



Gas i Danmark

Forsyningsikkerhed og udvikling

ENERGINET/DK



Indhold

Introduktion og sammenfatning af Gas i Danmark	5
1. Aktuelle temaer i den danske gasverden	9
1.1 Tysk gasinfrastruktur	9
1.1.1 Nordstream.....	9
1.1.2 Ellund.....	9
1.2 Fremtidigt lagerbehov.....	10
1.3 Fokus på Nordsøen.....	12
1.4 Gassystemet forankres internationalt	13
1.4.1 Udvikling af EU-regler	13
1.4.2 Udvikling af regler for gashandel over grænserne.....	13
1.4.3 Overblik over gasinfrastrukturen.....	14
1.4.4 Baltic Gas	15
1.5 Udvikling af den europæiske markedsmodel.....	15
1.5.1 Kapacitetsallokering	15
1.5.2 Balancering.....	15
1.6 Gastariffer.....	16
1.6.1 Tarifprojektet.....	16
1.7 Forsyningsikkerhedsforordningen	19
1.7.1 Fokuspunkter.....	20
1.7.2 Hvad gør Energinet.dk?.....	22
1.8 Udfordringer i Ellund – Priser og flaskehalse 2011-2013.....	22
1.9 Samfundsøkonomisk analyse af konsekvenserne af nye gaskvaliteter	23
1.9.1 Rapportens konklusioner	25
1.10 Energibesparelser i Nordsøen	25
1.10.1 Baggrund	25
1.10.2 Nye beregninger i 2011	25
1.11 Biogas	26
1.11.1 Biogas har øget politisk fokus.....	26
1.11.2 Certifikatorordningen til deklareret bionaturgas.....	27
1.11.3 Biogasaktiviteter i Energinet.dk.....	27
1.11.4 Nordic Biogas Conference 2012	28
1.12 LNG til skibsfart.....	28
1.13 Vision for fremtidens gassystem	30
1.13.1 Samspil mellem gas, el og varme	31
1.13.2 'Gassystem 2025'	31
1.13.3 'Gassystemets langsigtede rolle frem mod 2050'	32
2. Det danske gassystem	34
2.1 Infrastruktur	34
2.2 Målsætning for forsyningsikkerhed	35
2.3 Forsyningsikkerhed nationalt og lokalt.....	36
2.4 Gasmarkedet i Europa og i Danmark.....	37
2.4.1 Europa	37
2.4.2 Danmark	38
3. Historisk oversigt	40
3.1 Generelt.....	40
3.2 Forsyningsikkerhed.....	40
3.2.1 Forbrug	40
3.2.2 Produktion.....	41
3.2.3 Entry Ellund.....	42
3.2.4 Lagerudnyttelse	42

3.2.5	Nær-nød-hændelse	42
3.2.6	Udnyttelse af entry/exit-kapacitet	44
3.2.7	Udnyttelse af M/R-stationernes kapacitet	44
3.3	Marked	45
3.3.1	Generel markedsudvikling	45
3.3.2	Ellund	46
3.4	Gaskvalitet	47
4.	Det kommende års forbrug og forsyning (Winter outlook)	48
4.1	Forsynings sikkerhed på kort sigt	48
4.1.1	Winter Outlook	48
4.1.2	Kapacitetsreserver i normalsituationer	48
4.2	Kapacitetsbestillinger	49
4.3	Nødforsyning	50
4.3.1	Redskaber	50
4.3.2	Prioritering af virkemidler	52
4.4	Gaskvalitet	53
5.	Forbrug og forsyning i fremtiden	54
5.1	De kommende års udfordringer	54
5.1.1	Forsynings situationen i 2011-2015	56
5.2	Forbrugsudvikling	58
5.2.1	Energistyrelsens fremskrivning	58
5.2.2	Energinet.dk's fremskrivning	59
5.2.3	Forventninger til udviklingen i Sveriges gasforbrug og forsyning	60
5.2.4	Kapacitetsbehov	60
5.3	Forsynings sikkerhed på lang sigt	60
5.4	Gaslagerkapacitet	62
5.5	Transit til Tyskland	63
5.6	Gaskvalitet	64
5.6.1	Gas fra Tyskland via Ellund fra 2013	65
6.	Udvikling i infrastrukturen	66
6.1	Status på Ellund-Egtved-udbygningen	66
6.1.1	Kompressorstation ved Egtved	66
6.1.2	Gastransmissionsledningen	68
6.1.3	Linjeventilstationer	69
6.1.4	Myndighedsbehandling	69
6.2	Mulige udbygninger af transmissionssystemet på langt sigt – Norgesprojektet	70
6.3	Optimering af de tekniske kapaciteter i transmissionssystemet	71
6.3.1	Baggrund	71
6.3.2	Princippet for prognosemodellen	71
6.3.3	Værktøj	72
7.	Distribution	73
7.1	Kapaciteter og aftag	73
7.1.1	M/R-stationer	73
7.1.2	Tilpasning af kapacitetsbehov	75
7.1.3	Gas fra Tyskland	75
7.1.4	Dimensionering af distributionsnet	75
7.2	Særlige forsynings sikkerhedsmæssige forhold i de enkelte distributionsområder	75
7.2.1	Naturgas Fyn Distribution	75
7.2.2	DONG Gas Distribution	76
7.2.3	HNG Distribution og Naturgas Midt-Nord Distribution	77
7.2.4	Københavns gasforsyning	77



Introduktion og sammenfatning af Gas i Danmark

Introduktion

Gas i Danmark indeholder en oversigt over de væsentligste aktiviteter, udfordringer og udviklinger for gassystemet i Danmark i det seneste år – og i de kommende år. Derudover er Gas i Danmark Energinet.dk's afrapportering til Energi styrelsen i henhold til bekendtgørelserne om 'Varetagelse af naturgasforsynings-sikkerheden' og om 'Adgang til og anvendelse af naturgasforsyningsnettet og planer for det fremtidige behov for gastransmissionskapacitet'.

Læsevejledning

Rapporten begynder med 13 temaer, som beskriver aktuelle udfordringer og udviklinger i gassystemet og dets omgivelser.

Efter temaerne følger:

- en beskrivelse af det danske gassystem i afsnit 2
- en beskrivelse af udviklingen i forhold til forsyningssikkerhed, marked og gas-kvalitet i afsnit 3
- forventningerne til det kommende års forbrug og forsyning – herunder specielt den forventede forsyningssituation i vinteren 2011/2012 i afsnit 4
- den kommende, forventede forsyning

og forbrug – herunder udfordringerne i de førstkomende år i afsnit 5

- en status på Ellund-Egtved-projektet i afsnit 6
- en vurdering af M/R-stationernes kapacitet i forhold til behovet i afsnit 7.

Gasforsyningen og markedet er under forandring

Forsyningen til Danmark og Sverige er med den faldende nordsøproduktion mere og mere afhængig af import fra Tyskland. På tysk side er der endnu ikke truffet beslutning om den fulde udvidelse af kapaciteten mod Danmark. Derfor følger markedsaktørerne, energimyndighederne og Energinet.dk nøje udviklingen i Tyskland (Læs mere i afsnit 1.1).

I de førstkomende år vil vi være mere afhængige af gaslagrene på grund af den anstrengte forsyningssituation. På længere sigt er det usikkert, hvad lagerbehovet bliver (Læs mere i afsnit 1.2).

Ud over den generelt faldende gasproduktion sker der også en række andre ændringer i den danske del af Nordsøen. Dels er der fokus på udnyttelse af nord-søressourcerne, dels er der fokus på

sørøstarifferne. Energinet.dk vil øge samarbejdet med aktørerne for at forbedre gennemsigtigheden og fleksibiliteten på gasmarkedet (Læs mere i afsnit 1.3).

Det danske gassystem bliver i stigende grad integreret i den europæiske infrastruktur. Det betyder også, at Energinet.dk arbejder mere internationalt for at skabe de bedste rammer for det danske gassystem (Læs mere i afsnit 1.4).

EU's tredje liberaliseringspakke og de kommende europæiske Network Codes vil betyde markante ændringer i transportkundernes vilkår. Energinet.dk vil allerede i de kommende år løbende ændre transportkundernes vilkår, så de matcher de europæiske krav (Læs mere i afsnit 1.5).

For at gas kan anvendes optimalt i fremtiden, er der behov for at tilpasse tarifferne til nye krav. Energinet.dk har derfor igangsat et analysearbejde for kommende tariffprincipper (Læs mere i afsnit 1.6).

EU's forordning om naturgasforsynings-sikkerhed medfører et skifte i forhold til, hvem der skal have gas under et større forsyningssvigt. Energinet.dk fokuserer



på at indfase reglerne, så de i størst mulig udstrækning harmonerer med det danske gasmarkedets krav til forsyningsikkerhed (Læs mere i afsnit 1.7).

Den fysiske forsyningsituation i 2011-2013 vil i høj grad kunne påvirke det kommercielle gasmarked i Danmark. Ligesom i vinteren 2010/2011 forventes markedet også at være anstrengt i de kommende vintre (Læs mere i afsnit 1.8).

Med import af gas fra Tyskland er der behov for stillingtagen til, hvordan gas, som ikke lever op til det danske gasreglement, skal håndteres. Energinet.dk har gennemført en teknisk og samfundsøkonomisk analyse, som viser, at det er sikkerhedsmæssigt forsvarligt og økonomisk mest fordelagtigt at justere Gasreglementet og sikre indstilling af følsomme apparater frem for at behandle importgassen (Læs mere i afsnit 1.9).

I forbindelse med en handlingsplan for en mere energieffektiv indvinding af olie og gas i Nordsøen har Energinet.dk i samarbejde med Energistyrelsen og Danish Operators foretaget en analyse af mulighederne for reduktion af energiforbruget

til transport af naturgas fra Tyra Øst til Nybro. Analysen viser, at besparelser i Nordsøen medfører et øget energiforbrug på land. Den samlede energibesparelse er på ca. 5 % (Læs mere i afsnit 1.10).

På langt sigt er der store forandringer, men også store muligheder

Den 15. september 2011 blev den første opgraderede biogas leveret ind på distributionsnettet fra DONG Energy og Fredericia Kommunes anlæg. Energinet.dk ser biogas som den første af en lang række forskellige VE-gasser, der forventes at komme til at spille en stadigt stigende rolle i det danske gassystem. Energinet.dk er i gang med at indføre en certifikatordning, så biogas kan handles i markedet (Læs mere i afsnit 1.11).

Flydende naturgas, LNG (Liquified Natural Gas), er et særdeles interessant drivmiddel for skibsfarten set ud fra klima-, sundheds- og miljømæssige parametre. For at skibene kan sejle med LNG som drivmiddel, er det nødvendigt at etablere en infrastruktur til det i Danmark (Læs mere i afsnit 1.12).

Energinet.dk forventer, at naturgas i 2025 fortsat vil spille en væsentlig rolle i

energiforsyningen. Det forventes således, at kun 10 % af forbrugerne har skiftet naturgasfyret ud med en varmepumpe. Til gengæld forventes det, at årsforbruget af naturgas til kraftvarme vil falde, mens kapacitetsbehovet forventes at være det samme eller stigende.

I fremtidens grønne samfund, hvor fluktuerende vindkraft vil være en væsentlig energikilde, kan gassystemets rolle blive at levere fleksibilitet og være en vigtig energibærer. Især udnyttelse af den store energilagerkapacitet, som de eksisterende gaslagre rummer, gør gassystemet attraktivt.

Energinet.dk har gennemført en række vurderinger, som viser, at på langt sigt:

- er der behov for et energisystem, der fleksibelt kan integrere forskellige VE-ressourcer såsom vind, biomasse og affald og samtidig levere forskellige typer af fremtidige brændsler til transportsektoren, herunder også energi til fremtidens energieffektive brændselsceller
- vil VE-gas i form af metan og syntese-gas kunne sikre en fleksibilitet i energisystemet og samtidig via de store gaslagre sikre en stabil energiforsyning,



- der kan kompensere i forhold til den fluktuerende elproduktion fra vindkraft
- kan biogas og forgasning af biomasse give større fleksibilitet og sikre en bedre tilbageføring af næringsstoffer end traditionel biomasse-kraftvarme
 - er der store biomasse- og affaldsressourcer, som er velegnede til biogas, i form af gylle og slam og måske også affald
 - kan elektrolyse og katalyse af brændstoffer på det længere sigt (efter 2025) være økonomisk konkurrencedygtige, hvis der sikres en høj effektivitet bl.a. ved at integrere processerne og dermed samtænke både el, gas, varme, CO₂, biomasse og brint. Læs mere i afsnit 1.13.

Forsyningen i 2010 var præget af import fra Tyskland

Nøgleordene for 2010 var: større forbrug i Danmark, og især Sverige, og import af gas fra Tyskland.

Det forgangne år har været præget af muligheden for at importere gas fysisk fra Tyskland. Fra 1. oktober 2010, hvor fysisk import blev mulig, har der hele vinteren været importeret gas fra Tyskland. Markedsmæssigt har det betydet

en bedre kobling mellem det dansk/svenske marked og det større og mere likvide marked i Tyskland. Forsyningsikkerhedsmæssigt har det medført, at der er kommet endnu en forsyningsmulighed til det dansk/svenske marked, hvilket har en positiv betydning. Den positive effekt af den ekstra forsyningsmulighed kunne blandt andet ses i håndteringen af en nær-nød-hændelse i februar 2011. Tekniske problemer på Tyra-plattformen betød, at der var problemer med leverancerne fra Nordsøen i tre dage med totalt udfald i over 24 timer. Hændelsen skete på nogle kolde vinterdage med døgnmiddeltemperaturer på -5 grader celsius. Ud over import fra Tyskland, som bidrog til at opretholde forsyningen til de danske og svenske forbrugere, bidrog også de to danske lagre markant til forsyningen. Stenlille-lageret slog endda rekord med en leverance på over 500.000 Nm³/h. Importen af gas fra Tyskland har også betydet større variationer i gaskvaliteten, end forbrugerne normalt har været vant til, hvilket har betydet større udfordringer og ændrede indreguleringsprocedurer. Gassen har dog hele tiden overholdt Gasreglementets specifikationer. Bortset fra forsyningen fra Nordsøen via Nybro har

året også været præget af, at kapaciteten på alle punkter – lagrene, Ellund og Dragør – har været tæt på fuldt udnyttet (Læs mere i afsnit 3).

Den kommende vinter bliver anstrengt

I den kommende vinter forventes det, at der er tilstrækkelig kapacitet til forsyning af de danske og svenske forbrugere selv under en 20-års-vinter, hvor døgnmiddeltemperaturen er -13 grader celsius. Energinet.dk har som tidligere indgået kontrakter om nødafbrydelighed og om nødforsyningsleverancer fra Syd Arne og lagrene, og som noget nyt er der også taget højde for mulighederne for at importere gas fra Tyskland i en nødsituation. Da der også i det kommende år forventes import af gas fra Tyskland, og da der i Tyskland er større variationer i gaskvaliteten, end det danske Gasreglement tillader, har Sikkerhedsstyrelsen bedt Energinet.dk om at udarbejde en redegørelse for, hvorledes denne kvalitetsbarriere kan håndteres (Læs mere i afsnit 4).

Udfordringerne er store i de kommende år

På trods af forventninger om et svagt faldende gasforbrug i de kommende år



i Danmark og et forbrug i Sverige, som holder sig på det nuværende niveau, forventes forsyningssituationen at blive anstrengt i årene i 2012-2015. Denne situation kan forlænges, hvis der ikke foretages de forventede investeringer i det nordtyske system. Under denne anstrengte periode kan det blive nødvendigt at afbryde eller reducere injektion i lagrene eller afbrydelig kapacitet i Exit Dragør eller Entry Ellund for at holde et tilstrækkeligt tryk i transmissionssystemet.

Forsyningssituationen i 2012, 2013 og muligvis en del af 2014 forventes fortsat at være meget anstrengt, og forbrugere, leverandører, transport- og lagerkunder bør derfor omhyggeligt vurdere, hvordan de kan sikre tilstrækkelig fleksibilitet og forsyningsmuligheder i disse år. I 2012 forventer Energinet.dk, at der skal importeres ca. 0,5 milliarder Nm³ gas fra Tyskland som supplement til den danske produktion til dækning af det danske og svenske behov. I 2013 forventes den danske produktion at være yderligere reduceret, således at der skal importeres ca. 0,8 milliarder Nm³ gas fra Tyskland. Energinet.dk regner med, at den danske udbygning er på plads i oktober 2013. Dog

forventes det, at den ene kompressor i Egtved vil kunne tages i drift allerede i april 2013. Energinet.dk forventer, at i 2014 vil udbygningen i både Tyskland og Danmark være på plads med uafbrydelig kapacitet på 310.000 Nm³/h, og der vil være tilstrækkelige gasmængder til forsyning af det danske og svenske marked. I 2015 antages det, at der er sket en yderligere udvidelse af det nordtyske system, således at kapaciteten er på mindst 500.000 Nm³/h, mens det danske system vil have mulighed for at modtage mindst 700.000 Nm³/h (Læs mere i afsnit 5).

Ellund-Egtved skrider planmæssigt frem

Udbygningen af Ellund-Egtved går planmæssigt både med hensyn til kompressorstationen og ledningsdubleringen. Godkendelsen af etableringen af anlæggene blev givet af klima- og energiministeren i 2010. Projekteringen af kompressor anlægget foregår i 2011 samtidig med de forberedende anlægsarbejder. I 2011 gennemføres endvidere de arkæologiske undersøgelser af rørstrækningen mellem Ellund og Egtved.

Energinet.dk kigger også på udvikling af vores modeller og værktøjer, så vi kan

stille mest mulig kapacitet til rådighed for markedet (Læs mere i afsnit 6).

Kapaciteten i distributionselskaberne er tilstrækkelig

Sammen med distributionselskaberne har Energinet.dk kigget på, om der er tilstrækkelig kapacitet på M/R-stationerne til levering af den nødvendige gas.

Energinet.dk har sammen med distributionselskaberne vurderet, at der ikke er behov for at foretage ændringer i kapaciteterne til distributionselskaberne i 2012. Dog er der visse stationer i DONG Energy's område, som på sigt skal have forøget kapaciteten (Læs mere i afsnit 7).

1. Aktuelle temaer i den danske gasverden

1.1 Tysk gasinfrastruktur

Forsyningen til Danmark og Sverige er med faldende nordsøproduktion mere og mere afhængig af import fra Tyskland. Gasunie Deutschland har endnu ikke truffet beslutning om en udbygning mod Danmark, som matcher den danske udbygning. Nordstream fra Rusland til Tyskland og NEL, som fører gassen videre, kan ændre forsyningssituationen i Danmark og Sverige allerede i 2012. Derfor følger Energitilsynet og Energinet.dk nøje udviklingen i Tyskland.

1.1.1 Nordstream

Nordstream-forbindelsen, der går fra området omkring Skt. Petersborg i Rusland til Greifswald i Tyskland, vil med en kapacitet i de to parallelle Nordstream-rør på 55 mia. Nm³/år give en markant ændring i det nordtyske forsyningsbillede. Det svarer til mere end 10 gange det samlede dansk-svenske forbrug.

De første leverancer fra det første Nordstream-rør forventes at være påbegyndt gennem det nord-sydgående rør OPAL ved udgivelsen af denne rapport. Senere vil der også ske leverancer gennem det

øst-vestgående rør NEL. NEL er under konstruktion og skulle efter planen være klar i 2012, men forventes forsinket.

NEL forventes at kunne ændre forsyningsbilledet betydeligt og at ville forsyne de største aktører på det dansk-svenske engrosmarked. Realiseringen af NEL og muligheden for afbrydelige leverancer fra Nordstream er derfor af stor betydning for det dansk-svenske gasmarkeds forsyning, fra den er klar og frem til oktober 2014, hvor en opgraderet kompressorstation i Achim nær Bremen forventes at kunne sikre uafbrydelige leverancer fra flere forskellige forsyningskilder.

1.1.2 Ellund

Gasunie-koncernen koordinerede i 2009 sin Open Season for sine transmissions-systemer og -selskaber i Holland og Nordtyskland med Energinet.dk. De koordinerede Open Season-processer i Tyskland og Danmark var for Ellund- punktet markedsefterspørgselsmæssigt en stor succes i begge lande, og både Gasunie-koncernen og Energinet.dk går derfor efter en betydelig udbygning af kapaciteten i Ellund. Energinet.dk har med støtte fra

EU-Kommissionen i juni 2011 truffet endelig beslutning om at øge kapaciteten i det danske system med en kompressorstation i Egtved og en dublering af rørledningen fra Ellund til Egtved.

På tysk side forberedes en tilsvarende udbygning, men det lykkedes trods mange forhandlinger mellem den tyske regulator, Bundesnetzagentur, og Gasunie Deutschland ikke at finde en for Gasunie forretningsmæssigt tilfredsstillende løsning på hele Gasunie's Open season-efterspørgsel i Ellund i 2011.

Ved udløbet af den tyske Open season har Gasunie-koncernen derfor kun været i stand til at beslutte en kompressorudvidelse i Achim nær Bremen, som sammen med den nye NEL-ledning fra Nordstream dog kan sikre en betydeligt forøget kapacitet mod Danmark. Achim kompressorudvidelsen forventes færdig i 2014. Den nye kapacitet fra NEL og Achim i 2014 vil være uafbrydelig, og gassen forventes at kunne komme både fra Rusland, Norge og Holland. Kapacitet herudover vil kræve yderligere udbygning af det nordtyske system mod Danmark.



Figur 1-1 Kortet viser det tyske gassystem med tilslutning af Nordstream og placering af NEL.

Ejermæssigt og operatørmæssigt er infrastrukturen fordelt på flere selskaber i Tyskland. Efter DONG Energy's salg af sin ejerandel til Gasunie-koncernen ejes DEUDAN-systemet fra Ellund til Quarnstedt nu af det E.ON Ruhrgas-ejede, men herfra unbundled infrastruktur selskab Open Grid Europe og Gasunie-koncernen. Fysisk drives DEUDAN fortsat af Gasunie, mens kapaciteten deles efter en indbyrdes fordelingsnøgle. Denne fordelingsnøgle og de indbyrdes aftaler mellem systemoperatørerne Open Grid og Gasunie medfører, at også den ny kapacitet, som følger af investeringerne i NEL og Achim, fordeles mellem Open Grid Europe og Gasunie. Gasunie har således kun fået kapacitet nok til at dække knap halvdelen af deres Open Season-efterspørgsel. Gasunie foretager derfor fortsat godkendelsesarbejde til en fuld udvidelse mod Ellund og deltager i en såkaldt rundbordsdialog med den tyske regulator, lovgiver, Open Grid Europe og nogle få andre store transmissionsselskaber om, hvordan de nødvendige investeringer sikres.

Markedsaktørerne, energimyndighederne og Energinet.dk følger derfor nøje udviklingen hos både systemoperatørerne

Gasunie og Open Grid og hos regulatoren Bundesnetzagentur og lovgiver i Tyskland. Dette sker med henblik på understøttelse af det dansk-svenske markedes behov for investeringer i Nordtyskland. I bedste fald kan der forventes beslutning om yderligere tysk udbygning i 2012, hvorefter en fuld udbygning kan realiseres til 2015. Andre alternativer, herunder mulighederne for en forbindelse til Norge, undersøges også.

1.2 Fremtidigt lagerbehov

I de førstkomende år vil vi være mere afhængige af gaslagrene. På længere sigt er det usikkert, hvad lagerbehovet bliver. Energinet.dk forventer, at gas og gaslagrene kommer til at spille en afgørende rolle i fremtidens energisystem, hvor den fluktuerende vind gør det nødvendigt at kunne lagre energi fra perioder med stor vindproduktion til vindstille perioder.

Der er i dag et tilgængeligt arbejdslager i størrelsesordenen 1 milliard Nm³ (cirka lig med 12 TWh) svarende til en fjerdedel af det danske gasforbrug fordelt på de to gaslagre i Stenlille og Lille Torup. Lagrene anvendes til sæsonudjævning (udjævning

af forskelle mellem forbrug og leverancer, sommer og vinter), til nødlager (til håndtering af korte og lange forsyningssvigt og vedligeholdelsesarbejder på forsyningslokaliteter) og til kommerciel fleksibilitet (udnyttelse af kortsigtede prisforskelle på gas).

I de nærmeste år, dvs. i perioden 2012-2015, er der begrænsede fysiske muligheder for at skaffe gas til det dansk/svenske marked, og dette vil samtidig medføre et stort behov for udnyttelse af de eksisterende lagre.

Transmissionssystemet i Tyskland forventes udbygget med første trin i 2014, så det delvis matcher det danske, og i 2015 forventes det danske Hejre-felt i Nordsoen at være idriftsat. Andet tyske trin kan i bedste fald også være klar i 2015. Dette vil umiddelbart medføre mindre pres på de eksisterende lagerfaciliteter. Samtidig vil der dog være en række andre forhold, som spiller ind på lagerbehovet.

Lagrene vil givetvis som hidtil skulle anvendes til sæsonudjævning, nødlager og kommerciel fleksibilitet. Med udbygningen af den danske vindkraft vil gas og



gaslagre derudover kunne komme til at spille en væsentlig rolle i håndteringen af den meget fluktuerende vind og i arbejdet hen imod det fossilfrie Danmark, hvor VE-gasser kan få større betydning i energisystemet.

På nuværende tidspunkt er kvantificeringen af det fremtidige lagerbehov meget usikker. Der kan være behov for både naturgaslagre i form af underjordiske lagre, LNG (liquified natural gas), CNG (compressed natural gas) og eksempelvis brintlagre. Der kan dog peges på en række forhold, som spiller ind på lagerbehovet i Danmark i perioden 2015-2025:

1. Konsekvenserne af EU's forsyningsikkerhedsforordning efter 2013
2. Ønsket om fleksibilitet til udnyttelse af prisforskelle mellem gas og el
3. Omfang og tidspunkt for udbygning af den danske del af Nordsøen (Hejre, Svanen m.v.)
4. Omfang og tidspunkt for yderligere udbygning af andet trin i Tyskland efter 2014
5. Eventuel konkurrence med naturgaslagre og andre energifleksibilitetsværktøjer i Tyskland

6. En eventuel forbindelse til de norske gasfelter efter 2015
7. Belastningsfaktoren for leverancer (Nordsøen, Tyskland, Norge)
8. En eventuel forbindelse til Polen efter 2015
9. Omfanget af biogas i det danske gas-system
10. Udviklingen i det svenske gasmarked
11. LNG's rolle på det danske gasmarked, herunder anvendelsen til skibsfart
12. Anvendelsen af gas i transportsektoren
13. Behovet for gasfyrede spidslastanlæg til håndtering af fluktuerende vind
14. Omfanget af biomasse og VE-gasser i energisystemet
15. Mulighederne for udvidelse og etablering af nye gaslagre i Danmark.

