formål at sikre optimal drift af det europæiske transmissionssystem .
5. *Øget transparens i detailmarkedet:* Pakken indeholder regler, der skal medvirke til at sikre forbrugernes rettigheder, herunder retten til at skifte leverandør, adgang til forbrugs- og måledata og klageadgang ved uoverensstemmelser mellem kunden og energiselskab.

Anm.: (1) ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) blev oprettet som led i vedtagelsen af 3. liberaliseringspakke

Den 3. liberaliseringspakke har til formål at forbedre det indre marked for gas og samtidig løse en række strukturelle problemer heri, især ved krav om uafhængighed af transmission af gas fra handel og produktion, med henblik på at skabe større klarhed om rollefordelingen. Samtidig videreføres tiltagene fra 2. liberaliseringspakke, herunder kravet til selskabsmæssig og funktionel adskillelse af distribution fra gashandel. Disse tiltag har til formål at medvirke til at sikre større konkurrence på handelsmarkederne, samtidig med at et højt forbrugerbeskyttelsesniveau opretholdes.

Markedsreglerne som følger af den 3. liberaliseringspakke er i vid udstrækning implementeret i den nordvestlige del af EU, der i dag udgør det største og mest likvide regionale marked i EU.²⁰ Danmark er med udbygningen af gassystemet mod Tyskland fuldt integreret i denne del af det europæiske marked.

¹⁹ TSO (Transmissions System Operatør). I Danmark Energinet.dk.

²⁰ En stor del af handelen på det nordvestlige marked sker via børser, hvilket skaber gennemsigtighed omkring prisdannelsen.

Udviklingen af det indre marked for energi og Energiunionen

Som følge af gaskriserne i Ukraine er energiforsyningsikkerhed kommet højt på den europæiske dagsorden. Dette har EU-kommissionen bl.a. anført i sin meddelelse om det indre energimarked.²¹

Medlemsstaterne har siden vedtagelse af gasforsyningsikkerhedsforordningen²² i 2010 investeret i udbygning af infrastrukturen, herunder etablering af tovejskapacitet²³ på udvalgte transportruter med henblik på at kunne om dirigere gas til områder, hvor der i en nødforsyningsituation er knaphed på gas. Herudover er der etableret større gaslagerkapacitet, nye LNG-modtageterminaler og øget regionalt samarbejde om nødberedskab med henblik på at være bedre forberedt på en afbrydelse af gasforsyningerne. Kommissionen har i den forbindelse lagt vægt på, at de enkelte medlemslande skal understøtte hinanden for at sikre forsyningsikkerheden.

Udviklingen af det europæiske marked med mere gennemsigtige markeder og harmoniserede og enklere regler har således i udgangspunktet gjort det nemmere at handle og transportere gas på tværs af medlemsstaterne.

På trods af dette peger Kommissionen stadig på mangler i gennemførelsen af det indre marked for naturgas og i fremdriften i den nødvendige udbygning af gasinfrastrukturen. Endvidere peger Kommissionen på behovet for at etablere regionale grupper eller samarbejder, der kan medvirke til gennemførelsen af det indre energimarked. Derudover ser Kommissionen stadig udfordringer i forhold til markedsintegration og gennemskuelighed på markederne.

Det Europæiske Råd besluttede i juni 2014 at etablere en Energiunion med henblik på at sikre *"prismæssigt overkommelig, sikker og bæredygtig energi."* Som konsekvens af dette fremsatte EU-Kommissionen i februar 2015 en strategi og handlingsplan for Energiunionen, jf. *tekstboks 3.2. Strategien og handlingsplanen* indeholder en styrkelse af eksisterende politikker og initiativer inden for energiområdet samt en række nye initiativer bl.a. vedrørende forsyningsikkerhed, regionale samarbejder og gennemførelse af det indre marked, som Kommissionen vil søsætte over de næste fem år.

²¹ Meddelelse fra Kommissionen til Europa-Parlamentet, Rådet, Det Europæiske Økonomiske og Sociale udvalg og Regionsudvalget *"Fremskridt med hensyn til gennemførelsen af det indre marked for energi"* COM (2014) 634 FINAL.

²² Forordning (EU) nr. 994/2010 om foranstaltninger til opretholdelse af naturgasforsyningsikkerheden og ophævelse af Rådets direktiv 2004/67/EF (EUT L 295 af 12.11.2010, s. 1).

²³ Tovejskapacitet – også kaldet reverse flow - betyder, at gasstrømmen kan transporteres i begge retninger.

Tekstboks 3.2: Energiunionen

Energiunionen indeholder fem gensidigt understøttende og tæt forbundne dimensioner:

1. Forsyningsikkerhed, solidaritet og tillid
2. Gennemførelse af det indre energimarked
3. Reduktion af energiforbruget via energieffektivitet
4. Reduktion af CO₂-udledninger
5. Forskning, innovation og konkurrenceevne

Energiunionen kan med dens brede sigte forventes at få betydning for den danske markedsudvikling både i el- og gasmarkedene. Kommissionen arbejder således på en ny forvaltningsmodel som konsekvens af Energiunionen, som vil blive udkrystalliseret i konkrete forslag i perioden 2015-2017.

I juli 2015 fremsatte Kommissionen sin meddelelse om detailmarkedet *"En ny aftale for energiforbrugere."* Meddelelsen er en del af Kommissionens Energiunions sommerpakke, og følger op på Kommissionens strategi for Energiunionen med særligt fokus på Energiunionens anden dimension om et fuldt integreret indre energimarked.

Detailmarkedsmeddelelsen har fokus på strategiens vision om en Energiunion, *"hvor borgerne er i centrum, og hvor de tager ejerskab af energiomstillingen, drager fordel af nye teknologier, der gør deres regninger mindre, og deltager aktivt på markedet, alt imens de sårbare forbrugere beskyttes."*²⁴

Meddelelsen har tre fokusområder for at aktivere forbrugerne: udnyttelse af energiintelligente teknologier, realisering af intelligente hjem og netværk og særlig vægt på at sikre forbrugerne dataadgang og -beskyttelse. Meddelelsen lægger ikke op til konkrete nye initiativer, men identificerer bl.a. 10 væsentlige punkter, der i stort omfang allerede er omfattet af eksisterende EU-lovgivning, og hvor Kommissionen ser, at der er behov for en yderligere indsats på medlemsstatsniveau.

Selv om meddelelsen mest er målrettet forholdene på elområdet, indeholder meddelelsen dog adskillige punkter, der er af betydning for gasdetailmarkedet. Det drejer sig bl.a. om tiltag om forbrugeres adgang til nemt at kunne sammenligne forskellige energitilbud, forbrugerbeskyttelse og adgang til egne forbrugsdata.

²⁴ *"En ny aftale for energiforbrugere"*. COM (2015) 339 final.

Det må således forventes, at de tiltag Kommissionen har sat i gang, vil få betydning for udviklingen af engros- og detailgasmarkedene i EU.

Gassens rolle i et mere bæredygtigt europæisk energisystem

Det må forventes, at gas kommer til at spille en væsentlig rolle i forbindelse med at understøtte de langsigtede målsætninger, herunder som fleksibel back-up til den vedvarende energi. Når gaskraftværkernes driftstimer reduceres betydeligt, presses gaskraftværkernes indtægtsgrundlag imidlertid i et omfang, der har medført, at flere gaskraftværker er lukket ned i EU. For at sikre at gassen kan bidrage til at understøtte et el-system baseret på grønne gasser, er der øget fokus på behovet for at sammentænke de to systemer. Danmark er allerede langt med at sammentænke el- og gassystemet i forhold til de fleste andre EU-lande, hvor el- og gasinfrastrukturen typisk drives separat.

Samtidig er det vigtigt at tænke de grønne gassers rolle ind i et fremtidigt energisystem. Gas til transport anvendes i en del EU-lande til skibstrafik og til tung vejtransport, og en udbredt europæisk tankinfrastruktur er under udvikling. Et eksempel på dette er Sverige, der har en veludbygget infrastruktur med tankfaciliteter til at understøtte deres behov for gas i vejtransport.²⁵ Det skal dog nævnes, at udbygningen af infrastrukturen ikke alene har kunnet drive omstillingen til gas, men har været fulgt op af afgiftslempelser på drivmidler og køretøjer. Dette til trods har salget af gaskøretøjer i blandt andet Tyskland og Sverige relativt set været moderat.

Endelig er der en stigende tilvækst af biogasanlæg i Europa, hvor Tyskland er den klart største producent i EU. På nuværende tidspunkt er der ikke noget europæisk marked for biogas grundet udfordringer med certifikater og forskellige subsidier i medlemslandene.

²⁵ EU Energy in figures, Statistical Pocketbook, 2014

Del II – Gassektorens effektiviseringspotentiale

4 Den økonomiske regulering af gassektoren

Som beskrevet i kapitel 3, forventes anvendelsen af naturgas over tid at falde. Samtidig er det svært at forudsige, hvor store mængder grønne gasser der vil være i fremtiden. Det vil få konsekvenser for omkostningerne ved at drive infrastrukturen, ligesom der kan være behov for at tilpasse den eksisterende infrastruktur til de nye forhold.

Tilpasningen af den økonomiske regulering af naturgasdistributionen skal bl.a. tilgodese disse forhold samtidig med, at den skal sikre de rette incitamenter til at udvikle og effektivisere branchen. Det er derfor væsentligt, at den fremtidige indretning af reguleringen bliver administrativt enkel, klar og forståelig, og at omstillingen samtidig sker med færrest mulige omkostninger i forhold til de mål, der søges opnået.

4.1 Regulering af distributionsselskaberne.

Formålet med dette kapitel er at give en kort gennemgang af den økonomiske regulering af naturgasdistributionen. En nærmere uddybning kan findes i bilag 4.

Distribution af gas er et naturligt monopol, og dermed er distributionsselskaberne ikke udsat for konkurrencepres. Den økonomiske regulering af gasselskaberne er udformet som en indtægtsrammeregulering, som fastsætter selskabernes årlige maksimalt tilladte indtægter. Indtægtsrammen består af en ramme til at dække driftsomkostninger og afskrivninger, en ramme til at opnå afkast på netselskabets investeringer og en ramme til at dække myndighedspålagte omkostninger. Hvert år får netselskabet pålagt et effektiviseringskrav, der reducerer deres ramme til at dække driftsomkostninger.

Indtægtsrammen

En indtægtsramme er et loft for, hvor mange indtægter et distributionsselskab må indkræve via tariffer (og andre indtægter), og afspejler distributionsselskabernes samlede omkostninger og tilladte forrentning. Reguleringen fremgår af bekendtgørelse om indtægtsrammer og åbningsbalancer for naturgasdistributionsselskaber.²⁶

Indtægtsrammen består af fem elementer:

1. Omkostningsramme
2. Annuitet for afvikling af nettogæld
3. Forrentning af nyinvesteringer og nettoomsætningsformue
4. Myndighedsomkostninger

²⁶ Bekendtgørelse nr. 1117 af 14/10/2014.

5. Energispareaktiviteter

Opbygningen af indtægtsrammen er vist i tabel 4.1.

Tabel 4.1: Opbygning af indtægtsrammen

1. OMKOSTNINGSRAMME	Skal dække driftsomkostninger+ afskrivninger	Driftsomkostninger reduceres med effektiviseringskrav	Generelt krav +
			Specifikt krav
2. ANNUITET FOR AFVIKLING NETTOGÆLD	Risikofri rente +	5-årigt glidende gns. af 5-årig statsobligationsrente	
	Risikotillæg for fremmedkapital for selskabet	Generelt risikotillæg +	
		Selskabsspecifikt risikotillæg	
3. FORRENTING AF AKTIVER (aktiver efter 2005 + nødvendig nettoomsætningsformue)	WACC, på baggrund af 5-årig statsobligationsrente +		
		Selskabsspecifikt kreditrisikotillæg	Generelt kreditrisikotillæg +
		Selskabsspecifikt kreditrisikotillæg	
4. MYNDIGHEDSOMKOSTNINGER	Dækning af omkostn. til myndighedsbetjening, pålagte omkostninger, nettab mv.	Faktiske omkostninger.	
5. ENERGISPAREAKTIVITETER	Faktiske omkostninger.		

Indtægtsrammen udmeldes for en 4-årig reguleringsperiode. Den nuværende periode dækker 2014-2017. Det er Energitilsynet, der udmelder indtægtsrammen med hjemmel i bekendtgørelse om indtægtsrammer og åbningsbalancer for naturgasdistributionsselskaber.

Omkostningsrammen

Omkostningsrammen udgør et loft over, hvor store indtægter et selskab må have.

Omkostningsrammen korrigeres såfremt afskrivningerne i omkostningsrammen afviger fra netselskabets indsendte budget. Dermed er det alene driftsomkostningerne i omkostningsrammen, der er underlagt en rammeregulering. Afskrivningerne er et hvile-i-sig-selv element i omkostningsrammen.

Nettogæld

Ved åbningsbalancerne i 2005 blev distributionsselskabernes nettogæld opgjort. Selskabernes aktiver og passiver blev opgjort, og afviklingen af nettogælden indregnes årligt som en annuitetsydelse i netselskabernes indtægtsramme.

Forrentning af aktiver

Alle investeringer efter 2005 kan forrentes med en WACC, der fastsættes af Energitilsynet.

Forrentningsgrundlaget for selskabernes aktiver består derfor dels af selskabernes materielle anlægsaktiver (anskaffet efter 2005) og dels en nødvendig nettoomsætningsformue.

Myndighedsomkostninger

Omkostninger til håndtering af pålagte myndighedsopgaver samt omkostninger til sikkerhedsforanstaltninger. Omkostningerne dækker over:

- Myndighedsbetjening
- Omkostninger til vand- og afløbsledninger
- Nettab

Energispareaktiviteter

Distributionsselskaberne er underlagt krav om energisparetiltag, og selskabernes omkostninger til energisparetiltag skal med energiaftalen 2012 indregnes særskilt i selskabernes indtægtsrammer.

Aftalen bestemmer, at selskaberne i perioden 2013-2020 får dækket deres faktiske omkostninger til opfyldelse af pålagte energispareforpligtelser. De korrigerede indtægtsrammer indeholder således selskabernes faktiske omkostninger forbundet med energisparekrav, hvormed energibesparelser bliver betalt af gasforbrugerne. Der er ikke noget loft over omkostningerne.

Ekstraordinære effektiviseringer

Netselskaberne kan beholde en del af effektiviseringen såfremt de foretager effektiviseringer, der ligger ud over de pålagte krav fra individuelle og generelle effektiviseringskrav. Der kan opnås ekstraordinære effektiviseringsgevinster på to måder:

- via omkostningsrammen
- via forrentningen af nettogælden

Der opnås en ekstraordinær effektiviseringsgevinst på omkostningsrammen, når de faktiske driftsomkostninger og afskrivninger er mindre end den korrigerede omkostningsramme.

Selskaberne er forpligtiget til at anvende en del af effektiviseringsgevinsten på nedsættelse af tarifferne. Af en ekstraordinær effektiviseringsgevinst på op til 10 pct. af indtægtsrammen skal mindst 50 pct. af den ekstraordinære effektiviseringsgevinst anvendes til nedsættelse af tarifferne i den førstkommande reguleringsperiode. Ved ekstraordinære effektiviseringsgevinster over 10 pct. indregnes 75 pct. til reducere af tariffer.²⁷

Effektiviseringskrav

I omkostningsrammen fra regnes årligt et effektiviseringskrav, som består af et generelt effektiviseringskrav og et selskabsspecifikt effektiviseringskrav. Effektiviseringskravene udmøntes som procentsatser, som regnes i forhold til selskabets driftsomkostninger hørende under omkostningsrammen. Effektiviseringskravene (procentsatserne) fastsættes for en reguleringsperiode, og ændrer sig derfor med et interval på 4 år.

Det generelle effektiviseringskrav skal afspejle den generelle produktivitetsudvikling, der er relevant for gasdistribution og pålægges derfor alle selskaber med samme procentsats. Det specifikke krav er forskelligt selskaberne imellem og fastsættes ved anvendelse af benchmarking (Netvolumenmodellen). Effektiviseringskravene beskrives i detaljer i bilag 4.

Udfordringer i incitamentsstrukturen ved den nuværende regulering

På lang sigt forventes el at blive den dominerende energibærer som led i omstillingen til et energisystem baseret på grønne gasser. Den fremtidige regulering skal derfor på den ene side medvirke til at naturgassen over tid spiller en vigtig rolle samtidig med, at den på den anden side sikrer, at de grønne gasser udbredes, og at der er tilstrækkelige og effektive distributionssystemer.

²⁷ Jfr. naturgasforsyningslovens § 37a, stk. 4 og indtægtsrammebekendtgørelsens kapitel 7

Samtidig skal reguleringen medvirke til at sikre en fortsat effektivisering af sektoren. Det er derfor vigtigt, at reguleringen udstikker klare rammer for, hvordan rammerne for selskabernes indtjeningsmuligheder bør indrettes, således at selskaberne både kan styrke deres forretning og drive nettene mere omkostningseffektivt.

Den eksisterende regulering indeholder strukturer, eller uhensigtsmæssigheder der kan modvirke en effektiv drift af nettene.

Arbejdsgruppen har nedenfor identificeret en række uhensigtsmæssigheder i den eksisterende regulering som kan modvirke en effektiv drift af nettene.

Omkostninger

Omkostningsrammen omfatter driftsomkostninger og afskrivninger. Der er imidlertid kun loft på driftsomkostningerne, som derfor er det eneste område, hvor selskaberne er forpligtet til at effektivisere. I 2013 udgjorde omkostningsrammen ca. 25 pct. af indtægtsrammen for DONG og Naturgas Fyn, og ca. 36 pct. for HMN.

Materialeaktiver, som kan afskrives, omfatter bl.a. it-udstyr og it-software. Da afskrivningerne ikke er omfattet af loftet, kan reguleringen give selskaberne incitament til at investere i it-løsninger med henblik på at reducere selskabets driftsomkostninger, selvom de samlede omkostninger (driftsomkostninger + afskrivninger + forrentning) ikke nødvendigvis bliver lavere. Denne skævvridning af selskabernes incitament i at investere i den billigste løsning er uhensigtsmæssig.

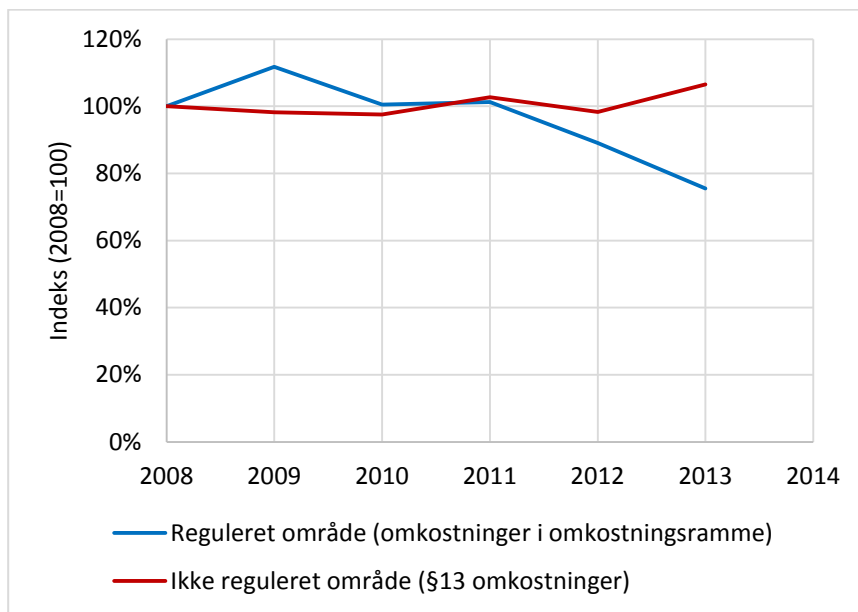
Myndighedsomkostningerne er i sig selv ikke pålagt effektiviseringskrav eller nogen ramme, og derfor er der ikke noget incitament i dag til, at denne del håndteres effektivt. Ydermere vil der være et incitament til, at den størst mulige andel af omkostningerne holdes væk fra benchmarkkrav og generelle effektiviseringskrav.

Fordelingen af overhead-omkostningerne kan give nogle uhensigtsmæssige incitamenter. Når myndighedsomkostningerne stiger, vil andelen af overhead-omkostningerne, der kan lægges over på myndighedsomkostningerne, også stige. Dermed vil en større del af omkostningerne kunne blive holdt uden for omkostningsrammen således, at den ikke benchmarkes og ikke pålægges effektiviseringskrav. Fordelingen af overhead-omkostningerne er imidlertid fastsat for en reguleringsperiode. Det betyder, at effekten er forsinket.

De seneste år har der været en tendens til, at de omkostninger, der ligger under omkostningsrammen, er faldet ganske betydeligt, mens

myndighedsomkostninger, der ligger uden for omkostningsrammen, har været nogenlunde konstante eller svagt stigende.

Figur 4.3: Udvikling i faktiske omkostninger i den regulerede og den ikke regulerede ramme.



Ekstraordinære effektiviseringsgevinster

Ekstraordinære effektiviseringsgevinster på omkostningsrammen opstår, når de faktiske driftsomkostninger er lavere end omkostningsrammen.

På den ene side giver ekstraordinære effektiviseringsgevinster på omkostningsrammen højere forrentning af kapitalen i året. Samtidig sænkes andelen af overhead-omkostninger, som tildeles driftsomkostninger. Det betyder, at der for fremtiden vil være en større del af overhead-omkostningerne, der overgår til myndighedsomkostninger, og dermed ikke underlægges en ramme og fremtidige benchmarkkrav. Derudover vil det forbedre selskabets position, når de benchmarkes op imod de øvrige selskaber.

På den anden side skal effektiviseringsgevinsten anvendes til at sænke tariffene og dermed indtægtsgrundlaget i det efterfølgende reguleringsår. Selskaberne beholder derfor kun gevinsten svarende til ca. 2 år (i princippet 4 år, men gevinsten fordeles ligeligt mellem selskabet og forbrugerne, hvorfor selskabet effektivt kun opnår gevinsten, i hvad der svarer til 2 år). Herefter kommer effektiviseringen alene forbrugerne til gode.

Jo kortere selskaberne kan beholde gevinsten af en effektivisering, desto lavere er incitamentet fra rammestyringen til at effektivisere. I perioden 2010-2013 har flere af selskaberne haft ekstraordinære effektiviseringsgevinster på driften, *jf. figur 4.2*. Incitamentet synes derfor tilstrækkeligt til at selskaberne effektiviserer en del af potentialet. Men en længere periode, hvor selskaberne selv kan beholde effektiviseringsgevinsten, vil øge andelen af det indfrieede potentiale.

Investeringer

Investeringer i distributionsselskaberne godkendes i dag ikke af Energitilsynet. Distributionsselskaberne skal indmelde størrelsen af nyinvesteringerne for at kunne indregne størrelsen af den tilladte forrentning i indtægtsrammen. Givet at den fastsatte forrentningssats er attraktiv, har selskaberne incitament til at investere, fordi forrentningen er sikret. Der er ikke noget i den eksisterende regulering, der sikrer, at selskaberne ikke overinvesterer.

Dette medfører desuden, at virksomhedernes incitamenter til altid at investere i den billigste løsning skævvrides. Såfremt en netvirksomhed kan løse ét problem med to mulige løsninger, hvoraf den ene er driftstung og den anden er kapitaltung, så vælges den samfundsøkonomisk billigste løsning ikke nødvendigvis. Omkostningerne til den driftstunge løsning skal holdes inden for omkostningsrammen, mens omkostningerne til den kapitaltunge løsning frit kan afholdes.

Benchmarking

Benchmarkens formål er at sikre, at selskabernes drift og afskrivninger sker så omkostningseffektivt som muligt. Den nuværende regulering er i høj grad baseret på en effektiv benchmark, men en effektiv benchmark er svær med 3 heterogene selskaber. Derudover vanskeliggøres en effektiv benchmark af, at selskaberne ikke benchmarkes på hele omkostningsbasen.

Validiteten af benchmarking reduceres desuden af, at kun en del af selskabernes driftsomkostninger benchmarkes. I 2012 udgjorde de benchmarkede omkostninger kun en mindre del af den samlede driftsomkostningsbase for selskaberne (41 pct. for NGF, 56 pct. for DONG og 58 pct. for HMN). Når kun en delmængde af driftsomkostningerne benchmarkes, kan det give selskaberne incitament til at overveje, hvordan dyre omkostningsposter kan trækkes ud af grundlaget for benchmarkingen, i det omfang reguleringen muliggør det.

I forlængelse heraf er det problematisk, at den nuværende netvolumen-model kun bruger et enkelt år som datagrundlag. For reguleringsperioden 2014-2017 er benchmarken beregnet på 2012-data. For reguleringsperioden 2009-2013 er benchmarken baseret på 2008-data. Da den benchmarkede omkostningsbase er

driftsomkostninger korrigeret for bl.a. atypiske omkostninger, giver den nuværende benchmark-praksis incitament til strategisk at placere atypiske og dyre omkostninger i året, som benchmarkingen baseres på, da dette vil være til fordel for selskaberne, som dermed får reduceret deres benchmarkede omkostningsbase. Dette medvirker til at skævvride virksomhedernes fokus på omkostningseffektivitet for de totale omkostninger, og det kan derfor medføre suboptimale løsninger.