Det danske naturgasforbrug har i de senere år været svagt faldende, og hvis tendensen fortsætter, vil det umiddelbart føre til et mindsket lagerbehov. Spørgsmålet er dog, om gassen i perioden 2015-2035 får en stigende rolle som fleksibilitetsværktøj – en række parametre kan således medføre et øget behov for gaslagring. Gassen giver mulighed for lagring af store energimængder, hvilket er nødvendigt

for at håndtere fremtidens energisystem både på mellemlangt og langt sigt. De 1 milliard Nm³ gas, som kan lagres, svarer til en tredjedel af elforbruget i Danmark. Fremtidens produktion af vedvarende energi forventes primært at komme som el fra vindkraft, som er vanskelig og dyr at lagre i elform. Andre væsentlige andele af VE-ressourcerne vil være baseret på biomasse, som skal omsættes for at kunne udnyttes.

Derfor er det vigtigt at kunne udnytte de andre 'energisystemer' med deres specifikke styrker. El, gas og fjernvarme kan ses som en 'trio' af energibærere, der med deres meget forskellige egenskaber og styrker sammen kan løse den store udfordring, det er at skabe et energisystem, som er uafhængigt af fossile brændsler.

Gas er i modsætning til el og varme en energiform, som relativt fleksibelt og økonomisk kan lagres i meget store mængder over en lang periode uden energitab. Denne egenskab kan vise sig vigtig, hvis man vil basere en stor del af sin energiforsyning på fluktuerende vindkraft.



Det er derfor vurderingen, at der kan opstå et væsentligt øget behov for gaslagring.

1.3 Fokus på Nordsøen

Ud over den generelt faldende gasproduktion sker der også en række andre ændringer i den danske del af Nordsøen. Dels er der politisk fokus på maksimering af udnyttelsen af nordsøressourcerne, dels har Energitilsynet tilkendegivet, at tarifferne for transport i rørene mellem platformene og Nybro på land skal sænkes. Energinet.dk vil øge samarbejdet med aktørerne for at forbedre gennemsligtigheden og fleksibiliteten på gasmarkedet.

Den danske nordsøproduktion falder i disse år betydeligt, ligesom der er betydelig usikkerhed om, hvor meget gas man kan forvente produceret, og hvornår. Som ansvarlig for forsynings-sikkerheden i Danmark på det, frem til oktober 2010, fysisk 100 % dansk nordsø-forsynede dansk-svenske gasmarked har Energinet.dk derfor betydelig fokus på Nordsøen.

Prognoserne for nordsøproduktionen udarbejdes af Energistyrelsen, som hvert år udgiver en opdateret prognose. Den seneste prognose fra april 2011 fremgår af Figur 5-1.

Der er i Danmark et bredt politisk ønske om maksimal udnyttelse af olie- og gasressourcerne i den danske del af Nordsøen. En dansk forbindelse til Norge via den eksisterende danske nordsøinfrastruktur kan, som nævnt i afsnit 6.2 om Norge, medvirke til at forbedre økonomien i den danske nordsøinfrastruktur og dermed potentielt forlænge mulighederne for udvinding af gas i Nordsøen.

I foråret 2010 nedsatte Klima- og Energi ministeriet en arbejdsgruppe med Energistyrelsen som formand og deltagere fra DONG Naturgas A/S, Mærsk Olie og Gas A/S, Energinet.dk, DONG E&P A/S, Hess Danmark A/S, Energitilsynet, Finansministeriet, Økonomi- og Erhvervsministeriet, Klima- og Energi ministeriet og Rambøll. Gruppen analyserede, hvordan de danske anlæg og rørledninger i Nordsøen bliver udnyttet bedst muligt sammen med infrastrukturen på land. Energinet.dk vurderer, at konklusionerne fortsat gælder,

og ud over forbindelsen til Tyskland peges der på betydelige fordele ved opkobling til det norske system.

Den danske Nordsø er ud over Danmark forbundet med Holland, og det er dermed langt fra sikkert, at hele den danske produktion afsættes i Danmark.

Ud over usikkerheden omkring produktionen og det hollandske aftag følger en yderligere usikkerhed med hensyn til kommercielle forhold mellem producenterne og gasmarkedsaktørerne, som Energinet.dk ikke har indsigt i. Energinet.dk er dog bekendt med, at nogle betydelige gas-handelsaftaler helt eller delvist bortfalder i 2012, hvilket potentielt kan åbne for en øget markedsintegration mellem gasmarkedet i Nordsøen og på land i gastransmissionssystemet.

I juni 2011 har Energitilsynet desuden tilkendegivet, at der bør ske et betydeligt tariffald i det af DONG Energy ejede og drevne danske opstrømsrørledningssystem i Nordsøen. Energitilsynet siger samtidig, at der bør indføres mulighed for at købe kapacitet og transport i rørledningen for kortere perioder (korte



produkter), bedre balanceringsvilkår og øget transparens omkring mængder og flows i Nordsøen. Dette kan yderligere understøtte en bedre markedsintegration mellem gasmarkedet i Nordsøen og gas-transmissionssystemet på land.

Realiseres den tarifsænkning, som Energitilsynet har beregnet, og øges fleksibiliteten og gennemsigtigheden, kan dette, ud over en øget markedsintegration, få betydning for:

- fordelingen af dansk-producerede mængder mellem Holland og Danmark
- produktionen i Nordsøen
- mulighederne for en norsk forbindelse.

Energinet.dk vil derfor fortsat have betydelig fokus på Nordsøen, hvor Energinet.dk i 2012 forventer et øget samarbejde med de øvrige aktører og operatører om forøgelse af gennemsigtigheden og fleksibiliteten.

1.4 Gassystemet forankres internationalt

Det danske gassystem bliver i stigende grad integreret i den europæiske infrastruktur. Det sker for at styrke

forsynings sikkerheden, skabe et mere effektivt marked for gas og samtidig sikre, at gassystemet bidrager til at skabe en mere miljørigtig energiforsyning. Det betyder også, at Energinet.dk arbejder mere internationalt for at skabe de bedste rammer for det danske gassystem.

1.4.1 Udvikling af EU-regler

I disse år foregår der et betydeligt arbejde med at gennemføre EU's tredje liberaliseringspakke, der bl.a. har til formål at skabe gennemsigtig konkurrence på de europæiske gasmarkeder og sikre det bedst mulige samspil mellem de nationale gassystemer.

I den forbindelse har Energinet.dk og de øvrige europæiske TSO'er fået ansvar for at deltage i udviklingen af de regler, der vil komme til at definere handel med gas over landegrænserne fra 2014. Det er ikke hensigten, at disse regler skal erstatte reglerne for gashandel i de enkelte lande.

Arbejdet med at etablere EU-regler for gashandel over grænserne er forankret i den europæiske organisation ENTSO-G

(European Network of Transmission System Operators for Gas), der er oprettet på basis af forordning nr. 715/2009 og omfatter alle gas-TSO'er i EU.

Energinet.dk prioriterer arbejdet i ENTSO-G højt, og medarbejdere fra hele gasdivisionen deltager aktivt i de arbejdsgrupper, der udgør fundamentet for organisationens arbejde. Endvidere er Energinet.dk's markedsdirektør, Torben Brabo, blevet valgt ind i ENTSO-G's bestyrelse. Energinet.dk har også 'udlånt' en medarbejder til ENTSO-G i foreløbig to år.

1.4.2 Udvikling af regler for gashandel over grænserne

Da udvikling af fælles regler for gashandel (og elhandel) over landegrænserne har en meget teknisk karakter, har medlemsstaterne etableret en særlig beslutningsprocedure, der har til formål at sikre, at reglerne bliver fagligt og praktisk forankret samtidig med, at der er maksimal åbenhed under processen.

Til det formål har man ikke blot etableret ENTSO-G, hvor TSO'er arbejder sammen. Tilsvarende er der etableret et agentur



(Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER), der har til formål at understøtte samarbejdet mellem de nationale regulatorer og fremme udviklingen af det europæiske energimarked. Agenturet er beliggende i Ljubljana i Slovenien.

Sammen med EU-Kommissionen udgør ENTSO-G og ACER de tre centrale tandhjul i udviklingen af de nye regler.

EU-Kommissionen definerer rækkefølgen af Network Codes, dvs. markedsregler, og vælger beslutningsprocedure, inden den beder ACER om at udarbejde et rammedokument, der beskriver de overordnede linjer. Herefter beder Kommissionen ENTSO-G om at lave et gennearbejdet udkast inden for 12 måneder. Efter ACERs og Kommissionens godkendelse vil Kommissionen påbegynde den såkaldte komitologi-procedure.

Med komitologi-proceduren sætter Kommissionen sig for bordenden af et udvalg af eksperter fra medlemsstaterne, der vil give netværkskoderne retsgyldighed.

Det første delelement i det samlede regelsæt er reglerne for kapacitetsallokering, hvor EU-Kommissionen har bedt

ENTSO-G om at komme med et udkast, der nu er ved at have sin endelige form.

I den forbindelse har Energinet.dk og de øvrige medlemmer af ENTSO-G gjort en betydelig indsats for at lave en åben og effektiv proces, der også kan anvendes på kommende delelementer, fx regler for balance og interoperabilitet. Det er blevet bemærket af Kommissionen, de nationale regulatorer og diverse interessenter, der har rost fremgangsmåden.

Det vil blive helt afgørende, at de enkelte regelsæt spiller tæt sammen, og at det i det videre arbejde sikres, at nye tarifprincipper og planlægningsprocedurer ikke undergraver TSO'ernes incitament til etablering af ny infrastruktur.

Læs mere om udviklingen af den europæiske markedsmodel i afsnit 1.5, og følg udviklingen nærmere på ENTSO-G's hjemmeside: <http://www.ENTSO-G.eu/>.

1.4.3 Overblik over gasinfrastrukturen

ENTSO-G har også til opgave at udarbejde ikke bindende oversigter over,

hvordan gasinfrastrukturen bør udvikle sig i de kommende 10 år for at understøtte markedsudviklingen og sikre forsyningsikkerheden. Disse oversigter afrapporteres hvert andet år i en europæisk Ten Year Network Development Plan, kaldet TYNDP. I starten af 2011 blev den anden TYNDP offentliggjort. Danmark/Sverige blev på grund af den ensidige afhængighed af den aftagende danske nordsøproduktion og de begrænsede tyske importmuligheder fremhævet som det eneste område med manglende driftskapacitet i TYNDP. I de mellemliggende år laves lignende analyser på regionalt niveau, hvor Energinet.dk bidrager til udviklingen af analyserne for den baltiske region og den nordvestlige region i EU. Disse analyser afrapporteres i såkaldte Gas Regional Investment Plans (GRIP), og de forventes offentliggjort i starten af 2012.

Endvidere bidrager Energinet.dk til at udfærdige analyser over det forventede gasudbud for de kommende sæsoner.

Dermed spiller ENTSO-G også en rolle som analytisk tovholder for udviklingen af gasinfrastrukturen i EU.



1.4.4 Baltic Gas

Gasinfrastrukturen i den østlige del af Østersøregionen er ikke forbundet med rørledningerne i det øvrige Europa. Det giver nogle særlige udfordringer, som Energinet.dk er med til at sætte fokus på via Baltic Gas og det regionale arbejde i ENTSO-G.

I perioden 2009-2012 har Energinet.dk formandskabet for Baltic Gas, der er en samarbejdsorganisation for gasselskaber og systemoperatører (TSO'er) i Østersøregionen.

Organisationen fokuserer især på forsyningssikkerhed og på mulighederne for at udvikle gasmarkedet i regionen. Det gør det også muligt at udveksle viden om potentialet for at udvikle gassystemet, så det spiller en rolle i et grønnere energisystem og udveksler erfaringer med de tyske og svenske kolleger, som er mere erfarne inden for biogas i gassystemet og gas i transportsektoren.

1.5 Udvikling af den europæiske markedsmode

EU's tredje liberaliseringspakke og de kommende Network Codes vil betyde

markante ændringer i transportkundernes vilkår. Energinet.dk vil allerede i de kommende år løbende ændre transportkundernes vilkår, så de matcher de europæiske krav. ENTSO-G er i gang med at udvikle Network Codes. De to første emner, som skal gennemgå denne proces, er regler for kapacitetsallokering og regler for balancering.

1.5.1 Kapacitetsallokering

EU-Kommissionens, regulatorernes (ACERs) og transmissionsselskabernes (ENTSO-G's) første fælles regler – betegnet som et pilotprojekt for hele processen – er regler for, hvordan allokeringen af kapacitet i grænsepunkterne til transportkunderne skal foregå (Capacity Allocation Methodologies, CAM). Network Code for CAM vil komme til at indeholde følgende områder:

- Al kapacitet skal allokeres via auktioner i hele EU
- Auktionerne vil blive koordineret, således at de holdes på samme tidspunkt og udføres efter samme metode
- Kapaciteter ved grænsepunkter mellem to TSO'er skal bundles og allokeres som et samlet produkt og må ikke som i dag sælges separat på hver side af grænsen

- Tilstødende systemer skal i langt højere grad samarbejde om at optimere kapaciteter, flows og dataudveksling
- Der skal udvikles fælles booking-platforme.

ENTSO-G blev inviteret til at udvikle Network Code for CAM i januar 2011 og er nu i fuld gang med arbejdet, som skal afsluttes i januar 2012. Herefter skal reglerne godkendes af EU-Parlamentet. Det forventes, at transmissionsselskaberne skal implementere reglerne i 2013.

Energinet.dk vil se meget nøje på indholdet af CAM Network Code i forbindelse med udviklingen af Regler for Gastransport over de næste år. Energinet.dk forventer, at dele af CAM vil blive implementeret gradvist, inden reglerne er endeligt godkendte.

1.5.2 Balancering

Transportkunderne skal sikre balance mellem de gasmængder, som de føder ind i og tager ud af gastransmissionssystemet. Framework Guidelines for balance lægger op til, at balancering i EU:



- primært skal være baseret hos transportkunderne i stedet for hos transmissionsselskaberne
- skal være markedsbaseret og omkostningseffektiv
- skal øge og stimulere handlen med gas på tværs af system- og landegrænser
- skal tage hensyn til de fysiske forhold i de forskellige systemer.

ENTSO-G forventer at blive inviteret til at lave Network Code for balancering i løbet af efteråret 2011.

Energinet.dk vil i løbet af 2011, 2012 og 2013 gradvist ændre transportkundernes vilkår for balancering med henblik på harmonisering og tilpasning til de overordnede rammer for fremtidens fælles EU-balanceregime, der forventes fuldt implementeret i Danmark i 2014 eller 2015. Gradvise ændringer fra det nuværende danske balanceregime til det markant anderledes EU-balanceregime vil give mulighed for roligt at lade markedsmekanismen for balancering modnes, samtidig med at transportkunderne – særligt de mindre – får mulighed for at opbygge kompetencer til at agere i EU-balanceregimet. De konkrete regler

i EU-balanceregimet forventes at ligge klar i 2013, hvorefter Energinet.dk vil lave eventuelle manglende tilpasninger.

1.6 Gastariffer

For at gas kan anvendes optimalt i de kommende år, er der behov for at tilpasse tariffene til nye krav. Dels skal de nye investeringer håndteres i tariffene, dels skal EU's tredje liberalisering pakke implementeres i tariffene, og derudover skal tariffene vurderes i forhold til, at gasforbrugerne i stigende grad går fra at anvende gassen hele året til mere varierende anvendelser.

Metodeudviklingen forventes at strække sig hen over 2011 og muligvis ind i 2012. Ændringsforslag vil blive præsenteret på Energinet.dk's aktørforum og på kundemøder. Metodeændringer skal accepteres af Energitilsynet, før de resulterer i nye tariffariffer. Energitilsynet har endnu ikke modtaget eller accepteret de tarifmetodeændringer, der nævnes i det følgende, men er i processen blevet løbende informeret.

Tarifudviklingen sker i forbindelse med flere projekter, hvor første projekt var tarifprojektet. Dette er i sin afsluttende fase nu.

Følgende emner er behandlet i tarifprojektet:

- Internaliseringen af ny infrastruktur (differentierede tariffariffer)
- Volumen-kapacitetsforholdet
- Auktionerne på Ellund og Dragør (i første omgang månedsprodukter).

Kommende projekter:

Der ligger mange relevante emner, som Energinet.dk i dialog med markedsaktørerne, regulator og ENTSO-G vil tage op til revision fremadrettet.

1.6.1 Tarifprojektet

Tarifpolitik

Naturgassystemet anvender den såkaldte entry-exit-model, hvor kapacitet købes ved indfødningspunkter (entry) og ved aftagspunkter (exit). Alle aftagspunkter rettet mod danske forbrugere er inkluderet i en zone, og exit-kapaciteten kan fleksibelt flyttes rundt blandt forbrugsstederne. Det er transportkunderne¹, der reserverer kapaciteten, og som sammen med forbrugerne gennem daglige

¹ brugerne af transmissionen – gasudbydere og store forbrugere



transaktioner bestemmer strømmene i naturgassystemet.

Siden introduktionen af kapacitetsbetaling i det danske transmissionssystem har forholdet mellem indtægter fra salg af kapacitetstjenester og indtægter fra salg af volumentjenester været fastsat ud fra en fast omkostningsallokering. Figur 1-2 illustrerer, hvordan budgetter for salg af ydelser divideres op i den delte tarifomkostningsbase og afgør tariffjerne for det følgende år. Realiserede afvigelser fra budgetter resulterer i over- og underdækning, som overføres til næste periode.

Den gældende tarifmetode er simpel, transparent og velprøvet, men indeholder en implicit, statisk værdisætning af kapacitet i forhold til variable betalinger, som udfordres af ændrede markedsforhold.

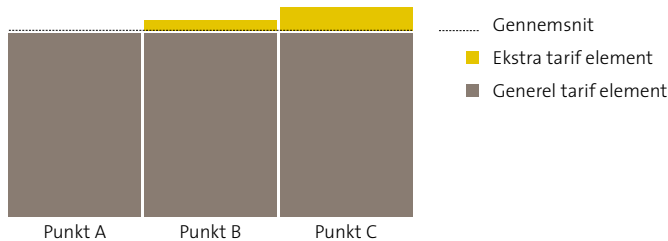
I forbindelse med Energinet.dk's Open Season 2009, hvor ny importkapacitet blev solgt på langsigtede kontrakter, blev det nødvendigt at genoverveje modellen, da denne ikke tager højde for, at de nye investeringer i højere grad tilgodeser nogle punkter frem for andre. Det blev derfor besluttet, at tariffjerne i de punkter, som

Årlig omkostningsbase

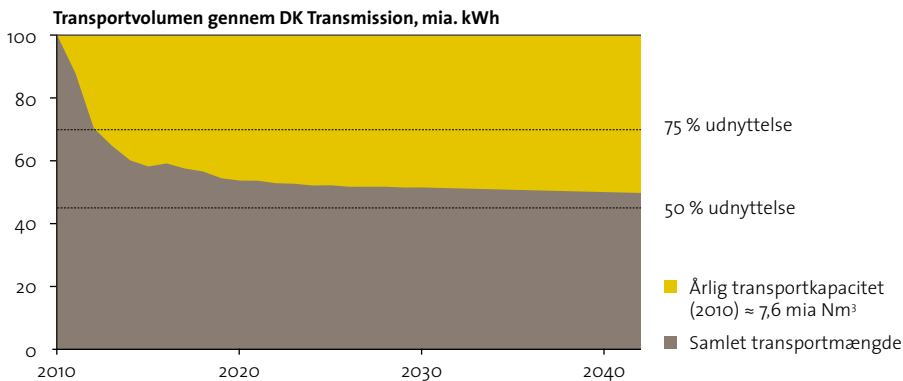


Figur 1-2 Fordelingsnøgle for tarifomkostningsbasen. Kapacitetstarifferne dækker i dag 75 % af omkostningerne, mens volumentariffen dækker 25 %.²

² Figuren simplificerer den metode, hvorved man samler alle kapacitetsprodukter i årsprodukter. I den faktiske tarifberegning indgår også salg af kortere kapacitetsprodukter, andre gebyrindtægter og over- og underdækning overført fra foregående regnskabsperiode. Nødforsyningsydelse beregnes ud fra et særskilt regnskab.

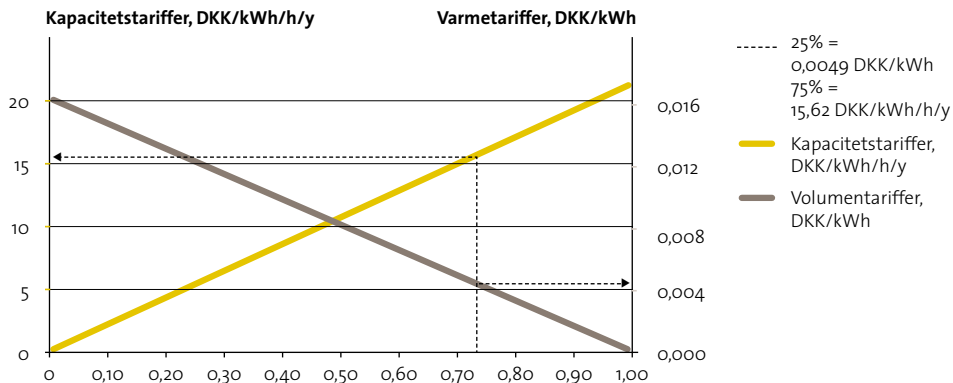


Figur 1-3 Tarifprincippet for nye investeringer. I punkt B og C er der foretaget investeringer, hvorfor disse tillægges en ekstra tarif.²



Figur 1-4 Ledig transportkapacitet øges i takt med faldende transportmængder. Mens der i 2012 forventes en kapacitetsudnyttelse på 75 %, antages udnyttelsen kun at være 50 % i 2040.³

³ Figuren sætter systemets maksimale årlige transportkapacitet lig med transportmængden i 2010. Figuren inkluderer ikke en teoretisk kapacitetsforøgelse efter 2014, hvor nye installationer idriftsættes.



Figur 1-5 Figuren viser mulighederne for at variere kapacitets- og volumentariffernes andel af tarifomkostningsbasen i 2014.



får gavn af investeringerne, også skal afspejle omkostningerne til dækning af de nye investeringer.

Den nye model er en slags tillæg til den gamle, hvor omkostningerne til de nye investeringer tillægges bestemte punkter som et særligt ekstra tarifelement. Dog bliver forskellen mellem det nye og det gamle system ikke så stor, da de nye investeringsomkostninger fylder relativt lidt i den samlede omkostningspulje. Dette skyldes bl.a. en høj investeringsstøtte fra EU på lige knap halvdelen af omkostningerne.

Volumenkapacitetsforholdet

EU-reformer, der sigter mod at løse flaskehalsproblemer, manglende markedslivlidet og tekniske grænsebarrierer på europæisk plan kan have utilsigtet indvirkning på markeder, som har andre udfordringer, f.eks. hvor forbruget falder på længere sigt som følge af politiske ønsker, og dette risikerer at blive forstærket af forbrugerskift til andre energiformer, hvis omkostningerne bliver for store. I fremtidens danske gasmarked vil problemer med flaskehals-håndtering kun være aktuelle i en del af året, mens fokus i høj grad bør være på,

hvordan gassystemets fleksibilitet udbygges mest effektivt.

Der er flere forhold på det danske gasmarked, der adskiller sig fra en europæisk strømning, og som skaber forskelle i udfordringerne. På europæisk plan ses naturgas som et effektivt brændsel ved etablering af ny kraftværksproduktion, og gassens vækstmuligheder er gode. I Danmark forventes forbruget at være stagnerende, og der er allerede tale om naturgassens rolle som overgangsbrændsel til det fossilfri samfund. Hvis naturgas skal være en effektiv bro til mere rene energiformer, skal brændslet være konkurrencedygtigt inden for elsektoren, hvor fleksibel produktion til understøttelse af vindkraften kan fastholde efterspørgslen på gasfyrede kraftværker.

Det spørgsmål, som skal besvares, er: I hvor høj grad skal priserne i naturgassystemet reflektere knaphedsproblemerne, og hvordan tilpasses prisstrukturerne, så integrationen med det europæiske marked bevares, mens de bundne værdier i transmissionen stilles bedst til rådighed for brugerne?

Figur 1-5 viser det spænd, som kapacitets- og volumentariffer kan variere inden

for afhængigt af, hvordan det nuværende 75:25-procentsforhold ændres. Hvis kapacitetstariffen i 2010 på DKK 10,54/kWh/t/år skal fastholdes i 2014 på trods af faldende transporterede mængder og stigende omkostninger, skal ca. 70 % af de samlede omkostninger allokeres til volumentariffen, der til gengæld bliver mere end fire gange højere end niveauet i 2010.

Afhængigt af den individuelle transportkundes reservationsprofil (og sammensætningen af korte og lange kapacitetsprodukter) kan der være omfordelingseffekter, der flytter rundt på omkostningerne mellem transportkunder og mellem slutbrugere. Lavere transmissionstariffer vil først og fremmest styrke transmissionssystemets konkurrenceevne og kan føre til øget anvendelse af transmissionssystemet, hvilket i sig selv øger effektiviteten. En højere volumenandel af de nødvendige omkostninger kan opnås ved at allokere fremtidige drifts- og vedligeholdelseskostninger til volumentariffen.

Det vil øge volumenbetalingen til ca. 40 % af de samlede omkostninger og



kan metodisk begrundes med en klarere sammenhæng mellem de variable omkostninger, især kompressorbrændsler, og en variabel, forbrugsafhængig volumenbetaling. Der er tilsvarende metodiske argumenter for at lade kapacitetstariffen reflektere kapitalomkostningerne. Endelig kan en øget volumenbetaling absorbere over- og underdækning fra kapacitetstarifferne.

Auktioner på Ellund og Dragør

Auktioner er en fast og velfungerende del af elmarkedet og er med succes introduceret flere steder på gasmarkedet, eksempelvis for lagerydelser i de to nationale naturgaslagre. I gastransmissionssystemet er kapacitet hidtil blevet solgt efter et først-til-mølle-princip, der ikke tager højde for brugernes forskellige betalingsvillighed. Sekundære markeder for gas og kapacitet mellem transportkunderne tillader kunderne efterfølgende at udveksle produkter.

Markedsbaserede allokeringsmekanismer er forudset at spille en større rolle i gastransmissionen. Auktioner kan lette adgangen for nye aktører i systempunkter, hvor de ikke har lange

kapacitetsreservationer, og knap kapacitet i flaskehalse kan fordeles efter betalingsvillighed.

29. juni 2011 fjernede Energinet.dk muligheden for at købe årsprodukter på punkterne Ellund og Dragør. I stedet kunne man købe dags- og månedsprodukter. I tredje uge af september startede så en auktion på månedsprodukter for den kapacitet, som ikke allerede er solgt på årsprodukter. I første omgang er det kun muligt at købe afbrydelig kapacitet i Ellund, men efterhånden som årskapaciteterne rinder ud, vil det også være muligt at købe uafbrydelig⁴ kapacitet. Hensigten med auktionerne er at give dem med størst betalingsvillighed mulighed for at få kapaciteten.

1.7 Forsyningsikkerhedsforordningen

EU's forordning om naturgasforsyningsikkerhed medfører et skifte i forhold til, hvem der skal have gas under et større forsyningsvigt. Fremover skal EU-landene være solidariske med hinanden, og det betyder, at store

⁴ Firm kapacitet er kapacitet, som ikke risikerer at blive afbrudt.

industrivirksomheder og kraftværker ikke kan regne med at få gas. Energinet.dk fokuserer på at indfase reglerne, så de i størst mulig grad harmonerer med den høje danske prioritering af forsyningsikkerhed.

EU's forordning om naturgasforsyningsikkerhed (nr. 994/2010) trådte i kraft i december 2010 med direkte retsvirkning i de enkelte medlemsstater. Energistyrelsen er udpeget som forordningens kompetente myndighed i Danmark og har bedt Energinet.dk om at stå for en væsentlig del af det praktiske arbejde. Medlemslandene skal løbende i perioden frem til 2014 indrette deres systemer og planlægning efter de nye regler i henhold til en række tidsfrister, som er direkte angivet i forordningen.

Forordningen udspringer af Rusland-Ukraine-gaskrisen i vinteren 2008-09 og afspejler EU's øgede fokus på forsyningsikkerhed i en tid, hvor medlemsstaternes egenproduktion af gas falder, og importen fra tredjelande øges. Krisen tydeliggjorde blandt andet, at der var væsentlige problemer med fleksibiliteten i infrastrukturen, særligt på grænsepunkterne mellem



medlemslandene, men også, at der var medlemslande, der havde ageret egen-nyttigt i forhold til at dele de under krisen knappe ressourcer solidarisk med nabolandene.

Hovedformålet med den nye forordning er derfor at sikre, at alle medlemsstater i situationer med knap forsyning agerer solidarisk over for de øvrige EU-lande, og at en medlemsstat ikke agerer på en måde, der truer forsyningen til beskyttede forbrugere i nabolandene. Dette opnås gennem en harmonisering af standarder for forsyning og infrastruktur og gennem etablering af en fælles og koordineret krisestyring.

Forordningen sætter en minimumsstandard for håndtering af forsynings sikkerhedsopgaven i EU, men giver mulighed for, at den enkelte medlemsstat kan opstille mere omfattende krav, såfremt det ikke diskriminerer aktører, hindrer et velfungerende gask marked eller påvirker forsyning til de beskyttede forbrugere negativt.

1.7.1 Fokuspunkter

Beskyttede kunder

Ifølge forordningen skal en medlemsstat sikre, at der altid er gas nok til at forsyne

alle private gaskunder (villakunder). Derudover forventer Energinet.dk, at også gasforbrugende små og mellemstore virksomheder, væsentlige sociale tjenester (f.eks. skoler og hospitaler) og anlæg, som producerer fjernvarme, skal omfattes af beskyttelsen. Store industrivirksomheder og direkte kraftværker forventes ikke at blive omfattet af beskyttelsen under det fremtidige system.

Heri ligger et markant skifte i forhold til det eksisterende system. Under det eksisterende regime har samtlige gaskunder i Danmark været dækket af nødforsynings-tjenesten. I praksis har omkring 80 % af markedet således været effektivt dækket, idet de resterende 20 % gennem frivillige aftaler, og mod en finansiel kompensation, var afbrydelige. Fremover forventes kun omkring 60-70 % af det danske marked at være omfattet af beskyttelsen under forordningen. De resterende 30-40 % vil være forordningsmæssigt afbrydelige, og der vil i udgangspunktet ikke blive ydet kompensation til de berørte kunder i forbindelse med et sådant lovmæssigt afbrud.

Forpligtelsen over for det beskyttede marked betyder, at aktørerne i det

danske gask marked skal sikre, at der vil være gas nok til de beskyttede danske kunder både i situationer, hvor efterspørgslen er usædvanlig stor (f.eks. kolde vintre), og i situationer, hvor den del af gasinfrastrukturen, der leverer mest gas ind i systemet, afbrydes.

De nye regler om beskyttede og ikke-beskyttede kunder forventes at træde i kraft ved indgangen til gasåret 2012/13.

Markedsmekanismer og koordineret krisestyring

Forordningen introducerer tre kriseniveauer i forbindelse med en nødsituation: Varsling, Alarm og Nødsituation. Hensigten med varsling af markedet, før en egentlig nødsituation potentielt opstår, er i videst muligt omfang at ansøre markedet til at tage forholdsregler i brug, der i sig selv vil kunne afhjælpe en nødsituation, før denne opstår. Generelt prioriterer forordningen anvendelsen af markedsbaserede forholdsregler frem for ikke-markedsbaserede, blandt andet derved, at de ikke-markedsbaserede tiltag alene kan aktiveres i den egentlige nødsituation (niveau 3). Aktivering af afbrud af de ikke-beskyttede kunder vil være et



ikke-markedsbaseret instrument. Energinet.dk opfatter det eksisterende auktionssystem for nødafbrydelighed som fundamentalt markedsbaseret og derved i forordningens ånd. Energinet.dk afsøger derfor muligheden for at introducere et system med kommerciel afbrydelighed parallelt med den tvungne forordningsmæssige afbrydelighed. Den kommercielle, eller aftale-baserede, afbrydelighed vil i så fald i vidt omfang være en fortsættelse af det nuværende system. De to parallelle systemer vil eksempelvis kunne operere med forskellige afbrudsvarsler med henblik på at muliggøre en mere fleksibel respons på et konkret opstået behov i det danske gassystem.

Regionalt samarbejde og øget EU-indflydelse

Forordningens hovedformål, nemlig at sikre solidaritet blandt medlemsstaterne, udmøntes i øget fokus på regionalt samarbejde. For Danmark betyder dette, at vi forpligtes til at inddrage det svenske gasmarked i beregningerne af gasbehovet i en nødsituation, så længe forsyninger via Danmark er Sveriges eneste importmulighed.

Solidariteten mellem medlemsstaterne betyder også, at Danmark kan blive anmodet om at reducere gasforbruget og sende så meget gas som muligt til en anden medlemsstat eller EU-region, som er påvirket af en nødsituation. Anmodningen vil komme fra EU-Kommissionen, der i tilfælde af kriser på regionalt niveau eller EU-niveau nedsætter en kriseledergruppe. Desuden indkaldes en gaskoordinationsgruppe, der består af repræsentanter for medlemsstaterne, ENTSO-G og industri- og kundeorganisationer, hvis rolle det er at koordinere foranstaltningerne for at håndtere en nødsituation.

Påvirkning af tilstødende energisystemer

De danske el-, varme- og gassystemer er tæt integrerede gennem den omfattende centrale og decentrale kraftvarme-produktion. Forordningen giver gennem bestemmelsen om beskyttede kunder mulighed for, at det enkelte medlemsland reelt kan beskytte sine varmekunder. Danmark har valgt at yde den maksimale mulige beskyttelse af varmekunderne.

Beskyttelse af gasfyret elproduktion er derimod ikke hjemlet i forordningen, og der kan derfor forventes en effekt på

elmarkederne i tilfælde af en nødsituation i gasforsyningen.

I tilfælde af en langvarig nødsituation i gasforsyningen kan man endvidere forvente en øget efterspørgsel efter alternative brændsler, særligt olie og biomasse, fra de centrale værker. Omfanget af disse effekter er meget usikkert.

Ikrafttrædelsen sker i en kritisk periode

Forordningens ikrafttrædelse falder tidsmæssigt sammen med perioden 2012-2014, der i forvejen er kritiske år for det danske gassystem. Energinet.dk's fokus vil derfor være på at sikre en kontrolleret indfasning af de nye regler med en høj, indbygget sikkerhedsmargin.

Det forventes således, at væsentlige dele af nødforsyningen i hvert fald frem til 2014 vil blive fastholdt som en kollektiv ydelse, for hvilken ansvaret fortsat vil blive varetaget centralt af Energinet.dk. Dubleringen af ledningen på strækningen fra Ellund til Egtved og etableringen af det nye kompressorarrangement ved Egtved i 2014 vil give alle aktører, kommercielle som ikke-kommercielle, nye redskaber i forhold til at sikre forsyningen

til de danske kunder. Energinet.dk vil tilrettelægge planlægningen af nødforsyningsydelsen fra 2015 og frem i tæt dialog med markedets aktører.

1.7.2 Hvad gør Energinet.dk?

I løbet af 2011-12 skal de eksisterende regelsæt og markedsfunktioner gennemgås med henblik på at sikre, at Danmark lever op til forordningens rammer. Det vil indebære en justering af en række procedurer og fremadrettede aftaleforhold, herunder fastlæggelse af de nærmere vilkår i forbindelse med et forordningsmæssigt afbrud af ikke-beskyttede kunder.

Det nye krisestyringssystem skal operationaliseres gennem udarbejdelse af en national nødplan og en forebyggende handlingsplan. Herigennem følges desuden op på den risikovurdering for den danske gasforsyning, der blev udarbejdet i medfør af forordningen i løbet af 2011. Det er endnu ikke afklaret, hvilke konsekvenser forordningen vil have for det fremtidige naturgasmarked i Danmark og Europa, og EU-Kommissionen vil formentlig først om ca. 2 år have det fulde overblik, idet hvert enkelt land skal

redegøre for, hvordan man påtænker at udmønte forordningen i praksis, herunder hvorledes man definerer beskyttede kunder, dvs. hvor stor en del af markedet man kan/vil forsyne i tilfælde af større forsyningsvigt.

1.8 Udfordringer i Ellund – Priser og flaskehalse 2011-2013

Den fysiske forsyningsituation i 2011-2013 vil i høj grad kunne påvirke det kommercielle gasmarked i Danmark. Ligesom i vinteren 2010/2011 forventes markedet også at være anstrengt i de kommende vintre.

Vinteren 2010/2011 gav os for første gang en indikation af, hvordan markedet kan reagere i situationer, hvor udbuddet af gas er forholdsvist lavt, og der samtidig er en høj efterspørgsel.

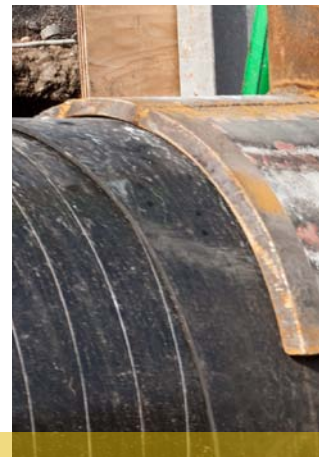
I slutningen af december 2010/starten af januar 2011 havde Danmark og Sverige det højeste samlede forbrug i løbet af en vinter. På samme tid så vi for første gang, at leverancerne fra Nordsøen ikke nåede op på samme niveau, som ellers er normalt

ved et relativt højt aftag på det dansk/svenske marked. Ud over dette var fyldningen i gaslagrene lavere end normalt, fordi vinteren startede tidligt.

Alle disse faktorer medførte et stort ønske i markedet om at importere gas fra Tyskland via Ellund-punktet, hvilket netop var blevet muliggjort i oktober 2010 via trykaftalen med Gasunie Deutschland. Behovet i markedet blev faktisk så stort, at der opstod en langvarig flaskehalsituation, hvor gas, som transportkunderne ønskede at importere, måtte afbrydes.

På denne måde opstod der begrænsninger på alle udbudsmuligheder i markedet, hvilket resulterede i høje priser på Nord Pool Gas sammenlignet med priserne i Tyskland og Holland. Hvor den danske pris normalt ligger ca. EUR 1/MWh over gasprisen i Holland, var forskellen i vinter på EUR 10-15 /MWh.

Energinet.dk forventer, at det danske transmissionssystem kommer til at være under pres i de næste par år, ikke mindst fordi produktionen i Nordsøen forventes at falde, og der dermed bliver et øget





behov for import fra Tyskland (jf. afsnit 5.1). Det er ikke forventet, at der vil være tale om et konstant pres, men at der vil være perioder i løbet af året, hvor gas-systemet ikke vil kunne importere de ønskede mængder.

Rent fysisk forudser Energinet.dk ikke, at der vil opstå en direkte mangelsituation, men der vil opstå situationer, hvor transportkundernes handlemuligheder vil være væsentligt begrænset. Eksempelvis vil der højst sandsynligt opstå flere lignende situationer som i vinteren 2010/2011, fordi mængden af gas, der kan handles i markedet, ikke er til stede, hvilket vil medføre højere priser på gas i Danmark. Dette vil især gøre sig gældende i situationer, hvor trykket i transmissions-systemet er lavt, samtidigt med at transportkunderne ønsker en høj import fra Tyskland.

Der er eksempler fra udlandet (blandt andet UK) på, at der ikke nødvendigvis behøver at være en direkte mangelsituation, for at det kommercielle gasmarked reagerer. Således kan alene tvivlen om, hvorvidt der vil være tilstrækkelige mængder i en given periode, være nok, til at priserne

på gas øges voldsomt. Dette vil det danske gasmarked også være sårbart over for, især fordi der i øjeblikket kun er to kilder til gas (Nordsøen og Tyskland), hvoraf den ene kun er på afbrydelig basis, indtil udbygningerne er på plads i 2013/2014.

Foruden den førnævnte tryk-serviceaftale har Energinet.dk valgt at introducere auktioner på grænsepunkterne. Dette er gjort for at sikre, at transportkunder med størst betalingsvillighed også sikres den kapacitet, der er til rådighed i presede situationer. Endvidere er det sikret, at mindst 10 % af den bedste kategori af kapacitet på hvert punkt og i hver retning altid er reserveret til det helt kortsigtede marked. Dermed er der altid mulighed for, at alle aktører kan skaffe sig kapacitet.

1.9 Samfundsøkonomisk analyse af konsekvenserne af nye gaskvaliteter

Med import af gas fra Tyskland er der behov for stillingtagen til, hvordan gas, som ikke lever op til det danske gasreglement, skal håndteres. Energinet.dk har gennemført en teknisk og samfundsøkonomisk analyse, som viser, at det er

sikkerhedsmæssigt forsvarligt og økonomisk mest fordelagtigt at justere Gasreglementet og sikre indstilling af følsomme apparater frem for at behandle gassen.

Det danske og svenske gasmarked er baseret på en betydelig produktion fra felterne i Nordsøen. Så længe produktionen har oversteget forbruget på hjemmemarkedet, har Danmark nydt godt af en stabil, homogen gaskvalitet fra samme forsyningskilde. Den stabile gaskvalitet tillader, at danske gasforbrugende apparater efter de krav og standarder, som det danske wobbeindeks⁵ opstiller, er indreguleret til et snævert kvalitetsbånd med et specielt dansk indreguleringspunkt.

Forventet fald i produktionen fra Nordsøen betyder, at gas importeret gennem det tysk-danske grænsepunkt allerede i den nærmeste fremtid er et nødvendigt supplement og på sigt forventes at blive den altovervejende forsyningskilde til danske og svenske naturgasforbrugere. Naturgasmarkedet er liberaliseret med fri adgang til offentligt ejede rørsystemer.

⁵ Wobbeindeks er en brandteknisk parameter, som siger noget om den varmeeffekt, en brænder udsættes for ved forbrænding af et brændstof.



Det frie marked betyder, at der ikke er central kontrol over gasstrømmene i systemet, og at gas kommercielt handles og transporteres i finansielle strømme ved siden af det fysiske flow.

Forsyningskriser og forstyrrelse af gasens frie bevægelighed vil have betydelige samfundsøkonomiske omkostninger, som Energinet.dk er forpligtet af lovgivningen til rettidigt og effektivt at imødegå gennem sikkerhedsmæssigt forsvarlige løsninger.

Gas importeret fra det nordtyske system har en anden og varierende gaskvalitet end den danske nordsøgas og afspejler de mange forskellige kilder til det europæiske gasmarked. Gas kan derfor ikke importeres frit og fysisk over grænsepunktet uden enten at ændre de danske gaskvalitetskrav eller foretage en central gasbehandling på grænsepunktet, som sikrer, at importeret gas opfylder gældende kvalitetskrav. Ændring af wobbeindeks og varierende gaskvaliteter kan være en udfordring for gasforbrugende apparater, og en løsning må derfor indeholde en analyse af effekter af og behov for justeringer af apparater.

Energinet.dk har gennemført et studie, der har til hensigt at identificere en samfundsøkonomisk effektiv løsning, der imødekommer ændringer af sammensætningen i forsyningskilder og gaskvalitet på en sikkerhedsmæssigt forsvarlig måde.

Analysen er vanskelig, fordi den dækker en lang periode fra 2014 (hvor en betydelig importkapacitet er etableret) til 2042. Der er et betydeligt udfaldsrum i perioden blandt andet for fordelingen mellem aftagende nordsøproduktion og import, men også i sammensætningen af den importerede gas, hvor særligt russisk naturgas gennem den nye Nordstream-forbindelse kan udgøre en stor andel fysisk og kommercielt. Analysen har derfor undersøgt et vidt spænd af scenarier for flowfordeling, andelen af russisk gas og en række løsningsmodeller. I alt er 60 mulige udfald testet for hele perioden.

Resultaterne er udtrykt i samfundsøkonomiske nutidsværdier, der er umiddelbart sammenlignelige for de forskellige løsningsmodeller, men som hver især udtrykker marginale betragtninger i forhold til en fælles reference. Studiet er derfor afgrænset fra en egentlig værdisætning

af naturgasforbruget og af nødvendigheden af at bevare og understøtte markedsfunktionaliteten i overgangsfasen.

Studiet viser, at gaskvalitetsudfordringerne kan løses for et relativt begrænset beløb og mest effektivt gennem accept af bredere wobbeindeks og indregulering på forbrugsstederne. Afledte effekter, især på miljøside, medvirker hovedsageligt til at begrænse omkostningerne samfundsøkonomisk. Lavere miljøeffekter forbundet med naturgas kan være en langsigtet fordel for gasbranchen ud over de sparede emissioner, idet brændslets overlevelse i den danske energisektor er direkte relateret til dets miljøeffekter i et energisystem med øget fokus på klimaeffekter.

De undersøgte gasbehandlingsløsninger er ikke samfundsøkonomisk lønsomme, men flytter umiddelbart en større del af omkostningerne fra forbrugerne til de kommercielle aktører, ved at Energinet.dk må hæve transportpriserne for at dække øgede behandlingsomkostninger. En betydelig del af de øgede transportomkostninger må til gengæld forventes at blive overført til forbrugerne i form af øgede gaspriser.



1.9.1 Rapportens konklusioner

Ændring af gældende danske wobbeindekskrav med accept af et bredt wobbeindeks udgør en sikkerhedsmæssigt forsvarlig og samfundsøkonomisk effektiv løsning, som:

- forudsætter ændringer i de gastekniske forskrifter og accept af et anbefalet G20-indreguleringspunkt
- forudsætter ordinære og ekstraordinære indreguleringer på forbrugssteder og dermed sikrer, at alle apparater er sikkerhedsmæssigt og driftsmæssigt forsvarligt og effektivt indreguleret
- har positive miljøeffekter i form af fortrængt NO_x og CO₂
- medfører et marginalt tab i effektivitet på forbrugsstederne
- er en fleksibel løsning i forhold til introduktion af biogas i naturgasnettet
- er en fleksibel løsning i forhold til eventuelle fremtidige nye importkilder til gasmarkedet (forbindelser i Nordsøen mellem norske og danske rørsystemer, forbindelse gennem Østersøen til Polen eller Nordstream og/eller skibsbaseret LNG-import).

Analysearbejdet dokumenterer, at udvidelse af Gasreglementet til 13,9 kWh/Nm³ er sikkerhedsmæssigt og

samfundsøkonomisk nødvendig. (Du kan læse mere om gaskvalitet i afsnit 3.4, 4.4 og 5.6).

1.10 Energibesparelser i Nordsøen

I forbindelse med en handlingsplan for en mere energieffektiv indvinding af olie og gas i Nordsøen har Energinet.dk i samarbejde med Energistyrelsen og Danish Operators foretaget en analyse af mulighederne for reduktion af energiforbrug til transport af naturgas fra Tyra Øst til Nybro. Analysen viser, at besparelser i Nordsøen medfører et øget energiforbrug på land. Den samlede energibesparelse er på ca. 5 %.

1.10.1 Baggrund

Energinet.dk har udført de tekniske analyser på en række af beregningsscenarier for at søge en realisering af de energimæssige besparelser på energiforbrug i perioden 2010-2025. Generelt har det været undersøgt, hvorvidt trykket af eksportgassen fra Tyra Øst kan nedsættes for at opnå dette mål under hensyntagen til de forsyningssikkerhedsmæssige aspekter

i transmissionssystemet på land. Scenarierne forudsætter af hensyn til forsynings-sikkerheden re-kompression på land i Egtved eller Nybro. En væsentlig parameter i alle analyser er prognosen for produktions-potentialet fra Nordsøen kombineret med de forventede naturgasmængder leveret i Nybro, forbruget i Danmark og Sverige og leverancerne fra Tyskland.

Resultaterne har skullet vise, om der er et potentiale for reduktion af energiforbruget ved en reduktion af kompression offshore og rekompresion på land ved hjælp af moderne og mere effektive el-drevne kompressorer.

1.10.2 Nye beregninger i 2011

En opdatering af beregningerne omkring realisering af de energimæssige besparelser blev gennemført efter godkendelsen af rørledningsdublering fra Ellund til Egtved og etablering af en kompressorstation i Egtved. Dette har først og fremmest betydet, at gasmængderne fra Tyskland og de tekniske oplysninger for Egtved-kompressoren også skulle indgå i analysen. Energinet.dk har opstillet et nyt forsyningsbillede, som danner

Kompression	Forskel i energiforbrug, lavtryk vs. højtryk	
	MWh/(2014-42)	%
Tyra	-253.147	-63,8%
Egtved	+200.523	+32,6%
Samlet Tyra + Egtved	-52.624	-5,2%

Tabel 1-1 Forskel i energiforbrug, i MWh og i procent, mellem højtryk og lavtryksituation på Tyra platform og i Egtved kompressor i perioden 2014-42.

baggrund for nye energimæssige beregninger. Det nye forsyningsscenario baserer sig på et forventet forbrug i Danmark og Sverige i perioden 2014-42 og leverancer fra Tyskland i overensstemmelse med resultatet af Open Season 2009.

Forskellen i energiforbrug beregnes som forskellen mellem højt tryk på 78 bar og en situation med lavere tryk, ca. 60 bar, ud af Nybro. Rekompresion i Egtved beregnes på basis af en trykdifference fra ca. 58 bar⁶ til 78 bar.

Resultaterne i Tabel 1-1 viser, at sænkning af trykket i Nordsøen vil føre til en betragtelig reduktion af energiforbruget på Tyra-kompressorerne, men samtidig stiger energiforbruget på land. Det samlede energiforbrug bliver derfor kun reduceret med ca. 5 %.

1.11 Biogas

Energinet.dk ser biogas som den første af en lang række forskellige VE-gasser, der forventes at komme til at spille en stadigt stigende rolle i det danske gassystem.

⁶ Forventet tilgangstryk til kompressorstationen i Egtved.

Energinet.dk er i gang med at indføre en certifikatordning, så biogas kan handles på markedet.

Biogas er den første kommercielt tilgængelige VE-gas af en lang række forventede muligheder for at producere klimavenlige og CO₂-neutrale VE-gasser (vedvarende energigas). Produktion og forbrug af biogas har en lang række positive effekter for samfundet. Gylle og organisk affald bliver behandlet, hvilket gavner vandmiljøet og mindsker lugtgenerne på landet. Der produceres gødning til landbruget, og endelig produceres der biogas til fortrængning af fossil naturgas i gassystemet.

2011 blev et begivenhedsrigt år med spirende optimisme i den danske biogasektor. Verdens største biogasanlæg – Maabjerg Bioenergy – er under opførelse ved Holstebro, og en lang række af nye initiativer til biogasanlæg er godt undervejs.

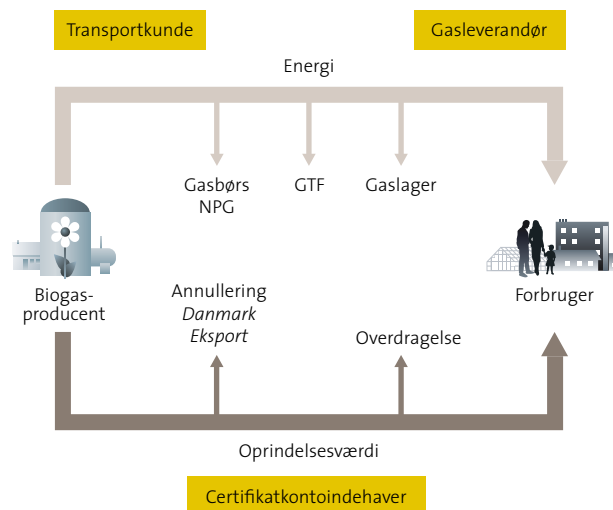
De fleste biogasanlæg afsætter i dag deres gas til kraftvarme. 2011 blev året, hvor Fredericia Spildevand i samarbejde med DONG Energy startede det første

opgraderingsanlæg i Fredericia, så biogas leveres ind i distributionsnettet. Anlægget forventes at sende 180 Nm³ opgraderet biogas i timen ud til kunderne på gasnettet, hvor det kan sælges som bionaturgas, hvilket svarer til cirka 800 husstandes forbrug, se afsnit 7.2.2.