Omkostninger til energibesparelser

Omkostningerne til at opfylde energispareforpligtigelserne ligger i dag hos distributionselskaberne og indtægtsrammen forhøjes med et beløb svarende til de faktiske omkostninger. Eventuelle ændringer af dette er ikke behandlet i nærværende analyse.

Ovenstående viser, at der er behov for at justere den økonomiske regulering af gasdistributionsselskaberne.

En mere hensigtsmæssig regulering bør således:

- ikke give distributionselskaberne incitament til overinvesteringer.
- forøge incitamentet til at selskaberne selv finder effektiviseringer.
- ikke have hvile-i-sig-selv elementer i omkostningsrammen.
- ikke give incitament til at placere omkostninger i nogle år frem for andre.

5 Ejerstrukturen

Den eksisterende ejerstruktur har indflydelse på udviklingen i naturgassektoren. Som det er beskrevet tidligere, er de tre distributionsselskaber både i forhold til omfang og organisering forskellige. Det giver både en række fordele, men også en række udfordringer for den fortsatte udvikling af sektoren.

Dette kapitel beskriver den eksisterende ejerstruktur i naturgasdistributionen og de fordele og udfordringer det giver. Desuden beskrives eventuelle muligheder for ændringer i ejerstrukturen i naturgasdistributionen.

DONG Energy's beslutning om frasalg af gasdistribution har betydning for kapitlet og de deraf følgende anbefalinger, da dette kan medføre væsentlige ændringer i gasdistributionssektorens organisering og sammensætning.

5.1 Baggrund om gasdistributionen

Som det er beskrevet i kapitel 3, er der forskellige aktører, som varetager opgaver i relation til den fysiske gasinfrastruktur. Distributionsselskaberne DONG Gas Distribution, HMN Naturgas I/S og NGF Nature Energy Distribution A/S driver og ejer distributionssystemerne (gassystemets landeveje) i hvert deres geografiske område og leverer fysisk naturgassen fra transmissionsnettet ud til den enkelte slutbruger, jf. figur 3.2.

Gasdistributionssektorens nuværende struktur er et resultat af den konsolideringsproces, som sektoren gennemgik i 1998-2000, jf. boks 5.1.

Boks 5.1

Tidligere konsolidering af gasdistributionen

Der har igennem flere omgange været gjort forsøg på konsolidere den danske naturgassektor. I efteråret 1998 blev det engelske konsulentfirma N. M. Rothschild & Sons Limited bedt om at foretage en vurdering af strukturen i den danske naturgassektor. Denne undersøgelse viste, at der var betydelige muligheder for effektiviseringer i naturgassektoren bl.a. ved en samling af naturgasdistributionen. På baggrund af undersøgelsen tilbød staten/DONG Naturgas i december 1998 at købe de regionale selskaber med henblik på at etablere en mere effektiv og hensigtsmæssig organisering af naturgassektoren forud for den forestående liberalisering af sektoren.

Naturgas Syds ejerkommuner accepterede statens tilbud, mens ejerkommunerne i Naturgas Fyn, Naturgas Sjælland, Naturgas Midt Nord og Hovedstadens Naturgas ikke ønskede at sælge deres selskaber. På den baggrund vedtog Folketinget den 26. maj 1999 lov om overdragelse af naturgasdistributions- og forsyningsvirksomhed til Dansk Naturgas A/S. Denne lov dannede grundlag for, at DONG Naturgas den 1. juli 1999 overtog Naturgas Syd og året efter Naturgas Sjælland. Naturgas Syd og Naturgas Sjælland var på det tidspunkt tynget af stor gæld, og DONG Naturgas' køb af de to selskaber betød, at DONG Naturgas overtog gælden.

De øvrige regionale selskaber kunne ikke opnå enighed om et fælles grundlag for forhandlinger med regeringen om opgavevaretagelse og støtteforhold i sektoren. På den baggrund indledtes der forhandlinger mellem staten, Hovedstadens Naturgas og Naturgas Midt Nord, der mandede ud i Skt. Hansaftalen af 23. juni 1999. Aftalen indebar, at det kommunale engagement i gassektoren blev bevaret.

Forskelle i ejerstruktur i de tre distributionsselskaber

Som det fremgår af kapitel 4, er de tre distributionsselskaber alle underlagt naturgasforsyningslovens regler uafhængigt af forskellige ejerforhold. Som følge af udfaldet af den konsolideringsproces, som gassektoren gennemgik i 1999, er der dog forskelle i ejerstrukturen i de 3 distributionsselskaber, *jf. bilag 3*:

- DONG Energy Gas distribution er ejet af staten og en række andre aktionærer. Et eventuelt overskud i gasdistributionsdelen tilfalder i første omgang gasdistributions-selskabet, men kan eventuelt overføres til den samlede koncern, såfremt det vurderes hensigtsmæssigt.
- HMN Naturgas har kommunalt ejerskab, som er delt mellem 57 kommuner. HMN er i vidt omfang drevet efter 'hvile-i-sig selv' princippet, hvor overskud i selskabet på sigt kommer gaskunderne til gode i form af lavere tariffer.

- NGF Nature Energy er også kommunalt ejet, men af en mindre ejerkreds bestående af 8 kommuner på Fyn. NGF har endvidere valgt at sætse mere på biogas end de andre selskaber. Det betyder, at selskabet i mindre omfang end HMN kanalisere et eventuelt overskud fra naturgasdistribution tilbage til naturgaskunderne.

Investeringer i naturgassektoren, der oprindeligt var etableret ved hjælp af kommunale garantier, finansieres i dag direkte over tariffene eller ved lånoptagelse på markedsvilkår. Med *Grøn vækst-aftalen* fra 2009 er der dog åbnet op for, at kommunerne kan stille garantier for op til 60 pct. af investeringerne i biogasdistribution og -produktion. Selvom muligheden for kommunale garantier til biogasinvesteringer i princippet er lige for alle selskaber, må det formodes, at det er lettest for kommunalt ejede selskaber at opnå garantien.

Forskelle i selskabernes ejerstruktur indebærer således, at de kan agere forskelligt over for de fremtidige udfordringer, som gassektoren står over for.

Politiske og lovgivningsmæssige bindinger ift. ejerskab

Ifølge Reformopfølgningssaftalen fra 2000 (og efterfølgende politiske aftaler) skal naturgasdistributionsnettet forblive i offentlig eje, dvs. under offentlig kontrol. Naturgasforsyningsloven (§34) indeholder en bestemmelse, som giver staten en forkøbsret og -pligt ved:

- afståelse af distributionsnet,
- afståelse af ejerandele i distributionselskaber, der ejer distributionsnet,
- ejerskifte i et selskab, der ejer distributionsandele.

Det er Energinet.dk, der udøver statens køberet og -pligt. Det lægger således en overordnet binding på naturgasselskabernes muligheder for at sælge deres aktiver vedr. distribution.

Virksomheder af børsnoteringsproces for DONG Energy

Et bredt flertal i Folketinget har i september 2015 genbekræftet beslutningen fra 2004 om at gennemføre en børsnotering af DONG Energy. Med den nye aftale forventer forligspartierne, at DONG Energy kan blive introduceret på fondsbørsen hurtigst muligt inden for de næste 18 måneder. Som led i aftalen, og som følge af de lovgivningsmæssige bindinger i naturgasforsyningsloven, *jf. ovenfor*, søges DONG Gas Distributions infrastrukturaktiver på olie- og gasområdet frasolgt til Energinet.dk.

Børsnoteringsprocessen for DONG Energy har således betydning for ejerstrukturen i gasdistributionssektoren, idet ejerkredsen af DONG Energy Gas Distribution må forventes at blive ændret.

5.2 Fordele og udfordringer ved den nuværende ejerstruktur

Den nuværende ejerstruktur med tre regionale distributionselskaber med forskellige ejerkredse indebærer en række fordele, men også potentielle udfordringer, som især skal ses i lyset af usikkerhed om den fremtidige udvikling i naturgasdistributionssektoren.

I det følgende uddybes først fordele og dernæst udfordringer ved den nuværende ejerstruktur.

Fordele ved den nuværende ejerstruktur

I den nuværende ejerstruktur har selskaberne mulighed for at drive selskaberne forskelligt. Det kan skabe en vis form for konkurrencepres mellem selskaberne, der, selvom de ikke er i direkte konkurrence med hinanden, kan styrke konkurrencen på gasmarkedet. Det muliggør også, at selskaberne kan arbejde med forskellige løsninger eller markedsmodeller, ligesom selskaberne har mulighed for at samarbejde på tværs, hvis det skønnes relevant.

Endvidere muliggør opdelingen i tre selskaber, at der kan foretages en benchmarking mellem selskaberne, som ikke vil være mulig i tilfælde af en konsolidering.

Ovenstående forudsætter en effektiv økonomisk regulering af distributionselskaberne. Det vurderes, at den nuværende økonomiske regulering kan forbedres, således at der gives bedre incitament til at effektivisere. Erfaringer fra el-området og El-reguleringsudvalgets anbefalinger til ny økonomisk regulering kan overføres til gassektoren, *jf. kapitel 4*.

Udfordringer ved den nuværende ejerstruktur

Den nuværende ejerstruktur indebærer en række potentielle udfordringer, som evt. kan imødekommes ved f.eks. en konsolidering eller gennem øget samarbejde i sektoren. Udfordringerne består bl.a. i at:

- Der er forskel på tariffene i de tre naturgasområder. Denne forskel kommer, som det ses nedenfor, primært pga. forskellige gældsprofiler. Det stiller forbrugere og virksomheder forskelligt i forskellige landsdele.

De tre distributionsselskaber er koncernforbundet med deres handelsselskaber. Som det er beskrevet i elreguleringsudvalgets rapport²⁸, har de uafhængige handelsselskaber større omkostninger end koncernforbundne selskaber, i og med de koncernforbundne bl.a. kan dele faktureringsomkostninger og fordi de uafhængige handelsselskaber har markedsføringsomkostninger, som de koncernforbundne selskaber ikke har. En konsolidering af naturgasdistributionen vil således evt. kunne skabe mere ensartede konkurrencevilkår mellem handelsselskaberne, til gavn for konkurrencen.

- Med kun tre distributionsselskaber kan det være vanskeligt at udforme en effektiv benchmarkmodel.
- Der er usikkerhed om den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen i forbindelse med den grønne omstilling, herunder indpasning af grønne gasser i systemet.

Et øget driftssamarbejde eller en fuld konsolidering af gasdistributionssektoren forventes at indebære et effektiviseringspotentiale. Endvidere må det forventes at styrke konkurrencen på detailmarkedet, hvis handelsselskaberne stilles mere lige, jf. kapitel 6.

Samtidig vil en konsolidering også indebære væsentlige strukturændringer i alle tre selskaber. Det er derfor centralt at foretage en grundig vurdering af, om gevinsterne står mål med de omkostninger, der vil være ved en konsolideringsproces.

Forskelle i distributionsselskabernes gældsafvikling og distributionstariffer

I forbindelse med udbygningen af distributionsnettet i 1980'erne havde selskaberne en række store anlægsinvesteringer, som de stadig afskriver på i dag. Gasdistributionselskaberne afdrager den historiske gæld som en årlig annuitet (afdrag og renter). I nedenstående tabel ses gælden for de tre selskaber, annuitet og forventet gældfrihed for de tre selskaber.

²⁸ "Forslag til en fremtidig regulering af forsyningspligten." Elreguleringsudvalget, april 2013.

Tabel 5.1: Distributionsselskabernes gæld og gældsafvikling

	Gældsstørrelse primo 2015, mio. kr.	Årlig annuitet	Gældfrit år
HMN	1.247	229	2020
NGF	571	74	2023
DGD	2.715	404 ²⁹	2023

Kilde: Energitilsynet.

Det er først og fremmest NGF Nature Energy og DONG Energy Gas Distribution som er belastet af stor gæld i forhold til deres kundegrundlag og naturgasafsætning. De to selskaber vil således først have afviklet deres historiske gæld i 2023.

Tarifvariationer

Tarifferne hos gasdistributionsselskaberne er fastsat med henblik på at overholde de respektive selskabers indtægtsrammer. Da tarifferne dækker selskabernes opkrævningsmulighed i form af indtægtsrammerne, svarer tariffernes "indhold" til indtægtsrammens "indhold", som beskrevet i kapitel 4. Det betyder, at forskellene i bl.a. gældsbelastning i de respektive distributionsselskaber udmønter sig i variationer i distributionstariffer, som kunderne i de respektive distributionsområder skal betale. Af tabel 5.2 fremgår distributionstariffer for en typisk villakunde for de tre gasdistributionsselskaber.

Tabel 5 2: Nøgletal vedrørende gasdistributionsselskaberne

	Naturgasafsætning 2014	Antal kunder 2014	Distributionstarif pr. 1.1.2015 (villakunde, eksl. moms)	Slutkundepris for villakunde, inkl. afgifter og moms m.v. ³⁰
HMN ³¹	1.665 mio. m ³	253.000	0,578 kr./m ³	7,97 kr./m ³
NGF	136 mio. m ³	36.500	1,346 kr./m ³	8,93 kr./m ³
DGD	757 mio. m ³	126.000	1,574 kr./m ³	9,27 kr./m ³

Kilde: Årsregnskab fra HMN, NGF. Distributionstarif for DGD oplyst af SET (2015) og justeret for energispareaktiviteter

Af tabellen kan det ses, at der er geografisk forskel på de distributionstariffer kunderne betaler. Det er bl.a. bestemt af den måde, distributionsselskaberne har

²⁹ Den årlige annuitet falder til 292 i 2023. DONG har fået godkendt en ændring af deres gældsafviklingsprofil, så afdraget på gælden falder med den transporterede mængde gas.

³⁰ Der er fra gasprisguiden valgt det billigste gasprisprodukt (fra det billigste selskab). Distributionstarifferne fra de tre selskaber er efterfølgende lagt til gasprisen.

³¹ Oplysningerne fra HMN om naturgasafsætning og antal kunder er fra 2013 årsregnskabet.

nedbragt deres historiske gæld. Forskellene er ikke ubetydelige, idet en typisk villakunde i DONG's distributionsområde, som har de højeste tariffer, gennemsnitligt betaler ca. 2.000 kroner mere årligt³² i tarifiering end en tilsvarende villakunde i HMN's distributionsområde. Forskellen i distributionstariffer afspejles endvidere i de priser, som gaskunderne betaler for gassen.

Tarifvariationen er ikke unik for gasområdet, idet der f.eks. også er betydelige geografiske tarifvariationer mellem de forskellige elnetvirksomheder på elområdet. Ifølge Dansk Energis opgørelse "Elforsynings tariffer og elpriser pr. 1. januar 2015" er der et spænd i tarifieringen (net- og transmissionstarif samt faste betalinger) for en husholdning på f.eks. Sjælland og Lolland-Falster på 43,73 øre/kWh (laveste) til 63,49 øre/kWh (højeste) for elforbrugere med et årsforbrug på 2000 kWh. Tarifvariationen i samme område for en virksomhed med et forbrug på 1 mio. kWh er 15,21 øre kWh (laveste) til 33,55 øre kWh (højeste).

Tarifiering i erhverv

Lige som for husholdningskunder er der også for erhvervs-kunder forskelle i den gennemsnitlige tariffbetaling på tværs af distributionsområder, jf. tabel 5.3. Distributions-selskabernes tariffer er alle bygget op som en såkaldt bloktarif, jf. boks 5.2.

Tabel 5.3: Tarif ved forskelligt forbrug

Kr.	HMN	DGD	NGF
Gennemsnitlig tarif, 50.000 m ³ , kr./ m ³	0,578	1,508	1,301
Gennemsnitlig tarif, 500.000 m ³ , kr./ m ³	0,261	0,687	0,548
Gennemsnitlig tarif, 20 mio. m ³ , kr./ m ³	0,153	0,348	0,192

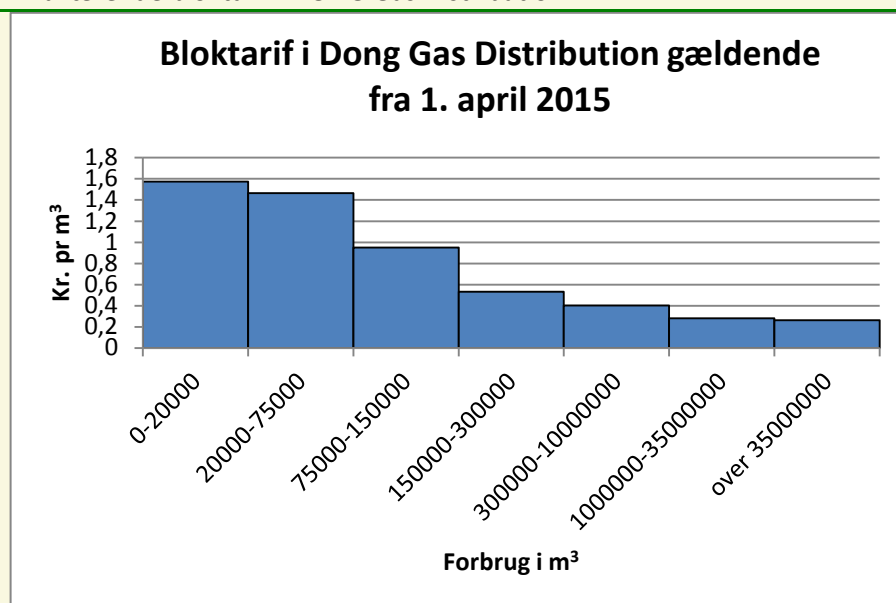
Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på indberettede tariffer fra de tre distributions-selskaber (2015)

³² Dette er baseret på forbruget i et stort nyt hus med et årsforbrug på 2000 m³ gas. Tariffen er uden energisparebidrag.

Boks 5.2

Eksempel på bloktarif for erhvervskunder

Bloktariffen indebærer, at alle kunder betaler det samme for de første typisk 20.000 m³, der forbruges i et år, og for den næste antal m³ betales en anden og lavere tarif og så videre. Størrelsen af tarifferne i de enkelte blokke varierer fra distributionsselskab til distributionsselskab afhængig af indtægtsramme og omkostningsstruktur. I nedenstående figur ses en illustration af den nuværende bloktarif i DONG Gas Distribution.



Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet baseret på tal fra Dong Gas Distribution (2015)

Bloktariffen indebærer, at kunder med et stort gasforbrug betaler en lavere gennemsnitlig tarif, end f.eks. husholdningskunder, hvis forbrug ligger i det laveste interval med den højeste tarif. I tabel 5.3 fremgår den gennemsnitlige tarif og den samlede tarifbetaling for virksomheder med årlige forbrug på hhv. 50.000, 500.000 og 20 mio. m³ i hvert af de tre distributionsområder.

Tariffer når gælden er betalt

En stor del af selskabernes indtægtsrammer og dermed tarifferne består af et element til dækning af selskabernes afbetaling og forrentning af gæld. Når distributionsselskaberne har afviklet deres gæld i hhv. 2020 (HMN) og 2023 (DGD og NGF), vil indtægtsrammerne og dermed tarifferne blive reduceret.

Baseret på de foreløbige indtægtsrammer for 2015, der blev besluttet af Energitilsynet i 2013, udgør gælden mellem knap 30 og godt 60 pct. af

indtægtsrammerne, jf. tabel 5.4.³³ Som det ses af figuren, vil tarifferne for husholdningskunder fortsat variere, når gælden er afskrevet. Således vil den billigste tarif fortsat være det halve af den dyreste.

Tabel 5.4: Husholdningskunders tariffer uden gæld (2015 tal).

	HMN	DGD	NGF
Gældsandel, pct.	28,9	62,0,	37,7
Nuværende tarif, kr. pr. m ³	0,578	1,574	1,346
Tarif uden gældselement ¹ , kr. pr. m ³	0,411	0,598	0,839

Kilde: Sekretariatet for Energitilsynet

Note 1: Beregningen er foretaget under forudsætning af, at gælden udgør den samme andel af tariffen, som den gør af den foreløbige indtægtsramme for 2015. Dog er der for DGD foretaget en korrektion for deres ændrede gældsafviklingsprofil.

Tariferingen for husholdninger (og erhverv) i alle distributionsområder vil således alt andet lige blive nedbragt ved gældsfrihed. Forskellen i de enkelte distributionsselskabers indtægtsrammer vil dog stadig medføre forskelle i de enkelte selskabers tarifering. Forskellen i årlig tarifbetaling mellem selskabet med hhv. højest (NGF) og lavest (HMN) tarif efter gældsfrihed er således ca. 800 kroner.

Der kan argumenteres for, at der i et lighedsperspektiv umiddelbart er en udfordring i de geografiske forskelle i tarifering både i dag og efter gældsafdragelsen. For så vidt angår forskellene mellem ens virksomheder i forskellige geografiske områder, kan forskellene endvidere indebære en konkurrencemæssig udfordring.

De nuværende tariferingsforskelle er til dels opstået ved, at HMN's gaskunder, som i dag betaler lavere tariffer, historisk har bidraget til at betale relativt mere af på gælden end de øvrige gaskunder. Dertil kommer forskelle i at etablere og drive gasdistribution i forskellige geografiske områder. De regionale tariferingsforskelle for husholdninger og erhverv er ikke unikt for gasområdet, idet f.eks. elnetvirksomheders tarifering ligeledes varierer fra selskab til selskab, og der tilsvarende er betydelige forskelle i fjernvarmepriser afhængigt af, hvilket fjernvarmenet forbrugeren er tilkøbt.³⁴

³³ Der er i forhold til Energitilsynets afgørelse af 29. oktober 2013 sket en ændring af DGDs gældsafvikling, hvilket der er taget højde for i de oplyste gældsandele.

³⁴ Ifølge Dansk Fjernvarmes prisstatistik fra 2014 har 25 pct. af fjernvarmeværkerne priser, der ligger under 13.398 kr./år (25 pct. kvartil) for opvarmning af et standardhus.

En udligning af tarifforskellene kan bl.a. ske ved en konsolidering af distributionselskaberne. Med en konsolidering vil man bl.a. kunne samle gælden og ensrette indtægtsrammen, hvorved distributionstarifferne udlignes.

Det vil dog også være muligt at gennemføre en konsolidering af gassektoren *uden* at udjævne tarifforskellen. En udjævning af tarifforskellene kan have en række uhensigtsmæssige konsekvenser ift. de gaskunder, som oplever stigende priser ved en konsolidering. En konsolidering af distributionselskaberne vil således kunne opleves som en ulempe for de nuværende HMN-kunder. Deres tariffer, og dermed også den samlede gaspris, vil ved en udjævning af tarifferne umiddelbart stige. Modsat vil NGFs og DONGs kunder kunne opleve lavere priser som følge af en konsolidering.

Potentielle udfordringer ifm. den grønne omstilling

Som følge af regeringens målsætning om, at Danmark skal være uafhængig af fossile brændsler i 2050, kan det forventes, at naturgasforbruget i Danmark gradvist udfases og til dels erstattes af grønne gasser.

Omstillingen af gasområdet vil stille nye krav til netplanlægningen. Fremadrettet skal der tages højde for, at efterspørgslen i de enkelte distributionsnet kan falde yderligere. Ligeledes vil de grønne gasser blive produceret decentralt, ligesom nyt forbrug til gas i transport også forventes at kræve tankfaciliteter på distributionsnettene. Distributionselskaberne skal evne at tilpasse deres net til denne udvikling, som både kan indebære netnedlukninger og netforstærkninger.

Den fremtidige udvikling af gasinfrastrukturen kræver, at infrastrukturen og relaterede services tilpasses efter de nye behov. Det bør ske på den samfundsøkonomisk billigste måde, hvilket kræver tæt koordinering mellem de tre distributionselskaber og i relation til transmissionssystemoperatøren Energinet.dk.

En mere koordineret netplanlægning vurderes lettere at håndtere med ét distributionselskab, som har ejerskab over det samlede distributionsnet. Ved kun at have et enkelt distributionselskab sikres endvidere, at naturgaskunder ikke rammes skævt af netlukninger, med øgede forskelle i distributionsafgifter til følge.

Muligheder og barrierer ved en konsolidering af gasdistributionssektoren

Som beskrevet i ovenstående er der en række muligheder og udfordringer i den nuværende ejerstruktur i gasdistributionen. En del af udfordringerne vil formentligt kunne imødekommes ved et øget samarbejde i sektoren eller en fuld

Tilsvarende ligger 25 pct. af priserne over 17.457 kr./år (75 pct. kvartil). Spændet mellem den dyreste og billigste leverandør er følgende større.

konsolidering til ét selskab. En fuld konsolidering af gasdistributionssektoren vil dog samtidig indebære væsentlige strukturændringer for de nuværende tre selskaber, og det er derfor vigtigt at belyse, hvilke udfordringer en konsolidering vil kunne løse – og om det evt. vil kunne løses med et tættere samarbejde på tværs af distributionselskaberne.