1.11.1 Biogas har øget politisk fokus

Udbygningen af biogas nyder bred politisk bevågenhed. Dette kan blandt andet ses af den tidligere regerings Energi-strategi 2050, der udkom i februar som en opfølgning på Klimakommissionens anbefalinger og et udspil til forhandlingerne om et nyt energiforlig. Energi-strategi 2050 indeholder en lang række initiativer, der vil fremme en effektiv indpasning af biogas ved at åbne mulighed for støtte til en bredere anvendelse af biogas end i dag, hvor det kun er muligt at opnå støtte til biogasproduktion gennem udnyttelse til kraftvarme.

Energistrategi 2050 ønsker støtten til biogas omlagt, således at der indføres en tilskudsmæssig ligestilling af opgraderet biogas, der afsættes til naturgasnettet.



Figur 1-6 Figuren viser, at certifikatordningen medfører en adskillelse mellem energien og certifikaterne.

Der ønskes ligeledes indført et direkte tilskud til produktion af biogas, et yderligere tilskud til biogas baseret på husdyrgødning, et tilskud på biogas anvendt til proces eller transport og en forhøjelse af anlægsstøtten til biogasanlæg.

1.11.2 Certifikatordningen til deklareret af bionaturgas

Energinet.dk har i samarbejde med en lang række interessenter udarbejdet en ordning til certificering af opgraderet biogas og anden VE-gas, der afsættes via naturgasnettet. Ordningen har været igennem to høringsrunder hen over sommeren 2011 og forventes at blive endeligt implementeret 1. december 2011.

Ordningen er lavet efter ønske fra aktører på gasmarkedet og for at tilvejebringe en troværdig og gennemsigtig dokumentation for gaskunderne, som er markedsneutralt faciliteret hos Energinet.dk.

Certifikatordningen bliver et rent elektronisk system, der, parallelt med handlen af gas på markedet, giver gashandlerne mulighed for at deklarerer over for

gaskunderne, at de har købt en nærmere specificeret mængde VE-gas (fx biogas), som er blevet injiceret på gasmarkedet, og som ikke er blevet solgt til anden side.

I Tyskland, Holland og Storbritannien er der allerede indført lignende ordninger til certificering af opgraderet biogas. Fra starten er det ikke muligt at udveksle certifikater med de andre europæiske certifikatsystemer, men Energinet.dk er i løbende dialog med andre europæiske lande om muligheden.

1.11.3 Biogasaktiviteter i Energinet.dk

Ud over udvikling af en ordning til certificering af biogas og anden VE-gas, har Energinet.dk en række andre biogasrelaterede aktiviteter. Aktiviteterne koncentrerer sig om at analysere energi- og markedspotentialerne for biogas og anden VE-gas og om at udbrede kendskabet til disse potentialer. Relevante rapporter bliver løbende offentliggjort på Energinet.dk's hjemmeside.

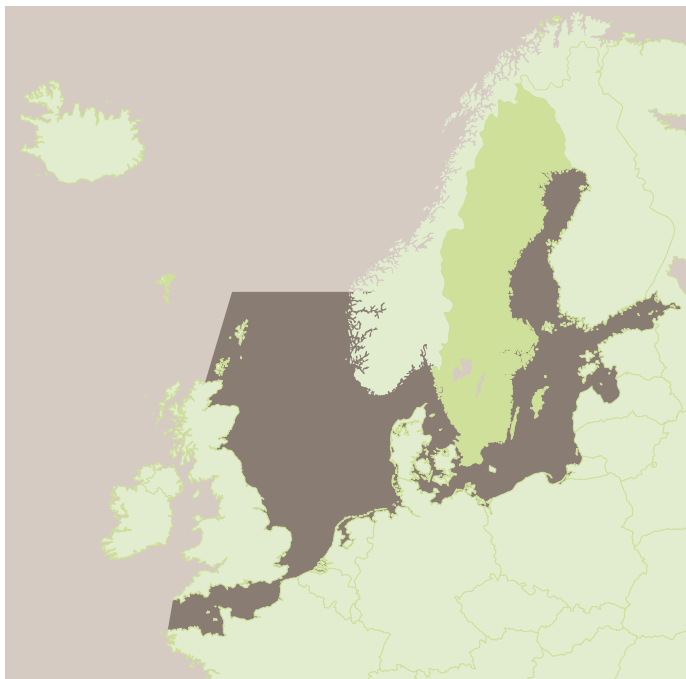
Biogas 2.0

Energinet.dk ser biogas som den første af en lang række forskellige VE-gasser,

som forventes at komme til at spille en stadig stigende rolle i det danske gas-system. Der er en lang række forskellige teknologier til produktion af andre VE-gasser undervejs. Et karakteristisk træk ved dem er, at selv om de producerer forskellige gasarter med forskellige specifikationer, er de alle alligevel metankompatible, dvs. mulige at omdanne til en specifikation, der injiceres på gasnettet. Eksempler på metankompatible gasarter er biogas, som kan opgraderes til ren metan eller syngas⁷, som det tilsvarende er muligt at omdanne til ren metan ved en metaniseringsproces.

Et andet fællestræk er imidlertid, at omdannelsen af gasarterne til metan er forbundet med en omkostning, og at omdannelse derfor ikke bør ske, medmindre det er nødvendigt. På den lange bane ser Energinet.dk derfor en mulighed for, at de teknologiske muligheder for at producere biogas og andre VE-gasser vil resultere i, at det kan vise sig samfundsøkonomisk fordelagtigt at markedsintegrere forskellige undernet i det samlede gassystem. Et undernet er

⁷ Syngas eller syntesegas er gas dannet ved forgasning. Syngas består primært af CO og H₂.



Figur 1-7 North European Emission Control Area. Skibe der sejler i dette område skal fra 2015 reducere deres emissioner.

her defineret som et afgrænset lokalt gasnet, som har en anden gasspecifikation end det overliggende net, men hvor det alligevel er muligt at udveksle gas mellem de to net gennem fx et opgraderingsanlæg.

Sådanne tiltag kræver dog grundige undersøgelser af de tekniske muligheder. Biogas 2.0 er et projekt, som i samarbejde med Dansk Gasteknisk Center, DGC, og en række andre aktører på det danske gasmarked gennemfører en analyse af mulighederne for at forbedre indpasningen af biogas og andre VE-gasser i naturgassystemet. Det sker ved hjælp af virtuel opgradering og markedsintegration af gasnet med forskellige gasspecifikationer.

Fakta-ark om biogas

I samarbejde med Biogassekretariatet og en række biogaseksperter er Energinet.dk ved at udarbejde et fakta-ark med et fælles bud på en række standardparametre af relevans for produktion på biogasanlæg. Interesserede skal kunne bruge standardparametrene til fx at udarbejde omkostningsanalyser for produktion af biogas og til at understøtte business

cases for biogasanlæg. Fakta-arket forventes offentliggjort på Energinet.dk's hjemmeside i slutningen af 2011.

Forbrænding versus forgasning af biomasse

Energinet.dk er ved at få udarbejdet en rapport, som opridser fordele og ulemper ved henholdsvis forbrænding og forgasning af gylle. Rapporten analyserer næringsstof-flowet ved de to alternative anvendelser af gylle, og den forventes offentliggjort på Energinet.dk's hjemmeside i slutningen af 2011.

Biogaspotentialer fra naturpleje

I samarbejde med en række kommunale aktører undersøger Energinet.dk potentialet for biogasproduktion fra naturplejearealer på basis af enggræs, grøde, græs fra vejrabatter mv. Analysen laver en tilbundsående undersøgelse af biomassepotentialer fra naturplejearealet Ringkøbing-Skjern Kommune og estimerer på denne baggrund potentialet på landsplan. Rapporten forventes offentliggjort på Energinet.dk's hjemmeside i slutningen af 2011.

1.11.4 Nordic Biogas Conference 2012

Energinet.dk er med i organiseringen af Nordic Biogas Conference 2012, som vil løbe af stablen i Bella Centret i København mellem 23. og 25. april 2012. Det er den fjerde i rækken af Nordic Biogas Conferences, og den forventes ligesom de tidligere konferencer at blive en international event med mange spændende indlæg om biogas og en lang række stande for biogasrelaterede virksomheder.

1.12 LNG til skibsfart

Flydende naturgas, LNG (Liquified Natural Gas), er et særdeles interessant drivmiddel for skibsfarten set ud fra klima-, sundheds- og miljømæssige parametre. For at skibene kan sejle med LNG som drivmiddel, er det nødvendigt at etablere en infrastruktur til det i Danmark.

De indre danske farvande gennemsejles hvert år af et stort antal skibe på grund af Danmarks strategiske placering ved indsejlingen til Østersøen. Emissionerne fra skibsfartens røggasser indeholder i dag en række sundheds- og klimaskadelige



stoffer, som gennem de seneste år har tiltrukket sig stigende opmærksomhed. Det er især røggassernes indhold af SO_x, NO_x, partikler (PM₁₀) og CO₂, der er genstand for opmærksomhed.

Emissioner fra skibsfart i internationale farvande reguleres af MARPOL-traktaten under IMO, som er FN's søfartsorgan. MARPOL-traktaten indeholder dels et globalt gældende sæt emissionsgrænser, men derudover giver den også mandat til, at der kan defineres områder, såkaldte Emission Control Areas (ECAs), hvor der stilles ekstra høje krav til emissionerne fra skibsfarten.

Østersøen (2005) og Nordsøen (2006) har gennem en årrække været defineret som ECA-områder, hvor emissionsgrænsen for SO_x har været begrænset gennem et krav om, at svovlindholdet i det brændstof, der bruges af skibsfarten, højst må indeholde 1,5 % svovl mod de 3,5 %, der er gældende i resten af de internationale farvande.

Fra 1. januar 2015 vil det nordeuropæiske ECA-område blive udvidet til at omfatte Østersøen, Nordsøen og Den engelske

Kanal. Grænsen for svovl vil samtidig blive sænket til 0,1 %, og fra 1. januar 2016 vil emissionstolerancen blive yderligere skærpet med et krav om, at nybygninger skal overholde strenge emissionskrav for NO_x.

Teknologisk set findes der tre hovedalternativer, som skibsfarten kan vælge imellem for at leve op til de skærpede emissionskrav i det nordeuropæiske ECA-område:

1. Skibsfarten kan vælge at skifte brændsel til ULSHFO (Ultra Low Sulphur Heavy Fuel Oil). Vælges denne teknologi, vil det fra 2016 yderligere blive nødvendigt at installere røggasrensning med de-NO_x-anlæg til fjernelse af NO_x på nybyggede skibe.
2. Skibsfarten kan installere røggasrensning, så der fortsat kan sejles på drivmidler med højt svovlindhold. Fra 2015 vil der skulle installeres scrubbere til fjernelse af SO_x på alle skibe, og fra 2016 skal der yderligere installeres de-NO_x-anlæg til fjernelse af NO_x på nybyggede skibe.
3. Skibsfarten kan skifte drivmiddel til LNG. LNG har et forsvindende lille indhold af svovl, hvilket eliminerer SO_x-emissioner, og NO_x-emissionerne

kan yderligere mindskes til under emissionskravet ved valg af motorteknologi. Partikelemissionerne fra LNG-drevne skibe er ligeledes meget små, og den forventede udvikling i motorteknologi giver mulighed for at opnå en betydelig reduktion i udledningen af CO₂.

I det samlede billede er LNG derfor et interessant drivmiddel for skibsfarten set ud fra miljø-, sundheds- og klimamæssige parametre. Verdensmarkedspriserne på LNG ligger derudover under de tilsvarende priser på konventionel fuel oil til skibsfart, og en række danske rederier har udtrykt interesse for LNG til skibsfart.

For at det bliver muligt at omstille en del af skibsfarten til at sejle med LNG som drivmiddel, er det nødvendigt at etablere en infrastruktur til bunkering (tankning) af LNG i Danmark. Denne infrastruktur kunne bestå af LNG-tanke i nogle større danske havne, hvorfra der kunne leveres LNG videre ud til de mindre havne med lastbil.

En større LNG-tank til bunkering af skibe, som er placeret i nærheden af et eksisterende gasnet, vil forholdsvis enkelt



kunne udstyres til at regassificere LNG til leverance ind i gasnettet. Ved en eventuel etablering af infrastruktur til LNG til skibsfart i Nordeuropa er der derfor mulighed for at samtænke infrastrukturen med det eksisterende gasnet for at opnå en lang række markeds-mæssige og forsyningsmæssige synergieffekter. Hvis det er relevant, vil LNG skibsanlæg også kunne benyttes til tung transport til og fra havnene.

Energinet.dk har etableret en arbejdsgruppe, der samler viden om LNG til skibsfart, og deltager derudover i et EU-finansieret TEN-T projekt (Trans European Network – Transport). I TEN-T-studiet er en lang række aktører fra landene omkring det nordeuropæiske ECA-område gået sammen for, under ledelse af Søfartsstyrelsen, at undersøge, hvad der skal til for at få udviklet en infrastruktur til bunkering af LNG i det nordeuropæiske ECA-område.

1.13 Vision for fremtidens gassystem

Omstillingen af det danske energisystem til vedvarende energi har gjort det meget

aktuelt at analysere og formidle gassystemets mulige rolle på længere sigt. Essensen er, at gassystemet på grund af de store lagringsmuligheder kan levere fleksibilitet i et energisystem, hvor fluktuerende vindkraft vil være en væsentlig energikilde. Gassystemet kan endvidere være en vigtig energibærer i fremtidens grønne samfund, hvor blandt andet gas baseret på biomasse kan transporteres effektivt.

Danmark har en vision om at blive uafhængig af fossile brændsler frem mod 2050. I regionen omkring Danmark er der store ressourcer af vindkraft og anden fluktuerende elproduktion, hvorimod biomasse både globalt og nationalt er en begrænset ressource. Udvikling af et energisystem, der effektivt kan integrere store mængder fluktuerende vindkraft og samtidig udnytte biomassen effektivt og fleksibelt, er derfor et helt afgørende succeskriterium for det fremtidige energisystem.

En række scenarie-analyser for et energisystem i Danmark, der er uafhængigt af fossile brændsler, peger på, at gas fremstillet ud fra vedvarende energi

(VE-gas) kan være en energibærer, som effektivt kan supplere el. Gassystemet kan dermed være et meget vigtigt element i at sikre en effektiv integration af den vedvarende energi samtidig med, at der opretholdes en høj forsynings-sikkerhed. Energinet.dk har beskrevet nogle af disse perspektiver i bl.a. rapporter om Energisystemet 2050⁸ og Gas i Danmark 2010.

Energinet.dk har på baggrund af dette valgt at gennemføre en række strategiske vurderinger af, hvordan gassystemet effektivt kan anvendes til at understøtte omlægningen til fossil-uafhængig energiforsyning.

Samlet set kan gassystemet være en vigtig hjørnesteen til at sikre en både fleksibel og effektiv integration af den vedvarende energi. Der er væsentlig forskel på modenheden af de enkelte teknologier. Biogasanlæg er en relativt moden teknologi i dag, hvorimod termisk forgasning og brug af el til brændselsproduktion først kan forventes at være markedsmodne på noget længere sigt.

⁸ "Energi 2050 – Udviklingsspor for Energisystemet" og "Energi 2050 – Vindspor".



1.13.1 Samspil mellem gas, el og varme

Energinet.dk har i 2011 gennemført en række analyser af samspillet mellem gas, el og varme med det primære formål at kvalificere Energinet.dk's årlige fremskrivning af naturgasforbruget, jf. afsnit 5.2. Det har desuden været målet med det særlige fokus på samspillet med varmesektoren at belyse mulighederne for højere energieffektivitet.

Analyserne vedrører individuel varmesforsyning og fjernvarme, herunder fjernvarme produceret på kraftvarme. Indledningsvis har Energinet.dk vurderet betydningen af den tidligere regerings energispareaftaler med energisektoren. Herefter er specielt spørgsmål i relation til konvertering af naturgas til fjernvarme og udbredelse af individuelle varmepumper søgt besvaret. Desuden er samfundsøkonomien, driftsøkonomien og konsekvenserne for naturgasaftaget vurderet for varmepumper og elpatroner i kraftvarmesystemer.

Hovedbudskabet fra de gennemførte analyser er, at hovedparten af de naturgasforsynede boliger fortsat vil anvende

naturgas, mens hver tiende vil skifte naturgasfyret ud med en varmepumpe. Resultatet er baseret på analyser af samfundsøkonomien ved konvertering af naturgasdistrikter til fjernvarme og på privatøkonomiske analyser af, om det for boligerne er en fordel at udskifte naturgasfyret med varmepumper.

De samfundsøkonomiske beregninger af potentialet for konvertering af naturgas til fjernvarme har, i lighed med Energi-styrelsens oplæg fra 2008, vist, at det på nuværende tidspunkt kan være lønsomt at konvertere erhvervsområder, hvis der i fjernvarmeområdet er uudnyttet produktionskapacitet i fjernvarmeproduktionen.

For kraftvarmesektoren er konklusionen, at etablering af varmepumper eller elpatroner, som kan drives optimalt sammen med gasfyret kraftvarmeanlæg, spidslastvarmekedel og varmeakkumulator, er både samfundsøkonomisk og driftsøkonomisk lønsomt. Specielt varmepumper kan reducere antallet af driftstimer for kraftvarmeanlæg og dermed det årlige naturgasaftag. Dette har også betydning for det maksimale døgnaftag, men

i mindre grad, idet der typisk vil forekomme perioder af et eller flere døgn varighed med høje elpriser, hvor kraftvarmeanlæg vil være i drift.

1.13.2 'Gassystem 2025'

Energinet.dk gennemfører i andet halvår af 2011 et projekt om udviklingen af det danske gassystem frem til 2025. Projektet afsluttes med udgivelsen af en rapport. Der er i projektet særlig fokus på:

- Opstilling af mulige fremtidsbilleder med anvendelse af gas, herunder udlandsforbindelser og integration af systemer med VE-gasser
- Fremtidens energigasser
- Gassen som leverandør af fleksibilitet i forbindelse med indpasning af store mængder vindkraft
- Gassens rolle i omstillingsprocessen mod lavere CO₂-udledning og uafhængighed af fossile brændsler
- Mulige omstillinger og tiltag i energisektoren og i transportsektoren.

Der tegner sig for Danmark en række muligheder for energieffektiviseringer i samspillet mellem energisektorer, når udbygningen med vedvarende energi



intensiveres frem mod målet om uafhængighed af fossile brændsler. Specielt når det gælder udjævning af vindkraftens fluktuationer, kan gassen være et nødvendigt supplement. Gassystemet rummer mulighed for lagring af betydelige energimængder i naturgaslagrene og kan således ved tilstrækkelig kobling mellem el- og gassystemerne løse de effektmæssige udfordringer forbundet med den fluktuerende vindkraft.

En betydelig fremtidig produktion af VE-gasser vil effektivt kunne udnytte det eksisterende gassystem både til sæsonlagring af eksempelvis metan fra biogas og til lagring i kortere eller længere perioder af gasproduktion baseret på vindkraft. Systemer med VE-gasser kan med fordel integreres i det samlede gassystem for at opretholde forsyningsikkerheden samtidig med effektiv udnyttelse af nye teknologier og teknologier med store potentialer som biogasproduktion.

Selvom VE-gasser gradvist vil få større udbredelse, vil naturgas – som det er tilfældet i dag – fortsat have vital betydning for den danske energiforsyning

i mange år frem. Det må desuden forventes, at der frem mod 2025 sker en udvikling i anvendelsen af gas, så gassen i endnu højere grad bliver anvendt der, hvor den har sine styrker i forhold til andre brændsler. Eksempelvis kan gassen anvendes som råmateriale i industrien til erstatning af olie (plastindustrien) og i transportsektoren til både landtransport og skibsfart.

Der er typisk ingen praktisk forskel på at anvende naturgas og eksempelvis opgraderet biogas (bionaturgas). Hvis biogas er blevet opgraderet til naturgas-kvalitet ved at fjerne CO₂-indholdet, har det stort set samme egenskaber som naturgas. Opgraderet biogas kan således anvendes til det samme som naturgas. Det som afgør, om der er tale om naturgas eller bionaturgas, er produktionsteknologien.

Sikring af effektiv udnyttelse af energien i et VE-baseret energisystem kræver en række nødvendige omstillinger og tiltag. Umiddelbart kan der peges på behovet for udbygning med en række forskellige teknologier, hvoraf en del er færdigudviklede allerede i dag. Det

drejer sig blandt andet om elbiler, individuelle varmepumper og varmepumper i kraftvarmesystemer. På gasområdet kan det være udbygning af biogasproduktionen og opgradering af biogas til injektion i gasnettet og anvendelse i transportsektoren. Derudover skal de mindre udviklede teknologier som forgasning af biomasse, spaltning af vand til brint via elektrolyse og efterfølgende opgradering til metan have et udviklingsmæssigt skub fremad i denne periode.

Der er desuden behov for integration af systemer med VE-gasser – eksempelvis lokale biogasnet – for bedre markeds-kobling af el-, gas- og varmesektoren. Bedre markeds-kobling vil blandt andet kunne forbedre mulighederne for gasfyrede decentrale anlæg på regulerkraft-markedet.

1.13.3 'Gassystemets langsigtede rolle frem mod 2050'

El, gas og fjernvarme har meget forskellige karakteristika med hensyn til omkostninger. Gas er i modsætning til el meget billigt at lagre i store mængder og kan



derfor bidrage til at skabe en fleksibilitet til energisystemet.

Det kan derfor være hensigtsmæssigt, at kraftvarme-produktion fra biomasse, som er mest velegnet til grundlast og dyr til spidslastproduktion, på længere sigt suppleres eller erstattes af en proces, hvor biomassen først omsættes til en gas, som kan bruges til flere formål, herunder spidslast-elproduktion, men også til industri, service og transport.

Brændslet kan omsættes på forskellig vis. Teknologisk Institut har for Energinet.dk foretaget en sammenligning af omsætning af brændsler ved anaerob nedbrydning (biogas), termisk forgasning og nedbrydning til ethanol-produktion. Sammenligningen viser, at der er en relativt stor pulje af brændsler, der meget hensigtsmæssigt kan omdannes til metan ved anaerob nedbrydning (biogas). Det vedrører dels traditionelle biogas-ressourcer (gylle, slam mv.), men også en del affald er potentielt hensigtsmæssigt til biogasproduktion, viser analyser i et ForskEL-støttet RENescience-projekt.⁹

⁹ Kilde: <http://www.dongenergy.com/renescience/Pages/index.aspx> og OmEnergi, oktober 2011.

Biogas indeholder CO₂, og denne del skal bortrensnes, hvis gassen skal opgraderes til det eksisterende gassystem. På længere sigt kan der være perspektiver i elektrokemisk eller biologisk at omdanne denne CO₂ til metan, hvorved potentialet i metan øges væsentligt. Samlet set er der således et relativt stort potentiale for metan produceret fra biomasse.

Termisk forgasning og elektrolyse er meget lovende teknologier, men kræver en del udvikling, før teknologierne bliver kommercielle. Der er derfor behov for en forsknings- og udviklingsindsats. Termisk forgasning kan producere syntesegas bestående af H₂ (brint) og CO (kulilte), som katalytisk kan konverteres til en række andre brændsler, herunder metan, DME, methanol, syntetisk benz in eller ren H₂. Der er således mulighed for at tilpasse produktion til forbrug af disse brændsler, afhængigt af formålet.

Til stationære anlæg, herunder spidslastproduktion af el og en række formål i industri og service, er metan et meget velegnet brændsel. Til transportsektoren har de nævnte brændsler forskellige styrker og

svagheder. Hvilken type brændsel, det er mest hensigtsmæssigt at producere ud fra syntesegas, afhænger af markedets efterspørgsel, men syntesegassen giver mulighed for fleksibel produktion af brændsler til fx transportsektoren. At udnytte energiressourcerne i biomassen via gasvejen frem for afbrænding har også fordele i forhold til mulighederne for at tilbageføre ressourcer til jorden. Fosfor anerkendes i stigende grad som en ressource, vi risikerer at løbe tør for. Derfor kan det, at man efter forrådnelse af biomassen kan bevare fosfor og føre den tilbage til jorden, være en fordel. Tilsvarende giver biogasprocessen mulighed for at bevare ligninen¹⁰, som bidrager til opretholdelse af jordens humus-lag.

¹⁰ Ligning er den hårde træagtige del af planterne, som er vanskelig af nedbryde.

2. Det danske gassystem



2.1 Infrastruktur

Det danske gastransmissionssystem består dels af opstrømsrørledninger i den danske del af Nordsøen, dels af transmissionsledninger på land.

Transmissionsledningerne går på langs (Aalborg-Ellund) og på tværs (Nybro-Drøghør) af Danmark, og distributionsledningerne består af et net af rørsystemer ud til forbrugerne. Herudover består gastransportsystemet af et gasbehandlingsanlæg (Nybro) og to underjordiske gaslagre (Stenlille og Lille Torup), se Figur 2-1.

Naturgassen fra den danske del af Nordsøen transporteres i to offshore-rørledninger fra felterne Tyra og Syd Arne ind til land nord for Esbjerg ved et tryk på op til 138 bar.

På land passerer naturgassen gennem et gasbehandlingsanlæg i Nybro. Her kontrolleres og måles gaskvaliteten, og trykket reduceres til det maksimale landleddningstryk på 80 bar. Anlægget kan også blande gas fra de to offshore-rør og reducere indholdet af forurenende stoffer såsom tunge kulbrinter

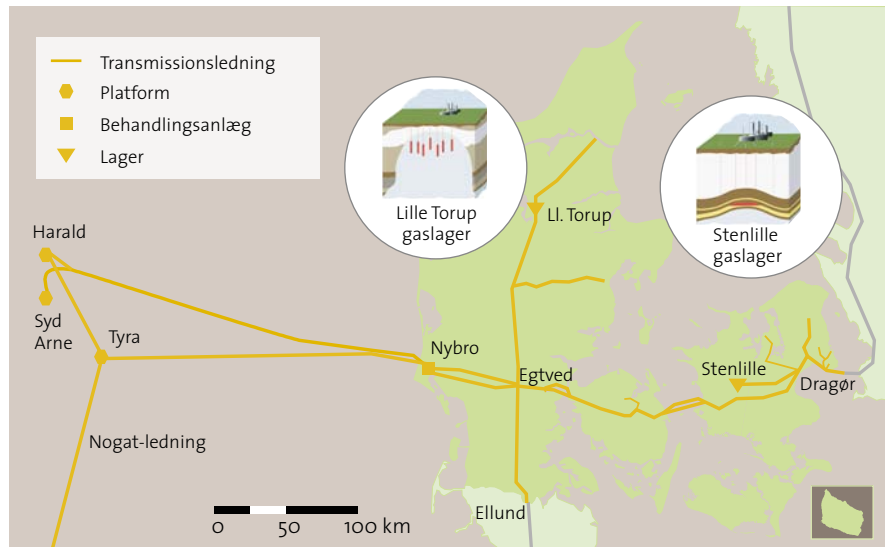
og svovlbrente, hvis det er nødvendigt, for at gassen overholder de fastlagte specifikationer. Hvis gassen skal renses, kan der i så fald kun leveres reducerede mængder (ca. 50 %).