Der er ikke foretaget en udtømmende analyse af forskellige modeller for samarbejde og konsolidering af gasdistributionssektoren, men følgende hovedtyper kan opstilles:

1. Samarbejde om netplanlægning ift. eventuelle fremtidige udfordringer vedr. anvendelse af gasinfrastrukturen.
2. Øget driftsmæssigt samarbejde mellem NGF Nature Energy, DONG Energy Gasdistribution og HMN (forud for en fusion efter model 3 eller 4)
3. Fusion mellem NGF Nature Energy, DONG Energy Gasdistribution og HMN (f.eks. en model hvor de nuværende ejere bevarer deres forholdsmæssige ejerandel)
4. Fusion af de tre selskaber i et nyt statsligt gasdistributionselskab (efter Energinet.dk model)

Af ovenstående modeller vil model 1, som kun omfatter et udvidet samarbejde omkring den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen, formentligt kunne løse denne udfordring, men uden at udfordringen omkring tarifforskelle adresseres, eller at der indhentes et konsolideringspotentiale, *jf. tabel 5.5*. Omvendt vil model 1 være den mindst vidtgående ift. strukturændringer i sektoren.

Implementering af model 2 vil give mulighed for at indhente dele af det potentiale for effektiviseringer, der kan være ved en model 3 og 4. Det kan dog ikke forventes, at model 2 vil adressere løsninger, der håndterer udfordringen med tarifforskelle, ligesom det ikke forventes, at et udvidet driftssamarbejde i første omgang vil adressere udfordringer i relation til netplanlægning.

Model 3 eller 4 forventes modsat at kunne adressere udfordringerne med bl.a. tarifforskelle og netplanlægning, men vil også indebære væsentlige strukturændringer i sektoren og kræve, at der etableres incitamentter for konsolidering, *jf. tabel 5.5*.

Tabel 5.5: Oversigt over mulige modeller for samarbejde og konsolidering

	Løser udfordring med tarifforskelle	Løser udfordring med netplanlægning	Indhentning af konsolideringspotentiale	Øvrige bemærkninger
1. Samarbejde om netplanlægning	Nej	Ja	Nej	Håndterer udfordring ift. netplanlægning, men uden at det kræver betydelige strukturændringer.
2. Øget driftsmæssigt samarbejde	Nej	Nej	Ja, delvist	Forløber for model 3 eller 4
3. Fusion med eksisterende ejerandele	Ja, hvis ønsket	Ja	Ja	Kræver incitamenter til konsolidering Vanskelig selskabskonstruktion med blandet ejerskab mellem staten og ejerkommuner for HMN og NGF.
4. Fusion i nyt statsligt selskab	Ja, hvis ønsket	Ja	Ja	Kræver incitamenter til konsolidering

Incitamenter til konsolidering (model 3 og 4)

Både NGF Nature Energy og HMN er kommunalt ejede. Hvis en konsolidering, der indebærer frasalg af gasaktiviteterne, skulle blive aktuel, vil naturgasforsyningslovens modregningsregler blive relevante. Efter de gældende regler har ejerkommunerne kun i begrænset omfang mulighed for at trække penge ud af gasselskaberne, uden at der sker modregning i statens bloktilskud til kommunerne. Ved f.eks. salg af gashandelsaktiviteterne vil kommunernes provenue efter naturgasforsyningslovens nuværende regler blive modregnet med 100 pct. i statens bloktilskud til kommunerne.

Skulle der være tale om en konsolidering, hvorefter selskaberne fusionerer ved at få ejerandele i det fusionerede selskab forholdsmæssigt til de indskudte værdier, uden at der overføres penge til ejerkommunerne (model 3), vil modregningsreglerne ikke være relevante.³⁵

En konsolidering af gasdistributionen kan ikke antages at forekomme, uden der etableres incitament til frasalg eller sammenlægning. Det er således nødvendigt at sørge for, at der er tilstrækkelige incitament til konsolidering i alle tre ejerkredse af selskaberne – i første omgang ift. at værdisætte selskabernes aktiver.

For at give ejerkommunerne i HMN og NGF et incitament til at indgå i en konsolideringsproces, hvor kommunerne afstår deres ejerandele til staten (model 4), vil der således formentligt skulle ændres i modregningsreglerne, ligesom det skete ved konsolideringsprocessen i 1999. Det vil i så fald blive en del af forhandlingerne, hvor stor en del af provenuet, kommunerne får lov til at beholde, og hvordan provenuet vil kunne anvendes inden for den kommunale økonomi. Fordelingen af kompensationen til de kommunale ejere vil også blive påvirket af, om konsolideringsprocessen forventes at indebære en udligning af tarifforskellene.

Beslutningen om DONG Energys børsnotering må nødvendigvis få konsekvenser for indretningen af det fremtidige gasdistributionsnet. Derfor må en diskussion af, hvordan den fremtidige netplanlægning skal indrettes, indtænke ovenstående betragtninger.

³⁵ Særligt for HMN bemærkes, at der i forbindelse med fusionen mellem de daværende HNG og Naturgas Midt/Nord pr. 1. januar 2010 til HMN allerede blev udbetalt et samlet beløb på ca. 320 mio. kr. (2014 priser) af den oprindelige indskudskapital samt opnåede effektiviseringsgevinster til interessentkommunerne for at opnå økonomisk ligevægt mellem de fusionerede selskaber.

Boks 5.3

Analyse af potentiale ved konsolidering af gasdistributionen

Øget samarbejde eller konsolidering kan give en række effektiviseringsgevinster i distributionselskaberne via optimering af investeringer og drift og personale samt synergieffekter.

NGF Nature Energy og DONG Energy Gasdistribution har fået Quartz+Co³⁶ til at udarbejde en analyse af konsekvenserne af en konsolidering af de tre distributionselskaber. I analysen angives, at der findes et større konsolideringspotentiale ved bl.a. at reducere omkostninger i ledelses- og stabsfunktioner, netovervågning, teknisk drift samt kundecenteropgaver. Potentialet i investeringsomkostninger og effektiviseringer udgør en mindre del.

I forhold til realisering af potentialet via konsolidering bemærker Quartz+Co-rapporten, at ejerkommunerne ikke vil kunne beholde en gevinst pga. de kommunale modregningsregler. Der forudsættes derfor en ændring i modregningsreglerne for, at konsolideringen kan realiseres.

³⁶ Quartz+co: "Strukturudvikling i gassektoren – et perspektiv på fremtidige udfordringer og muligheder". September 2015. Udført på vegne af DONG Energy og NGF Nature Energy.

Del III - Detailmarkedet for gas

6 Detailmarkedet for gas

Med liberaliseringen af det danske gasmarked i 2004 fik alle naturgaskunder mulighed for frit at vælge naturgasleverandør. Konsekvensen af markedsåbningen er stadig fundamentet for den måde gasmarkedet i dag reguleres, om end reguleringen undervejs har gennemgået en række ændringer.

Dette kapitel beskriver detailmarkedet for gas, ligesom det analyserer, hvilke barrierer der er for at forbedre konkurrencesituationen på gasmarkedet.

Gasmarkedet kan overordnet deles op i to; et engrosmarked og et detailmarked. *Engrosmarkedet* består af to dele: 1) transmission af gas fra producenter til distributionsnettet og 2) engroshandel med gas. *Detailmarkedet* for gas består af to dele: 1) distribution af gas fra transmissionsnettet til forbrugerne og 2) detailhandel med gas til slutbrugeren. Transmissions- og distributionssystemet er nærmere beskrevet i del I.

Der er pt. 16 leverandører af naturgas i Danmark og ud af disse er tre koncernforbundet med distributionsselskaber.³⁷ Leverandørselskaberne leverer naturgas til ca. 408.000 gaskunder fordelt på ca. 388.000 privatkunder og ca. 20.000 erhvervskunder. Kunderne deles endvidere op i, om de er time-aflæste, jf. afsnit 3.2.

Som det ses af tabel 6.1 blev der i 2014 forbrugt 3.013 mio. Nm³ gas.

Tabel 6.1: Udviklingen i gasforbruget i forskellige segmenter i perioden 2005-2014.

Mio Nm ³	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Forsyning	2231	2314	1884	1923	1845	2187	1654	1409	1258	915
Erhverv (ekskl. Offentlig service)	981	1002	982	993	919	973	933	908	916	867
Husholdning	732	712	662	663	666	786	677	680	689	593
Platform	705	721	713	709	669	658	625	633	601	582
Offentlig service	76	84	78	69	82	81	63	71	75	56
I alt	4725	4833	4319	4358	4180	4685	3951	3701	3539	3013

Kilde: Energistyrelsens energistatistik 2013

Det er distributionsselskabernes opgave at afregne distributionstransporten af gas og afgifter med kunderne, mens gashandelselskaber køber gas på

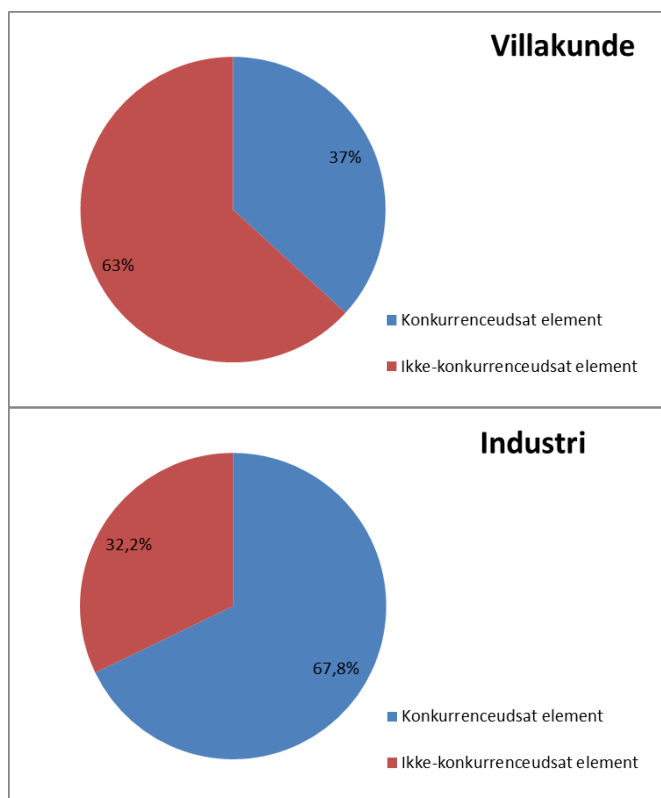
³⁷ Dong Energy Gas Distribution (Jylland og Sjælland), HMN Naturgas I/S (Hovedstadsområdet og Jylland) og NGF Nature Energy Distribution A/S..

engrosmarkedet og videresælger gassen til forbrugerne. Selskaber der har den direkte salgskontakt til forbrugerne kaldes gasleverandører.

Distributionselskaberne har efter bevilling monopol på at transportere gas inden for deres eget netområde, mens forbrugerne har mulighed for frit at vælge handelsselskab.

Den pris, et distributionselskab må tage for at transportere gas, er reguleret af Energitilsynet. Som det ses af figur 6.1, udgør transporttariffer, afgifter mm. ca. 63 pct. af en gennemsnitlig villakundes gaspris, mens de kun udgør ca. 32 pct. af en gennemsnitlig industrikundes gaspris.

Figur 6.1: Konkurrenceudsat gaspris for hhv. husholdnings- og industrikunde.

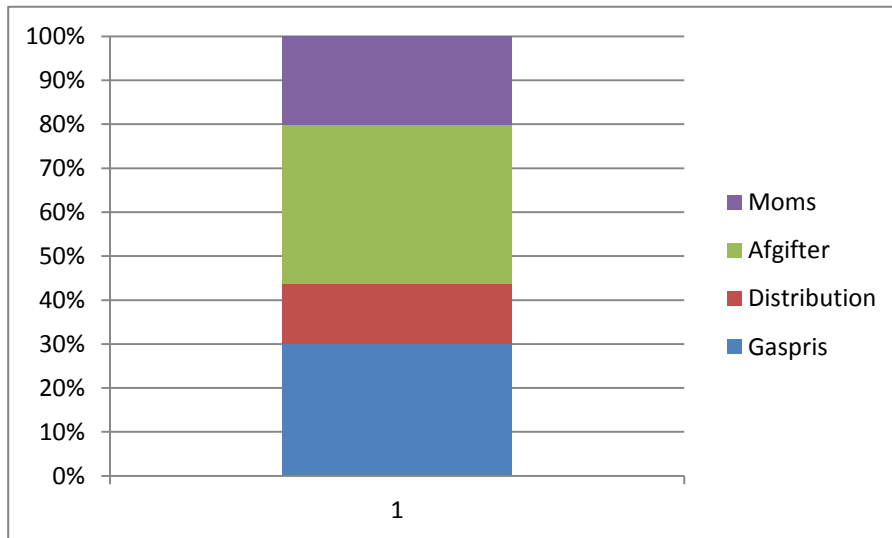


Ovenstående figur viser det "Konkurrenceudsatte element" der indeholder gasleverandørens varepris for gassen til forbrugeren. Det "Ikke-konkurrenceudsat element" indeholder tariffer for transmission, tariffer til distribution, tariffer til nødforsyning, afgifter samt omkostninger til lager.

Betaling for selve gassen udgør således kun ca. 37 pct. af en villakundes samlede regning. Gasprisen er den del handelsselskaberne konkurrerer om, mens de øvrige priselementer ligger fast. Det betyder med andre ord, at hvis en villakunde kan reducere den konkurrenceudsatte gaspris med 10 pct. ved f.eks. at skifte handelsselskab, vil den samlede gasregning blive reduceret med 3 pct.

Reducerede omkostninger til distribution kan yderligere påvirke kundens pris, hvorfor en effektiv økonomisk regulering af gasdistributionen er central.

Figur 6.2: Gasprisens sammensætning for husholdningerne.



Kilde: Energitilsynet. Gaspris for husholdninger 3. kvartal 2015.

Forbrugerne kan hente information og sammenligne priser på gasprodukter hos forskellige leverandører på prisportalen www.gasprisguiden.dk. Her kan forbrugerne også hente information om vilkår og de forskellige produkter. Gasprisguiden drives af Energinet.dk, mens det er leverandørernes ansvar at levere oplysninger om produkter og priser.

6.1 Konkurrencen på detailmarkedet

For at sikre konkurrencen på detailmarkedet for gas, er det væsentligt, at de forskellige aktører – dvs. handelsselskaber, netselskaber og selskaber med forsyningspligt (forsyningspligten beskrives nedenfor) – konkurrerer på lige og gennemsigtige vilkår.

Da der er få gaskunder, der deltager aktivt på det kommercielle marked, kan det betyde, at der er en række faktorer, som reelt hæmmer konkurrencen. Pt. er prisen på de regulerede produkter lav i forhold til de kommercielle produkter. Dette giver en her og nu fordel for den enkelte forbruger, der sikres en lav gaspris. Men på længere sigt kan det betyde, at der f.eks. ikke udvikles nye produkter eller ydelser. Ligeledes vil en lav forbrugermobilitet på sigt kunne medføre et lavere pres på prisen, hvilket vil mindske udbydernes fokus på at reducere omkostningerne. En øget mobilitet kan således være med til at reducere priserne på sigt.

I en undersøgelse gennemført af Energitilsynet³⁸ fremgår det, at detailmarkedet for gas er præget af lav konkurrence målt på graden af markedsconcentration, dvs. det såkaldte HHI-indeks (Herfindahl-Hirschman lindex).³⁹

Ligesom Elreguleringsudvalget analyserede en række barrierer for elmarkedet, må det forventes, at der også er en række barrierer på både efterspørgsels- og udbudssiden som hindrer konkurrencen på gasmarkedet. Således tilskriver Energitilsynet i deres rapport en række af disse barrierer den eksisterende regulering, hvor bl.a. forsyningspligten, prisreguleringen og koncernforbindelser er centrale. Men også lav forbrugermobilitet og den lave interesse for gasmarkedet generelt, udgør barrierer.

I det følgende redegøres for tiltag, der kan medvirke til at styrke konkurrencen i detailmarkedet for gas. Herunder redegøres for muligheder og omkostninger ved etablering af en engrosmodel for gas.

Redegørelsen er i væsentlig grad baseret på den analyse og de anbefalinger, der er foretaget af Elreguleringsudvalget for elmarkedet. Formålet hermed er bl.a. at tilstræbe en mere ensartet regulering af el- og gasmarkederne. Hvis gassektoren får en struktur og forretningsmodel, der minder om den, der er på elmarkedet, kan det ensarte forbrugernes oplevelse ved at købe energi på et marked, og derigennem stimulere deres engagement i markedet. Samtidig vil denne ensartethed kunne øge tilskyndelsen for leverandører på elmarkedet til også at konkurrere på gasmarkedet.

Barrierer på efterspørgselssiden

Energitilsynets "*Analyse af konkurrencen på detailmarkedet for gas*" viser, at ca. 30 pct. af forbrugerne ikke er bekendt med, at det er muligt at skifte handelsselskab. Samtidig har kun ca. 20 pct. af de forbrugere, der er bekendt med muligheden, på et tidspunkt valgt at skifte selskab.

Den lave forbrugermobilitet kan skyldes flere forhold:

1. Lav interesse for gas og manglende kendskab til markedet for gas
2. Lav økonomisk gevinst ved skift af handelsselskab
3. Gennemsigtigheden på gasmarkedet

³⁸ *Analyse af konkurrencen på detailmarkedet for gas*. Energitilsynet, 2014.

³⁹ HHI-Indekset kan antage værdier mellem 0-10.000 hvor 0 er et marked med uendelig mange små leverandører og 10.000 repræsenterer rent monopol. Hvis værdien ligger over 1.800 viser det en høj markedsconcentration. Energitilsynet har på den baggrund analyseret sig frem til, at HHI for det danske gasmarked i forhold til fordeling af antal kunder er 4.161 mens HHI i forhold til fordeling af leveret volumen er 3.648

Kendskab til og interesse for gasmarkedet

Når det drejer sig om forbrugernes kendskab til og interesse for gasmarkedet har det historisk været sådan, at forbrugerne traditionelt ikke har skullet forholde sig til, hvorfra de har fået leveret deres gas, da de har været knyttet til det selskab, der har leveret gas i deres geografiske område. Selv med markedsåbningen og muligheden for frit at vælge leverandør viser det sig, at kun meget få kunder har valgt at skifte leverandør.

Gaskunderne udviser således lav mobilitet, hvilket resulterer i en træghed på efterspørgselssiden.

Lav økonomisk gevinst ved at skifte selskab

Den manglende mobilitet kan skyldes, at fordelene ved at skifte gasleverandør, og derved skifte til et kommercielt handelsprodukt – som vist nedenfor i figur 6.3 – er begrænset. Således vil en væsentlig del af forbrugerne ikke opleve en gevinst ved at skifte til et andet produkt, da de allerede uden at foretage et aktivt valg, modtager et produkt til en af markedets laveste priser, som følge af den lave pris på henholdsvis forsyningspligt- og tilbagefaldsproduktet.

I Energitilsynets analyse af konkurrencen på detailmarkedet for gas fremgår det, at en væsentlig motivationsfaktor for at skifte handelsselskab er muligheden for en økonomisk besparelse. Analysen viser bl.a., at kun meget få forbrugere er villige til at skifte selskab ved en årlig besparelse på under kr. 500 (8 pct. af forbrugerne med et forbrug op til 1.500 m³ om året). Størstedelen af kunderne er villige til at skifte selskab, hvis besparelsen ligger mellem kr. 500-2.000. Analysen viser samtidig, at kravet til besparelsens størrelse stiger med det årlige gasforbrug.⁴⁰

I Energitilsynets analyse vurderes der ikke at være mulighed for, at forbrugermobiliteten under de nuværende forhold kan forbedres. Det gælder pt., at prisen for forsyningspligtproduktet er meget lav. På trods heraf sker der kun et moderat skifte til dette produkt.

Det er således vurderingen, at en fremtidig forbedring af konkurrencesituationen på detailmarkedet for gas formentlig primært vil skulle ske via en forbedring af markedsforholdene på udbudssiden.

Gennemsigtigheden på markedet

Der er endvidere forhold, der kan gøre det svært for forbrugere at gennemskue de forskellige produkter, priser og leverandører, der findes på gasprisguiden. Et af

⁴⁰ For en gennemsnitlig kunde med en årlig gasudgift på kr. 16.000, svarer det til en besparelse på ca. 10 pct. af gasregningen.

de forhold, der har været væsentlige for Elreguleringsudvalgets anbefalinger, var netop at sikre forbrugerne gode muligheder for at gennemskue og sammenligne de forskellige elprodukter, da fravær af denne mulighed kan medvirke til at fastholde den eksisterende træghed i markedet. Lignende forhold gør sig gældende for gasmarkedet, hvilket kan medvirke til at svække konkurrencen. En række aktører har således påpeget, at der bør ses på den eksisterende gasprisguide, og muligheden for at forbedre den og gøre den sammenlignelig med den kommende forbedrede elpristavle.

Forsyningspligtreguleringen er central

Forsyningspligten blev indført gennem Lov om naturgasforsyning i år 2000 for at sikre forbrugerbeskyttelsen. Med liberaliseringen af det danske gasmarked i 2004 fik alle naturgaskunder mulighed for frit at vælge naturgasleverandør. Samtidig blev der indført ændringer i reguleringen, der skulle sikre levering af gas til de kunder, der ikke selv havde valgt en leverandør på det frie marked.

Forsyningspligten skulle således ses som en ret for de forbrugere, der ikke aktivt havde valgt at få leveret naturgas fra et kommercielt gashandelselskab, til at få leveret naturgas fra det forsyningspligtige selskab i deres geografiske område til faste priser og på standardvilkår.

Energitilsynet fastsætter og fører tilsyn med, at priser og vilkår på forsyningspligtproduktet overholdes. Prisen må alene følge engrosprisen for naturgas med et fast tillæg, der dækker omkostninger til bl.a. lager, dækningsbidrag, abonnement og transmission. Prisen fastsættes hver måned. Energitilsynet fører derimod ikke tilsyn med de kommercielle produkter, der fastsættes på markedsvilkår.

I december 2012 ændrede en lovændring på reglerne om udstedelse af forsyningspligtbevillinger. Praksis havde hidtil været, at tildeling af forsyningspligtbevilling blev givet til de hidtidige geografiske bevillingshavere efter ansøgning. Denne praksis blev vurderet til ikke at opfylde EU-lovgivningens krav om, at bevillingerne skal tildeles efter "*gennemsigtige og ikke-diskriminerende*" principper. På den baggrund blev det besluttet, at forsyningspligtbevillinger fremover skulle udbydes.

EU-lovgivningen opstiller ikke et krav om forsyningspligt. Men i EU's Gasdirektiv er der mulighed for, at medlemsstaterne "*kan udpege en forsyningspligtig leverandør for kunder, der er tilsluttet gassystemet.*"⁴¹ Det er således op til

⁴¹ Hensigten med dette er primært at træffe foranstaltninger, der beskytter sårbare forbrugere, jf. *Europaparlamentets og Rådets direktiv 2009/73/EF af 13. juli 2009 om fælles regler for det indre marked for naturgas og om ophævelse af direktiv 2003/55/EF, se artikel 3, stk. 3.*

medlemsstaterne at beslutte, om gaskunder skal have en beskyttelse, der sikrer dem forsyning til rimelige priser.

Energistyrelsen gennemførte på den baggrund et udbud for de tre geografiske forsyningspligtområder i 2013. Det blev NGF Nature Energy A/S, der vandt udbuddet om forsyningspligten for alle tre bevillingsområder. NGF Nature Energys bevilling gælder fra 1. maj 2013, til den udløber den 30. april 2016.

Med udbuddet blev det samtidig tydeliggjort, at en forsyningspligtig virksomhed i henhold til loven har pligt til mod betaling at levere gas til de forbrugere i et bevillingsområde, der ikke er aktive på det kommercielle gasmarked. Desuden blev det et krav, at forbrugerne skulle sikres uvildig information om deres valgmuligheder, herunder om muligheden for at vælge et andet produkt end forsyningspligtproduktet.

De forbrugere, der i forbindelse med udbuddet af forsyningspligten ikke foretog et aktivt valg om at skifte leverandør, modtog automatisk et såkaldt tilbagefaldsprodukt fra deres hidtidige leverandør. Vilkkårene i tilbagefaldsproduktet måtte ikke være ringere, end de vilkkår, de hidtil havde haft som forsyningspligtkunde. Prisen på tilbagefaldsproduktet overvåges også af Energitilsynet.⁴² Det er de tre distributionsselskaber, der udbyder tilbagefaldsprodukter.⁴³

I nedenstående tabel 6.2 ses gasprisen for husholdninger. Samlet kan det ses, at forsyningspligtproduktet er billigere end både tilbagefalds- og handelsproduktet.

Tabel 6.2: Gaspris for husholdninger (kr./m³) for 3. kvartal 2015 på de enkelte produkter:

	Forsyningspligt	Tilbagefald	Handel
Gaspris ⁽¹⁾	1,96	2,06	2,16
Distribution ⁽²⁾	0,92	0,98	0,98
Energiafgift ⁽³⁾	2,58	2,58	2,58
Nødforsyningstarif ⁽⁴⁾	0,00	0,00	0,00
Moms	1,37	1,41	1,43
I alt	6,83	7,03	7,15

Kilde: Energitilsynet

⁴² Energitilsynet overvåger priserne på følgende måde: For forsyningspligtproduktet fører Energitilsynet tilsyn med, at prisen ikke overstiger det beløb, som udbuddet blev vundet på. For tilbagefaldsproduktet tilser Energitilsynet, at prisen på dette produkt ikke overstiger prisen på det hidtidige forsyningspligtprodukt. Altså den pris, som forsyningspligtproduktet ville have haft, hvis der ikke havde været et udbud.

⁴³ DONG Energy tilbyder et produkt der hedder Basispris Måned, HMN Gassalgs produkt hedder HMN Månedspris og NGF Nature Energys produkt hedder Basispris.