Fra Nybro sendes gassen ud til kunderne i ind- og udland eller til lagring på et af de to underjordiske gaslagre. Lagrene fyldes typisk op i sommermånederne, når gasforbruget er lavt. Når det bliver koldere, og forbruget overstiger de daglige gasleverancer fra Nordsøen, suppleres der med gas fra lagrene. Ud over sæsonudjævning kan handel med gas påvirke eksporten og importen og dermed henholdsvis lagerudtrækket og lagerinjektionen. Det er principielt transportkunderne, der ved deres daglige bestillinger inden for den reservede kapacitet bestemmer input/output fra systemet på timebasis (det kommercielle system), mens det er Energinet.dk, der sørger for den fysiske balance i systemet, bl.a. ved hjælp af lagrene og linepack¹¹. Endvidere anvendes lagrene til nødforsyning.

¹¹ Ved et givet tryk er der en mængde gas i gasledningerne. Hvis et lavere tryk kan accepteres, skal der være en mindre gasmængde i ledningerne til opretholdelse af dette tryk. Forskellen mellem gasmængden ved det høje og det lave tryk kaldes linepack.

Måler- og regulatorstationerne (M/R-stationerne) er etableret langs transmissionsledningerne med det formål at forsyne de lokale distributionsnet. Deres funktioner er filtrering, opvarmning af gassen for at kompensere for afkøling ved trykreduktion til distributionsnetets trykniveau, måling af gasstrømmen gennem stationen og tilsætning af lugtstof til gassen. Der er etableret 42 måler- og regulatorstationer og fire deciderede målerstationer, som ejes af Energinet.dk.

Fra og med 2010 blev det også muligt at importere gas fysisk fra Tyskland. Der er i foråret 2010 lavet en række ændringer i det tyske system syd for den dansk-tyske grænse, som muliggør nordgående flow. Der er to principielt forskellige muligheder for fysisk nordgående flow i det danske system. Den ene er at omstille ventilerne i Egtved, så strækningen mellem Egtved og den dansk-tyske grænse isoleres trykmæssigt, idet gas fra Tyskland leveres ved ca. 60 bar. Dette kan ske uden at påvirke det øvrige danske system. Aftaget i Sønderjylland er dog begrænset, og der vil i denne situation kun kunne leveres begrænsede mængder fra Tyskland



Figur 2-1 Den overordnede danske gasinfrastruktur.

til Danmark. Det andet alternativ er at sænke trykket i det danske system med op til ca. 10 bar, så den tyske gas kan passere Egtved. Derved vil der kunne leveres større mængder, men det vil kun kunne ske på de tidspunkter, hvor tryksænkningen i det danske system er forsvarlig. Leverancerne sker derfor på afbrydelige vilkår.

2.2 Målsætning for forsyningsikkerhed

Forsyningen af det danske gasmarked er i stort omfang baseret på kun én fysisk forsyningskilde og én forsyningsrute (Tyra-Nybro-ledningen). Det betyder, at hvis denne forsyningskilde falder ud, er udfordringerne for forsyningsikkerhedsberedskabet i Danmark store sammenlignet med mange andre lande, hvor man har flere større forsyningskilder. Både fra politisk og systemansvarlig side ønsker man en sikker forsyning. Dette indebærer, at det i praksis er nødforsyningsituationerne, som har været dimensionerende for det samlede transmissionssystem, og at alle kunder har kunnet forsynes i normalsituationer selv ved ekstremt koldt vejr.

Som ansvarlig for forsyningsikkerheden har Energinet.dk ansvaret for nødforsyning til det danske gasmarked. Dette indebærer, at Energinet.dk i en nødforsyningsituation overtager forsyningen af det danske gasmarked fra markedsaktørerne. Energinet.dk indkøber til dette formål alternativ transportkapacitet i Syd Arne-ledningen, reserverer kapacitet i lagrene og køber afbrydelighed hos en række større forbrugere. Tyske og svenske eksportkunder kan også få gas i en nødsituation, hvis de kan stille en tilsvarende mængde gas til rådighed fra et af lagrene eller i Nybro via Syd Arne.

Siden idriftsættelsen af det danske gas-system i 1984 har der ikke været alvorlige skader i transmissionssystemet, hverken på søledningerne eller på anlæggene på land. Den 8. november 2007 trådte Energinet.dk's nødforsyningsberedskab dog i kraft, og Energinet.dk erklærede nødforsyningsituation for lager- og transportkunder som følge af produktionsstop forårsaget af storm og usædvanligt høje bølger ved felterne i Nordsøen. Nødforsyningsituationen blev afblæst efter 28 timer.

Energinet.dk opererer med to målsætninger for forsyningsikkerhed for det danske gasmarked, som samlet set er dimensionerende for reserveberedskabet i nødsituationer:

- Den ene vedrører korttidshændelser, hvor der stilles krav til, hvor hurtigt gas kan leveres fra andre forsyningskilder end Nordsøen. Målsætningen indebærer bl.a. krav til udtrækskapaciteten fra gaslagrene
- Den anden vedrører langtidshændelser, hvor der stilles krav til opretholdelse af fysiske leverancer ved længerevarende forsyningssvigt fra DONG Energy's Tyra-Nybro-opstrømsrørledning i Nordsøen. Målsætningen indebærer krav til den mængde af gas, der kan skaffes fra alternative forsyningskilder, og til den mængde af lagergas, som skal være til rådighed.

I marts 2001 blev de overordnede forsyningsmålsætninger anmeldt til Energi-styrelsen med følgende dimensionerende hændelser for Energinet.dk's nødforsyningsberedskab:

- Korttidshændelser: Under såvel normale som unormale forsyningsforhold (fuldstændig afbrydelse af



leverancerne fra den største forsyningskilde) skal Energinet.dk have tilstrækkelig udtrækskapacitet fra lagrene til tre dage i træk at kunne klare forsyningen af uafbrydelige forbrugere i Danmark ved en døgngennemsnitstemperatur på ned til -13°C (20-årshændelsen)

- Langtidshændelser: Under unormale forsyningsforhold, dvs. fuldstændig afbrydelse af leverancerne fra den største leverandør, skal Energinet.dk have tilstrækkelig volumen til at kunne klare forsyningen af uafbrydelige forbrugere i Danmark i op til ca. 60 dage (svarende til den forventede reparationstid efter et søledningsbrud) i en temperaturmæssigt "normal" vinter.

Energinet.dk's kriterier for transmissionssystemets dimensionering omfatter desuden vintersituationer med normale forsyningsforhold uden afbrydelse af leverancerne. Forsyningsmålsætningen for kolde vintersituationer er i dag at have tilstrækkelig transmissionskapacitet til at kunne klare forsyningen af alle forbrugere i Danmark ved en døgngennemsnitstemperatur på ned til -13°C .

Energinet.dk's nødforsyningskoncept bliver revurderet i lyset af udbygningen mod Tyskland og EU's planlagte forsyningsikkerhedsforordning, se afsnit 1.7.

2.3 Forsyningsikkerhed nationalt og lokalt

Begrebet forsyningsikkerhed på gasområdet omfatter generelt følgende aspekter både på kort og lang sigt:

1. Tilgængelighed af gas, dvs. at tilgængeligheden af gasforsyninger (inklusive gas fra lagre) skal være tilstrækkelig til at imødekomme de danske forbrugeres gasbehov under både normale og ekstreme vejrforhold
2. Tilstrækkelig netkapacitet, dvs. at gasset skal have tilstrækkelig kapacitet til at dække forbrugernes gasbehov under både normale og ekstreme vejrforhold
3. Systemintegritet, dvs. at den operationelle funktionalitet af systemet fra produktion til forbruger skal være sikret.

Det er i henhold til Lov om naturgasforsyning Energinet.dk's opgave som transmissionsselskab at varetage

forsyningsikkerheden på det danske gasmarked parallelt med transmissionssystemoperatøransvaret.

I dets egenskab af eneste danske transmissionsselskab har Energinet.dk ansvaret for systemintegriteten (3) i det danske transmissionssystem, dvs. samspillet mellem 80-bar-ledningssystemet og de tilstødende systemer.

Energinet.dk har specifikt ansvar for sikring af tilstrækkelig netkapacitet i transmissionssystemet (2), herunder transportkapaciteten til og fra lagrene og til distributionssystemerne via M/R-stationerne.

Distributionsselskaberne har ansvaret for forsyningsikkerheden i distributionssystemerne fra umiddelbart nedenstrøms transmissionssystemets M/R-stationer til den enkelte forbruger.

Energinet.dk har ikke ansvar for tilgængeligheden af gas (1) bortset fra nødforsyningsituationer, hvor Energinet.dk i nødvendigt omfang sikrer tilgængeligheden af gas til det danske marked. Tilgængeligheden af gas er markedsaktørernes



ansvar, mens Energinet.dk har et ansvar for at sikre den nødvendige infrastruktur, som muliggør gasleverancer til og fra tilstødende systemer.

2.4 Gasmarkedet i Europa og i Danmark

2.4.1 Europa

I Europa er der størst fremgang på de nationale gasmarkeder, hvor likviditeten og spothandlen øges. Der er dog en betydelig og stigende grænseoverskridende handel, som binder markederne sammen og skaber korrelation i priserne mellem de nationale markeder. Et egentligt sammenhængende spotmarked for gas i Europa eksisterer endnu ikke, men enkelte områder, hvoraf Danmark er del af det nordvestlige, fungerer meget volatilt og reagerer kortsigtet på selv mindre prisforskelle mellem de nationale markeder. Et par af de tiltag, som i de kommende år vil forbedre det samlede EU-gasmarked, er fjernelsen af kapacitetsknaphed i visse grænsepunkter og smidiggørelse af interoperabilitet mellem de forskellige nationale systemer.

De fleste europæiske lande er nettoimportører af gas. Importen stammer primært fra Rusland, Norge, Tunesien, Algeriet og Marokko. En stigende del af importen er LNG-baseret¹², mens størstedelen af gassen fortsat bliver bragt til de europæiske markeder via rørledninger, hvoraf den største nye rørledning, Nordstream, der direkte forbinder Rusland og Tyskland, får en kapacitet på 55 mia. Nm³/år. Første fase er driftsat i 2011, mens anden fase forventes sat i drift i 2012.

Den indenlandske produktion er faldende i hele Europa, mens forbruget og dermed importandelen er stigende og forventes at fortsætte med at stige i de kommende år. EU-Kommissionen skønner, at 80 % af EU's gasforbrug i 2030 vil blive dækket af import. I dag er det godt 50 %, som importeres, heraf ca. halvdelen fra Rusland og en tredjedel fra Norge. Biogas spiller en lille, men stigende rolle i en del EU-lande, men har endnu ikke nået et omfang, som påvirker forsyningssikkerheden væsentligt.

¹² Liquefied Natural Gas, nedkølet til ca. -163 °C og indført med skib.

Afhængigheden af store leverancer fra én kilde gennem flere lande giver anledning til en stigende bekymring for, at tekniske, kommercielle og politiske problemer og uoverensstemmelser kan føre til situationer med mangel på gas i Europa og dermed reducere forsyningssikkerheden.

Således er der kommet en ny forsyningssikkerhedsforordning, der sikrer en mere homogen dækning af de europæiske gasforbrugere og en større grad af solidaritet, se afsnit 1.7. Endvidere ændres forsyningssikkerheden for Danmark også i fysisk henseende, da vi udvider gassystemet mod Tyskland, og Tyskland fremover modtager større mængder gas uden om lande som Ukraine og Hviderusland.

I øjeblikket planlægges en række større infrastrukturprojekter, der skal bringe mere gas til Europa. Foruden den tidligere nævnte rørledning fra Rusland (Nordstream) analyseres også en forbindelse til Sydeuropa, og forbindelser til Rusland/Kaukasus (South Stream), Mellemøsten (Nabucco) og Nordafrika er i støbeskeen. Ligeledes planlægges og projekteres en del havneanlæg til LNG i både Syd- og Nord-europa. På europæisk plan arbejdes der for



at styrke kompatibiliteten mellem de enkelte landes systemer, se afsnit 1.4 og 1.5.

2.4.2 Danmark

I januar 2004 blev det danske gasmarked fuldt liberaliseret, så alle forbrugere frit kunne vælge gasleverandør. Energinet.dk's rolle er at sikre et velfungerende og fleksibelt gasmarked. Det betyder bl.a., at Energinet.dk udvikler produkter og faciliteter, som de kommercielle aktører kan anvende til gashandel. Grossisterne på gasmarkedet (transportkunderne) kan i transmissionssystemet:

- Indgå dags-, uge-, måneds- og årskontrakter på transportkapacitet til levering i Danmark
- Indgå dags- og ugekontrakter på transportkapacitet i grænsepunkterne i Ellund og Dragør og hver måned deltage i auktioner om månedskontrakter
- Handle gas på gasbørsen i Danmark, Nord Pool Gas (NPG). Her kan transportkunder handle gas anonymt, da gasbørsen er modpart i alle handler
- Indgå månedskontrakter på balance-service (ret til ubalancer mellem de inden for døgnet foretagne leverancer og aftag)

- Bestille kapacitet og balanceservice og holde sig opdateret om egne ordrer online via Energinet.dk's selvbetjeningsportal
- Handle gas, kapacitet og balanceservice bilateralt med hinanden via Energinet.dk's ejerskabsoverdragelsesfaciliteter: Gas Transfer Facility, Capacity Transfer Facility og Balance Transfer Facility. Transportkunder, som ønsker at handle bilateralt, kan møde hinanden via en elektronisk 'Bulletin board'-opslags-tavle
- Flytte gas virtuelt mellem Danmark, Tyskland og Holland via Link4Hubs
- Handle biogas og tilhørende biogascertifikater på engrosmarkedet.

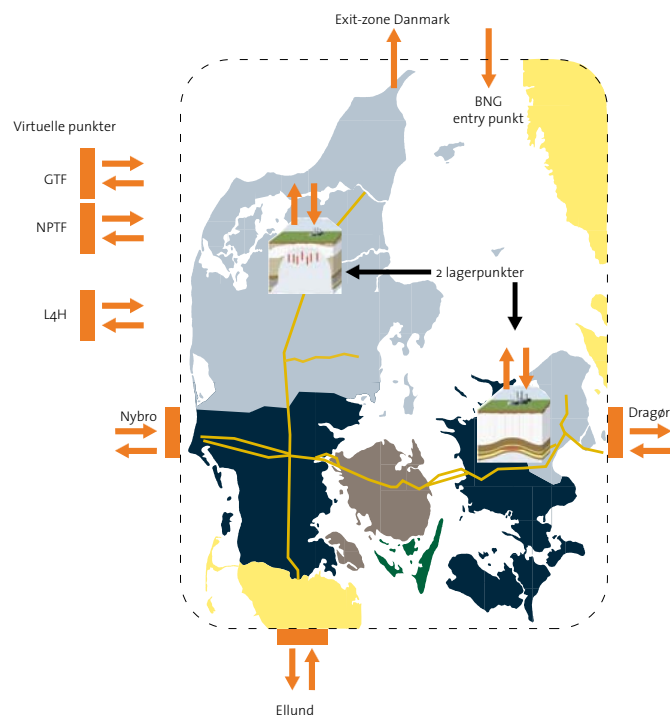
Markedsmodellen for det danske transmissionssystem (engrosmarkedet) er sammensat som en entry-exit model, jf. Figur 2-2.

Markedsmodellen består af:

- Tre entry-punkter i Nybro, Ellund og Dragør, hvor gassen kan komme kommercielt ind i Danmark
- En exit-zone, hvor danske forbrugere bliver forsynet med gas af gasleverandørerne via distributionsnettet.

Exit-zonen består af fire distributionsområder med hver deres distributions-selskab. I exit-zonen er der ligeledes tre store kraftværker (Avedøre 2, H.C. Ørstedværket og Skærbækværket), som er direkte forbundet med transmissionsnettet. Distributions-selskaberne og Energinet.dk har desuden udviklet markedsmodellen, så der også kan handles biogas kommercielt fra distributions-systemerne til transmissionssystemet, når den første biogasproducent tilsluttes et af distributionssystemerne

- Tre transit-exit-punkter i Nybro, Ellund og Dragør, hvor gassen kan eksporteres ud af Danmark
- To virtuelle handelspunkter for gas – den bilateralt aftalebaserede Gas Transfer Facility (GTF) og den multilaterale gasbørs Nord Pool Gas Transfer Facility (NPTF), hvor transportkunderne kan handle gas med hinanden
- Et virtuelt BNG-entry-punkt, hvor (bio) gassen leveres virtuelt fra exit-zonen til transmissionsnettet
- Et virtuelt cross-border-punkt – Link4Hubs
- To fysiske lagerpunkter, dvs. lagrene i Stenlille og Lille Torup. Her kan de transportkunder, som har købt



Figur 2-2 Markedsmodel for transmissionssystemet.

lagerkapacitet, injicere og udtrække gas fra lagrene.

På detailmarkedet i distributionssystemerne agerer en række gasleverandører, som er gasmarkedets detailhandlere. Alle gasforbrugere i Danmark har frit kunnet vælge mellem disse siden 1. januar 2004. Antallet af gasleverandørskift er stadig ikke overvældende, og det er især de større gasforbrugere, der har skiftet gasleverandør, specielt el- og varmeproducenter og større industrielle forbrugere. I 2010 skiftede i alt 1,1 % af samtlige målersteder leverandør, med et forbrug svarende til ca. 20 %. I 2009 var der flere målersteder (ca. 1,6 %) der skiftede leverandør, men færre mængder var involveret end i 2010 (ca. 15 %).

I slutningen af 2010/starten af 2011 er der kommet væsentligt flere aktive gasleverandører. Dette kan især ses på Gasprisguiden.dk, hvor de nye aktører aktivt lægger priser ind. Gasprisguiden henvender sig til de mindre aftagere af gas i Danmark (husholdninger og mindre virksomheder), og den øgede aktivitet kan være en indikation af en øget konkurrence om netop dette segment af

gaskunder. Tidligere synes konkurrencen at have været koncentreret om de store aftagere af gas.

3. Historisk oversigt



3.1 Generelt

I dette kapitel gives en kortfattet historisk oversigt over væsentlige elementer vedrørende forsyningssikkerheden, der er dokumenteret med data for de seneste år.

Figur 3-1 viser opgørelser af fordelingen af den danske naturgasproduktion (eksklusive egetforbrug på Nordsøen) på årsbasis for perioden 2003-2010. I de seneste syv år har nettoproduktionen på felterne i Nordsøen været større end leverancen ved Nybro, idet der eksporteres naturgas til Holland via Nogat-ledningen. Fra 2005-2008 har denne eksport været på ca. 2 mia. Nm³/år, i 2009 kun 1,5 mia. Nm³/år og i 2010 0,7 mia. Nm³/år.

3.2 Forsyningssikkerhed

3.2.1 Forbrug

Gasforbruget i Danmark har i en årrække ligget nogenlunde konstant på ca. 4 mia. Nm³ om året. I årene 2007-2009 var dette dog faldet til ca. 3,6 mia. Nm³ om året, men sidste år steg det igen til 4 mia. Nm³, jf. Figur 3-1. Generelt gælder det, at variationerne i gasforbruget fra år til år primært afhænger af

gennemsnitstemperaturen i vinterhalvåret, af forholdet mellem elprisen og gasprisen og af få store forbrugeres disponeringer (direkte forbrugssteder). 2010 var et koldt år med 8 % flere graddage end i et normalår i modsætning til tidligere år, hvor graddageantallet har ligget under normalår.

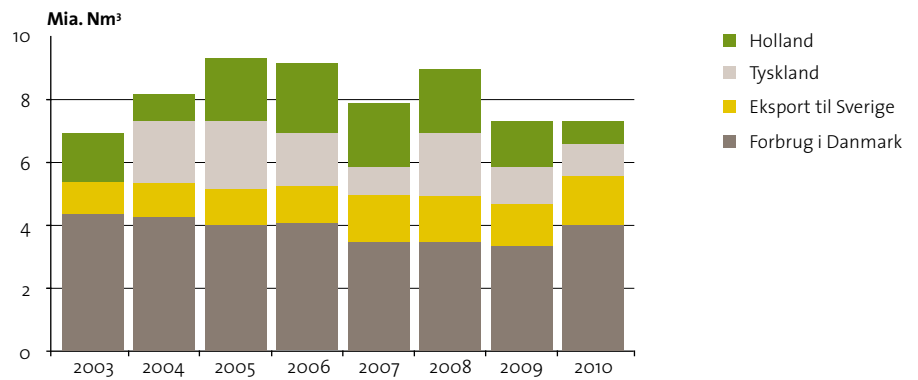
Energinet.dk vurderer, at forbruget i forventes at blive ca. 3,6 mia. Nm³ i 2011, men det skal her bemærkes, at der i 1. halvår har været ca. 12 % færre graddage end i et normalår. I normalår forventes afsætningen at være godt 3,7 mia. Nm³.

Forbrugets afhængighed af det årlige graddageantal og dermed gennemsnitstemperaturen er illustreret i Figur 3-2. Jævnt faldende antal graddage fra 2005 til 2007 har ikke medført et tilsvarende jævnt fald i forbruget. Det fremgår, at forbruget i 2006 har været højere end det, som graddageantallet umiddelbart tilsiger. Årsagen kan være de forekommende markedspriser på el og gas og/eller eventuelle særlige disponeringer vedrørende drift af centrale kraftværker. Graddageantallet var lidt højere i 2008 og

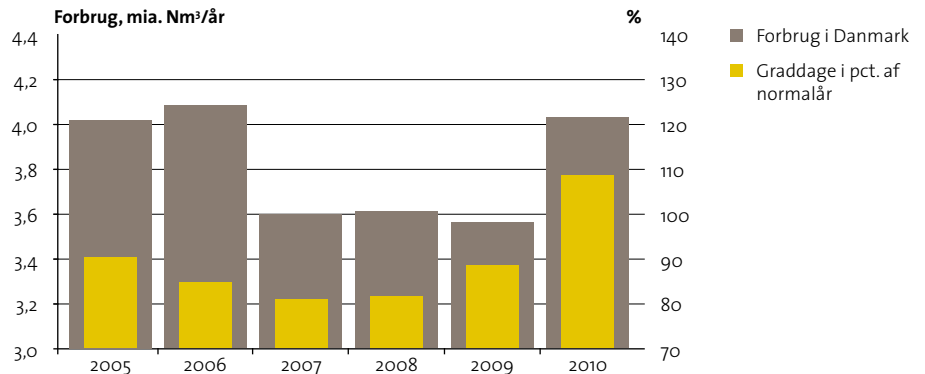
2009 sammenlignet med 2007, hvilket tilsyneladende ikke afspejles i gasforbruget. Energistyrelsen har for energiforbruget generelt i Danmark konstateret et stort fald fra 2008 til 2009. Energistyrelsen anser den økonomiske krise for at være årsag til nedgangen, idet økonomisk aktivitet og efterspørgslen efter energitjenester er tæt forbundne. Energinet.dk antager derfor, at det lidt højere graddageantal er blevet mere end opvejet af et fald i gasefterspørgslen som følge af den økonomiske krise. I 2010 var forbruget særligt højt pga. dels det kolde vejr og dels højt forbrug på de centrale elværker. I 2010 slår det høje graddageantal klart igennem, men gasforbruget er dog ikke blevet så stort, som graddageantallet tilsiger.

Til illustration af betydningen af de sidste vintres vejr er der i Figur 3-3 sammenstillet årlige varighedskurver af døgnforbruget for perioden fra 1. juli 2008 til 30. juni 2011.

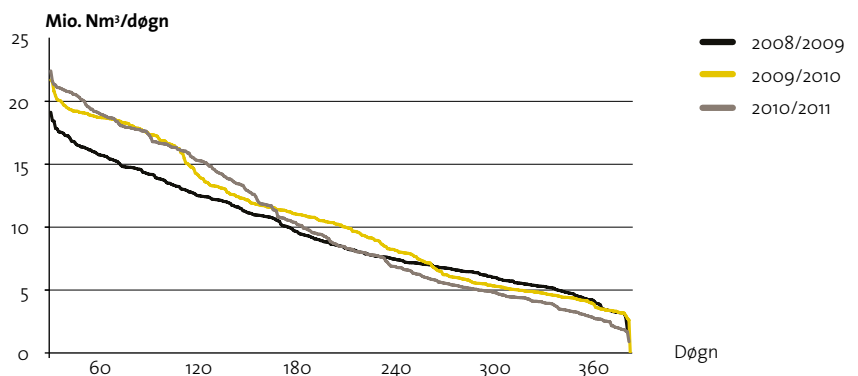
I 2008/2009 var graddageantallet 13 % under det normale, og i 2009/2010 var det 12 % under normalen. I vinteren 2010/2011 var graddageantallet 12 % højere end i



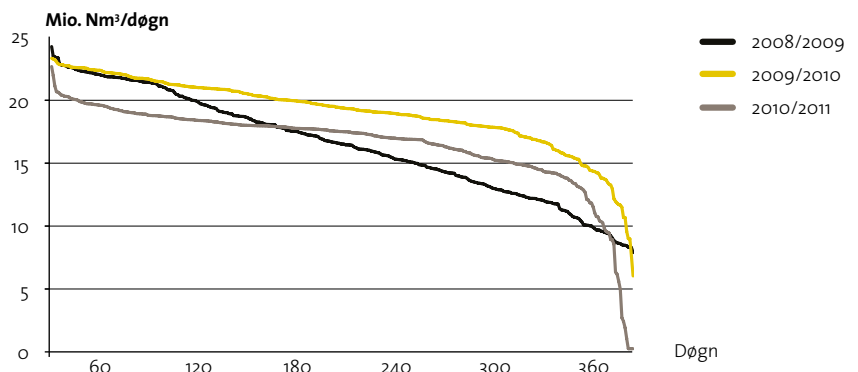
Figur 3-1 Den Danske naturgasproduktion (eksklusive produktion til eget forbrug) fordelt på fysisk forbrug i Danmark og fysisk eksport til Sverige, Tyskland og Holland i perioden 2003-2010. Den danske produktion er allokeret til Danmark og Sverige.