Note (1): Priserne er udregnet som et vægtet gennemsnit af priserne, som de forskellige produkter er udbudt til på GasprisGuiden. Der er vægtet med antallet af kunder fordelt på produkt og selskab.

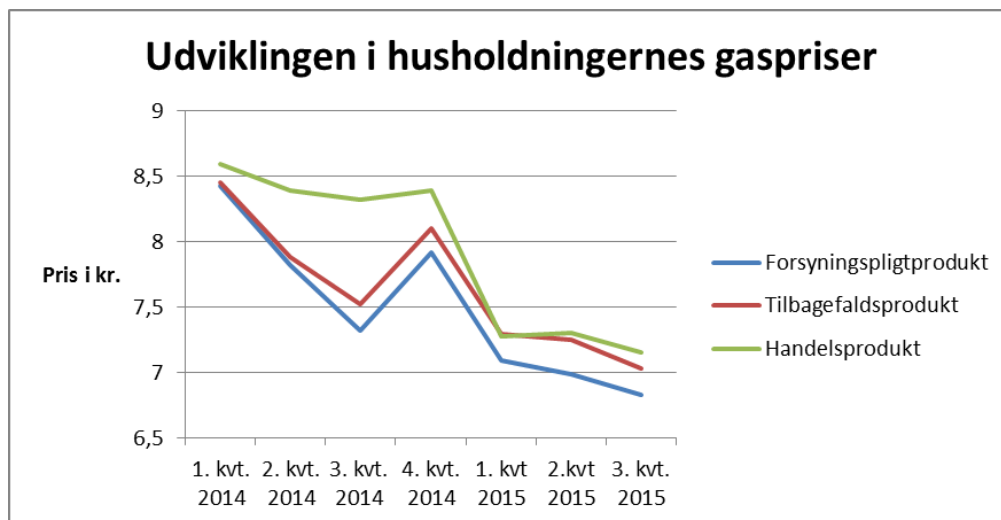
(2): Distribution består af både distributionstarif og gennemsnitligt abonnement. Det årlige abonnement er fordelt udover et forbrug på godt 1700 m³.

(3) Energiafgift består af naturgasafgift, NOx-afgift og CO₂-afgift.

(4) Nødforsyningsstariffen er 0,002 kr./m³ i det konkrete kvartal, grundet tilbagebetaling af overdækning.

Energitilsynet følger prisudviklingen i de tre produkter for husholdningerne. Figur 6.3 viser, at forsyningspligtproduktet over tid har været det billigste produkt, der er tilbudt gaskunderne, og at det er vanskeligt at tilbyde priser, der ligger markant under dette.⁴⁴ Der er hovedsagelig to forklaringer til dette. Visse aktører mener, at det skyldes, at de uafhængige gashandlere har flere udgifter end gashandlere, der er koncernforbundne. Andre aktører mener, at prisen på forsyningspligtsproduktet er meget konkurrencedygtigt. Den lave pris kan således være udtryk for, at der kun er gennemført en udbudsrunde.⁴⁵

Figur 6.3: Udviklingen i husholdningernes gaspris i 2014-15.



Kilde: Energitilsynet., Gaspriser er indhentet via Gasprisguiden og SKAT

Med den nuværende prissætning af forsyningspligt- og tilbagefaldsproduktet, må det således konkluderes, at der ikke noget incitament til at købe et handelsprodukt.

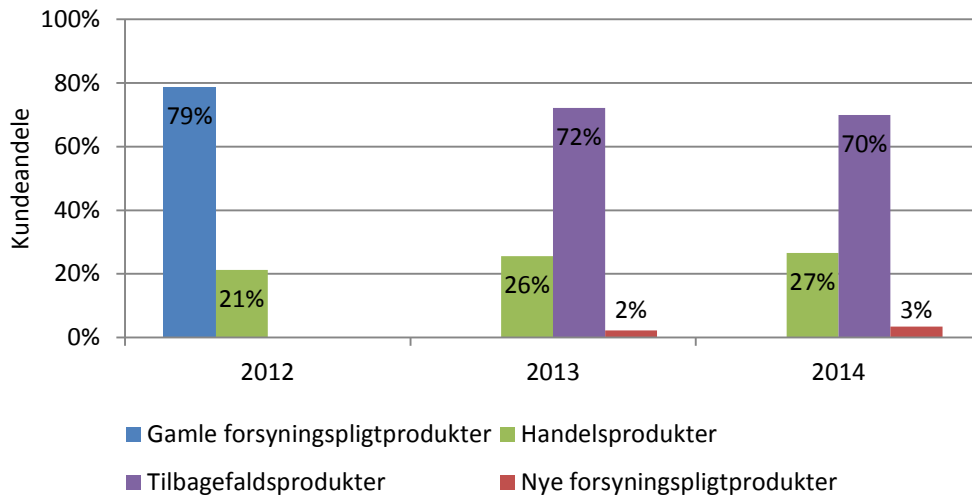
Figur 6.4 viser, at 70 pct. af kunderne i 2014 modtog et tilbagefaldsprodukt, 27 pct. af kunderne modtog et handelsprodukt og 3 pct. af kunderne var på forsyningspligtproduktet. I 2012, dvs. før forsyningspligtbevillingerne kom i udbud, var 79 pct. af gaskunderne på et forsyningspligtprodukt, mens 21 pct.

⁴⁴ Det er i den sammenhæng vigtigt at notere sig, at prissammenligningen er et gennemsnit, og at der kan findes handelsproduktet i markedet, som er billigere end både forsyningspligtproduktet og tilbagefaldsproduktet.

⁴⁵ Disse holdninger er bl.a. fremført ved en række af de møder, sekretariatet har holdt med markedets aktører.

var på et handelsprodukt. Der er således sket en mindre stigning i kunder på handelsproduktet, mens størstedelen af kunderne stadig er enten på et tilbagefalds- eller forsyningspligtprodukt.

Figur 6.4: Kundeandele på gamle forsyningspligtprodukter, handelsprodukter, tilbagefaldsprodukter og nye forsyningspligtprodukter

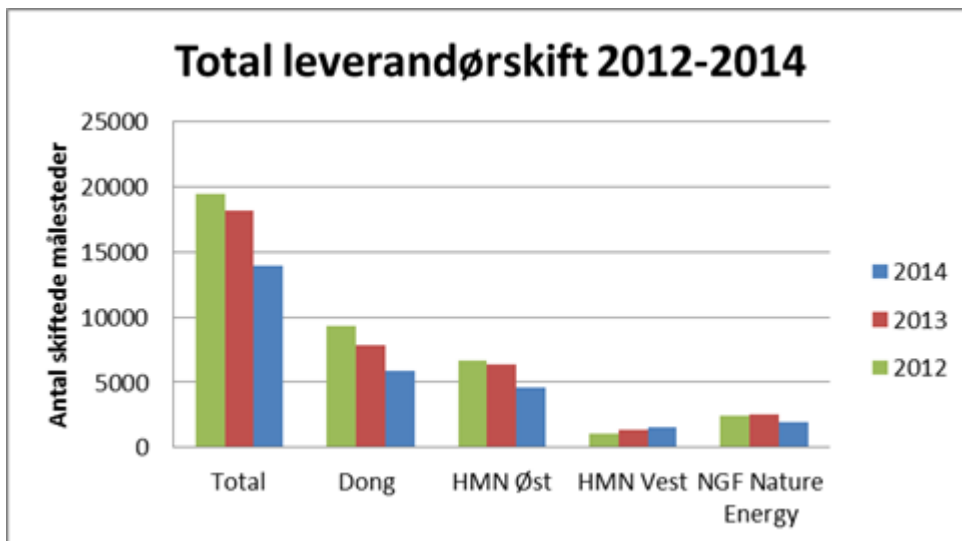


Kilde: Energitilsynet, baseret på data fra Energinet.dk og indberetninger fra gasleverandørerne.

Størstedelen af kunderne har således stadig ikke truffet noget aktivt valg med hensyn til valg af gasleverandør. Det kan skyldes, at de er vidende om, at både forsyningspligt- og tilbagefaldsprodukterne er billigere end handelsproduktet. Det kan også skyldes, at selve udbuddet af forsyningspligten i 2014 ikke stimulerede forbrugermobiliteten nok. Endelig kan det skyldes, at kunderne ikke har den fornødne interesse i gasmarkedet, til ugunst for konkurrencen. Elementerne kan også spille sammen. Hvis der således er høj konkurrence mellem selskaberne med lav avance, giver det forbrugerne en gunstig lav pris. Hvis der samtidig er lav forbrugermobilitet, vil forbrugerne ikke nødvendigvis reagere på fremtidige prisstigninger.

Disse konklusioner kan også ses af det samlede antal leverandørskifter i Danmark, hvor der de seneste tre år har været et mindre fald i antallet af årlige leverandørskifter, som det ses af figur 6.5 nedenfor.

Figur 6.5: Samlet antal leverandørskift i Danmark 2012-14



Kilde: Energinet.dk.

Det skal bemærkes, at det indgår i Europa-Kommissionens Energiunionspakke fra 25. februar 2015, at Kommissionen vil stræbe efter at udfase de regulerede priser under kostprisen bl.a. ved anvendelse af konkurrencereglerne. Herudover vil Kommissionen opfordre medlemsstaterne til at udarbejde en køreplan for udfasning af alle regulerede priser.

Når så få af gaskunderne har foretaget et aktivt valg med hensyn til valg af leverandør, kan det medvirke til at hæmme konkurrencen i markedet. Dette forhold vil blive beskrevet nedenfor.

Yderligere barrierer på udbudssiden

Ud over forsyningspligtreguleringen og reguleringen af gasprisen, kan der yderligere identificeres en række forhold, som kan modvirke konkurrencen på detailmarkedet for gas. Disse er bl.a.:

1. Koncernforbindelser og brandingfællesskab
2. To regninger
3. Dataudveksling

Koncernforbindelser

Det er afgørende for konkurrencen på gasmarkedet, at distributionsselskaber agerer som neutrale aktører, og at reguleringen forebygger, at distributionsselskaberne har incitament til at begunstige egne koncernforbundne

handelsselskaber. Således fremgår det også af naturgasforsyningsloven, at der skal være ejermæssig adskillelse mellem distributions- og handelsaktiviteter.⁴⁶

Koncernforbindelser kan potentielt udgøre en udfordring for konkurrencen i markedet.

Således kan – som elreguleringsudvalget også har beskrevet det – de koncernforbundne handelsselskaber udnytte synergipotentialer og være mere omkostningseffektive end mindre ikke-koncernforbundne handelsselskaber.⁴⁷ Koncernforbundne selskaber deler således en række funktioner med andre dele af koncernen – herunder administrative funktioner – som de ikke-koncernforbundne selskaber ikke har mulighed for. Desuden kan en række serviceopgaver eller udgifter til bl.a. markedsføring udliciteres til andre dele af koncernen. Dette udgør en potentiel udfordring for konkurrencen.

Derudover har de koncernforbundne selskaber mulighed for at udnytte brandingfællesskabet eller fælles kommunikation, hvilket kan styrke handelsselskabets position i markedet og samtidig potentielt svække forbrugernes overblik over markedet. Det manglende overblik kan således medføre, at færre vælger at benytte muligheden for det frie leverandørvalg, hvilket igen svækker konkurrencen i markedet.

Problemstillingerne relateret til koncernforbindelser er også beskrevet af El-reguleringsudvalget.⁴⁸ El-reguleringsudvalget anbefaler, at der stilles krav om, at elnetvirksomheden skal anvende navn og logo, der adskiller sig fra det, som anvendes af koncernen eller af koncernforbundne virksomheder. Elreguleringsudvalget peger samtidig på, at implementering af krav om ejermæssig adskillelse, der er en grundlæggende måde at håndtere potentielle risici ved koncernforbindelser, vil være en markant indgriben i selskabsstrukturen og ejerforholdene.

På baggrund af ovenstående vurderes det væsentligt, at de nuværende krav om særskilt identitet skærpes. Et grundelement i liberaliseringen af EU's el- og gasmarkeder er således at sikre en effektiv adskillelse af monopol- og konkurrenceudsatte elementer, hvorfor en skærpelse lig den elreguleringsudvalget har påpeget, bør være mulig at gennemføre.

⁴⁶ Af naturgasforsyningslovens § 28a fremgår: "Et selskab med bevilling til henholdsvis transmissionsvirksomhed, distributionsvirksomhed, lagervirksomhed og LNG kan alene udøve de aktiviteter, som ligger inden for bevillingen. Andre aktiviteter, som ligger uden for den pågældende bevilling, herunder andre bevillingspligtige aktiviteter, skal udøves i selvstændige selskaber med begrænset ansvar."

⁴⁷ "Forslag til en fremtidig regulering af forsyningspligten." Elreguleringsudvalget, april 2013 .

⁴⁸ El-reguleringsudvalgets afsluttende rapport og dokumentationsrapport (Notat om netvirksomhedernes brug af koncernnavn og –logo).

To regninger

På gasmarkedet er det i princippet muligt at samfakturere med udgangspunkt i eksisterende lovgivning.⁴⁹ Dog er det en frivillig ordning, og opnåelse af enighed ved frivillighed kan erfaringsmæssigt være tidskrævende og potentielt omkostningstungt. Endvidere er der udfordringer omkring debitorforholdet som ikke er løst i den eksisterende lovgivning. Dette betyder, at muligheden for samfakturering med udgangspunkt i eksisterende lovgivning ikke kommer til at virke i praksis.⁵⁰

Manglende samfakturering giver udfordringer med to regninger, hvis forbrugeren vælger en anden gasleverandør, som ikke er koncernforbundet med det lokale distributionsselskab.

Hvis en forbruger vælger at modtage naturgas fra en koncernforbundet leverandør, vil forbrugeren kun modtage én regning. Som det er i dag, afregner handelsselskabet alene for forbruget af gas, mens distributionsselskabet afregner for transport og afgifter for den transporterede gas. En kunde, der vælger at få gas fra et ikke-koncernforbundet selskab, vil således skulle modtage to regninger, der ikke nødvendigvis dækker samme periode. Det kan skabe uigennemsigthed for forbrugeren, at man modtager to regninger for det, der opleves som den samme ydelse.

Dette kan resultere i, at kunden enten vælger at blive hos det koncernforbundne selskab eller skifter tilbage til et koncernforbundet selskab. Udfordringen er på mange måder tilsvarende for elmarkedet, og derfor indføres på elmarkedet fra april 2016 en engrosmodel, der bl.a. betyder, at forbrugeren fremover kun har ét kontaktpunkt, som er handelsselskabet og samtidig kun modtager én regning. Handelsselskaberne vil dermed skulle konkurrere på mere lige vilkår om forbrugerne. Handelsselskabet får på sin side ansvaret for at afregne for transport og afgifter for den modtagne el.

Dataudveksling

I den eksisterende markedsstruktur er alle gasleverandører afhængige af distributionsselskaberne for at få måledata for kundernes gasforbrug og håndtering af leverandørskift. Distributionsselskaberne skal endvidere sikre, at forretningsmæssigt følsomme oplysninger om eksempelvis konkurrerende

⁴⁹ Bekendtgørelse om samfakturering af naturgasleverancer” BEK 691 af 1. juli 2005 og ”bekendtgørelse om naturgasselskabernes fakturering og specificering af omkostninger over for modtagere af transport- og energiydelser” BEK 937. Samfakturering understøtter to debitorforhold på fakturaen.

⁵⁰ Energinet.dk’s analyse af implementeringsomkostningerne ved en engrosmodel og evt. datahub – maj 2015.

handelsselskabers kundeportefølje ikke uretmæssigt tilgår det koncernforbundne handelsselskab. Energitilsynet overvåger distributionsselskabernes procedurer og aktiviteter (kaldet program for intern overvågning) i den forbindelse.

I el-sektoren har man valgt at udvikle en Datahub som dataløsning til at understøtte dataudvekslingen i markedet.⁵¹ Formålet med at etablere en datahub er bl.a. at understøtte konkurrencen på elmarkedet, effektivisere den løbende drift og udvikling af sektoren, og forbedre de generelle vilkår for elkunderne, herunder sikre netselskabernes uafhængighed. Med en datahub skal elleverandørerne således ikke anmelde leverandørskift til distributionsselskabet, men kan hente data på lige vilkår via datahub'en. Distributionsselskaberne indsender endvidere måledata til datahub, der så kan hentes af de relevante aktører. Forbrugerne har ligeledes mulighed for at se deres data i datahub'en.

Med ca. 70 netselskaber på elmarkedet og kun tre for gasmarkedet, er spørgsmålet dog, om der er samme behov for og effekt af, at etablere en datahub i gassektoren. Omkostningerne til etablering af en datahub for gasmarkedet kan være for store, henset til markedets størrelse, antallet af distributionsselskaber og de udfordringer gassektoren i almindelighed forventes at stå overfor med faldende forbrug. Endelig fungerer den eksisterende (såkaldte 1:1) dataudveksling mellem aktørerne i gassektoren godt. Enkelte af markedets aktører er dog fortalere for indførelse af en datahubløsning for gasmarkedet.

6.2 Indførelse af en gas-engrosmodel

Nærværende kapitel beskriver muligheder og udfordringer ved at indføre en engrosmodel i gassektoren.

Formålet med at indføre en engrosmodel er at sikre, at forbrugeren alene har ét kontaktpunkt, således at det er gasleverandøren, der foretager al kundekontakt. Hermed skabes der ens vilkår for alle gasleverandører, uanset om de er forbundet til et distributionsselskab eller ej. En engrosmodel kan være med til at sikre, at gasforbrugerne kan modtage én regning i stedet for to regninger. Desuden vil en engrosmodel medvirke til, at en større del af gasprisen konkurrenceudsættes, da bl.a. administration, abonnement m.m. kan være de faktorer, de enkelte handelsselskaber konkurrerer på.

⁵¹ En Datahub er en database, der indeholder forbrugs- og måledata til balance-, saldo- og kundeafregning. Datahub'en er det data-trafikale knudepunkt for transaktioner og kommunikation mellem elmarkedets aktører, netvirksomheder, elleverandører, balanceansvarlige og Energinet.dk. Datahub'en varetager dermed de standardiserede markedsprocesser og anonym kommunikation mellem aktørerne.

Arbejdsgruppen har fået udarbejdet en analyse af de samfundsøkonomiske gevinster og omkostninger ved at indføre en gas-engrosmodel. Analysen viser, at de samfundsøkonomiske gevinster ved at implementere en engrosmodel stort set svarer til de samfundsøkonomiske omkostninger. Der er dog nogle usikkerheder forbundet med opgørelsen, samt en række andre – ikke værdiansatte – fordele og muligheder ved en engrosmodel. Analysen viser, at gevinsterne for forbrugerne potentielt er positive.

Energinet.dk har opgjort, at implementeringsomkostningerne for engrosmodellen vil være mellem 59 - 86 mio. kr. for sektoren som helhed [gennemsnitligt 73 mio. kr.]. Det svarer til 149 til 210 kr. pr. gaskunde. Dette er baseret på et scenarie, hvor dataudveksling foregår mellem distributionsselskab og gasleverandør som i dag, blot videreudviklet til at understøtte en engrosmodel. Endvidere er en tilbudsportal indregnet.

Tabel 6.3: Ændring i forbruger- og samfundsøkonomi ved indførelse af gasengrosmodel.

Effekt	Ændring i forbrugerøkonomi (mio. DKK2014)	Ændring i samfundsøkonomi (mio. DKK2014)
Implementeringsomkostninger	-73	-73
Driftsomkostninger tilbudsportal	-24	-24
Administrative meromkostninger	-2	-2
Ekstra omkostninger til vagtordning (option)	-4	-4
Driftsbesparelser gaslev./DSO pga. én regning	24	24
Forbrugerpræference for én regning	24	24
Øget forbrugermobilitet	40	10
Priseffekt på udbudssiden (ikke timeafløste)	56	28
Priseffekt på udbudssiden (timeafløste)	10	5
I alt	51	-12

Kilde: EA Energianalyse (2015). Analyse af de økonomiske konsekvenser ved indførelse af gasengrosmodel.

Dertil følger øgede driftsomkostninger til drift af en tilbudsportal, ekstra omkostninger til etablering af en vagtordning hos gasleverandørerne samt øgede omkostninger hos Skat. Samlet set omkostninger på 30 mio. kr.

Indførelse af en engrosmodel vil samtidig give anledning til driftsbesparelser for gasleverandører og DSO'ere, ligesom forbrugere, der har skiftet til et handelsprodukt, fremover kun vil modtage en regning. Samlet set vurderes disse

forhold at medføre en samfundsøkonomisk gevinst på knap 50 mio. kr. over en 10-årig periode.

Endelig forventes engrosmodellen at forbedre konkurrencen på detailmarkedet for gas. Engrosmodellen kan føre til øget forbrugermobilitet, fordi markedet bliver mere gennemskueligt for forbrugerne, og fordi forbrugerne ikke længere vil være i kontakt med distributionselskaberne. Med en engrosmodel på både el- og gask markedet vil gaskunderne endvidere lettere kunne vælge det samme selskab til leverance af både el og gas.

Gevinsten ved øget forbrugermobilitet vurderes til ca. 40 mio. kr. over perioden. Det er dog metodisk vanskeligt at bestemme gevinsten, som i praksis kan blive halvt så stor eller 50-100 pct. større

Endelig kan indførelsen af engrosmodellen også have en priseffekt på udbudssiden, bl.a. fordi den kan gøre det lettere og mere interessant for nye aktører at etablere sig i markedet.

Gasleverandørerne konkurrerer på det laveste tillæg til indkøbsprisen på gas på for eksempel den nordiske gasbørs, Gaspoint Nordic. Dette tillæg udgør i størrelsesordenen 20 øre per Nm³ for de billigste produkter på markedet. Tillægget skal dække omkostninger til lager, balance og transmission samt avance og administration af kundeforholdet. Såfremt engrosmodellen fører til en generel reduktion i prisen på eksempelvis 5 pct. svarende til 1 øre/Nm³ for alle ikke-timeaflyste kunder, vil dette give anledning til en forbrugergevinst på ca. 56 mio. kr. over en 10 årig periode. Den samfundsøkonomiske gevinst skønnes at være ca. halvt så stor, da prisreduktion antages at være en kombination af effektivitetsforbedringer og reducerede overnormale avancer.

Den øgede konkurrence på gask markedet kan muligvis også have en afsmittende effekt på priserne for de større timeaflyste erhvervs-kunder. Effekten vurderes dog at være mindre, da konkurrencen i forvejen vurderes at være god i dette segment. I den økonomiske sammenligning er indregnet effekten af, at gasprisen reduceres med 0,1 øre/Nm³ blandt de timeaflyste kunder. Forbrugergevinsten for de timeaflyste kunder er opgjort til 10 mio. kr. over 10 år.

Endelig skal det bemærkes, at eventuelle ændringer i faktureringsmønstre som følge af indførelse af en engrosmodel kan have statsfinansielle konsekvenser. På baggrund af de aktuelle faktureringsmønstre vurderes det, at en indførelse af en engrosmodel vil medføre et engangstab for staten på ca. 0,3 mia. kr. Det svarer til et årligt tab på 10-15 mio. kr. Tabet fremkommer som et likviditetstab for staten pga. en udskydelse af indbetalingen af afgifter.

Det må forventes, at indførelse af en gasengrosmodel vil medvirke til at styrke konkurrencen på detailmarkedet for gas, da alle gasleverandører som nævnt vil blive stillet mere lige. Det giver desuden leverandørerne mulighed for at udvikle nye produkter og services, som de kan konkurrere på – til gavn for forbrugere og virksomheder.

Der kan ikke konkluderes noget præcist på baggrund af den samfundsøkonomiske analyse. Omkostninger og gevinster har samme størrelsesorden. Dette skal dog holdes op mod den usikkerhed, der ligger på alle parametrene i analysen, samt de andre – ikke værdiansatte fordele – en engrosmodel giver. Samlet set må det således være hensynet til andre effekter, der skal afgøre om en gas-engrosmodel søges gennemført.

Hvis en gasengrosmodel indføres, bør den dog udvikles, så den er identisk med el-engrosmodellen og de regler, der gælder for denne.⁵² Hermed sikres en større gennemsigtighed og sammenlignelighed på el- og gasmarkederne. Desuden vil det kunne medvirke til at styrke mobiliteten og synergien på de to markeder og hermed styrke konkurrencen.

Med indførelse af en gasengrosmodel forventes således følgende effekter for markedet:

- Gasleverandørerne vil blive det primære kontaktpunkt for forbrugerne i kommercielle forhold, da de sender den samlede regning til forbrugerne. Dette giver koncernforbundne og ikke-koncernforbundne gasleverandører mere lige konkurrencevilkår, da gasleverandørerne kommer til at fremstå mere ens i slutkundernes optik.
- Forbrugerne vil modtage én regning. Det kan bidrage til, at markedet bliver mere simpelt og gennemsigtigt for forbrugerne.
- DSO'ernes engrosafregning af gasleverandørerne vil medføre, at en større del af gasregningen konkurrenceudsættes – herunder kundeforholdene - da gasleverandører ikke skal viderefakturere DSO'ernes tariffer direkte til slutkunderne, men selv kan fastsætte prisen over for slutkunderne. Konkurrenceudsættelsen af gasregningen kan potentielt også øge forbrugernes økonomiske gevinst ved at skifte, såfremt der opstår store forskelle i gasleverandørernes effektivitet og prissætning.