Figur 3-2 Årligt forbrug i perioden 2005-2009 sammenholdt med antal graddage i procent af graddageantallet i et normalår (3.385 graddage).



Figur 3-3 Varighedskurver for samlet naturgasforbrug i perioderne 1. juli 2008-30. juni 2009, 1. juli 2009-30. juni 2010 og 1. juli 2010-30. juni 2011.



Figur 3-4 Varighedskurver for naturgasleverancer i Nybro i perioderne 1. juli 2008-30. juni 2009, 1. juli 2009-30. juni 2010 og 1. juli 2010-30. juni 2011.

et normalår, dvs. det har været en kold vinter, og især december 2010 var meget kold.

Sidste vinters maksimale døgnforbrug har dog været lidt højere (22,2 mio. Nm³/d) end tidligere. Dette skal sammenholdes med et forventet maksimalt døgnforbrug på ca. 24 mio. Nm³/døgn ved en døgnmiddeltemperatur på -13 °C.

3.2.2 Produktion

Den naturgas, der transporteres gennem Energinet.dk's transmissionsnet, stammer fysisk fra felterne i Nordsøen. Danmark er netto-eksportør af gas.

Størstedelen af gassen fra de danske felter sendes i land via Tyra- og Syd Arne-ledningerne, hvor den afsættes i den danske exit-zone eller eksporteres til Tyskland eller Sverige. Der eksporteres desuden en del til Holland via Nogat-ledningen, se Figur 3-1.

I 2010 blev ca. 9 % af naturgasproduktionen eksporteret til Holland, mens henholdsvis ca. 20 % og 14 % blev eksporteret til Sverige og Tyskland.



Produktionsmængderne vist i Figur 3-1 er nettoproduktioner (eksklusive eget-forbrug), der føres i land i Danmark eller Holland.

Leverancen i Nybro har i den seneste vinter maksimalt været 22,5 mio. Nm³/døgn. Varighedskurver for de årlige leverancer fra 1. juli 2008 til 30. juni 2011 fremgår af Figur 3-4.

I nødforsyningsituationer er det Energinet.dk's opgave løbende at vurdere forsyningsituationen og sikre forsyningen af gas til de danske forbrugere under anvendelse af en række værktøjer. I afsnit 3.2.5 er beskrevet hændelser forekommet i 2010/2011.

Energinet.dk har kunnet konstatere, at stabiliteten af leverancerne fra Tyra i de seneste år har været nedadgående. Der opleves således flere nedlukninger af kortere varighed. Samtidig ses det også, at det tager længere tid at komme op i produktion efter en nedlukning. Der er altså tale om et generelt fald i stabiliteten fra DUC-felterne.

3.2.3 Entry Ellund

Energinet.dk indgik 1. oktober 2010 en tryk- og kapacitetsaftale med DEUDAN-partnerne om forøgelse af trykket (68-72bar) på den tyske side, som muliggør en fysisk nordgående kapacitet på 200.000 Nm³/h.

Der var nordgående flow over Ellund hele vinteren 2010/2011, jf. Figur 3-5.

3.2.4 Lagerudnyttelse

Gasforbruget varierer over døgnet og over året i langt højere grad end leverancen fra Nordsøen. Det er derfor nødvendigt for aktørerne på markedet at anvende de to danske gaslagre i Lille Torup og Stenlille.

Figur 3-6 illustrerer for perioden 1. juli 2010-30. juni 2011 den månedlige fordeling af udtræk og injektion i lagrene. Om sommeren injiceres overskydende gas, som så trækkes ud om vinteren, når leverancen fra Nordsøen ikke kan nå op på niveau med forbruget plus eksporten til Sverige og Tyskland.

Når der opstår forsyningssvigt i leverancerne fra Nordsøen, fungerer de to gaslagre som nødforsyningslagre.

3.2.5 Nær-nød-hændelse

I nødforsyningsituationer er det Energinet.dk's opgave løbende at vurdere forsyningsituationen og sikre gas til de danske forbrugere under anvendelse af en række værktøjer. Nedenfor er beskrevet en nær-nød-hændelse i februar 2011: Den første hændelse indtraf tirsdag den 22. februar 2011 ved midnatstid. Der var tale om et mindre produktionsfald, som ikke vurderedes at få nogen betydning. Den næste hændelse skete midt på natten. Der var tale om et fuldstændigt udfald, og årsagen var 'power failure' (strømsvigt). Det vurderes, at det ville påvirke døgnmængden fra Tyra, og dermed skulle der renomineres på Nybro. En del af den manglende leverance fra Tyra erstattedes ved at trække linepack fra Syd Arneledningen, og resten blev taget fra lager og Ellund. Om morgenen onsdag den 23. februar 2011 startede Tyra stille og roligt op med et forløb, der var meget normalt efter et fuldt udfald.

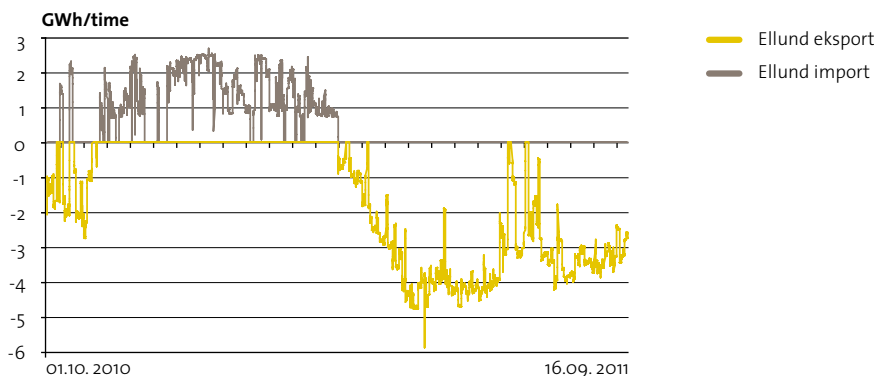


Den tredje hændelse startede op ad formiddagen onsdag den 23. februar 2011 med endnu et Tyra-udfald – igen power failure. Det vurderedes, at situationen med det givne tidsperspektiv kunne klares med renomineringer på lager og Ellund. I løbet af eftermiddagen stod det klart, at situationen ville komme til at trække ud.

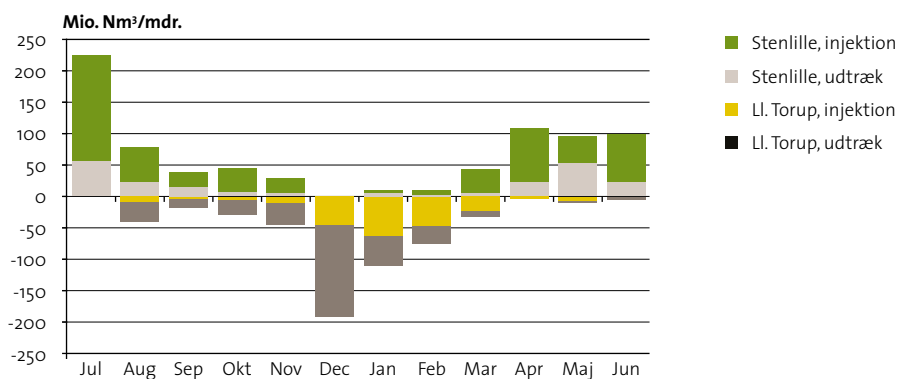
Energinet.dk vurderede de aktuelle værktøjer ved eventuelt at erklære nød, herunder aktivering af de nødafbrydelige, men dette erkendtes ikke at have nogen effekt, da de nødafbrydelige allerede tog under deres aftalte grænse, herunder de centrale kraftværker, som allerede havde reduceret deres aftag.

Op ad formiddagen torsdag den 24. februar 2011 kom produktionen på Nordsøen op igen, og efter 18 timer var de igen på fuld produktion. Det var således en hændelse, der strakte sig over 3 dage med totalt udfald på Nordsøen i over 24 timer og vinterdage med en døgn gennemsnits-temperatur på -5 grader Celsius.

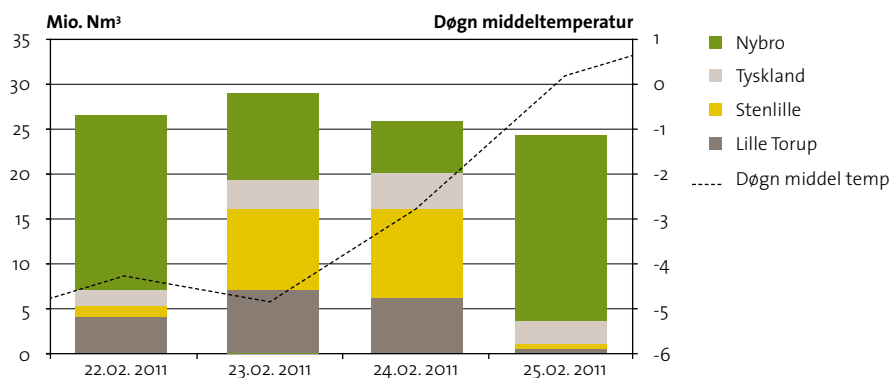
Under forløbet slog Stenlille udtræksrekord med op mod 520.000 Nm³/h. Dette gjorde, at leverancerne til Sverige,



Figur 3-5 Nettoflow Ellund 1. oktober 2010 - 1. juli 2011.



Figur 3-6 Udnyttelse af gaslagrene i Lille Torup og Stenlille i perioden 1. juli 2010 - 30. juni 2011.



Figur 3-7 Temperatur og forsyningsfordeling.

Punkt		Kapacitet Mio. Nm ³ /d	Maks. flow 2008/2009 Mio. Nm ³ /d	Maks. flow 2009/2010 Mio. Nm ³ /d	Maks. flow 2010/2011 Mio. Nm ³ /d
Nybro	Entry	32,4 ²⁾	24,1	23,1	22,5
Lille Torup Gaslager	Udtræk	8,0 ³⁾	4	4,5	7,3
Stenlille Gaslager	Udtræk	9,5	3	6,5	9,6
Den danske exit-zone	Exit	25,5	19,1	21,5	22,2
Ellund	Entry/Exit	4,8 ³⁾ /8,3	0/8,3	0/7,1	4,7/8,5
Dragør Border	Exit	8,6 ¹⁾	5	7,2	7,8

Tabel 3-1 Kapacitet i normalsituationen sammenstillet med maksimale faktiske døgnmængder i de tre sidste vintre.

¹⁾ Det svenske system kan dog ikke modtage disse mængder ved det forudsatte minimumstryk i Dragør på 45 bar. Den uafbrydelige kapacitet er angivet til 6 mio. Nm³/d.

²⁾ Samlet kapacitet på modtagerterminalerne i Nybro. De mulige leverancer er i dag mindre, idet der er en kapacitetsbegrænsning i Tyra-Nybro-ledningen på ca. 26 mio. Nm³/d, og der ikke kan leveres væsentlige mængder fra Syd Arne-ledningen.

³⁾ Afbrydelig kapacitet.

også slog rekord i disse dage med 400.000 Nm³/h, kunne opretholdes.

3.2.6 Udnyttelse af entry/exit-kapacitet

I Tabel 3-1 er kapaciteterne i transmissionsnettets entry/exit-punkter sammenlignet med de maksimale faktiske døgnmængder i de sidste tre vintre.

Kapaciteten i transmissionssystemet skal ses samlet. Det vil sige, at den samlede kapacitet er afhængig af sammenhængen mellem entry- og exit-mængder og levering fra lagre. Endvidere kan aktuelle mængder i bestemte punkter påvirke kapaciteten i andre punkter. Derudover har entry- og exit-punkterne og M/R-stationerne isoleret hver deres fysiske begrænsninger.

Kapaciteten i den danske exit-zone er afhængig af forbrugets placering. Der er kapacitetsknaphed i dele af transmissionssystemet og øvre grænser på de enkelte M/R-stationer. Den anførte kapacitet for den danske exit-zone er en vurdering af det forventede maksimale aftag i exit-zonen.

I Ellund har der indtil oktober 2010 ikke kunnet nomineres større mængder som entry, end der er nomineret som exit. Fysisk import fra 1. oktober 2010 er betinget af specifikke trykforhold og de tidsmæssige begrænsninger ved at vende den fysiske strøm. Det er teknisk muligt at vende den fysiske strøm, så kompressorstationer i Nordtyskland leverer gas til Danmark. Imidlertid vil de mulige fysiske leverancer fra Tyskland til Danmark afhænge af både belastningsforholdene i det nordtyske transmissionssystem og i det danske transmissionssystem. Siden oktober 2010, hvor en trykservice-aftale mellem Energinet.dk og DEUDAN-partnerne trådte i kraft, har der i flere situationer været fysisk import fra Tyskland.

Den angivne exit-kapacitet i Ellund er den fysiske kapacitet. Der kan nomineres exit-mængder svarende til den fysiske kapacitet tillagt de mængder, der importeres.

I 2006 blev grænsestationen til Sverige, Dragør Border, udvidet. Den fysiske kapacitet på selve grænsestationen blev forøget til 360.000 Nm³/h (8,6 mio. Nm³/d). Det skal dog anføres, at det svenske system ikke forventes at kunne modtage så

store mængder ved et tryk på 45 bar, som er det forudsatte minimumstryk i Dragør. Energinet.dk har derfor angivet den uafbrydelige kapacitet i Dragør til 250.000 Nm³/h (6 mio. Nm³/d). Der kan i de fleste driftssituationer modtages større mængder på den svenske side ved de aktuelle belastningsforhold i det danske system, hvorfor disse mængder tilbydes som afbrydelig kapacitet.

3.2.7 Udnyttelse af M/R-stationernes kapacitet

I 2010 blev der transporteret ca. 6,5 mia. Nm³ gas gennem Energinet.dk's transmissionsnet fordelt med ca. 4 mia. Nm³/år til de danske forbrugere, ca. 1,5 mia. Nm³/år som eksport til Sverige og ca. 1 mia. Nm³/år (netto) som eksport til Tyskland, jf. Figur 3-1.

I vinteren 2010/2011 udgjorde den maksimale nettotransport ca. 33,2 mio. Nm³/døgn (21. december 2010). Den danske exitzone udgjorde 22,3 mio. Nm³/døgn. Eksporten til Sverige var 6,7 mio. Nm³/døgn, og importen fra Tyskland var 4,2 mio. Nm³/døgn i dette døgn og således lavere end de maksimale værdier.

Maksimal eksport til Sverige og Tyskland udgjorde henholdsvis 7,8 mio. Nm³/døgn (23. februar 2011) og 8,5 mio. Nm³/døgn (20. maj 2011). Maksimal import fra Tyskland udgjorde 4,8 mio. Nm³/døgn (11. januar 2011).

Eksporten til Sverige er normalt temperaturafhængig ligesom forbruget i Danmark, mens eksport og import i relation til Tyskland er afhængig af andre forhold.

Den maksimalt forekommende transmission af gas til distributionen på de enkelte M/R-stationer i vintrene 2009/2010 og 2010/2011 er vist i Tabel 3-2, der indeholder resultater for både maksimal døgnmængde og maksimalt flow i løbet af en time gennem den enkelte M/R-station i transmissionssystemet. Dagen og timen med maksimalt flow kan variere fra den ene til den anden M/R-station.

3.3 Marked

3.3.1 Generel markedsudvikling

I 2010 blev der optaget 5 nye transportkunder, hvoraf kun 1 er blevet aktiv i

M/R-station	Maksdøgn i perioden 2009-05-01 til 2010-04-30	Makstime i perioden 2009-05-01 til 2010-04-30	Maksdøgn i perioden 2010-05-01 til 2011-04-30	Makstime i perioden 2010-05-01 til 2011-04-30
	1.000 Nm ³ /døgn	Nm ³ /h	1.000 Nm ³ /døgn	Nm ³ /h
Amager Fælled	50	3.815	51	4.083
Billesbølle	94	4.985	97	5.103
Brande	98	4.894	92	4.950
Brøndby	1.496	69.456	1.744	79.648
Dragør	203	9.803	198	9.753
Egtved	984	53.488	1.125	56.788
Ellidshøj	194	9.748	205	9.607
Frøslev	648	35.008	700	39.968
Haverslev	432	28.241	430	21.158
Helle	18	836	6	407
Herning	2.044	102.656	2.111	97.600
Højby	494	24.861	547	31.829
Karlslunde	697	37.666	701	33.968
Karup	277	13.055	309	14.815
Koelbjerg	497	35.613	507	36.024
Køge	707	34.312	510	26.230
Lilballe	53	2.461	44	2.163
Lille Selskær	429	22.064	474	24.096
Lille Torup	60	3.098	63	3.284
Lynge	1.470	71.216	1.579	75.824
Middelfart	60	3.097	59	6.171
Måløv	1.378	62.400	1.436	64.640
Nyborg	53	2.921	58	2.970
Nybro	58	2.683	56	2.562
Nørskov	287	16.492	340	16.511
Pottehuse	163	8.124	172	8.296
Ringsted	728	38.480	669	31.432
Slagelse	289	21.178	309	16.469
Sorø	574	26.792	198	12.745
St. Andst	370	22.752	453	21.912
Stenlille	583	29.280	606	28.752
Sydhavnen	16	1.326	20	1.745
Taulov	107	4.868	106	5.362
Terkelsbøl	323	22.720	356	17.584
Torslunde	332	15.688	236	13.030
Ullerslev	133	6.997	122	6.090
Vallensbæk	523	24.921	504	23.290
Varde	225	13.630	185	14.980
Viborg	1.588	76.096	1.563	69.996
Ålborg	1.376	70.992	1.517	75.592

Tabel 3-2 Registrerede maksdøgn- og makstimeaftag på de enkelte M/R-stationer i perioden 1. maj 2009-30. april 2010 og perioden 1. maj 2010-30. april 2011.



markedet. Der er endnu ikke optaget nogen nye transportkunder i 2011.

På den baggrund er status efter 1. halvår 2011, at Energinet.dk har 31 registrerede transportkunder. Af disse er 15 kunder på nuværende tidspunkt aktive, 11 kan betragtes som latente kunder, der kunne starte op hurtigt, og 5 kan betragtes som kunder, der har forladt markedet, eller som har været registreret i en årrække uden at have været aktive.

GTF (den bilaterale handelsplads) er fortsat et vigtigt handelspunkt for transportkunderne og har i 2010 haft en øget betydning. Således blev der handlet, hvad der svarer til 70 % af det samlede danske forbrug i 2010 sammenlignet med ca. 60 % i 2009, og på nuværende tidspunkt kunne det tyde på, at 2011 vil sætte endnu en ny rekord.

Gasbørsen

I efteråret og vinteren 2009/2010 fik Nord Pool Gas (NPG) sit gennembrud på det danske gasmarked. Den positive udvikling startede i oktober, hvor der blev foretaget ca. 100 handler på NPG. Siden steg antallet af handler kraftigt og toppede i marts med over 800 handler på

en måned. Sommeren tog noget af gasbørsens momentum ud, men volumennemæssigt er der i alt handlet ca. 8 % af det danske forbrug på NPG i 2010, hvilket skal sammenlignes med, at kun ca. 1 % af det danske forbrug blev handlet på NPG i 2009. NPG synes at have bidt sig fast i markedet, da hvad der svarer til ca. 10 % af det danske gasforbrug, er blevet handlet på NPG indtil nu i 2011.

En anden positiv udvikling er, at der hver dag i 2010 har været handler på NPG – en tendens, der tog sin start i november 2009.

I 2010 blev der introduceret to nye produkter:

- Et såkaldt balance-of-the-month-produkt, hvor man som kunde handler gas for resten af dagene i indeværende måned
- Et swap-produkt, hvor man kan bytte gas, man har i Tyskland, til gas i Danmark med en modpart, som har gas i Danmark, eller vice versa.

I 2011 har Nord Pool Gas introduceret et intra-day-produkt, som gør det muligt for transportkunder at handle for den sidste

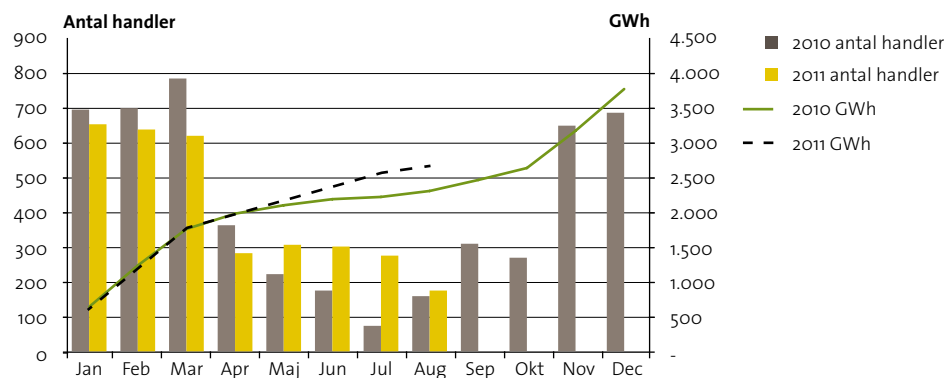
halvdel af gasdøgnet midt i det relevante gasdøgn. Dette synes at være blevet vel modtaget i markedet, da der har været handler på dette produkt på alle hverdage.

Samtidig har NPG introduceret et weekendprodukt, hvor man kan handle lørdag og søndag samlet.

3.3.2 Ellund

Indtil oktober 2010 har der kun været få dage med flaskehals og dermed afbrud i transporten. Dette skyldes, at eksporten til Tyskland har været på et mere stabilt niveau og dermed har kunnet sikre importen i forhold til perioderne i 2009 og 2007. Her betød et overskud af gas i Europa, forårsaget af de varme vintre, at eksporten blev sænket til et minimum i flere perioder af året. At eksporten har haft et mere normalt forløb i det meste af 2010 skyldes formentlig, at vinteren har været kold.

I oktober 2010 trådte trykservice-aftalen med Gasunie Deutschland i kraft, og i midten af oktober begyndte kunderne for første gang siden 1982 fysisk at importere gas fra Tyskland til Danmark.



Figur 3-8 Antal handler (venstre akse) og handlede mængder (højre akse) pr. måned på Nord Pool Gas.

Siden slutningen af oktober 2010 og frem til 1. april 2011 har der næsten konstant været import af gas fra Tyskland, hvilket har resulteret i, at i alt ca. 4,5 TWh er blevet importeret i denne periode. Transportkunderne havde faktisk et ønske om at importere større gasmængder i december og januar, men fysikken tillod ikke en højere import, og der måtte afbrydes for en del af den ønskede importmængde.

Ved starten af 2. kvartal den 1. april 2011 gik vi direkte fra en importsituation til en eksportsituation, hvor vi igen så et historisk set normalt eksportflow over Ellund.

3.4 Gaskvalitet

Kvaliteten af gassen i Energinet.dk's transmissionssystem, der forsynes enten fra den danske del af Nordsøen via behandlingsanlægget ved Nybro, fra det tyske marked via Ellund eller fra gaslagrene i Lille Torup og Stenlille, kontrolleres på målestationer i Nybro, Egtved, Dragør Border, Ellund, Lille Torup og Stenlille.

Gassen skal til enhver tid opfylde kvalitetsspecifikationerne i Regler for Gastransport. Gas, som distribueres til danske forbrugere, skal overholde de i Gasreglementet angivne kvalitetsspecifikationer, der er fastsat af Sikkerhedsstyrelsen. Det danske marked forsynes altid med gas, der overholder kravene i Regler for Gastransport og Gasreglementet.

I 2010 blev det danske marked forsynet både med dansk nordsøgas og med europæisk gas importeret via Ellund. I perioden 1. januar 2010 til 1. januar 2011 har wobbeindekset for naturgas varieret fra 14,16 kWh/Nm³ til 15,35 kWh/Nm³ med et gennemsnit på 15,26 kWh/Nm³. Den relative densitet har varieret fra 0,599 til 0,665, mens den øvre brændværdi har svinget mellem 10,98 kWh/Nm³ og 12,51 kWh/Nm³ med et gennemsnit på 12,12 kWh/Nm³.

4. Det kommende års forbrug og forsyning (Winter outlook)

	Entry Mio. Nm ³ /døgn	Exit Mio. Nm ³ /døgn
Den danske exit-zone	0	22,5
Dragør	0	7,8
Ellund netto	0	3,0
Nybro	15,8	0
Lager Stenlille	9,5	0
Lager Lille Torup	8,0	0
I alt netto	33,3	33,3

Tabel 4.1 Prognose for nettotransport ved en døgnmiddeltemperatur på -13 °C i vinteren 2011/2012 (normalsituation).

4.1 Forsyningssikkerhed på kort sigt

Transmissionssystemets M/R-stationer har den nødvendige kapacitet til håndtering af de mængder, som aftages af de regionale distributionsselskaber. Energinet.dk foretager årligt en vurdering af det mulige aftag på samtlige stationer, og der foretages løbende koordinering med distributionsselskaberne om eventuelle forbrugsstigninger eller ledningskonfigurationer i distributionsnettene, som kan ændre forbrugsfordelingen på de enkelte stationer. Dette års vurdering har vist, at de beregnede kapaciteter for de enkelte M/R-stationer opfylder distributionsselskabernes forventninger til aftaget i normalsituationer ved døgnmiddeltemperaturer på -13 °C, som er den dimensionerende 20-års-vintertemperatur i henhold til DMI.

I yderpunkterne Lyngø, Aalborg og Dragør skal M/R-stationerne kunne levere de nødvendige mængder ved et tilgangstryk på 45 bar, som er det lavest forudsatte tryk i normalsituationer. I yderpunktet Ellund skal trykket være minimum 55 bar. I nødsituationer forudsættes trykket i transmissionssystemet at kunne falde til

35 bar i yderpunkterne, men de nødvendige leverancer gennem M/R-stationerne vil samtidig blive reduceret på grund af afbrydelse af forbrugere, heriblandt de direkte tilsluttede centrale kraftværker, der reducerer gasaftaget i henhold til deres kontrakter.

4.1.1 Winter Outlook

Nedenfor er forudsætningerne for en forsyningssituation for vinteren 2011/2012 ved en temperatur på -13 °C kort beskrevet, jf. Tabel 4-1 og Figur 4-1.