⁵² L144 (2015). "Lov om ændring af lov om afgift af elektricitet og momsloven (Tilpasninger til engrosmodellen m.v. og indførelse af omvendt betalingspligt på gas- og elmarkedet)." Engrosmodellen på elområdet inkluderer skattemæssige værnsregler, der bl.a. sikrer, at netselskaber fortsat står for indbetaling af afgifter til staten, og at momsregistrerede virksomheder ikke kan søge om godtgørelse af afgifter før afgiften er betalt.

6.3 Dataudvekslingsværktøj til en engrosmodel

For at vurdere hvad der er det rigtige dataudvekslingsværktøj for det danske gasmarked, har Energinet.dk fået udarbejdet en analyse, der vurderer implementeringsomkostningerne og fordelene, ved at implementere en engrosmodel underbygget af henholdsvis i) en 1:1 kommunikation mellem gasleverandør og distributionsselskab samt ii) en tilbudsportal eller iii) en datahub.⁵³

Analyserne viser, at implementeringsomkostningerne er væsentlig højere ved en datahub, end ved at videreudvikle den eksisterende 1:1 kommunikation, der allerede eksisterer mellem gasleverandør og distributionsselskaberne og tilføje en tilbudsportal.

Andre rationaler for en datahub på gas kan findes i kombination med indførelse af en engrosmodel. Øget anonymitet kan være en faktor, ligebehandling af koncernforbundne og ikke-koncernforbundne gasleverandører, kan være en anden. En ekstra positiv effekt kan komme fra at eksisterende el-leverandører kan have lavere adgangsbarrierer for at gå ind på gasmarkedet. Modsat hæves adgangsbarriererne for nye gasleverandører.

⁵³ "Anbefalinger til ny gasmarkedsmodel – Bidrag til gasmoderniseringsanalysen. Energinet.dk, april 2015.

Del IV – anbefalinger til ny regulering af gassektoren

7 Arbejdsgruppens anbefalinger til den fremtidige regulering af naturgassektoren

Arbejdsgruppen er gennem analyse af gassektoren i Danmark kommet frem til en række anbefalinger, der kan medvirke til at effektivisere distributionen af gas i Danmark, og samtidig styrke konkurrencen på gasmarkedet.

Anbefalingerne har i udpræget grad taget udgangspunkt i elreguleringsudvalgets arbejde og anbefalinger, primært hvad angår den økonomiske regulering af naturgassektoren og den fremtidige indretning af detailmarkedet for gas. Således vil der blive lagt op til, at man skal afvente en række af de erfaringer der kan indhøstes på elmarkedet, før man igangsætter større initiativer for gasmarkedet.

Den kommende børsnotering af DONG Energy, herunder frasalg af selskabets distributionsnet, har haft væsentlig indflydelse på arbejdsgruppens arbejde. Børsnoteringen vil således afspejle sig ikke kun i de anbefalinger, der gives for distributionsnettet, men også i visse af de øvrige anbefalinger, da en eventuel konsolidering af naturgasdistributionen eller øget samarbejde i gassektoren, vil kunne have indflydelse på den fremtidige indretning af detailmarkedet for gas.

7.1 Den økonomiske regulering af naturgasdistributionen

Udgangspunktet for arbejdsgruppens arbejde har været, at den fremtidige indretning af naturgasdistributionen skal indrettes på en måde, så den sikrer en effektiv og klar regulering – til gavn for branchens aktører, virksomheder og borgere. Samtidig skal reguleringen medvirke til at sikre, at de udfordringer, som gassektoren står overfor, kan løses på en omkostningseffektiv måde.

Arbejdsgruppens arbejde tager udgangspunkt i Elreguleringsudvalgets anbefalinger, og udgangspunktet for anbefalingerne er derfor en fuld implementering af Elreguleringsudvalgets anbefalinger medmindre særegne hensyn til gassektoren er nødvendige. Arbejdsgruppen har således ikke set på mulige effektiviseringsgevinster ved ændringer i tariffene i retning af mere omkostningsægte prissignaler.

Nedenstående anbefalinger har til formål at tilgodese disse målsætninger med forbehold for, at forudsætningerne ikke ændrer sig markant.

Anbefaling 1: Omkostningsrammen

Den nuværende omkostningsramme med forbrugerdeling af ekstraordinære effektiviseringer er som udgangspunkt et effektivt redskab til, at selskaberne selv identificerer potentielle effektiviseringer. Effektiviteten af omkostningsrammen

er dog forringet af, at en stor del af omkostningerne ligger uden for rammen og/eller benchmarkingen. Derudover er afskrivninger reelt ikke underlagt omkostningsrammen, idet selskabernes omkostningsramme ændres en-til-en med de realiserede afskrivninger.

Når nogle typer omkostninger er omfattet af omkostningsrammen og andre typer omkostninger ikke er, skævvrider man selskabernes investerings- og effektiviseringsincitament. Selskaberne har således ikke incitament til at fordele overheadomkostningerne ligeligt på omkostningstyperne. Selskaberne har heller ikke nødvendigvis incitament til at omkostningsminimere samtlige omkostninger, og selskaberne vil ikke altid vælge den samfundsmæssigt billigste løsning, men den billigste løsning for selskabet. F.eks. vil et selskab under den nuværende regulering have incitament til at investere i en kapitaltung investering frem for en driftstung investering – også selvom den driftstunge løsning er billigst, og investeringerne løser samme problem med samme kvalitet.

Arbejdsgruppen anbefaler således:

- At udvide omkostningsrammen til at omfatte alle driftsomkostninger.
- At udvide omkostningsrammen til at omfatte afskrivninger på anlægsaktiver, herunder også netaktiver.
- At lade selskaberne beholde ekstraordinære effektiviseringsgevinster i en periode svarende til 5 år.⁵⁴ Ekstraordinære effektiviseringer er de effektiviseringer som selskaberne foretager, som medfører et lavere omkostnings- eller investeringsniveau end forudsat i indtægtsrammen, der er justeret for effektiviseringskrav mv. Selskaberne kan dog alene beholde ekstraordinære effektiviseringsgevinster i en periode svarende til 5 år, så længe at fremtidige effektiviseringskrav ikke afskærer dem herfra.
- I udformningen af den konkrete implementering bør der skeles til arbejdet med implementeringen af Elreguleringsudvalgets anbefalinger på elområdet.

Det er arbejdsgruppens vurdering, at ovenstående ændringsforslag vil medvirke til dels at sikre, at selskaberne har incitament til at effektivisere på alle driftsomkostninger, og dels give selskaberne et større økonomisk incitament til selv at identificere løsninger til en mere effektiv drift. Desuden sikres det, at selskaberne vælger den billigste investering uagtet omkostningstype. Dette er

⁵⁴ Konkret vil der gå 1 til 5 år før dele af gevinsten bliver delt med forbrugerne, og op til 9 år før hele gevinsten er delt med forbrugerne under forudsætning af 5 årlige reguleringsperioder.

særligt vigtigt i en sektor, hvor man må foretage en forsigtig udmøntning af benchmark-krav grundet antallet af selskaber.

Ovenstående kræver, at Energitilsynet udstyres med kompetence til at hæve selskabernes omkostningsramme ved særlige, eksogene investeringer. Metoden kan desuden bruges til at fremme eventuelle politiske ønsker og kompensere meromkostningerne herved. Der bør desuden tages stilling til, hvorledes nødvendige reinvesteringer i netaktiver, der ikke er omfattet af afskrivningsrammen indpasses.

Indførelsen af disse anbefalinger vil styrke omkostningsrammen, og selskaberne vil have et endnu større incitament til at finde og indfri effektiviseringspotentialer i sektoren.

Anbefaling 2: Automatiske indikatorer

Elreguleringsudvalget har foreslået, at man indfører en automatisk indikator, hvor virksomhedernes omkostningsramme bliver justeret som følge af faktisk observerede ændringer i virksomhedernes aktivitet og cost-drivere.

Arbejdsgruppen anbefaler på den baggrund:

- At man indfører automatiske indikatorer i gassektoren. Hermed vil omkostningsrammen løbende blive tilpasset til virksomhedens aktivitet.
- Den præcise identifikation af aktivitetsindikatorer bør tage udgangspunkt i historiske variable for gassektoren. Der kan dog hentes inspiration fra arbejdet på elområdet.

Anbefaling 3: Forrentning af nyinvesteringer (WACC)

I forlængelse af Elreguleringsudvalgets arbejde er der nedsat en ekspertgruppe, som skal fastsætte niveauet for WACC'en for nyinvesteringer, herunder om/hvordan der skal tages hensyn til de enkelte energiselskabers ejerforhold. Ekspertgruppen afleverer sin endelige rapport 1. februar 2016.

Arbejdsgruppen anbefaler således:

- At der iværksættes et arbejde, der kan overføre rapportens konklusioner til gassektoren.
- WACC'en skal medvirke til at sikre selskaberne et markedsrettet, risikojusteret afkast af deres investeringer, således at der hverken under- eller overinvesteres.

Anbefaling 4: Krav til omkostningseffektivisering

I den nuværende regulering sikres omkostningseffektiviseringen via de generelle effektiviseringskrav, benchmarkingen, der fastsætter de individuelle effektiviseringskrav samt omkostningsrammen, som giver incitament til ekstraordinære effektiviseringer, som påvirker de fremadrettede omkostningsrammer.

En benchmark model kan være et egnet redskab til at vurdere potentialet for omkostningsreduktioner, såfremt der indgår et tilstrækkeligt antal selskaber med samme karakteristika.

Med tre distributionsselskaber på gasområdet kan der således stilles spørgsmålstejn ved, om benchmarken i tilstrækkelig grad belyser potentialet for omkostningsreduktioner i sektoren. Dette er også baggrunden for arbejdsgruppens anbefaling til styrkelse af omkostningsrammen som beskrevet ovenfor.

På trods af et mindre ideelt grundlag for benchmarking har benchmarkingen dog indfriet et potentiale for omkostningsreduktioner. Dette er tydeligt, når man sammenligner historiske omkostningsreduktioner i omkostningerne, der er omfattet og udeholdt af benchmarkingen i dag. Derfor kan benchmarkingen styrkes ved, at man udvider potentialeopførelsen til hele omkostningsbasen. Denne styrkelse af benchmarkingen anses for nødvendig, for at benchmarkingen fortsat er et brugbart redskab.

Arbejdsgruppen anbefaler således:

- At benchmarken udvides til at omfatte hele omkostningsbasen. Dette vil medføre et nedadgående pres på omkostningerne, selvom dette pres ikke vil blive lige så stærkt, som i en situation med mange, sammenlignelige selskaber.

Såfremt ovenstående anbefalinger gennemføres, vil den økonomiske regulering give en hensigtsmæssig incitamentsstruktur for gasdistributionsselskaberne til en omkostningseffektiv drift og et optimalt, langsigtet niveau af investeringer. Det vil især øge incitamentet til, at selskaberne selv identificerer effektiviseringsgevinster, hvilket vil komme forbrugerne til gode efter 5 år.

Reguleringen vil hermed også sikre, at eventuelle ændringer i gasdistribution - og dermed et fald i omkostninger - medfører et tilsvarende fald i omkostningsrammen. Denne fleksibilitet gør, at den økonomiske regulering er fremtidssikret over for forandringer i sektoren.

Den nye økonomiske regulering forventes at kunne reducere de tariffer, forbrugerne på sigt betaler. Dels fordi selskaberne forventes selv at identificere effektiviseringer, dels fordi incitamentet til overinvestering falder bort.

7.2 Ejerstrukturen

Arbejdsgruppens analyse er udarbejdet under forudsætning af, at der fortsat vil være tre distributionsselskaber. En evt. ændring af dette har derfor indflydelse på analysens resterende anbefalinger.

Anbefaling 5: Analyse af mulig konsolidering af naturgasdistributionen

De tre distributionsselskaber er både i forhold til størrelse og organisering meget forskellige. Arbejdsgruppen har således analyseret, hvilke fordele og ulemper den eksisterende struktur med tre distributionsselskaber giver.

Arbejdsgruppen har desuden analyseret forskellige modeller for en eventuel konsolidering af gasdistributionen, og de muligheder og barrierer der ligger i disse. Analysen er ikke udtømmende, men peger på de muligheder, der er for at konsolidere gasdistributionen.

En eventuel konsolidering bør tage hensyn til de forskelle, der er mellem de tre selskaber. Arbejdsgruppen ser dog samtidig, at der er mulighed for at indhøste et effektiviseringspotentiale, hvis en konsolidering kan iværksættes.

Arbejdsgruppen anbefaler på den baggrund:

- At der igangsættes en analyse, som giver grundlag for en vurdering af en hensigtsmæssig organisering af gasdistributionssektoren – med fokus på ejerstrukturen.
- At analysen medvirker til at identificere et eventuelt konsolideringspotentiale.
- At analysen identificerer barrierer for og incitamenter til konsolidering af sektoren .

7.3 Detailmarkedet for gas

I forbindelse med analysen af detailmarkedet for gas, har det været centralt for arbejdsgruppen:

- At ændringerne skal medvirke til at fremme konkurrencen på detailmarkedet.
- At ændringerne skal være lette at administrere og gennemskuelige for forbrugere og aktører på gasmarkedet.

Anbefaling 6: Forsyningspligten

Arbejdsgruppen har taget udgangspunkt i elreguleringsudvalgets anbefalinger i relation til den fremtidige indretning af forsyningspligten. For arbejdsgruppen har det været centralt, at en ændring i forsyningspligten medvirker til at fremme konkurrencen i detailmarkedet, er let at administrere og gennemskelig for forbrugerne.

Arbejdsgruppen har lagt vægt på, at forbrugerne selv bør træffe et aktivt valg om, hvilken gasleverandør de fremadrettet ønsker at modtage gas fra. Dette vil bl.a. som effekt medvirke til at stimulere konkurrencen på detailmarkedet for gas. Dette skal understøttes af forhold der sikrer, at gasforbrugerne kan træffe deres valg på et velinformeret og transparent grundlag.

På den baggrund anbefaler arbejdsgruppen følgende:

- **Ophævelse af bestemmelser om bevillinger til forsyningspligtige virksomheder for gas**
I lighed med Elreguleringsudvalgets anbefalinger foreslås en ny regulering af forsyningspligten, hvormed bevillingssystemet og særlige geografiske forsyningsområder afskaffes. Handelsselskaber bør i stedet markedsføre sig på tværs af landet, og forbrugerne bør selv træffe aktive og oplyste valg med hensyn til valg af handelsselskab. De hensyn og interesser de forsyningspligtige virksomheder hidtil har varetaget, reguleres via nærmere fastsatte regler og gælder alle gashandelsselskaber. Med en afskaffelse af forsyningspligtreguleringen vil gasområdet hermed også komme til at ligne elområdet.
- **Fri prisdannelse på detailmarkedet for gas**
Prisreguleringen på detailmarkedet afskaffes, så priserne fastsættes på markedsvilkår. Det vil medvirke til at skærpe konkurrencen på gasmarkedet og styrke forbrugernes aktive deltagelse i markedet. Prisreguleringen administreret af Energitilsynet afskaffes hermed.
- **Forbedret gasprisguide**
For at fremme et mere gennemseligt og effektivt marked, hvor forbrugerne har mulighed for at sammenligne produkter og priser, bør der etableres en ny uafhængig prisportal for gaspriser, som erstatning for den nuværende Gasprisguide. Aktøren, der administrerer prisportalen, skal være objektiv og have den nødvendige troværdighed og styrke til at sikre pålidelig information. Der kan ses på elreguleringsudvalgets anbefalinger for en forbedret elpristavle.

- **Ordning der sikrer, at ingen forbruger efterlades uden leverandør ved konkurser**

Ingen forbruger bør stå uden gasleverance, hvis deres handelsselskab går konkurs eller f.eks. mister tilladelsen til at handle gas på det danske marked. Ligesom for elområdet foreslås det derfor, at der etableres en "fordelingsordning," hvor forbrugerne fordeles mellem de øvrige gashandelsselskaber i tilfælde af konkurs eller lignende. Det foreslås, at fordelingsordningen administreres af Energinet.dk, og at gashandelsselskaberne har mulighed for at melde ind til denne én gang årligt.
- **Klar ansvarsfordeling i forbindelse med flytning og lukning af forbrugssteder**

Der skal udarbejdes klare regler for at kunne håndtere situationer, hvor forbrugere ikke er tilmeldt en leverandør. Det betyder, at nye forbrugssteder kun åbnes, hvis der er valgt en gasleverandør. Ved flytning får forbrugeren i udgangspunktet sin eksisterende leverandør med, hvis andet ikke vælges. Det skal samtidig sikres, at forbrugsstedet kan lukkes, hvis der ved fra- og tilflytning ikke er valgt ny leverandør på forbrugsstedet. Der skal fastsættes omkostningsægte og offentligt gørelse gebyrer for åbning og lukning af forbrugssteder.
- **Klare og ens regler for håndtering af dårlige betalere og forbrugere med sociale problemer**

Der skal udarbejdes klare regler for bl.a. forudbetaling, varslingsregler m.m. i forbindelse med håndtering af dårlige betalere. Det er et anliggende for de sociale myndigheder at sørge for håndtering af dårlige betalere, og det er forbrugers ansvar, at aftale forhold vedr. bl.a. sikkerhedsstillelse og ansvar for betaling af regning med kommunen.
- **Rebranding af distributionsselskaberne**

Der findes allerede regler, som skal mindske den potentielt skævvridende effekt af koncernforbindelsen⁵⁵. Arbejdsgruppen har ikke med nærværende analyse vurderet, om reglerne er tilstrækkelige til at værne mod skævvridninger i konkurrencen på baggrund af koncernforbindelser. Det kan imidlertid konstateres, at den danske lovgivning ikke sikrer, at koncernforbundne distributionsselskaber anvender logo og navn, som

⁵⁵ Jf. § 11b i naturgasforsyningsloven, som implementerer gasdirektivets artikel 26, stk. 3, 2. pkt., som har til formål at hindre diskriminerende adfærd gennem uklarhed om selskabsidentitet ved kommunikationsarbejde m.v. og lovens 28b som implementerer kravet om funktionel adskillelse henhold til gasdirektivets artikel 9, stk. 2 og artikel 13.

klart adskiller sig fra koncernens og handelsselskabets navn og logo. De koncernforbundne selskaber kan således have en brandingfordel. I lighed med Elreguleringsudvalgets anbefalinger, kan det anbefales, at reglerne skærpes, således at distributionselskabet skal anvende navn og logo, der adskiller sig fra det, som anvendes af koncernen eller koncernforbundne virksomheder. Kravet skal sikre, at det står klart for forbrugeren, at distributionselskabets information og ydelser er adskilt fra koncernens øvrige kommercielle aktiviteter.

➤ **Leveringspligt**

Ved afskaffelse af forsyningspligten kan det overvejes at erstatte denne med en leveringspligt som den, der indføres på elområdet 1. april 2016. Det anbefales, at erfaringerne fra elområdet afventes, samt at en model for gasmarkedet tager hensyn til sammenhæng med bl.a. varmeområdet.

Anbefaling 7: Engrosmodel og dataudveksling

En engrosmodel på gasområdet kan være et middel til – lige som for elområdet – at imødegå udfordringerne med to regninger. Det vil også kunne øge antallet af leverandører og derigennem fastholde prispresset, og understøtte en innovativ produktudvikling. Desuden vil en større del af gasprisen blive konkurrenceudsat ved indførelse af en engrosmodel, da handelsselskaberne fremover i større grad forventes at konkurrere på prisen på bl.a. administration, abonnement m.v.

Arbejdsgruppen har fået gennemført en samfundsøkonomisk analyse, der viser, at de samfundsøkonomiske gevinster ved at implementere en engrosmodel stort set svarer til de samfundsøkonomiske omkostninger.

På den baggrund anbefaler arbejdsgruppen følgende:

- Arbejdsgruppen vurderer, at engrosmodellens fysiske- og reguleringsmæssige kompleksitet tilsiger, at en eventuel implementering af en engrosmodel på gasområdet bør afvente enten første runde af erfaringer fra elområdet eller en større klarhed over sektorens fremtidige struktur, kommende EU-tiltag eller tiltag i vores nabolande, for at sikre at engrosmodellen implementeres i fremtidssikrede rammer.
- For at skabe klarhed om de fremtidige vilkår bør det senest ved udgangen af 2017 vurderes, om en eventuel engrosmodel på gas skal indføres.

Arbejdsgruppen vurderer, at en datahub - grundet de store initiale investeringer ikke kan anbefales, vurderet ift. størrelsen af gasmarkedet. Samtidig vurderes det, at flere af de væsentligste fordele ved en datahub kan opnås på andre måder, da der bl.a. kun er tre gasdistributionselskaber. En evt. konsolidering

eller øget samarbejde i gasdistributionssektoren vil endvidere ændre behovet i forhold til dataudveksling.

Arbejdsgruppen anbefaler på den baggrund:

- Beslattes en engrosmodel på gasområdet gennemført på et senere tidspunkt, anbefales det, at denne understøttes med en udbygning af den eksisterende 1:1 data kommunikation mellem gasleverandør og distributionselskab. Denne kommunikation kan evt. suppleres af en tilbudsportal. Når der er klarhed over den fremtidige struktur på gasmarkedet, vil det også blive klart, hvorvidt der er behov for at sikre anonymitet i tilbudsfasen for gasleverandøren og dermed et behov for en tilbudsportal.

Del V - Bilag

Bilag 1 – Kommissorium

Analyse af reguleringen af gassektoren i Danmark

10. marts 2014

Regeringen nedsætter som led i regeringens vækstplan 2014 en arbejdsgruppe, som skal analysere mulighederne for at effektivisere distributionen af gas i Danmark samt mulighederne for øget konkurrence i handlen med gas, for fremadrettet at sikre en effektiv og konkurrencedygtig sektor.

Baggrund

Naturgasforsyningen blev introduceret i Danmark i 1982. Det markedsmæssige grundlag for naturgassens udbredelse i Danmark til rumopvarmning blev fastlagt gennem en landsdækkende varmforsyningsplanlægning, hvor landets kommuner har udarbejdet og vedtaget kommunale varmeplaner for fastlæggelse af kommunernes varmforsyning.

Gassektoren har været liberaliseret siden 2004 med baggrund i EU's direktiv om det indre gasmarked. Dette ændrede grundlæggende rammevilkårene for sektoren. Monopol og konkurrenceområder blev klart adskilt, således at produktion og handel med gas er underlagt konkurrence, mens nettet og driften af nettet, som er et naturligt monopol, er offentligt reguleret. Liberaliseringen har medført en effektivisering og konsolidering af gassektoren. Det vurderes, at der fortsat er mulighed for yderligere effektivisering og der er derfor behov for at udarbejde en analyse af den gældende regulering og organisering af gassektoren.

Formål med arbejdet

En analyse af gassektoren skal sikre en mere effektiv og konkurrencedygtig sektor. En mere effektiv gassektor i Danmark vil give lavere gaspriser for energiforbrugere og styrke konkurrenceevnen for virksomhederne.

Elsektoren er ligesom gassektoren liberaliseret og både regulering og organisering i de to sektorer minder om hinanden. Analysen af gassektoren bør således tage udgangspunkt i anbefalinger fra elreguleringsudvalget der er nedsat af regeringen til at foretage et eftersyn af reguleringen af den danske elforsyningssektor. Elreguleringsudvalgets arbejde skal ultimo 2014 resultere i konkrete anbefalinger til ændringer af lovgivningen, der skal løse uhensigtsmæssigheder i elsektoren og forbedre elsektorens incitamentsstruktur.

Det skal analyseres, om den økonomiske regulering af gassektoren sikrer de rette incitamenter til omkostningseffektivitet.

Det skal dertil analyseres, om reguleringen understøtter en effektiv konkurrence i gasmarkedet samtidig med, at den nødvendige forbrugerbeskyttelse sikres.

I lyset af regeringens mål om, at el- og varmforsyningen skal være uden fossile brændsler i 2035 og helt uafhængig af fossile brændsler i 2050 skal det endvidere undersøges, hvordan infrastrukturen kan udnyttes mest hensigtsmæssigt fremover. Energistyrelsen har som opfølgning på energiaftalen udarbejdet en analyse af den fremtidige anvendelse af energiinfrastrukturen, der viser at gassystemet i stigende grad vil kunne anvendes til distribution af VE-gasser, som i takt med den teknologiske udvikling gradvist forventes at afløse naturgasen på det danske gasmarked. Det er vigtigt, at reguleringen indrettes således, at gasinfrastrukturen tilpasses de faldende mængder naturgas og øgede mængder grønne gasser på en omkostningseffektiv måde.

Opgaver

Arbejdsgruppen får følgende opgaver:

- 1) Analyse af barrierer og muligheder ved den nuværende regulering og ejerstruktur samt ved alternative reguleringsformer. Det skal undersøges om den økonomiske regulering af distributionsselskaberne giver de rette incitamenter til omkostningseffektivitet. Herunder skal det undersøges om de løsninger elreguleringsudvalget foreslår, kan overføres i større eller mindre grad til gassektoren.
- 2) Analyse af hvordan gasinfrastrukturen mest hensigtsmæssigt tilpasses mindre mængder naturgas og øget andel grønne gasser. Det skal undersøges, om den nuværende regulering og ejerstruktur er hensigtsmæssig i forhold til at udnytte infrastrukturen mest effektivt.
- 3) Analyse af konkurrencen på detailmarkedet og herunder funktionaliteten og behovet for at tilpasse forsyningspligten på gasområdet.