- Den samlede nettotransport er estimeret til 33,3 mio. Nm³/døgn, hvoraf forbruget i Danmark udgør 22,5 mio. Nm³/døgn. For exit-zone Danmark svarer aftaget til Energinet.dk's forventninger ved en døgnmiddeltemperatur på -13 °C
- Det samlede lagerudtræk er forudsat at udgøre 17,5 mio. Nm³/døgn fordelt med 9,5 mio. Nm³/døgn på Stenlille og 8,0 mio. Nm³/døgn på Lille Torup. Der anvendes en optimeret fordeling af lagerudtrækket for at opnå det højeste mulige tryk i nettet
- I Ellund transporteres netto 3,0 mio. Nm³/døgn svarende til 125.000 Nm³/h,

og i Dragør transporteres 7,8 mio. Nm³/døgn svarende til 325.000 Nm³/h.

4.1.2 Kapacitetsreserver i normalsituationer

Det danske gastransmissionssystem modtager i dag gas gennem to offshore-ledninger med følgende kapaciteter:

- Tyra-Nybro-ledningen, ca. 27 mio. Nm³/døgn
- Syd Arne-Nybro-ledningen, ca. 13 mio. Nm³/døgn.

I normalsituationer leveres i størrelsesordenen 0,5 mio. Nm³/døgn gennem Syd Arne-ledningen – resten kommer via Tyra-ledningen. Der er således rigelig kapacitet i Syd Arne-ledningen, som kan anvendes i nødforsyningssituationer.

Fra oktober 2010 blev der endvidere mulighed for at levere gas til det dansksvenske marked fra Tyskland. Kapaciteten afhænger af det tryk, som de tyske TSO'er kan levere, og af det nødvendige tryk i det danske transmissionssystem i den konkrete situation. Der vil under optimale forhold kunne leveres op til 200.000 Nm³/h svarende til ca. 4,8 mio. Nm³/døgn



Figur 4-1 Prognose for en vintersituation med døgnmiddeltemperatur på $-13\text{ }^{\circ}\text{C}$ i 2011/2012 (normalsituation).

(Danmark bruger gennemsnitligt cirka 10 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$).

Lagrene i Stenlille og Lille Torup udgør en vigtig del af kapacitetsreserverne, også i normalsituationer.

Energinet.dk skal sikre, at lagerejerne kan udnytte deres fysiske lagerkapacitet bedst muligt. På den baggrund fastlægger Energinet.dk i samarbejde med lagerselskaberne årligt de maksimale, kommercielle udtrækskapaciteter (muligt udtræk i normalsituationer) for gaslagrene i Lille Torup og Stenlille for det kommende år.

Energinet.dk har endvidere for lageråret indgået en såkaldt swap-aftale, som sikrer, at Energinet.dk for at tilgodese maksimal forsyningssikkerhed har mulighed for fysisk at bestemme, hvor gassen er placeret i de to lagre.

4.2 Kapacitetsbestillinger

Exit Dragør

Vinteren 2010/2011 var ikke nær så kold som året før, og dette kunne ses på kapacitetsbestillingerne hen over vinteren,

som ikke nåede op på nær samme niveau. Samtidig var den kolde periode ikke nær så lang i år. Bestillingerne omkring nytår var dog godt oppe i afbrydeligt niveau 2 – op til ca. 4,3 mio. kWh/h. Efter 1. oktober 2011 er der igen uafbrydelig kapacitet til rådighed.

Entry Ellund

Ved Entry Ellund fra Tyskland sælges der i dag kun afbrydelig kapacitet. Siden 1. oktober 2010 har det dog været muligt at få fysiske leverancer ind fra Tyskland til Danmark, men kapaciteten er stadigvæk kun afbrydelig, da gassen ikke vil kunne leveres fysisk på alle tidspunkter.

Kapacitetssalget ved Entry Ellund har i vinteren 2010/2011 sat nye rekorder med kapacitetssalg helt op til 6,5 mio. kWh/h. Det skal bemærkes, at Energinet.dk kun sælger afbrydelig niveau 1-kapacitet op til 1,8 mio. kWh/h. Resten bliver solgt som afbrydelig niveau 2-kapacitet¹³.

Afbrydelig niveau 1-kapacitet er udsolgt frem til marts 2012.

¹³ Energinet.dk sælger yderligere kommerciel kapacitet på afbrydelige vilkår, når den maksimale fysiske grænse er nået i et entry- eller exit-punkt.

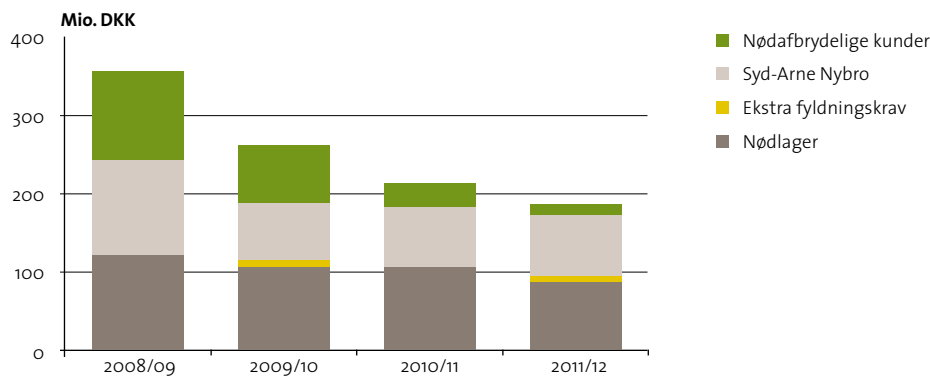
Exit Ellund

I de seneste 3 år har der været udsolgt af både afbrydelig og uafbrydelig niveau 1-kapacitet Exit Ellund, hvilket også gjaldt for gasåret 2009/2010. Dette betyder, at der det meste af gasåret er solgt kapacitet op over niveau 2 (over 4,8 mio. kWh/h).

Op til salget 1. oktober 2010 er niveau 2-grænsen blevet fjernet, således at vi kun sælger afbrydelig niveau 1-kapacitet. Ved salget af kapacitet 1. oktober 2010 og frem blev der solgt 2,8 mio. kWh/h, hvilket er over 2 mio. kWh/h lavere end de senere år. I foråret 2011 har vi dog set et stort salg af kortere kontrakter, op til ca. 4,6 mio. kWh/h.

Entry Nybro

Kapacitetsbestillingen ved Entry Nybro har ændret sig markant i løbet af 2010. Således så vi 1. november 2010, at grundniveauet i bestillingerne gik fra ca. 11 mio. kWh/h, som er normalt, til ca. 9 mio. kWh/h. Samtidig så vi, at peaks i løbet af vinteren lå på et niveau på ca. 11 mio. kWh/h, hvilket er ca. 1. mio. kWh/h under en normal vinter.



Figur 4-2 Omkostningerne til indkøb af nødforsyning er faldet markant de sidste par år.

Exit-zonen

Salget af kapacitet i exitzonen har nået et lavere bundniveau end tidligere, med et årssalg på ca. 8,5 mio. kWh/h, hvilket er endnu lavere end sidste års lave niveau på ca. 9,5 mio. kWh/h.

Selvom vinteren ikke var nær så kold som året før, oplevede vi nogenlunde samme kapacitetsbestillinger af korte kontrakter, dog nu primært i november/december, hvor de sidste år lå i januar/februar. Salget af kapacitet har i denne periode ligget næsten konstant over 10 mio. kWh/h, men har på mange dage nået op imellem 11 og 12 mio. kWh/h. Kapacitetsgrænsen i exitzonen er sat til ca. 13 mio. kWh/h.

Efter 1. april 2011 faldt grundbestillingen i exit-zonen igen, nu til ca. 9 mio. kWh/h (samme som foråret sidste år). Dette indikerer, at transportkunderne i exit-zonen igen i år bruger de korte produkter til at optimere deres samlede portefølje med.

4.3 Nødforsyning

Energinet.dk varetager forsyningssikkerheden i Danmark i overensstemmelse med Bekendtgørelse om varetagelse af

naturgasforsyningssikkerheden. I dette afsnit er beskrevet de regler, som vil være gældende i vinteren 2010/2011. I afsnit 1.7 er ændringerne som følge af den nye forsyningssikkerhedsforordning angivet.

Energinet.dk's beredskab er planlagt til at kunne håndtere en række situationer, hvor forsyningssvigt opstår, og hvor den værste hændelse er, at der mistes leverancer gennem Tyra-Nybro-ledningen.

4.3.1 Redskaber

I tilfælde af alvorlige forsyningssvigt kan Energinet.dk opretholde forsyningen af gas til Danmark ved brug af en række redskaber. Det er redskaber, der dels kompenserer for de manglende leverancer fra Tyra-ledningen, dels reducerer behovet for gas:

- Leverancer fra de danske gaslagre, dels gennem direkte aftaler med lagerselskaberne (nødlager) og dels gennem aftaler med lagerkunderne (lagerfyldningskrav)
- Nødforsyning fra Tyra-feltet via Harald-feltet gennem Syd Arne-Nybro-ledningen
- Afbrud af de største forbrugere af gas – afbrydelig nødforsyning

- Udnyttelse af linepack i landleddninger og søledninger¹⁴.

Omkostningerne til indkøb af nødforsyningsredskaberne er faldet markant siden introduktionen af det nuværende nødforsyningskoncept, jf. Figur 4-2. Udviklingen er delvist udtryk for en professionalisering i Energinet.dk af indkøbsprocessen, men væsentligst afspejler udviklingen, at fleksibiliteten i gassystemet er steget i perioden med faldende forbrug og senest muligheden for fysisk import over Ellund. Det kan dog ikke afvises, at værdien af fleksibilitet i gassystemet – og derved også Energinet.dk's omkostninger til indkøb af nødforsyningsydelse – vil stige igen over de næste par år som udtryk for den generelt presede forsyningssituation i denne periode.

Derudover er der en begrænset mulighed for leverancer fra Tyskland via DEUDAN-ledningen. Energinet.dk planlægger den nødvendige anvendelse af ovenstående redskaber på baggrund af to dimensionerende situationer:

¹⁴ Ved et givet tryk er der en mængde gas i gasledningerne. Hvis et lavere tryk kan accepteres, skal der være en mindre gasmængde i ledningerne til opretholdelse af dette tryk. Forskellen mellem gasmængden ved det høje og det lave tryk kaldes linepack.

1. marts	Mio. Nm ³
Behov i exit-zonen i 60 døgn før afbrud	Ca. 875
Forventet afbrud på afbrydelige forbrugssteder	Ca. 150
Behov i exit-zonen i 60 døgn efter afbrud	Ca. 775
Leverancer fra Syd Arne	Ca. 400
Leverancer fra Tyskland	Ca. 125
Nødlager og fyldningskrav i lagrene	Ca. 200

Tabel 4.2 Forventet afdækning af nødforsyningsbehov i 2 måneder.

- 3 døgn's forsyningsssvigt ved ekstreme temperaturer (20-års-vinter)
- 60 døgn's forsyningsssvigt ved normale vintertemperaturer.

Energinet.dk beregner hvert år det forventede forbrug i de dimensionerende situationer og planlægger brugen af redskaberne herefter. I vinteren 2011/2012 er behovet for nødforsyning og de enkelte redskabers bidrag beregnet jf. Tabel 4-2.

Lagerydelser

Energinet.dk foretager en samlet reservation af lagervolumen, hvoraf en mindre del er til systembalancering. I vinteren 2011/2012 er den samlede reservation af lagervolumen på ca. 250 mio. Nm³, heraf 35 mio. Nm³ til systembalancering. Derudover er hovedparten af volumenkapaciteten i Stenlille og Lille Torup solgt med såkaldte fyldningskrav. Det indebærer, at lagerkunderne forpligter sig til at have gas i lagrene, således at Energinet.dk i nødforsyningsituationer råder over yderligere gas i lagrene. Graden af påkrævet lagerfyldning varierer over vinteren.

Reservationen af lagervolumen er sket på baggrund af behovet i de to

dimensionerende nødforsyningsituationer sammenholdt med forventningen til leverancer fra Syd Arne-ledningen, import fra Tyskland og afbrud af de nødafbrydelige forbrugssteder.

Energinet.dk har til håndtering af korterevarende forsyningsssvigt fra Nordsøen i ekstreme vintertemperaturer reserveret udtrækskapacitet fra lagrene til kompenserende for de manglende leverancer. Energinet.dk har desuden mulighed for at udnytte den begrænsede mængde gas, der er i selve gasledningerne – det såkaldte linepack.

Den reserverede udtrækskapacitet på de to lagre er fordelt forskelligt hen over året.

Leverancer fra Syd Arne

Energinet.dk har indgået en aftale, der i nødforsyningsituationer muliggør leverancer på 7 mio. Nm³/døgn fra Tyra via Harald gennem Syd Arne-Nybro-ledningen til forsyning af det danske marked.

Normalt flyder gassen via Harald-ledningen fra Harald-feltet til Tyra-plattformen, hvor den behandles, inden den sendes ind til land via Tyra-ledningen. I en

nødforsyningsituation vil gassen skulle flyde den modsatte vej i Harald-ledningen og blive sendt via Syd Arne-ledningen ind til land. Leverancerne fra Syd Arne-feltet og Harald-feltet forventes stoppet i denne situation, da kapaciteten i ledningerne er begrænset, og leverancer fra Tyra-plattformen vil beslaglægge denne.

Afbrydelig nødforsyning (nødforsyningskoncept)

Energinet.dk's koncept for afbrydelig nødforsyning giver de største forbrugssteder mulighed for at fravælge den lovpligtige 'forsikring' for nødforsyning. De største forbrugssteder er i denne sammenhæng forbrugssteder med et gasforbrug over 2 mio. Nm³ årligt.

I nødforsyningskonceptet tilbyder Energinet.dk tre kategorier af nødforsyning som vist i Tabel 4-3. De tre kategorier kan kombineres til delvis afbrydelig nødforsyning, hvor forbrugeren skal kunne reducere dele af sit gasforbrug inden for 3 timer eller 3 døgn. Det vil sige, at en del af aftaget er hyperafbrydeligt (afbrydes inden 3 timer), en del er 3-døgn'safbrydelig nødforsyning og resten er uafbrydelig nødforsyning.

Kategori	Vilkår
Uafbrydelig nødforsyning	Uafbrydelig (60 dages) nødforsyning Fuld forsikring
3-døgns afbrydelig nødforsyning	Med 3-døgns afbrydelig nødforsyning skal gasaftaget på forbrugsstedet reduceres inden for 3 døgn efter erklæring af nødforsynings-situation. Forbruget må først genoptages, når nødforsynings-situationen ophører.
Hyperafbrydelig nødforsyning	Med hyperafbrydelig nødforsyning skal gasaftaget på forbrugsstedet reduceres inden for 3 timer efter erklæring af nødforsynings-situation og må først genoptages efter 72 timer.

Table 4.3 Nødforsyningskategorier i nyt nødforsyningskoncept.



Ved kombination af de tre kategorier kan graden af 'forsikring' altså sammensættes til at passe til det enkelte forbrugssted. Herved opnås fleksibilitet i forbindelse med afbrydelighed af forbrugere.

Forbrugere, der har indgået kontrakt om afbrydelig nødforsyning med Energinet.dk, håndteres i nødforsynings-situationer i et samarbejde mellem distributions-selskaberne og Energinet.dk.

Når Energinet.dk vurderer, at der er opstået en nødforsynings-situation, udsendes en nødforsynings-erklæring til de afbrydelige forbrugere, til systemoperatørerne i Sverige og Tyskland, til de to lag-selskaber og til opstrømsrørledningsoperatøren.

I de efterfølgende timer overvåger Energinet.dk de afbrydelige forbrugeres aftag. Hvis der ikke reduceres, kontaktes forbrugerne med henblik på afbrud.

Såvel hyper- som 3-døgnsafbrydelige forbrugere, som ikke afbryder deres aftag i henhold til de indgåede aftaler om afbrydelighed, afbrydes fysisk af distributions-selskabet på foranledning af Energinet.dk.

Øvrige redskaber, herunder leverancer fra Tyskland

I tillæg til de alternative gasleverancer, som Energinet.dk råder over, har Energinet.dk samarbejdsaftaler med de tilstødende systemoperatører, som giver den nødvendige operationelle fleksibilitet.

Leverancer fra Tyskland via DEUDAN-ledningen vil i første omgang ske kommercielt, hvis der er fysisk flow mod Tyskland og dermed mulighed for backhaul (modflow). Fra og med oktober 2010 blev det desuden muligt fysisk at levere op til 200.000 Nm³/h gas fra Tyskland til Danmark. I normalsituationer vil denne mulighed i perioder være begrænset af kravene til trykket i det danske system, men i en nødsituation vil trykket i det danske system blive så lavt efter et stykke tid, at der kan flyde gas fra Tyskland til Danmark. Alternativt kan fysisk flow fra Tyskland sikres ved, at der lukkes for den sydgående ventil i Egtved, så den sønderjyske del af det danske gassystem bliver styret fra Tyskland, og gas med tysk brændværdi isoleres til dette område.

I yderste instans, hvor en hændelse eller kombination af hændelser giver en

alvorligere forsynings-situation, end nødberedskabet er dimensioneret til at klare, vil bestemmelserne om force majeure i Regler for Gastransport træde i anvendelse. Dermed vil eksempelvis almindelige bestemmelser om uafbrydelig nødforsyning blive sat ud af kraft, og Energinet.dk vil have mulighed for at foretage en prioriteret nedlukning af forbrugere ud fra et overordnet systembehov og hensyntagen til nødvendigt forbrug.

4.3.2 Prioritering af virkemidler

I Regler for Gastransport beskrives en række vilkår, der sikrer, at Energinet.dk i visse situationer kan påvirke eller disponere over forsyningen og forbruget af gas, så det samlede forbrug og gassystem sikres optimalt. Dette gælder afbrydelige forbrugere, reduceret nominering, reduceret kapacitet, nødforsyning og force majeure.

Energinet.dk's konkrete disponering af, hvilke midler der tages i brug til at sikre forsynings-sikkerheden, vil tage udgangspunkt i, at markedet skal mærke så lidt som muligt til den teknisk betingede



situation, der måtte være opstået. Den konkrete forsynings- og vejr-situation og den faktiske status for gassystemet er væsentlige parametre i timingen og rækkefølgen af midlernes anvendelse, hvorfor det ikke på forhånd kan fastslås i detaljer, hvornår og hvordan midlerne skal tages i anvendelse.

I tilfælde af større forsyningsvigt fra Nordsøen vil en række tiltag blive sat i værk for at sikre forsyningen af det danske gasmarked. Virkemidlerne er beskrevet ovenfor.

I en nødsituation overtager Energinet.dk al transport af gas i systemet. Energinet.dk har kun nødforsyningsforpligtelser for det danske gasmarked, men i det omfang transportkunder sørger for tilgængelighed af gas til transit i entrypunkterne eller fra lager, vil Energinet.dk søge at stille den nødvendige transportkapacitet til rådighed, hvis de fysiske forhold tillader det.

Som det er beskrevet i Regler for Gas-transport, skal Energinet.dk i tilfælde af en nødforsynings-situation fordele de tilgængelige gasmængder på det danske gasmarked under hensyntagen til:

- Indgåede aftaler om nødforsyning i henhold til nødforsyningskonceptet, jf. afsnit 4.3.1
- Videst mulig minimering af konsekvenserne for forbrugerne, idet det bl.a. så vidt muligt skal undgås at afbryde leverancer til forbrugere, som er følsomme over for uregelmæssigheder i gasforsyningen.

I den forbindelse skal det bemærkes, at transport- og lagerkunderne, såfremt de har mulighed for det, skal fortsætte med at levere gas ind i det danske gassystem ved entry-punkterne og lagrene.

4.4 Gaskvalitet

Gaskvaliteten forventes i 2012 at være en blanding af den danske nordsøgas og gas fra Tyskland importeret via Ellund.

Wobbeindekset for den danske nordsøgas forventes fortsat at variere fra 15,0 kWh/Nm³ til 15,5 kWh/Nm³. For gas importeret fra Tyskland forventes det, at wobbeindekset vil være lavere end for dansk nordsøgas. Det skønnes, at wobbeindekset i gennemsnit vil være 14,4 kWh/Nm³ med en variation fra 13,9 kWh/Nm³ til 15,5 kWh/Nm³.

Variationen i gas fra Nordtyskland ligger historisk mellem 13,9 og 15,3 kWh/Nm³, dvs. at en del af gassen falder uden for Gasreglementets krav som er 14,1-15,5 kWh/Nm³. Energinet.dk arbejder derfor sammen med Sikkerhedsstyrelsen, som er myndighed på området og ansvarlig for Gasreglementet, om håndtering af denne gaskvalitetsbarriere. Baseret på rapport om 'Nye gaskvaliteter' er det Energinet.dk's vurdering, at det er sikkerhedsmæssigt forsvarligt at udvide intervallet for wobbeindekset til 13,9-15,5 kWh/Nm³. Energinet.dk forventer, at Sikkerhedsstyrelsen har meldt ændringerne ud inden udgangen af 2011.

I forbindelse med arbejdet om udvidelse af Gasreglementet har Energinet.dk, distributionsselskaberne og DGC (Dansk Gasteknisk Center) arbejdet sammen med de relevante myndigheder om at afdække konsekvenserne for både sikker gasanvendelse, miljøpåvirkninger, effektivitet og afregning med det formål at sikre, at de rigtige løsninger er blevet udarbejdet og implementeret.

5. Forbrug og forsyning i fremtiden



5.1 De kommende års udfordringer

Energinet.dk har til opgave at sørge for, at gastransmissionssystemet står til rådighed for de kommercielle aktører, og at der forefindes tilstrækkelig kapacitet til at forsyne de danske gasforbrugere. Derudover skal der på ikke-diskriminerende vilkår stilles den nødvendige kapacitet til rådighed for transit.

Danmark har siden 1983, som følge af den store produktion i Nordsøen, været selvforsynende med gas, og transmissionssystemet har været udbygget med udgangspunkt i forsyning alene fra Nordsøen. Nordsøproduktionen nåede sit maksimum i 2005-2006.

I 2010 startede leverancer fra det norske gasfelt Trym gennem det danske offshore-system (Harald-Tyra-Nybro), hvilket bidrager til forsyningen af det dansk/svensk/hollandske marked. Leverancerne fra den danske del af Nordsøen i perioden 2011-2013 vurderes at kunne se ud som vist på Figur 5-1.

Det forventede danske og svenske marked set i forhold til den forventede

produktion fra Nordsøen er illustreret i Figur 5-2.

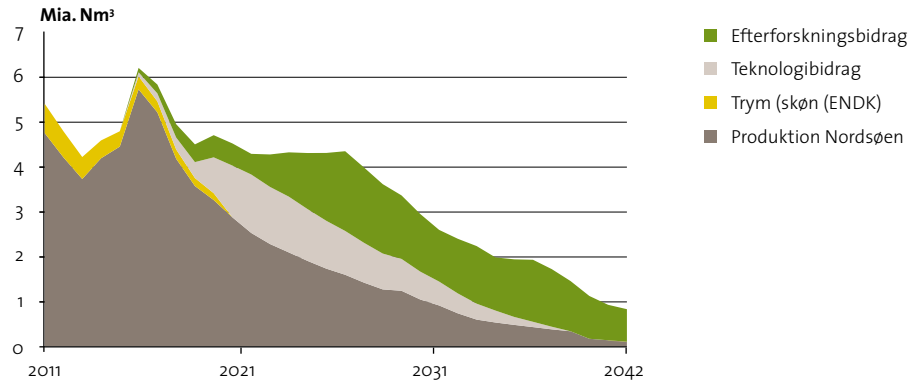
Det forventes, at etableringen af de fysiske leverancer af afbrydelig kapacitet fra Tyskland, som blev mulige i oktober 2010, vil afhjælpe den mangel, der på kort sigt kan opstå i forsyningen af gas til Danmark og Sverige i 2012-2014.

Om sommeren, når der injiceres store mængder gas i lagrene, kan det i et vist omfang blive nødvendigt at afbryde eller reducere injektion og/eller afbrydelig kapacitet Exit Dragør eller Entry Ellund for at holde det nødvendige tryk i transmissionssystemet, og der er på denne baggrund indgået en aftale med lagerselskaberne om, hvordan man i praksis skal håndtere eventuel afbrydelse af lagerinjektion. Aftalen indebærer, at der defineres uafbrydelig og afbrydelig kapacitet på lagrene, og eventuelle afbrydelser sker i alle punkter på basis af RfG (Regler for Gastransport).

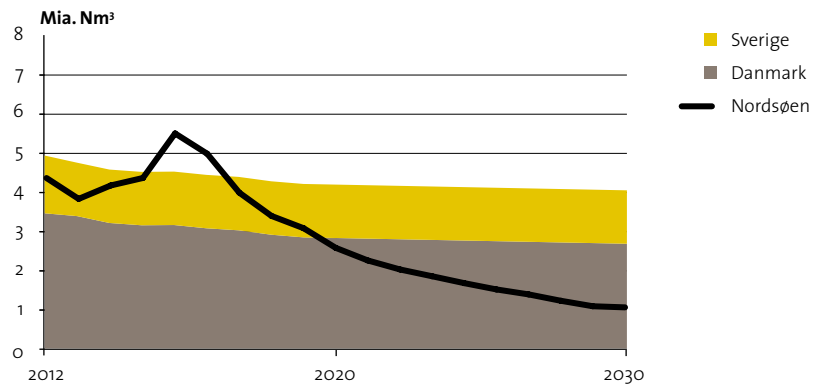
Energistyrelsen vurderer, at produktionen i de kommende år vil falde stærkt og muligvis vil være stort set udfaset i 2040, men der er dog stor usikkerhed på prognoserne.

Da usikkerheden på gasmængderne fra teknologibidrag og efterforskningsbidrag er stor, har Energinet.dk valgt kun at anvende reservebidraget og et skøn over leverancer fra det norske Trym-felt i de efterfølgende beregninger. Idet reservebidraget kan være behæftet med en vis grad af usikkerhed, og eftersom Energinet.dk er forpligtet til at sikre den nødvendige transportkapacitet, er der valgt en konservativ vurdering af leverancemulighederne.