Arbejdet skal afsluttes med en redegørelse af den nuværende regulering af gassektoren, herunder skal effektiviseringspotentialet i gassektoren fremgå. Redegørelsen skal være ledsaget af konkrete anbefalinger til ændret regulering der kan indfri effektiviseringspotentialet.

Proces og organisering

Der nedsættes en arbejdsgruppe bestående af Klima-, Energi- og Bygningsministeriet, Finansministeriet, Erhvervs- og Vækstministeriet og

Skatteministeriet. [Klima-, Energi- og Bygningsministeriet] er formand for arbejdsgruppen.

Arbejdsgruppens arbejde startes op primo 2015 og skal afslutte sit arbejde inden udgangen af 1. halvår 2015.

Bilag 2: Gasforbrugsanalyse til analyseforudsætningerne 2016

[ANALYSEN ER UDARBEJDET AF ENERGINET.DK]

I det følgende redegøres kort for baggrunden for Energinet.dk's analyseforudsætninger for gasforbrugsanalysen fra september 2015.

Energinet.dk's fremskrivning af gasforbruget er delt i to. En kort fremskrivning, der ser 10 år frem baseret på et princip om frozen policy, og en langsigtet fremskrivning frem til 2050, hvor det antages, at tilskud og afgifter løbende justeres, så 2050-målsætningen om fossil uafhængighed opfyldes. Formålet med fremskrivningen er at have et grundlag, som kan bruges til planlægning af el og gassystemet. Kort beskrevet så tager den korte fremskrivning udgangspunkt i en fremskrivning baseret på dagens afgifter og tilskud (frozen policy). Den langsigtede fremskrivning tager udgangspunkt i en systemoptimering af det samlede energisystem, hvor der bl.a. tages hensyn til politiske målsætninger, uden hensyntagen til dagens afgifter og tilskud. De langsigtede fremskrivninger sker derfor under forudsætninger om, at afgifter og tilskudssystemet er indrettet på anden måde end under gældende regler.

For frozen policy fremskrivningen betyder det, at udviklingen i forbruget af gas og ændringer i bestanden af gaskraftvarmeværker, gaskedler og anden anvendelse af gas er baseret på en fremskrivning af brændselspriser og CO₂-kvotepriser⁵⁶, og de deraf følgende elpriser ved fastholdelse af dagens skatte- og afgiftssystem. Beslutningen om drift af anlæg, nybygning eller skrotning baseres på en rationel strategi for den enkelte anlægsejer.

I den langsigtede fremskrivning anvender Energinet.dk et andet princip, hvor hele det danske energisystem betragtes som én samlet enhed, og man forsøger at optimere omkostningerne ved levering af energitjenester.⁵⁷ Omkostningerne, som indgår i optimeringen, er: drift, vedligehold, investeringer, brændsel, CO₂ og eksternaliteter som SO_x og NO_x. Samfundsøkonomiske omkostninger til

⁵⁶ Brændselsprisfremskrivningen og CO₂-prisfremskrivningen er fra Energinet.dk analyseforudsætninger 2015 og er baseret på World Energy Outlook 2014 New Policy Scenario og kan ses her: <http://energinet.dk/DA/El/Udvikling-af-elsystemet/Analyseforudsætninger/Sider/default.aspx>

⁵⁷ Energitjeneste er den ydelse, man får fra at anvende energi. F.eks. opvarmning af et hus, madlavning, transport osv. For energitjenester gælder det, at energiforbruget ved energitjenesten afhænger af, hvordan den bliver tilvejebragt. For eksemplet med opvarmning kan det enten ske via gasfyr, fjernvarme eller varmepumpe.

energianlæg baseres primært på data fra teknologikataloget udarbejdet af Energistyrelsen og Energinet.dk.⁵⁸

Estimeringen af mulige udviklingsforløb foregår ved, at produktionsapparatet til levering af energitjenester tilpasses under hensyntagen til politiske målsætninger. Målsætningen om fossil uafhængighed 2050 indgår som en styrende politisk målsætning. F.eks. er det antaget, at der allerede i 2035 ikke længere anvendes kul til kraftvarme, hvilket passer med, at det yngste kulkraftværk i Danmark har nået slutningen af sin levetid.

Rent praktisk foregår fremskrivningen med en computermode (ADAPT⁵⁹), som beskriver hele det danske energisystem og sammenhængen mellem el, varme, gas, transport og industri i 2035 og 2050. Resultatet er en beskrivelse af dét energisystem, som billigst muligt opfylder behovet for energitjenester givet de politiske målsætninger.

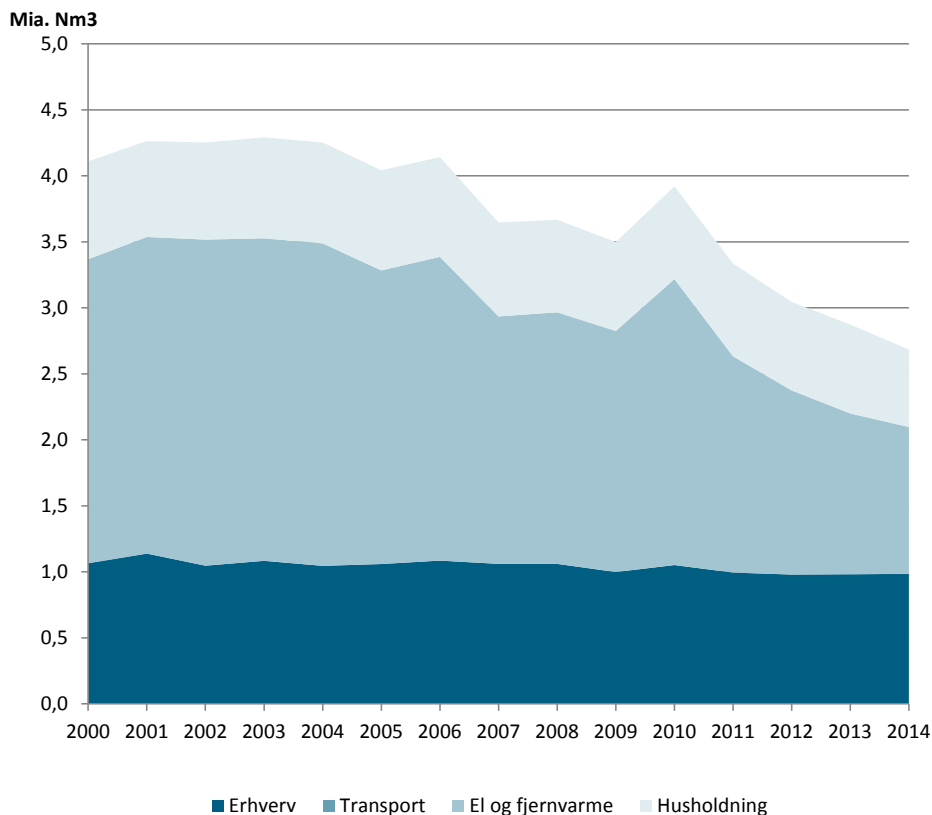
Det samlede sæt analyseforudsætninger kan findes på:

<http://www.energinet.dk/DA/El/Udvikling-af-elsystemet/Analyseforudsætninger/Sider/default.aspx>

⁵⁸<http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>

Dertil kommer en række supplerende teknologibeskrivelser, herunder "Alternative drivmidler til transport" udarbejdet af Energistyrelsen. Udviklingen i behovet for energitjenester tager primært afsæt i modelberegninger med ADAM/EMMA-modellen og Energistyrelsens forbrugsmode.

⁵⁹<http://energinet.dk/DA/El/Udvikling-af-elsystemet/Analysemodeller/Sider/ADAPT.aspx>



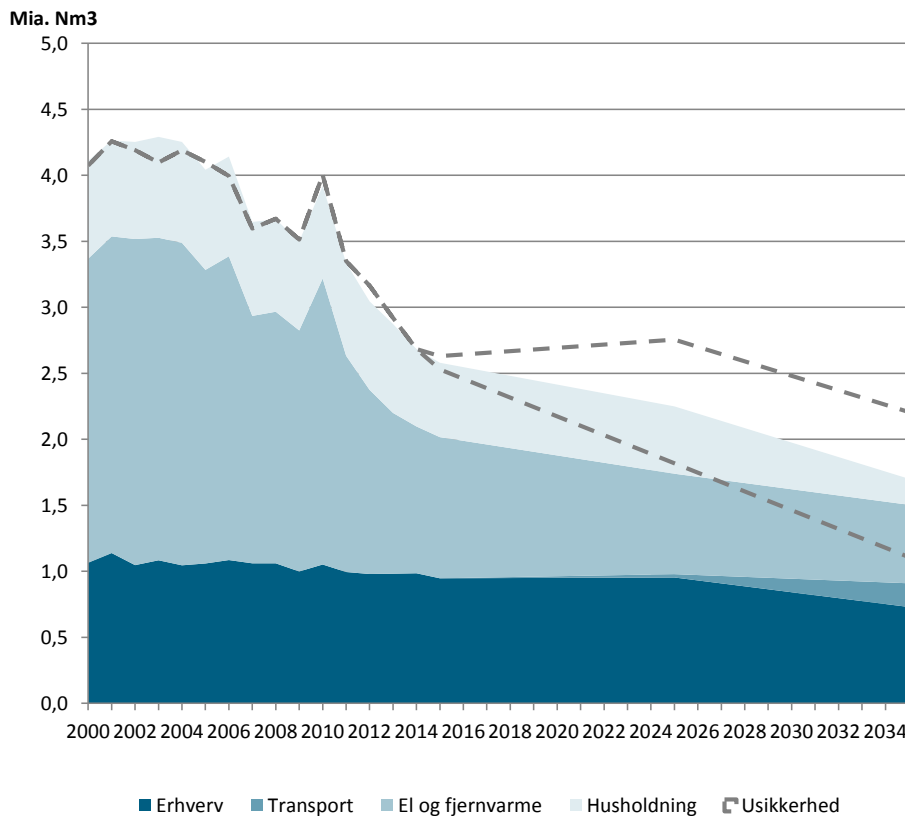
FIGUR 1 HISTORISK UDVIKLING I GASFORBRUGET I DANMARK.

I løbet af de seneste 10 år har der været et samlet fald i forbruget af naturgas i Danmark. Fra at have ligget på et niveau på ca. 4,2 Mia. Nm³ per år er gasforbruget i 2014 faldet til ca. 2,7 Mia. Nm³. Det skyldes primært et fald i forbruget til el og fjernvarme, mens opvarmning til husholdninger kun har oplevet et mindre fald.

Figur 2 viser den samlede analyse af gasforbruget. De seneste års historiske fald i gasforbruget i Danmark forventes at fortsætte de kommende år som led i den grønne omstilling af energisystemet. Den grønne omstilling betyder konkret for gassektoren:

- Mere el fra vind og sol i energimikset, hvilket er med til at reducere markedsprisen for el. Dette medfører lavere anvendelse af gas til elproduktion.
- Der skal omstilles væk fra fossile brændsler som naturgas inden 2050. Dette betyder tiltag som stimulerer omstillingen fra fossile brændsler som gas. F.eks. tilskud eller afgiftsfordele til biomasse.
- Introduktion af grøn, CO₂-neutral, gas til gasnettet.

Udviklingen er dog vanskelig at forudsige, da den blandt andet afhænger af gassens relative konkurrenceposition i forhold til andre brændsler. I figurene nedenfor er der indikeret et muligt udfaldsrum for det samlede gasforbrug (det skraverede område).



FIGUR 2 ANALYSE AF GASFORBRUGET I DANMARK. DET SKRAVEREDE OMRÅDE INDIKERER STØRRELSEN AF UDFALDSRUMMET.

Kraftvarme

Gasforbruget til kraftvarme stammer fra Energinet.dk's beregninger af elproduktion og emissioner til Miljørapporten 2015⁶⁰ for 2015 og 2025 med interpolation mellem årene. Gasforbruget er bestemt ved hjælp af modellen SIVAEL som beregner elproduktion, brændselsforbrug og elprisen i Danmark for alle kraftværker, kraftvarmeværker og fjernvarmetilsluttet varmeproduktion i Danmark.

De centrale kraftværker, som i dag anvender gas (Avedøreværket og Skærbækværket), er i færd med at blive ombygget til at kunne fyre med 100 pct.

⁶⁰ "Miljørapport 2015": <http://www.energinet.dk/DA/KLIMA-OG-MILJØE/Miljoerapportering/Sider/Braendsler.aspx>

biomasse. Biomasse er selskabsøkonomisk attraktivt i forhold til gas under de eksisterende rammevilkår, som giver varme fra biomasse en afgiftsfordel og desuden et tilskud til el fra biomasse. Efterfølgende vil disse værker bibeholde muligheden for at fyre med gas, men det vil kun være økonomisk fordelagtigt i forbindelse med høje elpriser.

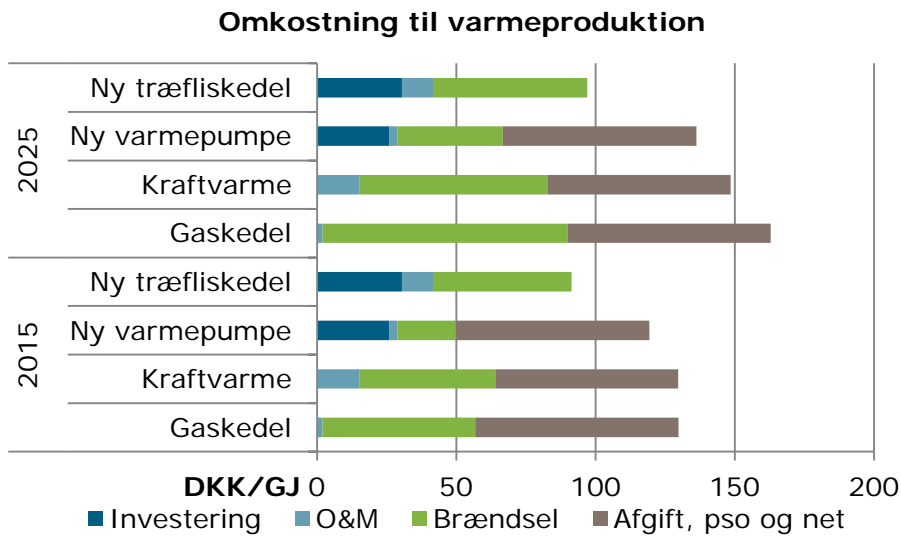
De mindre decentrale kraftvarmeværker får færre driftstimer på grund af de lavere elpriser og nogle vælger at lukke kraftvarmeværket til fordel for solvarme, biomasse, varmepumper eller drift med gaskedel, *jf. figur 3*. Kraftvarmeværket er i forbindelse med beslutninger om dag til dag driften forpligtiget til, ifølge varmeforsyningsloven, at vælge den driftsform, som sikrer den billigste varme til forbrugeren. Dette er i modsætning til beslutninger om investering i varmeforsyning, hvor beslutningen er baseret på den investering som giver den billigste samfundsøkonomi. I 2015 opnås den laveste varmepris typisk ved : Varme som er baseret på træflis, fulgt af varme fra en varmepumpe, fulgt af varme fra ren spidslast og som det dyreste varme fra kraftvarme. Figur 3 er baseret på et årsgennemsnit af elpriser. I praksis vil der være tidspunkter, hvor kraftvarmeværket er konkurrencedygtigt på grund af høje elpriser.

Kraftvarmeværket kan ikke frit vælge ny teknologi, når kraftvarmedelen skal udskiftes. Ifølge projektbekendtgørelsen⁶¹ kan kommuner f.eks. ikke godkende anlæg med en varmekapacitet over 1 MW uden kraftvarmeproduktion, hvilket i praksis udelukker f.eks. ren kedelvarme fra biomasse. Der er dog undtagelser, og 80 kraftvarmeværker har fået dispensation pga. høje varmepriser fra kraftvarmeværket. Der kan også opnås tilladelse til at bygge spidslastkapacitet baseret på biomasse uden elproduktion. Når kedlen først er etableret vil den, spidslast eller ej, blive anvendt i det omfang, den kan producere varme billigere end de øvrige produktionsanlæg, som er tilsluttede til varmenettet.

Tendensen er allerede tydelig i dag, og udviklingen vil forstærkes, hvis der tages yderligere tiltag til frit brændselsvalg, og når tilskudsordningen "grundbeløbet"⁶² ophører i 2018. Alt i alt forventes der frem til 2020, ifølge Energinet.dk's analyseforudsætninger, at der forsvinder ca. 1.000 MW decentrale kraftvarmeværker.

⁶¹ Bekendtgørelse nr. 1295 af 13/12/2005, Energistyrelsen 2007

⁶² Støtteordning til ikke-kvoteomfattet elproduktion.



FIGUR 3 OMKOSTNING TIL VARMEPRODUKTION I 2015 OG 2025 FOR TYPISK DECENTRALT KRAFTVARMEVÆRK SAMMENLIGNET MED ALTERNATIVE INVESTERINGER I NY VARMEKILDE. I 2015 ER VARME FRA KRAFTVARMEVÆRKET SELSKABSØKONOMISK DEN DYRESTE VARMEFORM (DYRERE END SPIDSLAST KEDLER). I 2025 FORVENTES DER HØJERE ELPRISER HVILKET REDUCERER PRISEN FOR VARME FRA KRAFTVARMEVÆRKET. ALTERNATIVERNE, TRÆFLISKEDEL OG VARMEPUMPER, GIVER I BEGGE ÅR ANLEDNING TIL BILLIGERE VARME.

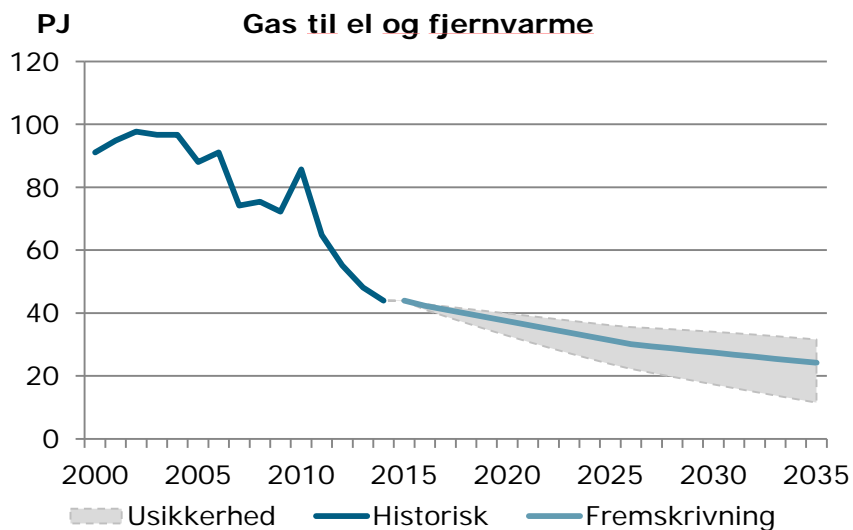
FORUDSÆTNINGER: KRAFTVÆRK 40PCT. ELVIRKNINGSGRAD, 50PCT.

VARMEVIRKNINGSGRAD. VARMEPUMPE COP 300PCT., BIOMASSEKEDEL

VARMEVIRKNINGSGRAD 100PCT. VARMEPUMPE OG KEDEL 4.000 DRIFTSTIMER PER ÅR.

ØVRIGE ØKONOMISKE FORUDSÆTNING STAMMER FRA TEKNOLOGIKATALOGET.⁶³

⁶³ Energistyrelsens teknologikatalog for el, fjernvarme, energilagring og energiproduktion og –konvertering, 2015. <http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>



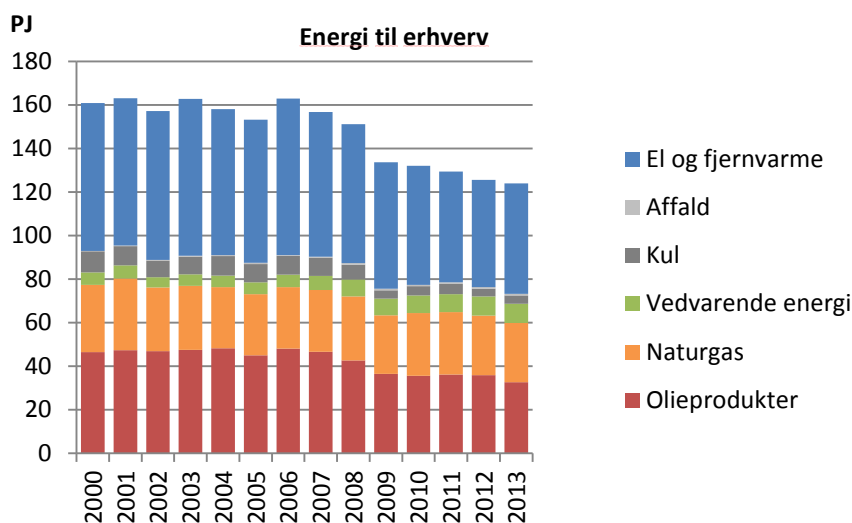
FIGUR 4 UDVIKLING I GASFORBRUG TIL EL OG FJERNVARME INCL. ANALYSEN MED UDFALDSRUM FOR FORBRUGET.

Industri

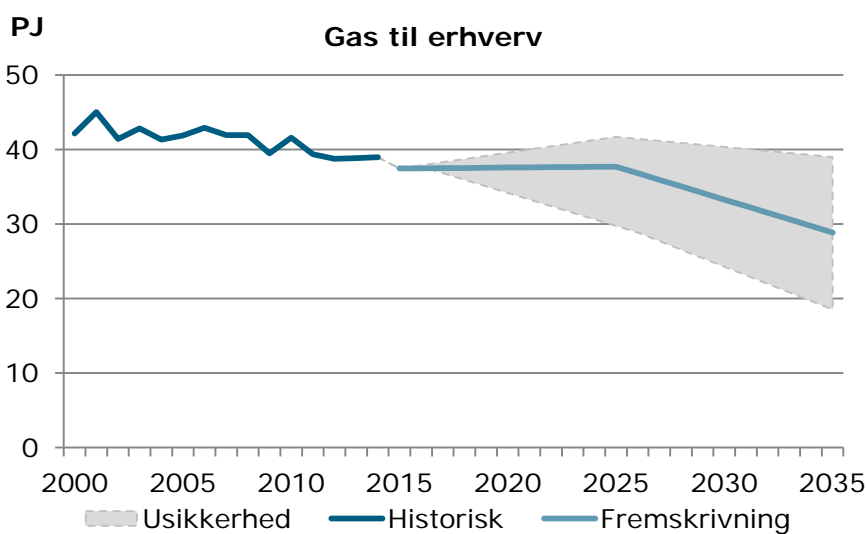
For erhvervssegmentet er der en forventning om et svagt faldende forbrug i gas. De seneste 10 år er gasforbruget i industrien faldet fra ca. 35 til 30 PJ. Frem mod 2025 er forbruget i analysen nogenlunde konstant, hvorefter det forventes, at industriens gasforbrug til procesvarme i stigende grad bliver konverteret til el, højtemperaturvarmepumper og biomasse, da det ud fra analyser af industriens anvendelse af gas i processer er samfundsøkonomisk fordelagtigt at konvertere til biomasse eller el.⁶⁴ Kun en mindre del af olieforbruget kan konverteres til gas, og gasforbruget presses også her af konvertering til biomasse og el ved hjælp af støtteordninger som "VE til proces".⁶⁵ Faldet i gasforbruget kan ske tidligere eller senere, afhængigt af blandt andet effekten af støtteordningen VE til proces, industriens udvikling og konjunkturer generelt.

⁶⁴ Analyse "Energikoncept 2030"

⁶⁵ Baseret på Energistyrelsens kortlægning af energiforbrug i virksomheder. Viegand Maagøe, januar 2015. http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/forbrug-besparelser/energiforbrug-virksomheder/kortlaegning_af_energiforbrug_i_virksomheder_januar_2015.pdf



FIGUR 5 HISTORISK UDVIKLING I BRÆNDELSFORBRUG TIL ERHVERV. GASFORBRUGET ER NOGENLUNDE KONSTANT HVILKET DÆKKER OVER: KONVERTERING AF OLIE TIL GAS SAMT KONVERTERING VÆK FRA GAS ELLER LUKNING/FLYTNING AF ERHVERV. ENERGISTYRELSENS ENERGISTATISTIK 2013.



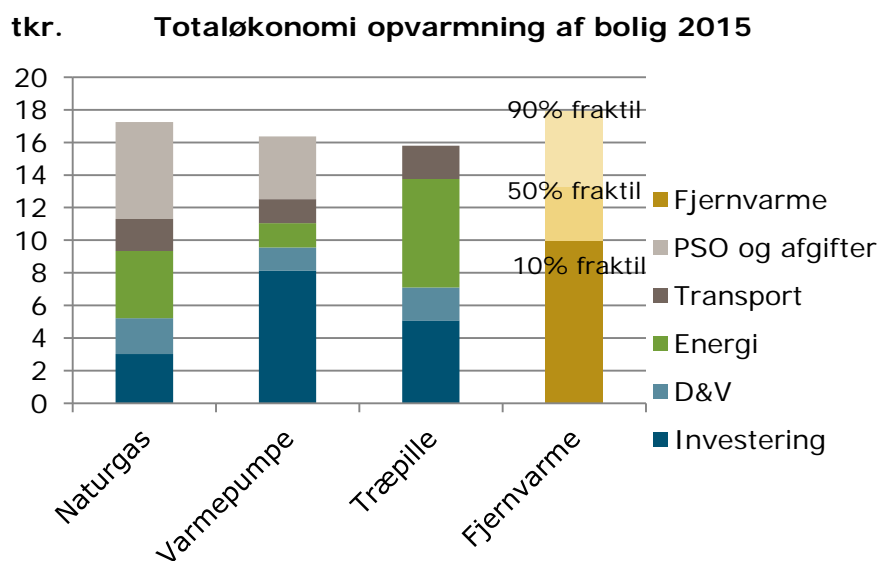
FIGUR 6 HISTORISK FORBRUG AF GAS TIL ERHVERV SAMT ANALYSE. ENERGISTYRELSENS ENERGISTATISTIK 2013, FASTHOLDT FORBRUG FREM TIL 2025, HEREFTER FALD SOM FØLGE AF KONVERTERING AF DELE AF GASFORBRUGET TIL EL OG BIOMASSE

Husholdninger

Til opvarmning af huse ses for nuværende et svagt fald i forbruget pr. husstand, men ikke noget nettofald i antal naturgasinstallationer i boliger. De privatøkonomiske vilkår tilskynder umiddelbart til, at naturgasinstallationer over

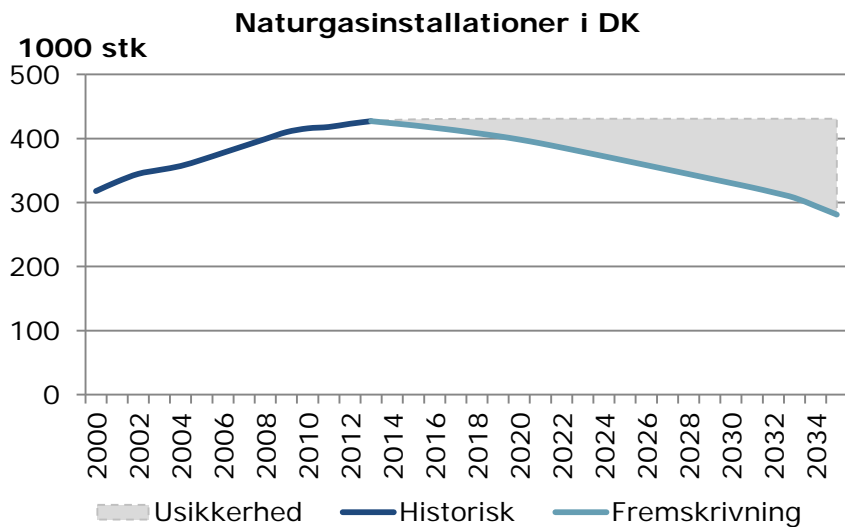
tid bliver udskiftet med enten træpillefyr, varmepumpe eller fjernvarme, hvis det er muligt. Dette driver en udvikling i retningen væk fra naturgas til opvarmning i takt med, at varmeinstallationerne skal fornys. Udviklingen modvirkes af konvertering af oliefyr til blandt andet naturgas.

Analysen er beskrevet i ”Udviklingsforløb for omstilling af individuelle opvarmningsløsninger frem mod 2035”.⁶⁶

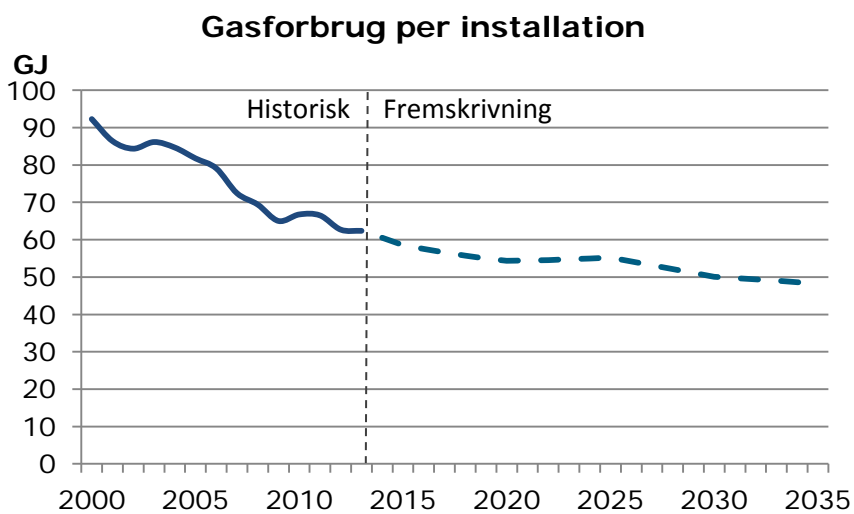


FIGUR 7 PRIVATØKONOMISK OMKOSTNING OPVARMNING AF BOLIG I 2015

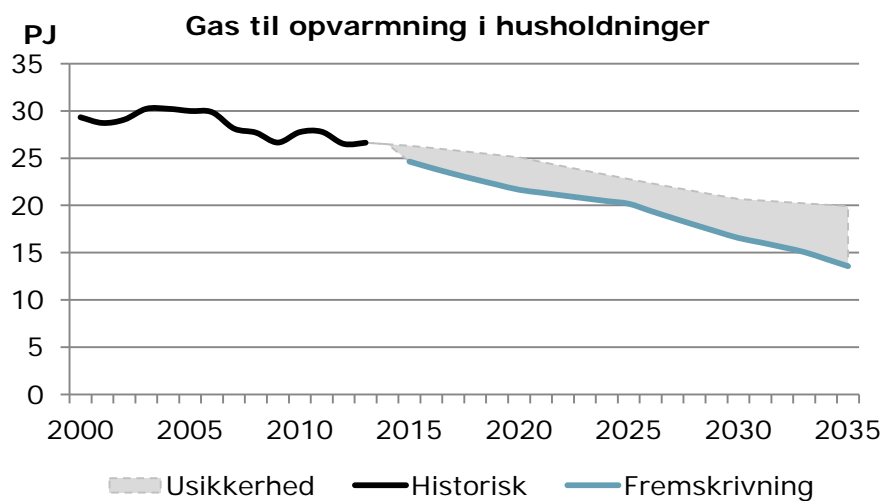
⁶⁶ Analyse ”Udviklingsforløb for omstilling af individuelle opvarmningsløsninger frem mod 2035”, Energinet.dk, april 2015
<https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Udviklingsforl%C3%B8b%20for%20omstilling%20af%20individuelle%20opvarmningsl%C3%B8sninger%20frem%20mod%202035.pdf>



FIGUR 8 ANALYSE AF ANTAL NATURGASINSTALLATIONER. USIKKERHEDEN ANGIVER EN STAGNATION I ANTALLET.

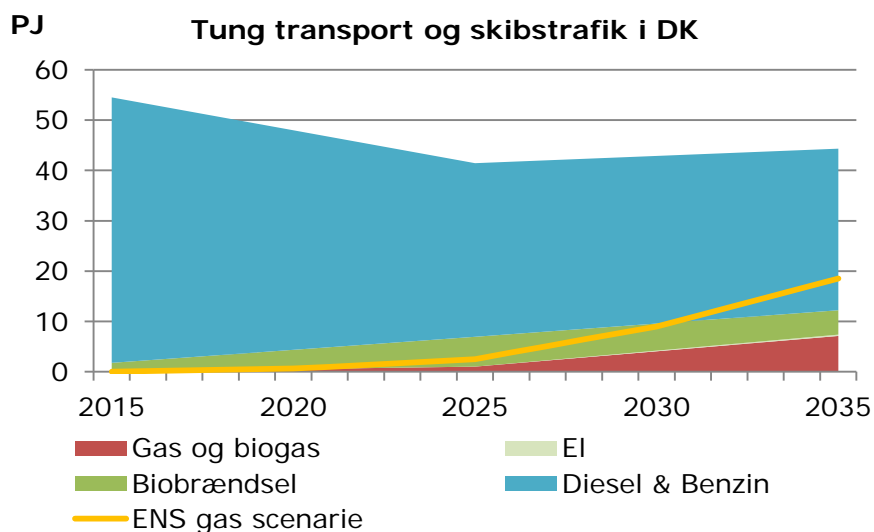


FIGUR 9 HISTORISK GASFORBRUG PER INSTALLATION OG ANALYSENS FORUDSÆTNING FOR GASFORBRUG PER HUSTAND.



FIGUR 10 SAMLET ANALYSE HUSHOLDNINGER.

Transport



FIGUR 11 FORBRUG AF GAS TIL SKIBE OG TUNG TRANSPORT I RELATION TIL FORBRUG AF OLIE, BIOBRÆNDESEL OG EL (MEGET LIDT INDEN FOR KATEGORIEN). DER FORVENTES ET SAMLET FALD I ENERGIFORBRUGET PGA. EFFEKTIVISERING. NATURGAS FORVENTES KUN

AT UDGØRE EN LILLE DEL AF DET SAMLEDE BRÆNDELSFORBRUG MED NUVÆRENDE RAMMEVILKÅR. ENS' GASSCENARIET FRA BIOGAS TASKFORCE ER VIST SOM REFERENCE.⁶⁷

Med gas til transport menes gas, naturgas, biogas eller anden syntetisk naturgas, som anvendes i biler, lastbiler og skibe. I analysen skelnes ikke mellem grønne gasser og naturgas.

På den korte bane forventes en relativt beskeden udvikling i anvendelsen af gas til transport. Der er kommuner, som satser på biogas til busser og renovationsbiler, og et anlæg til at fremstille LNG til skibstrafik som er under overvejelse. Konkret har et konsortium med Hirtshals Havn, Fjordline og HMN Gashandel lavet en foreløbig aftale – Letter of Intent – om en LNG fordråbningsstation i Hirtshals i 2018, som fremstiller LNG⁶⁸ med baggrund i naturgas fra nettet.

For kommunal bus- og renovationsdrift er det i første omgang ønsket om at nedbringe den tunge transports CO₂, som er drivkræften, da det er forbundet med højere omkostninger at gå fra diesel til grønne gasser.

For skibstrafik er gas, i form af LNG, en mulighed for at nedbringe SO₂-emissionen og NO_x-emission, og er dermed en mulighed for at overholde Tier III kravene som træder i kraft i 2016. Ifølge en rapport fra DGC kan LNG reducere SO₂ med 90-95 pct. fra skibe og NO_x med 80 pct.⁶⁹ Skibene har dog også mulighed for at anvende olie med lavt svovlindhold eller installere scrubber og katalysator på udstødningen. Dermed er det ikke sikkert, at det vil betyde en stor bølge af konvertering af skibe til LNG.

Det samlede billede giver et forholdsvist beskedent gasforbrug til transport og analysen frem til 2025 er kun på 1 PJ.

På den lange bane, dvs. 2035 og senere, forventes grønne gasser at være et vigtigt element i energimikset for transportsektoren, da det kan danne grundlag for VE-baseret brændstofforsyning til de dele af transportsektoren, som ikke vil kunne anvende el: Dvs. grønne gasser til tung transport og skibstrafik. Dette understøttes af en række foreløbige konklusioner fra Energistyrelsens biogas taskforce, der fremhæver, at grøn gas på lang sigt er konkurrencedygtigt med flydende brændsler.⁷⁰

I den langsigtede analyse er gasforbruget til transport en væsentlig andel af den tunge transports og skibes brændselsforbrug af grøn gas eller naturgas, da det

⁶⁷ Biogas taskforce præsentation ved Bodil Harder, Grønt gas forum 15/9/2015

⁶⁸ Liquefied Natural Gas. Nedkølet og flydende naturgas

⁶⁹ LNG-drevne skibe i EU-landene, DGC, juni 2014.

<http://www.dgc.dk/publikation/2014/lng-drevne-skibe-i-eu-landene>

⁷⁰ Biogas Taskforce præsentation på grønt gas forum

samfundsøkonomisk er mere fordelagtigt at fremstille flydende biodiesel til de grene af transportsektoren, som ikke vil kunne anvende el. Udviklingen vil sandsynligvis kræve, at anvendelse af grøn gas til transport stimuleres.

Samlet vurdering af det fremtidige gasforbrug

Det må på baggrund af ovenstående konkluderes, at der er usikkerhed forbundet med gasforbrugsanalysen. Gas til transport kan blive tæt på nul, ved uændrede rammevilkår. Gasforbruget til opvarmning af boliger vil muligvis falde mindre end forventet. Gasforbruget til el og varme styres af elprisen i udlandet samt gas og CO₂-prisen, og kan dermed blive både lavere og højere end forventet i ovenstående analyse. Vurderingen af usikkerheden er indtegnet i figur 2 for udviklingen af gasforbruget som et udfaldsrum på det samlede forbrug og ikke per sektor.

I regeringens målsætning om, at hele energiforsyningen skal være uafhængig af fossile brændsler i 2050, er det ikke specificeret, hvilke gasmængder der eventuelt vil være tilgængelige i 2050. I Energinet.dk's analyser for 2050 anvendes der den antagelse, at alt gasforbrug i Danmark til den tid består af grøn gas, som anvendes til transport og industri samt reservebrændsel til el og varmeproduktion.⁷¹

⁷¹ Energikoncept 2030

Bilag 3: De tre distributionsselskaber i tal og struktur

I dette bilag beskrives de tre gasdistributionsselskabers finansielle nøgletal og ejerskabsstruktur fordelt på hhv. koncernniveau og for distribution.

Økonomi og nøgletal

I nedenstående tabel er opstillet en række nøgletal for distributionsselskaberne og deres samlede koncern. Hvis man betragter de ikke-økonomiske nøgletal, ses det, at HMN, målt på både antal kunder og transporterede mængder, er dobbelt så stort som det næststørste distributionsselskab, DONG Energy, mens NGF Nature Energy er betragtelig mindre.

Selskabernes langfristede gæld er relativt tæt på hinanden, og det ses, at især NGF Nature Energy's gæld kun er ca. 30 pct. lavere end HMN på trods af, at distributionsnettet er godt 70 pct. mindre. Derudover kan det bemærkes, at gasdistribution udgør en meget lille andel af den samlede forretning hos DONG Energy.

Det bemærkes desuden, at alle selskaberne tidligst forventer deres gæld afviklet i perioden 2020-2023.

Nøgletal 2013⁷²

	NGF Nature Energy		HMN		DONG Energy	
	Koncern	DSO	Koncern	DSO	Koncern	DSO ⁷³
Antal kunder	-	36.500	-	253.000	-	122.000
Distributionsnet (km)	-	2.450	-	9.815	-	6.573
Transporterede mængder (mio. Nm ³)	-	156	-	1.665	-	672
Omsætning (mio. kr.)	1.529	171	5.744	638	12300	576
Langfristet gæld (mio. kr.)	710	710	1.096	1.096	59.112	903
Bruttofortjeneste (mio. kr.)	167	88	707	638	15.004	378
Afkastningsgrad	1,9%	4,7%	2,2 %	3,5 %	-0,6 %	11,4 %
Soliditetsgrad	21,1%	8,6%	36,7 %	41,1 %	35 %	19,9 %
Forrentning af egenkapital	0,2%	23,1%	6,9 %	8,9 %	-1,9 %	40,2 %
Bruttomargin	10,9 %	-	12,3 %	-		65,7 %
Afskrivningspolitik op til		40 år		30 år		30 år
Afskrivningstidspunkt		2023		2020		2023
2015 distributionstarif inkl. abonnement for 1500 m ³ /år kunde ekskl. moms (kr./m ³) ⁷⁴	-	1,93		1,013		1,813 ⁷⁵

Som hovedregel udgør skatter og afgifter ca. 2/3 af omsætningen i distributionselskaberne. Med en årlig omsætning i størrelsesordenen 150 til 600 mio. kr. udgør statens årlige tilgodehavende hos selskaberne mellem 100 og 400 mio. kr.

Der er stor variation i distributionstariffen i forhold til hvilket distributionsområde man geografisk er knyttet til. Således er det henholdsvis 57 pct. og 64 pct. dyrere at transportere en m³ naturgas i distributionsnettet hos henholdsvis NGF Nature

⁷² For sammenligningens skyld anvendes 2013- tal

⁷³ DONG Gas Distributions nøgletal er påvirket af, at hovedparten af den regulatoriske gæld er placeret i moderselskabet DONG Energy. Årsrapporten for DGD indeholder derfor en langt bedre bruttofortjeneste, afkastningsgrad, soliditetsgrad, forrentning af egenkapital og bruttomargin end det som forretningsområdet reelt giver anledning til.

⁷⁴ Forbrug 0-20.000 m³

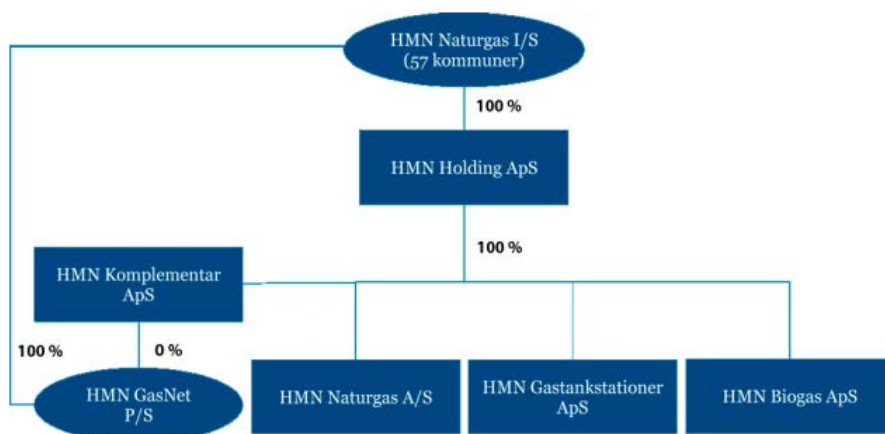
⁷⁵ Beregnet ud fra gældende tarif før midlertidig tarifnedsættelse i november 2015.

Energy og DONG Energy i forhold til prisen hos HMN. Distributionsselskaberne er underlagt samme indtægtsrammeregulering og forskellen skyldes primært forskelle i afviklingen af den regulatoriske gæld.

Organisering og ejerskabsforhold

HMN

HMN ændrede sin organisationsstruktur i pr. 31. december 2015 og er dermed organiseret således, at HMN Naturgas I/S nu ejer 100 pct. af HMN GasNet P/S, der ejer og driver infrastrukturen. Det kommercielle handelsselskab HMN Naturgas A/S ejes på linje med HMN Gastankstationer ApS, HMN Biogas ApS og HMN Komplementar ApS af HMN Naturgas Holding ApS, der igen ejes af HMN Naturgas I/S.



HMN Naturgas er kommunalt ejet og ejes af 57 kommuner. For HMN Naturgas I/S er repræsentantskabet øverste myndighed og består af 87 medlemmer. Medlemmerne bliver udpeget af de kommuner, som ejer HMN Naturgas I/S. Kun kommunalbestyrelsesmedlemmer kan være medlemmer af repræsentantskabet.

Hver af de 57 ejerkommuner har én plads hver i repræsentantskabet. De resterende 30 medlemmer af repræsentantskabet fordeles i forhold til interessenternes ejerandele.

Ejerforhold HMN

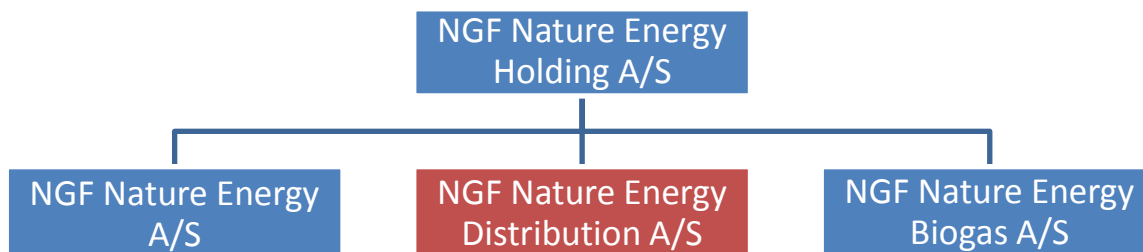
Kommune	Ejerandel/indbyrdes hæftelse (%)
Albertslund	0,5153
Allerød	1,3469
Ballerup	2,5416
Brøndby	0,4802
Brønderslev	1,9500
Dragør	0,6149
Egedal	1,5402
Favrskov	1,3800
Fredensborg	1,6046
Frederikshavn	4,4890
Frederikssund	1,7451
Furesø	2,0848
Gentofte	4,4507
Gladsaxe	3,7772
Glostrup	0,9838
Greve	1,3235
Gribskov	0,6852
Halsnæs	1,3879
Helsingør	2,9047
Herlev	0,9311
Herning	1,4750
Hillerød	2,1961
Hjørring	3,4570
Holstebro	1,6020
Hvidovre	1,1654
Høje-Tåstrup	0,8491
Hørsholm	0,8784
Ikast-Brande	1,4460
Ishøj	0,3982
Jammerbugt	0,9230
Køge	2,6353
Lejre	0,6090
Lemvig	1,0520
Lyngby-Taarbæk	3,4493
Mariagerfjord	2,3610
Morsø	1,2610
Odder	0,1420

Kommune	Ejerandel/indbyrdes hæftelse (%)
Randers	2,3390
Rebild	0,8100
Ringkøbing-Skjern	3,7310
Roskilde	1,4758
Rudersdal	3,5196
Rødovre	1,1654
Silkeborg	4,5010
Skanderborg	0,4900
Skive	2,6830
Solrød	0,5036
Stevns	0,2811
Struer	0,6370
Syddjurs	0,0100
Thisted	1,6860
Tårnby	1,4465
Vallensbæk	0,5095
Vesthimmerlands	1,2550
Viborg	6,7130
Aalborg	3,4610
Århus	0,1460

Kilde: HMN

NGF Nature Energy Distribution

NGF Nature Energy Distribution er sammen med to øvrige datterselskaber, NGF Nature Energy og NGF Nature Energy Biogas A/S, ejet 100 pct. af NGF Nature Energy Holding A/S, som er et selskab under Naturgas Fyn I/S.



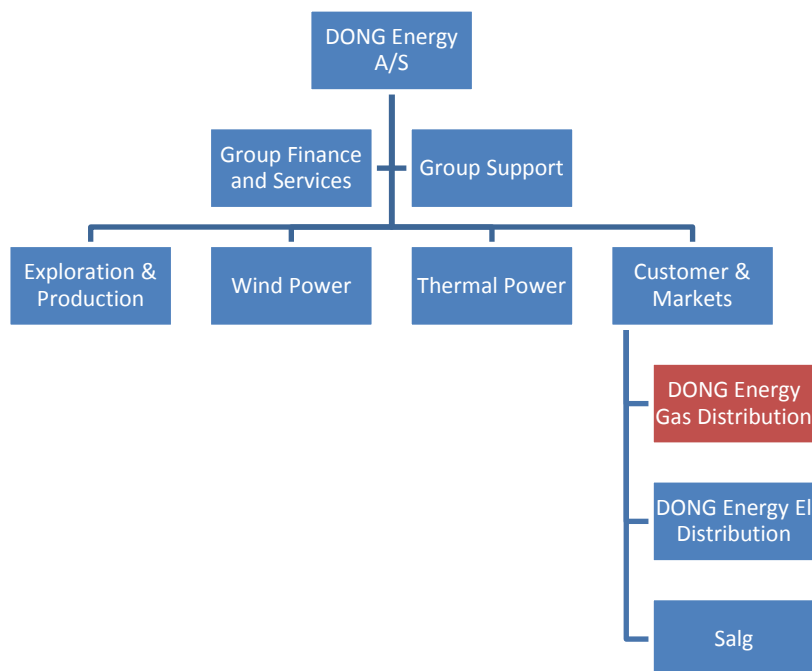
Ejerforhold NGF Nature Energy

Ejerforhold NGF Nature Energy DistributionKommune	Ejerandel/indbyrdes hæftelse (%)
Odense	25,7
Assens	16,1
Faaborg-Midtfyn	14,2
Svendborg	13,0
Middelfart	8,8
Kerteminde	8,4
Nyborg	7,9
Nordfyns	5,9

Kilde: NGF Nature Energy

DONG Energy Gas Distribution

DONG Gas distribution er ejet direkte af DONG Energy A/S i koncernstruktur bestående af mange andre selskaber, som afspejler, at DONG Energy er involveret i en række andre forretningsområder på energiområdet.



DONG Energy A/S, som gennem ovenstående organisering ejer DONG Energy Gas Distribution, er ejet af henholdsvis den danske stat (58,8 pct.), New Energy Investment⁷⁶ (17,9 pct.) og SEAS-NVE (10,8 pct.). De resterende 12,5 pct. ejes af andre selskaber, hvis ejerandel udgør mindre end 5 pct.

En bred kreds af partier i Folketinget har besluttet, at DONG Energy skal børsnoteres hurtigst muligt. Også efter børsnoteringen vil staten eje mindst 51 pct. af aktierne. DONG Gas Distribution A/S skal i henhold til en politisk aftale afhændes til Energinet.dk.

⁷⁶ Fonde administreret af Goldman Sachs

Bilag 4: Den økonomiske regulering af gasdistributionsselskaberne

I dette bilag gennemgås den økonomiske regulering af naturgasdistributionen.

Distribution af naturgas i Danmark er reguleret i naturgasforsyningsloven. Loven har til formål at sikre, at naturgasforsyningen tilrettelægges og gennemføres for at sikre hensynet til forsyningssikkerhed, samfundsøkonomi, miljø og forbrugerbeskyttelse.

Loven regulerer udøvelsen af distribution på grundlag af et bevillingssystem og indeholder bl.a. bestemmelser om adgang til distributionsnettet på grundlag af distributionsselskabernes offentliggjorte tariffer og vilkår.

Transport af gas fra transmissionssystemet til kunden varetages i Danmark af de tre regionale naturgasselskaber, som hver ejer en del af det danske distributionsnet. Dette er nærmere beskrevet i kapitel 3.

Distribution af gas er et naturligt monopol, og dermed er distributionsselskaberne ikke udsat for konkurrencepres. Den økonomiske regulering af gas-monopolselskaberne er udformet som en indtægtsrammeregulering, som fastsætter selskabernes årlige maksimalt tilladte indtægter.

Indtægtsrammen

En indtægtsramme er et loft for, hvor mange indtægter et distributionsselskab må indkræve via tariffer (og andre indtægter), og afspejler distributionsselskabernes samlede omkostninger og tilladte forrentning. Reguleringen fremgår af bekendtgørelse om indtægtsrammer og åbningsbalancer for naturgasdistributionsselskaber.⁷⁷

Indtægtsrammen består af fem elementer:

6. Omkostningsramme
7. Annuitet for afvikling af nettogæld
8. Forrentning af nyinvesteringer og nettoomsætningsformue
9. Myndighedsomkostninger (§13 omkostninger)
10. Energispareaktiviteter

Opbygningen af indtægtsrammen er vist i tabel 4.1.

⁷⁷ Bekendtgørelse nr. 1117 af 14/10/2014.

Tabel 4.1: Opbygning af indtægtsrammen

1. OMKOSTNINGSRAMME	Skal dække driftsomkostninger+ afskrivninger	Driftsomkostninger reduceres med effektiviserings krav	Generelt krav +
			Specifikt krav
2. ANNUITET FOR AFVIKLING NETTOGÆLD	Risikofri rente +	5-årigt glidende gns. af 5-årig statsobligationsrente	
	Risikotillæg for fremmedkapital for selskabet	Generelt risikotillæg +	
		Selskabsspecifikt risikotillæg	
3. FORRENTING AF AKTIVER (aktiver efter 2005 + nødvendig nettoomsætningsformue)	WACC, på baggrund af 5-årig statsobligationsrente +		
		Selskabsspecifikt kreditrisikotillæg	Generelt kreditrisikotillæg +
		Selskabsspecifikt kreditrisikotillæg	
4. MYNDIGHEDSOMKOSTNINGER	Dækning af omkostn. til myndighedsbetjening, pålagte omkostninger, nettab mv.	Faktiske omkostninger.	
5. ENERGISPAREAKTIVITETER	Faktiske omkostninger.		

Indtægtsrammen udmeldes for en 4-årig reguleringsperiode. Den nuværende periode dækker 2014-2017. Det er Energitilsynet, der udmelder indtægtsrammen med hjemmel i bekendtgørelse om indtægtsrammer og åbningsbalancer for naturgasdistributionsselskaber. Punkt 1 – omkostningsrammen – i ovenstående tabel udgør et loft over, hvor store indtægter et selskab må have, mens punkt 2 – 5 er et foreløbigt budget for selskabets indtægter.

Efter et reguleringsår afgør Energitilsynet, hvor meget indtægtsrammen skal korrigeres i forhold til faktiske omkostninger og atypiske omkostninger.

Tabel 4.2 viser opbygningen af indtægtsrammen for de tre distributionsselskaber i 2013.

Tabel 4.2: Indtægtsrammen for de tre distributionsselskaber i 2013.

Mio. kr. 2013	DONG	HMN	Naturgas Fyn
1. Omkostningsramme	162,5	270,6	41,5
2. Annuitet	333,1	225,4	76,3
3. Forrentning af nyinvesteringer og nettoomsætningsformue	25,0	34,2	4,8
4. Myndighedsomkostninger	58,7	83,0	31,1
5. Energispareforpligtigelser	57,1	154,9	11,7
Samlede ekstraordinære effektiviseringsgevinster	-5,2	-22,0	-3,1
Indtægtsramme i alt	631,3	746,2	162,3

Kilde: Energitilsynet. Distributionsselskabernes korrigerede indtægtsrammer underopdelt for 2013.

Omkostningsrammen

Omkostningsrammen sætter et loft over et selskabs omkostninger til drift. Dertil lægges selskabets afskrivninger fra materielle anlægsaktiviteter anskaffet fra og med 1. januar 2005. Omkostningsrammen omfatter følgende:

- Driftsomkostninger
- Afskrivninger
- Effektiviseringskrav

Selskaberne indmelder deres forventede afskrivninger forud for en reguleringsperiode, men den endelige omkostningsramme indeholder ikke et decideret loft over afskrivninger.

I omkostningsrammen fra regnes årligt et effektiviseringskrav, som består af et generelt effektiviseringskrav og et selskabsspecifikt effektiviseringskrav. Effektiviseringskravene udmøntes som procentsatser, som regnes i forhold til selskabets driftsomkostninger hørende under omkostningsrammen. Effektiviseringskravene (procentsatserne) fastsættes for en reguleringsperiode, og ændrer sig derfor med et interval på 4 år.

Det generelle effektiviseringskrav skal afspejle den generelle produktivitetsudvikling, der er relevant for gasdistribution og pålægges derfor alle selskaber med samme procentsats. Det specifikke krav er forskelligt

selskaberne imellem og fastsættes ved anvendelse af benchmarking (Netvolumenmodellen). Effektiviseringskravene beskrives i detaljer nedenfor.

Annuitet

Ved åbningsbalancerne i 2005 blev distributionsselskabernes nettogæld opgjort. Dvs. selskabernes aktiver og passiver blev fastsat, og afviklingen indregnes årligt som en annuitetsydelse. Det blev dengang besluttet, at gælden som minimum skulle afvikles over 10 år, dvs. tidligst i 2014. Efterfølgende har selskaberne fået tilladelse til at ændre afviklingsperioden. HMN har således udskudt afviklingsperioden fra 2014 til 2020, mens DONG Gas Distribution og Naturgas Fyn har rykket afviklingsperioden frem til 2023.

Annuiteten består af:

- Afbetaling af nettogælden, indskudskapital samt et beløb til abandonment⁷⁸
- Risikofri rentebetaling
- Kreditrisiko rentebetaling

Den risikofri rentebetaling fastsættes på baggrund af et løbende gennemsnit over de sidste 5 års 5-årige statsobligationsrenter. Kreditrisikoen er til dels baseret på vurderinger af selskabernes kreditvurdering (Moodys eller Standard and Poor's opgørelser). Imidlertid inddrages også selskabernes gennemsnitlige låne/finansielle aftaler, og det faktum at HMN har kommunegaranti.⁷⁹ Hertil lægges et generelt kreditrisikotillæg. Det individuelle kreditrisikotillæg er baseret på swaprenten, mens den risikofrie rente er baseret på statsobligationsrenten. Den risikofrie rente, og det generelle kreditrisikotillæg justeres årligt. Rentesaften og risikotillæggene for 2014 fremgår af tabel 4.3.

Tabel 4.3: Rentesaften for nettogæld 2014-2017

2014	DONG	HMN	Naturgas Fyn
Risikofri rente	1,61pct.	1,61pct.	1,61pct.
Kreditrisikotillæg	2,03pct.	0,83pct.	1,70pct.
Samlet fremmedkapitalrente	3,64pct.	2,44pct.*	3,31pct.

Kilde: Energitilsynet 2013. Indtægtsrammer for naturgasdistributionselskaberne 2014-2017. Afgørelse Energitilsynet 2013*

⁷⁸ Omkostninger til nedlægning af distributionsnettet

⁷⁹ Indtægtsrammer for naturgasdistributionselskaberne 2010-2013, Afgørelse, Energitilsynet 2009

Forrentning af nyinvesteringer og nettoomsætningsformue

Alle investeringer efter 2005 kan forrentes med en WACC, der fastsættes af Energitilsynet.

Forrentningsgrundlaget for selskabernes aktiver består derfor dels af selskabernes materielle anlægsaktiver (anskaffet efter 2005) og dels en nødvendig nettoomsætningsformue.

Værdien af de materielle anlægsaktiver baseres på anmeldelser fra selskaberne, mens den nødvendige nettoomsætningsformue beregnes som 1/6 af indtægtsrammen. Værdien af selskabernes investeringer skal således anmeldes, men ikke godkendes af Energitilsynet. WACC'en fastsættes som et vægtet gennemsnit af en fremmedkapitalrente (70pct.) og en egenkapitalrente (30pct.). Satserne fremgår i tabel 4.4 for reguleringsperioden 2014-2017.

Tabel 4.4: Rentesatser for nye aktiver og nødvendig nettoomsætningsformue.

	DONG	HMN	Naturgas Fyn
Risikofri rente*	0,88pct.	0,88pct.	0,88pct.
Kreditrisikotillæg	1,29pct.	0,51pct.	0,84pct.
Fremmedkapitalrente	2,17pct.	1,39pct.	1,72pct.
Egenkapitalrente korrigeret for skat	7,03pct.	6,15pct.	7,03pct.
WACC (afrundet)	3,63pct.⁸⁰	2,80pct.	3,31pct.

Kilde: Energitilsynet 2013. *5-årig statsobligation. Indtægtsrammer for naturgasdistributionsselskaberne 2014-2017.

Forskellene i rentesatserne skyldes primært selskabernes kreditrisikovurderinger. HMN har lavere satser, fordi selskabets lån er omfattet af en kommunegaranti.

Myndighedsomkostninger

Omkostninger til håndtering af pålagte myndighedsopgaver samt omkostninger til sikkerhedsforanstaltninger er fastlagt i bekendtgørelsens §13. Omkostningerne dækker over:

- Myndighedsbetjening

⁸⁰ DONG har påklaget Energitilsynets fastsættelse af WACC-forrentningen, og har fået medhold i Energiklagenævnet, som har hjemvist fastsættelsen af Dongs WACC til fornyet behandling i Energitilsynet. Sagsbehandlingen heraf pågår på nuværende tidspunkt.

- Omkostninger til vand- og afløbsledninger
- Nettab

Omkostninger til myndighedsbetjening, vand- og afløbsledninger samt nettab skønnes af selskaberne ved de udmeldte rammer, og udgør det som kaldes §13 omkostninger. §13-omkostninger er ikke omfattet af et loft, dels fordi posten kan variere, og dels fordi der historisk har været et ønske om, at selskaberne udfører de mest sikre installationer, og på det punkt ikke styres af økonomiske incitamenter.

Energispareaktiviteter

Distributionselskaberne er underlagt krav om energisparetiltag, og selskabernes omkostninger til energisparetiltag skal med energiaftalen 2012 indregnes særskilt i selskabernes indtægtsrammer.

Aftalen bestemmer, at selskaberne i perioden 2013-2020 får dækket deres faktiske omkostninger til opfyldelse af pålagte energispareforpligtelser. De korrigerede indtægtsrammer indeholder således selskabernes faktiske omkostninger forbundet med energisparekrav, hvormed energibesparelser bliver betalt af gasforbrugerne. Der er ikke noget loft over omkostningerne.

Faktiske indtægter og omkostninger

Distributionselskaberne indmelder de faktiske årlige indtægter og omkostninger. Energitilsynet beregner på den baggrund, om selskaberne har haft under-/overdækninger, dvs. om der er forskel mellem faktiske indtægter og den korrigerede indtægtsramme. Energitilsynet opgør også om distributionselskaberne har haft ekstraordinære effektiviseringsgevinster.

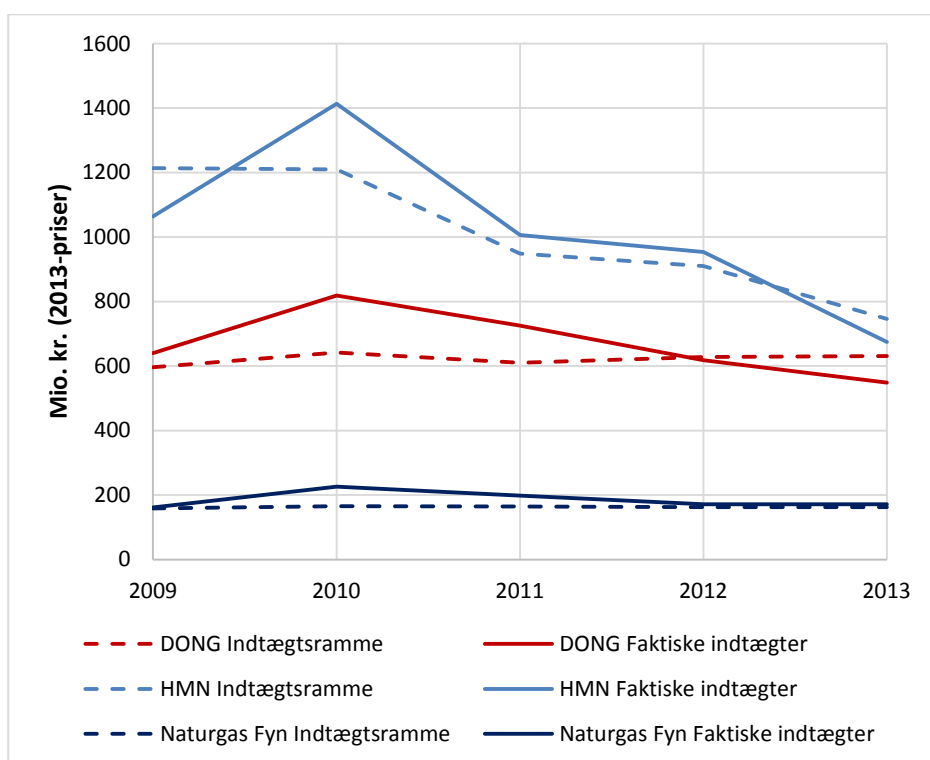
Eventuel over- eller underdækning håndteres efter § 22-23 i indtægtsrammebekendtgørelsen:⁸¹

- Hvis et selskabs indtægter vedrørende distributionsaktiviteter overstiger den korrigerede indtægtsramme, foreligger der overdækning. Overdækning i regnskabsåret skal senest være udlignet i løbet af de tre næstfølgende år. Hvis der opstår en i forhold til indtægtsrammen uforholdsmæssigt stor overdækning, kan Energitilsynet beslutte, at udbetaling sker over en anden tidsperiode.
- Hvis et selskabs indtægter vedrørende distributionsaktiviteter er mindre end den korrigerede indtægtsramme, foreligger der underdækning.

⁸¹ Bekendtgørelse om indtægtsrammer og åbningsbalancer for naturgasdistributionselskaber nr. 1117 af 14/10 2014.

Selskabet skal i forbindelse med fremsendelse af det reguleringsmæssige regnskab oplyse til Energitilsynet, i hvilket omfang underdækningen ønskes opkrævet. Den akkumulerede underdækning, som selskabet ønsker opkrævet, kan højst udgøre et beløb svarende til indtægtsrammen for det år, der aflægges regnskab for. Underdækning for hvert år i en reguleringsperiode, som ønskes opkrævet, kan opkræves inden udgangen af den følgende reguleringsperiode. Hvis der opstår en i forhold til indtægtsrammen uforholdsmæssigt stor underdækning, kan Energitilsynet beslutte, at opkrævning sker over en anden tidsperiode end angivet i bekendtgørelsen.

Figur 4.1: Selskabernes indtægtsrammer og faktiske indtægter i perioden 2009-2013.



Anm: Hvis et selskabs faktiske indtægter er større (mindre) end den korrigerede indtægtsramme, er der overdækning (underdækning) som skal (kan) udlignes de efterfølgende år ved reducerede (forhøjede) tariffer. Afvigelser fra de faktiske omkostninger fra indtægtsrammen skyldes usikkerhed om størrelsen af de variable indtægter og omkostninger ved fastsættelsen af tariffer.

Ekstraordinære effektiviseringsgevinster

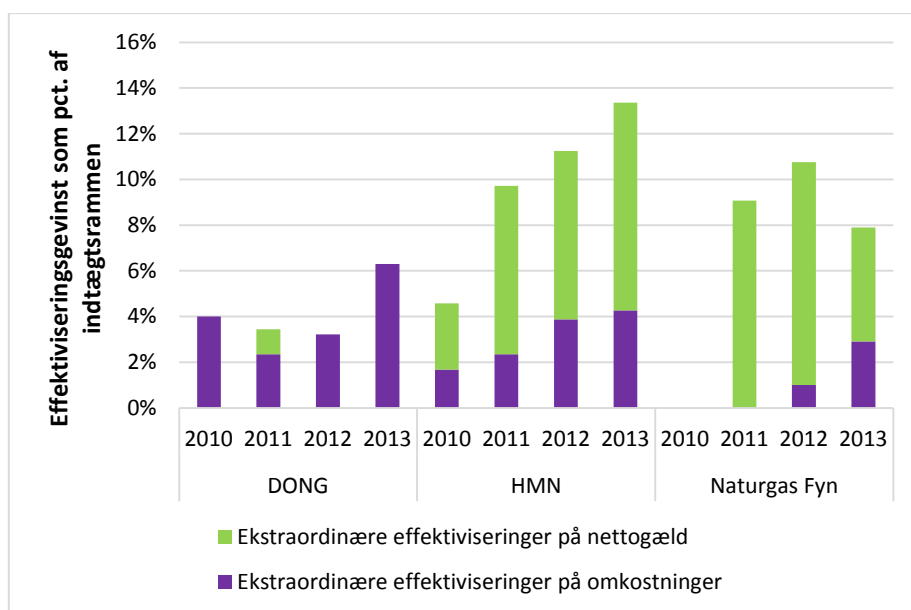
Ekstraordinære effektiviseringsgevinster er effektiviseringer, der ligger ud over de pålagte krav. Der kan opnås ekstraordinære effektiviseringsgevinster på to måder:

- via omkostningsrammen
- via forrentningen af nettogælden

Der opnås en ekstraordinær effektiviseringsgevinst på omkostningsrammen, når de faktiske driftsomkostninger og afskrivninger er mindre end den korrigerede omkostningsramme.

Der kan også opnås en ekstraordinær effektiviseringsgevinst på forrentningen af nettogælden, hvis de faktiske omkostninger til forrentning af nettogælden er mindre end forrentningen fastsat af Energitilsynet. I praksis opnås dette, hvis de faktiske rentekomkostninger er lavere end rentesatser inkl. risikotillæg, der fastsættes af Energitilsynet.

Figur 4.2: Selskabernes ekstraordinære effektiviseringsgevinster for 2010-2013 som en procentsats af indtægtsrammen.



Anm: Distributionsselskabernes ekstraordinære effektiviseringsgevinster 2010-2013 fordelt på ekstraordinære effektiviseringsgevinster på hhv. driftsomkostninger og nettogælden.

Den ekstraordinære effektiviseringsgevinst kan anvendes til følgende:

- Nedsættelse af tariffer
- Henlæggelser
- Ekstraordinær forrentning af indskudskapitalen.

Selskaberne er forpligtiget til at anvende en del af effektiviseringsgevinsten på nedsættelse af tarifferne. Af en ekstraordinær effektiviseringsgevinst på op til 10

pct. af indtægtsrammen skal mindst 50 pct. af den ekstraordinære effektiviseringsgevinst anvendes til nedsættelse af tarifferne i den førstkommande reguleringsperiode. Ved ekstraordinære effektiviseringsgevinster over 10 pct. indregnes 75 pct. til nedsætning af tariffer.⁸²

Effektiviseringskrav

Loftet for tilladte driftsomkostninger i omkostningsrammen reduceres årligt med et effektiviseringskrav fastsat af Energitilsynet. Det samlede effektiviseringskrav består af et generelt effektiviseringskrav og et selskabsspecifikt effektiviseringskrav.

Det generelle effektiviseringskrav er baseret på mål for uddannelsesniveau, totalfaktorproduktivitet og arbejdsproduktivitet i samfundet. Vurderingen af kravet er baseret på produktivitetsserier fra Danmarks Statistik og erfaringer fra reguleringen af udenlandske distributionsselskaber.

Det selskabsspecifikke effektiviseringskrav fastsættes ved benchmarking af selskabernes driftsomkostninger. Her anvendes den såkaldte netvolumenmodel, hvor det mest omkostningseffektive selskab findes, og hvorudfra effektiviseringspotentialet for de mindre effektive selskaber fastsættes.

⁸² Jfr. naturgasforsyningslovens § 37a, stk. 4 og indtægtsrammebekendtgørelsens kapitel 7

Tabel 4.5: Netvolumenmodel

Effektiviseringskrav			
Effektiviseringskravene bestemmer, hvor stor en reduktion af omkostningsrammen selskaberne er forpligtet til at foretage. Kravet består af to dele:			
Generelt effektiviseringskrav	Baseres på: mål for totalfaktorproduktivitet, uddannelsesniveau, arbejdsproduktivitet (produktivitetsserier fra Danmarks Statistik og erfaringer fra udenlandske gasselskaber)		
Selskabsspecifikt effektiviseringskrav	Baseres på: benchmarking af selskabernes driftsomkostninger i en netvolumenmodel, hvor det mest effektive selskab findes, og potentialet i de to andre vurderes. 1/8 af det beregnede effektivitetspotentiale skal realiseres årligt i reguleringsperioden.		
For reguleringsperioden 2014-17 er effektiviseringskravene (pct. pr. år):			
	DONG	HMN	NGF
Generelt effektiviseringskrav	0,60	0,60	0,60
Selskabsspecifikt effektiviseringskrav	1,45	0,00	0,75
Effektiviseringskrav, i alt	2,05	0,60	1,35

Netvolumenmodellen

Det selskabsspecifikke effektiviseringskrav beregnes via en benchmarkingmodel kaldet netvolumenmodellen. Netvolumen er et udtryk for de gennemsnitlige forventede omkostninger forbundet med at drive et distributionsselskabs gasnet. Modellen sammenligner selskabernes driftsomkostninger relativt til størrelsen på den fysiske opbygning af deres gasnet. Således tages der hensyn til selskabernes varierende geografiske udstrækning samt for anvendelsen af forskellige netkomponenter.

For reguleringsperioden 2014-2017 tager beregningen udgangspunkt i selskabernes 2012 driftsomkostninger (ekskl. afskrivninger). En forudsætning for

modellen er, at selskabernes driftsomkostninger fordeles ensartet. I samarbejde med Energitilsynet identificerer selskaberne derfor 22 omkostningsposter, som driftsomkostningerne fordeles på. Samtlige 22 omkostningsposter fordeles yderligere på 9 cost drivere. Disse er konstrueret som poster, der modsvarer selskabernes omkostningstunge arbejdsopgaver, jf. tabel 4.6.

Tabel 4.6: Distributionsselskabernes driftsomkostninger

Cost drivere			
A	Fordelingsnet	F	Målere hos villakunder
B	Distributionsnet	G	Målere hos øvrige kunder
C	Stikledninger	H	§ 13
D	MR-stationer	I	Øvrige
E	DR-stationer		

Anm: Kun de syv første cost drivere (A-G) benchmarkes. Kilde Bilag 1, fastsættelse af effektiviseringskrav, Energitilsynets indtægtsrammeafgørelse for 2014-2017.

En række af omkostningsposterne fordeles direkte på en cost driver, mens andre af omkostningsposterne fordeles forholdsmæssigt (pro rata) på samtlige cost drivere.

Tabel 4.7: Opgørelse for hvordan de 22 omkostningsposter fordeles på de 9 cost drivere.

Relation mellem de 22 omkostningsposter og de 9 cost drivere

	Omkostningspost	Cost driver		Omkostningspost	Cost driver
1	Fordelingsnet	A	12	Markedsføring	OH
2	Distributionsnet	B	13	Transportafregning	OH
3	Stikledninger	C	14	IT-systemer	OH
4	MR-stationer	D	15	Overordnede tekniske aktiviteter	OH
5	DR-stationer	E	16	Generel administration	OH
6	Målere hos villakunder	F	17	Målerdifferencer, systemfyldning og gastab	H
7	Målere hos øvrige kunder	G	18	Debitortab	I
8	Lovpligtigt tilsyn og rådgivning	H	19	Gas til forvarmning af MR-stationer	I
9	Overvågning	H	20	Elforbrug til drift af MR-stationer	I
10	Kvalitetssikring	H	21	Ejendomsskat	I
11	Fælles netudgifter	OH	22	Myndighedsbetjening	H

Anm: Omkostningspost 1-7 fordeles direkte på cost driver A-G. Post 8-10 fordeles direkte på H, som ikke benchmarkes. Post 11-16 er overheadomkostninger (OH), som forholdsmæssigt (pro rata) fordeles på cost driver A-H. Post 17 og 22 fordeles i anden omgang direkte på H efter fordelingen af overheadomkostninger, og benchmarkes ikke. Post 18.21 fordeles direkte på I, som ikke benchmarkes,

Inden selskabernes anmeldte driftsomkostninger anvendes i netvolumenmodellen foretages tre korrektioner af bruttodriftsomkostningerne: direkte indtægter, dokumenterede afskrivninger ved tilkøbte ydelser samt atypiske omkostninger.