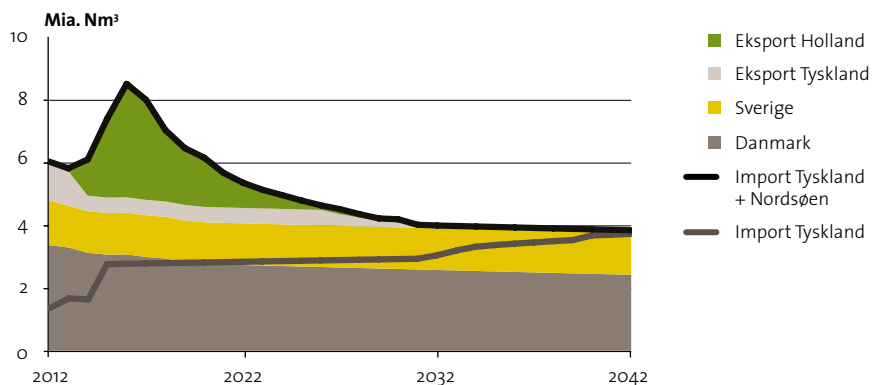
Da Nordsøen hidtil har udgjort den eneste fysiske mulighed for at føre gas ind i Danmark og Sverige, kan der inden for en overskuelig årrække opstå forsyningsproblemer. Energinet.dk har på den baggrund valgt at investere i ny infrastruktur, som muliggør forsyning til Danmark og Sverige fra Tyskland fra oktober 2013. Der er samtidig gennemført initiativer, som ved midlertidige tekniske løsninger i det nordtyske system har muliggjort leverancer fra Tyskland fra oktober 2010. Der er herudover indgået en aftale med lagerselskaberne om, hvordan eventuel afbrydelse af lagerinjektion håndteres i relation til RfG (Regler for Gastransport).



Figur 5-1 Forventede gasleverancer fra Nordsøen. Energistyrelsen og Energinet.dk 2011.



Figur 5-2 Dansk og svensk forbrug i forhold til de forventede gasleverancer fra Nordsøen. Energistyrelsen og Energinet.dk 2011.

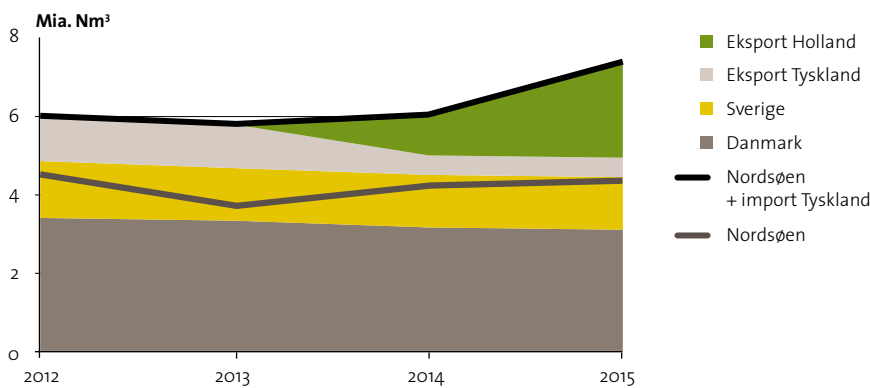


Figur 5-3 Forventet gasproduktion, leverancer og forbrug 2011-2030, Energistyrelsen og Energinet.dk 2011. Trym er inkluderet i leverancer fra Nordsøen, da gassen leveres over danske platforme.

Energistyrelsen har i 2011 udarbejdet en fremskrivning af gasforbruget i Danmark frem til 2030. Energinet.dk har tilsvarende udarbejdet en fremskrivning af gasforbruget i Danmark og Sverige frem til 2020. Energinet.dk's fremskrivning fremgår af Figur 5-3 og er nærmere beskrevet i afsnit 5.2.

I det forsyningsbillede, som er tegnet i Figur 5-3, forudsættes det, at der i 2014 er foretaget en udbygning mod Tyskland, og at det danske Hejre-felt er kommet i produktion. I 2015 forudsættes der yderligere udbygning af det nordtyske system, således at det dansk-svenske marked kan forsynes fra Nordsøen og Tyskland frem til ca. 2030.

Energinet.dk's fremskrivning af forbruget i Danmark strækker sig frem til 2020. Energinet.dk's fremskrivning af gasforbruget i exit-zonen ligger her ca. 0,3 mia. Nm³/år højere end Energistyrelsens seneste fremskrivning. Energistyrelsens prognose for 2030 er i Energinet.dk's fremskrivning tillagt samme forskel, som fremskrivninger i 2020 udviser, dvs. 0,3 mia. Nm³/år. Efter 2030 er forbruget antaget at falde ca. 0,6 % om året ligesom fra 2029-2030.



Figur 5-4 Forsyningsbilledet 2011-2015.

Investeringen i udvidelsen mod Tyskland vil sikre forsyningen til det danske og svenske marked og skabe fleksibilitet og markedsmuligheder for markedsaktørerne. Investeringen imødegår også de usikkerheder i det fremtidige forsyningsbillede, som er beskrevet ovenfor. Mulighederne i perioden 2015-2020 vil i stor udstrækning afhænge af, hvornår og i hvilket omfang der foretages yderligere udbygning af det nordtyske system. Hvis der ikke som forudsat foretages udbygning inden 2015, vil mulighederne begrænses og vil afhænge meget af produktionen i den danske del af Nordsøen, og/eller om der eksempelvis foretages tilkobling af det danske offshore-system til det norske offshore system.

5.1.1 Forsyningsituationen i 2011-2015

Eftersom leverancerne fra den danske del af Nordsøen er faldende, forventes forsyningsituationen at blive stram i årene 2012-2015.

Energinet.dk har over for markedsaktørerne primo 2011 forsøgt at redegøre for den forventede udvikling fra 2012 til

2013, indtil udvidelserne af transmissionssystemet mod Tyskland er etableret, således at markedsaktørerne har et fælles grundlag for deres egne vurderinger og beslutninger, så de kan tage de nødvendige forholdsregler for at undgå kritiske forsyningsituationer på både dags-, måneds- og årsbasis.

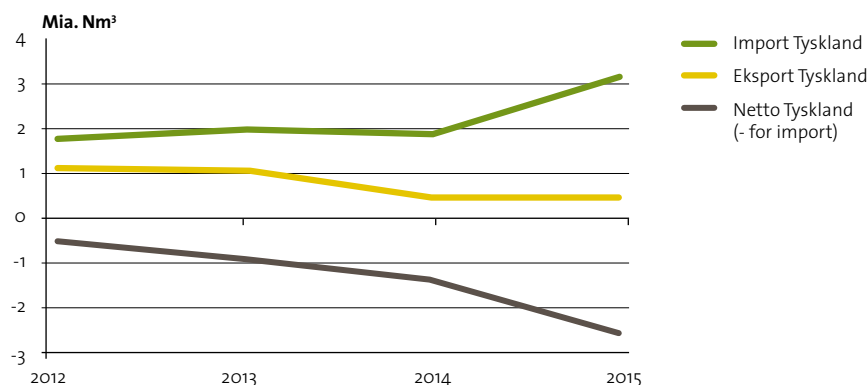
Energinet.dk vil løbende redegøre for den forventede udvikling, når der sker væsentlige ændringer i forsyningsbilledet. Siden foråret 2011 har Energinet.dk arbejdet på en ny prognose for forventningerne til gasproduktionen fra den danske del af Nordsøen og en fremskrivning af gasforbruget frem til 2030. Energinet.dk har tilsvarende udarbejdet en ny prognose for gasforbruget både i Danmark og Sverige. Disse analyser er grundlag for den nyeste vurdering af forsyningsituationen 2012-2015.

Det forventes, at etableringen af de fysiske leverancer af afbrydelig kapacitet fra Tyskland på 200.000 Nm³/h, som blev mulig i oktober 2010, vil afhjælpe den mangel, der på kort sigt kan opstå i forsyningen af gas til Danmark og Sverige, indtil den permanente udvidelse af

kapaciteten mellem Danmark og Tyskland går i drift i slutningen af 2013, hvor udvidelserne i Tyskland tilsvarende vil ske i løbet af 2014, forventeligt senest i oktober 2014. Forsyningsituationen i 2012, 2013 og muligvis en del af 2014 forventes fortsat at være meget anstrengt, og forbrugere, leverandører, transport- og lagerkunder bør derfor omhyggeligt vurdere, hvordan de kan sikre tilstrækkelig fleksibilitet og forsyningsmuligheder i disse år.

I Figur 5-4 er vist den forventede udvikling i forbrug og leverancer i perioden 2011-2015.

Hvis al gas til det danske og svenske marked fortsat blev leveret fra den danske del af Nordsøen, ville der ikke opstå nogen fysiske flaskehalse i det danske transmissionssystem. Energinet.dk's fremskrivning af gasproduktionen i den danske del af Nordsøen viser dog, at det formentlig vil være nødvendigt i 2012-2014 at importere gas fra Tyskland til at dække det danske og svenske marked. I 2015 forventes det danske gasfelt Hejre at komme i drift, og dette kombineret med udvidelserne mod Tyskland vil give tilstrækkelige



Figur 5-5 Leverancer Ellund 2011-2015.

forsyninger. Hvis Hejre idriftsættes planmæssigt, og der i 2015 udbygges yderligere i Tyskland, vil der blive skabt fysisk mulighed for rigelige forsyninger til Danmark og Sverige.

Det daglige forsyningsbillede er i de kommende år meget afhængigt af, om der bliver injiceret gas i lagrene, eller om der er lagerudtræk. På kolde vinterdage er der typisk lagerudtræk fra begge lagre. Dermed bidrager lagrene til at øge trykket i enderne af gassystemet (Ålborg, Lyngø og Dragør). Hvis der er betydelige mængder af fysisk import fra Tyskland (100.000-200.000 Nm³/h), vil trykket generelt være lavt. Hvis der samtidig kun udtrækkes mindre mængder fra Stenlille-lageret, vil trykket i Dragør være lavt. I sådanne situationer kan det være umuligt at levere store mængder gas (mere end den uafbrydelige kapacitet på 250.000 Nm³/h) til Sverige, da det svenske system ikke kan modtage store mængder ved lavt tryk. Afbrydelse af afbrydelig kapacitet i Exit Dragør og/eller Entry Ellund kan derfor blive nødvendig.

Om sommeren, når der injiceres store mængder gas i lagrene, ligger det

normale forbrug (husholdninger, industri og kraftværker) generelt lavt, men i foråret og efteråret, når der også injiceres i lagrene, kan forbruget i Danmark og Sverige være relativt højt. Hvis forsyningen fra Tyskland i disse situationer samtidig er stor (100.000-200.000 Nm³/h), vil trykket i lagrene derfor være relativt lavt. Dette vil have indflydelse på injektionskapaciteten. I et vist omfang kan det blive nødvendigt at afbryde eller reducere injektion og/eller afbrydelig kapacitet Exit Dragør eller Entry Ellund for at holde det nødvendige tryk i transmissionssystemet. Der er på denne baggrund indgået en aftale med lagerselskaberne om, hvordan man i praksis skal håndtere eventuel afbrydelse af lagerinjektion. Aftalen indebærer, at der defineres uafbrydelig og afbrydelig kapacitet på lagre, og eventuelle afbrydelser sker i alle punkter på basis af RfG (Regler for Gastransport).

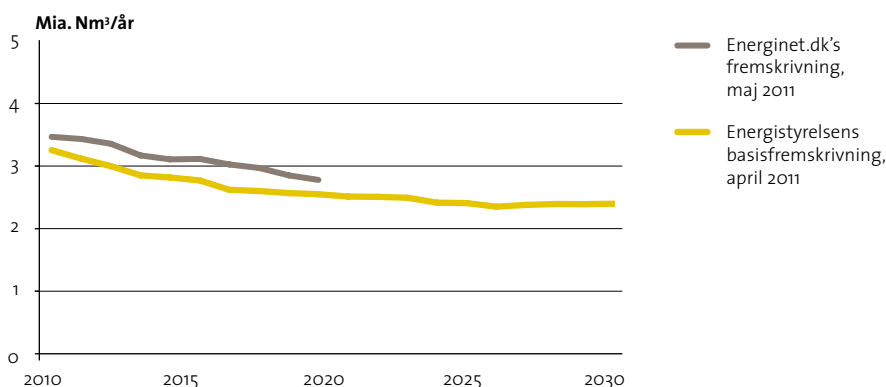
I 2012-2014 forventes det, at der vil være brug for import af store mængder gas fra Tyskland på både årsbasis og dagsbasis. Derfor bør lagerkunderne have fokus på at sikre en jævn injektion over hele injektionssæsonen. Det bliver måske kun muligt at injicere med maksimale

injektionsrater i juni, juli og august, og injektionsraterne skal helst holdes på et moderat niveau forår og efterår.

Energinet.dk kan anvende værktøjer, som minimerer konsekvenserne ved lejlighedsvist forekommende 'tilfældig, uventet og usædvanlig adfærd' fra gas-, transport- og lagerkundernes side. Energinet.dk kan f.eks. gøre den driftsaftale gældende, som er indgået med lagerselskaberne, og swappe (bytte) gas mellem de to lagre. Der er dog ingen garanti for, at disse værktøjer vil være tilstrækkelige til at undgå afbrydelser i enhver forsyningssituation.

Følgende forhold er vigtige at holde sig for øje:

- Allerede fra 2011 har DONG Energy indgået en aftale med Gazprom om levering af gas. I gasåret 2011 omfatter aftalen ca. 1 milliard Nm³, og denne mængde vil i gasåret 2012 blive øget til 2 milliarder Nm³. Energinet.dk forventer derfor et stort ønske om import af gas via Tyskland til Danmark og en reduktion i eksporten til Tyskland. Mindre mængder i Exit Ellund vil betyde mindre mulighed for kommercielle



Figur 5-6 Energistyrelsens og Energinet.dk's fremskrivninger af naturgasforbruget i den danske eksportzone.

mængder i Entry Ellund, idet den fysiske kapacitet i nordgående retning er begrænset

- Allerede i 2012 forventes det, at produktionen fra den danske del af Nordsøen kombineret med leverancer fra det norske Trym-felt, som leverer gas til Harald-feltet, ikke vil være tilstrækkelige til at dække det danske og svenske gasbehov, selv hvis der ikke leveres gas til Holland. De manglende mængder på ca. 0,5 milliarder Nm³ skal leveres fra Tyskland. Afhængigt af de eksisterende kontrakter og den aktuelle markedspris vil gassen fra den danske del af Nordsøen blive leveret til Holland eller til Danmark (danske, svenske og tyske forbrugere). Der påregnes fysisk at kunne leveres maksimalt 200.000 Nm³/h fra Tyskland, og leverancerne sker på afbrydelig basis. Der er garanteret et tryk i Ellund på 68 barg, men ofte kan der fra tysk side leveres et højere tryk, hvilket forbedrer forsyningsmulighederne betydeligt
- I 2013 forventes det, at mængderne af gas fra den danske del af Nordsøen vil være utilstrækkelige til at dække behovet på det danske og svenske

marked. Fysisk nettoimport af gas fra Tyskland i størrelsesordenen 0,8 milliard Nm³ vil være nødvendig. Der påregnes fysisk ligesom i 2012 maksimalt at kunne leveres 200.000 Nm³/h fra Tyskland, og leverancerne sker på afbrydelig basis

- Kompressorstationen i Egtved er oprindeligt planlagt idriftsat i oktober 2013, men det forventes, at en enkelt af de fire kompressorenheder kan tages i drift allerede inden 1. april 2013 inden den forventede normale lagerinjektionsperiode
- I 2014 forventes udvidelserne i både Tyskland og Danmark at være idriftsat med en uafbrydelig kapacitet på 310.000 Nm³/h, og der vil være tilstrækkelige gasmængder til forsyning af det danske og svenske marked
- I 2015 forventes Hejre-feltet idriftsat, hvilket giver mulighed for større mængder gas fra Nordsøen til det dansk/svenske og hollandske marked
- I 2015 antages det, at det nordtyske gassystem er udvidet yderligere til en kapacitet på mindst 500.000 Nm³/h, mens det danske system vil have mulighed for at modtage mindst 700.000 Nm³/h.

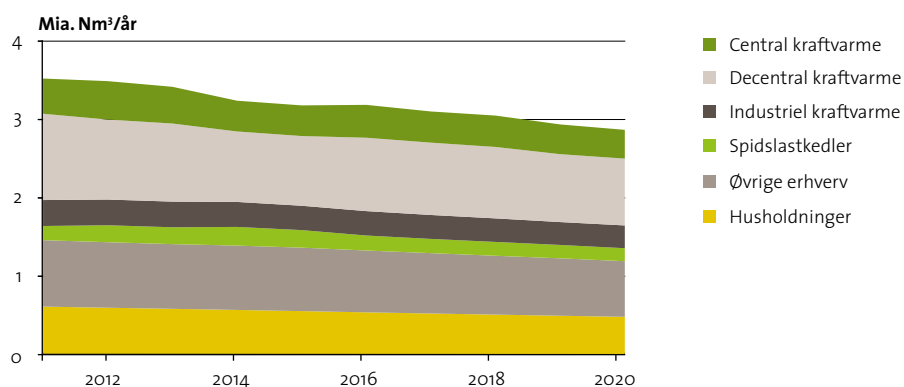
5.2 Forbrugsudvikling

Det samlede gasforbrug i Danmark eksklusive eget forbruget på Nordsøen forventes at falde fra det nuværende niveau på ca. 3,5 mia. Nm³/år til ca. 2,8 mia. Nm³/år i 2020. Mængderne er beregnet med en øvre brændværdi på 12,1 kWh/Nm³. Fremskrivninger af naturgasforbruget fordelt på de nuværende forbrugssegmenter er udarbejdet af Energistyrelsen og Energinet.dk og beskrevet i følgende afsnit. Fremskrivningerne omfatter ikke gas til transport.

5.2.1 Energistyrelsens fremskrivning

Energistyrelsen har i april 2011 udarbejdet nye basisfremskrivninger af Danmarks energiforbrug. Formålet med fremskrivningerne er at vurdere, hvordan energiforbrug og udledning af drivhusgasser udvikler sig frem mod 2030, såfremt der ikke træffes nye politiske beslutninger. Fremskrivningerne er blandt andet baseret på Energiaftalen af 21. februar 2008.

Energistyrelsen har i basisfremskrivningen for naturgasforbruget beregnet, at det danske forbrug eksklusive forbruget



Figur 5-7 Energinet.dk's fremskrivning af naturgasforbruget i den danske exit-zone fordelt på forbrugssegmenter.

offshore til olie- og gasudvinding vil falde til 112 PJ/år i 2020 og 105 PJ/år i 2030. Med en øvre brændværdi på 12,1 kWh/Nm³ kan forbruget omregnes til henholdsvis 2,6 mia. Nm³/år i 2020 og 2,4 mia. Nm³/år i 2030. Der forventes en svag stigning af naturgasforbruget offshore. Det nuværende forbrug offshore er ca. 0,6 mia. Nm³/år og forventes at stige til ca. 0,8 mia. Nm³/år i 2030. Fra 2020 til 2030 forventes det samlede forbrug inklusive Nordsøen at være tilnærmelsesvis konstant på 3,2 mia. Nm³/år.

I tidligere fremskrivninger fra 2009 og 2010 er naturgasforbruget vurderet lavere end i den seneste fremskrivning, hvilket blandt andet skyldes usikkerhed vedrørende varighed og omfang af den nuværende økonomiske nedgang. Lav økonomisk vækst medfører reduceret energiforbrug og stor usikkerhed på fremskrivningen. Eksempelvis faldt det samlede forbrug af fossile brændsler med mere end 5 % fra 2008 til 2009, hvor den økonomiske situation blev væsentligt forværret.

Energistyrelsens fremskrivning for perioden 2011-2030 er i Figur 5-6 vist sammen

med Energinet.dk's fremskrivning, der strækker sig frem til 2020.

5.2.2 Energinet.dk's fremskrivning

Energinet.dk foretager årligt en fremskrivning af det danske gasforbrug. I år rækker fremskrivningen frem til 2020. Energinet.dk's fremskrivningsmetode omfatter anvendelse af SIVAEL-modellen, der på timebasis simulerer kraftvarmesektoren for valgte år. Naturgasforbruget på centrale, decentrale og industrielle kraftvarmeanlæg og på spidslastvarmekedler er beregnet med modellen. Naturgasforbruget i det øvrige erhverv og i husholdningerne beregnes ikke. Fremskrivningen af dette forbrug er hentet fra den seneste fremskrivning fra Energistyrelsen (april 2011).

Energinet.dk's fremskrivning tager udgangspunkt i aftaleforløbet i Energiaftalen af 21. februar 2008 og er baseret på en række forudsætninger fastlagt af Energistyrelsen og af Energinet.dk's datakoordineringsgruppe. Energinet.dk's fremskrivning er baseret på data opstillet i forbindelse med udarbejdelsen af

Energinet.dk's Miljørapport 2011. Brændselspriser fra IEA's brændselsprisprognose fra 2010 er anvendt.

Simuleringerne med SIVAEL omfatter virkemidler til indpasning af vindkraft i form af el-biler, varmepumper i kraftvarmeområder og individuelle varmepumper, der erstatter oliefyrrer. Der er i fremskrivningen ikke taget hensyn til, at der eventuelt vil blive anvendt naturgas i transportsektoren inden for den analyserede tidshorisont.

Energinet.dk's simuleringresultater fremgår af Figur 5-7, hvor udviklingen af naturgasforbruget i de enkelte segmenter er vist. Det samlede forbrug falder svagt det første år, hvorefter det årlige fald er lidt større. I 2016 ses en midlertidig stagnering af den faldende tendens, der skyldes et højere forbrug på centrale og decentrale kraftvarmeværker. Som det fremgår, forventer Energinet.dk fortsat en betydelig anvendelse af gas på centrale kraftværker.

Energinet.dk's fremskrivning af naturgasforbruget i exit-zonen ligger i gennemsnit for perioden 2011-2020 ca. 0,3 mia. Nm³/år højere end Energistyrelsens tilsvarende

Mia. Nm ³ /år		2015	2020
Energistyrelsen, april 2011	Danmark	2,9	2,6
Energinet.dk, maj 2011	Danmark	3,1	2,8
Energinet.dk	Sverige	1,3	1,3

Tabel 5-1 Forventet årligt naturgasforbrug i Danmark og Sverige (eksport via Dragør). Mængderne svarer til dansk naturgaskvalitet. Brændværdi: 12,1 kWh/Nm³.

Mio. Nm ³ /år		2015	2020
Energinet.dk	Danmark	17,0	15,3
	Sverige	7,1	7,1

Tabel 5-2 Forventet maksimalt døgnforbrug i Danmark og Sverige (eksport via Dragør). Mængderne svarer til dansk naturgaskvalitet. Anvendt belastningsfaktor: 0,5.

fremskrivning. En del af forklaringen er forskelle i forudsætningerne for de modelsimuleringer, der ligger til grund for fremskrivningen af forbruget på centrale og decentrale kraftvarmeværker. Det drejer sig eksempelvis om forskelle vedrørende mulige konverteringer af centrale værker til andet brændsel og udviklingen i antallet af og kapaciteten på de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeanlæg.

5.2.3 Forventninger til udviklingen i Sveriges gasforbrug og forsyning

I dag er Sverige alene forsynet med naturgas fra Danmark via Dragør, og det forventes, at Danmark forbliver Sveriges eneste forsyningskilde.

I Sverige sker der en fortsat udvikling på områder som biogas i nettet og gas til transportsektoren. Det er imidlertid svært at vurdere effekten på forbruget og eventuel lokal forsyning.

Forbruget i Sverige steg kraftigt i 2009 og 2010, bl.a. som følge af idriftsættelsen af det nye kraftvarmeværk i Malmø, og forbruget vurderes i 2011 at være i

størrelsesordenen 1,4 mia. Nm³/år. Der er en væsentlig usikkerhed forbundet med fremskrivningen af det svenske naturgasforbrug, men det nuværende forbrug forventes at falde lidt bl.a. på baggrund af udmeldinger fra den svenske Energimyndighed¹⁵ og Swedegas. I de kommende år forventer Energinet.dk derfor et naturgasforbrug i Sverige på lidt over 1,3 mia. Nm³/år.

5.2.4 Kapacitetsbehov

I Energinet.dk's fremskrivning er det samlede forbrug i Danmark (eksklusive forbrug offshore) beregnet til ca. 3,1 mia. Nm³/år for 2015 og 2,8 mia. Nm³/år for 2020, jf. Tabel 5-1. Forbruget af gas i Sverige er af Energinet.dk skønnet til ca. 1,3 mia. Nm³/år for både 2015 og 2020.

I en normal vinter antager Energinet.dk, at det maksimale døgnforbrug i Danmark og Sverige bliver som vist i Tabel 5-2. For det maksimale døgnforbrug er der overslagsmæssigt anvendt døgnbelastningsfaktorer (forholdet mellem det gennemsnitlige og maksimale døgnforbrug) på 0,5 for både Danmark og

Sverige. Forbruget i Sverige leveres gennem det danske transmissionssystem via Dragør.

5.3 Forsyningsikkerhed på lang sigt

Den langsigtede forsyningsikkerhed knytter sig til mængden af og diversiteten i forsyningskilderne. Danmark har været i en privilegeret situation sammenlignet med de fleste nabolande ved at have egne, rigelige reserver. Det har betydet, at hele transportvejen var inden for dansk territorium og derfor kortere, især sammenlignet med de lande, som forsynes fra primært Rusland.

I takt med at produktionen falder, vil Danmark blive afhængig af importeret gas gennem Tyskland. Via forbindelsen til det europæiske gasnet over Ellund har det danske gasmarked adgang til gasreserver mange år frem i tiden. Gassen i det nordtyske system består af norsk, hollandsk, russisk og tysk gas og LNG. De norske felter har reserver til de næste 50 år, mens Ruslands reserver regnes for adskillige gange større og tilstrækkelige til de næste 100 år.

¹⁵ Svarende til Energistyrelsen i Danmark.



På sigt vil der blive tale om mere gas fra Rusland i det nordtyske system bl.a. ved etableringen af Nordstream. Således har DONG Energy offentliggjort aftaler med det russiske Gazprom om langsigtede leverancer af gas i Nordtyskland, og DONG er delejer af et LNG-anlæg i Rotterdam i Holland.

Energinet.dk's besluttede investeringer i importkapacitet har derfor stor betydning for den langsigtede forsyningsikkerhed i relation til produktionsfaldet i Nordsøen.

I maj 2010 offentliggjorde Energistyrelsen rapporten 'Udbygning af infrastrukturen til transport af naturgas med henblik på fremtidig import til Danmark'. Analysen havde bl.a. til formål at belyse, hvordan de danske anlæg og rørledninger i Nordsøen udnyttes bedst muligt sammen med infrastrukturen på land. Rapporten blev offentliggjort samtidig med, at klima- og energiministeren godkendte Energinet.dk's udbygning mod Tyskland med etablering af kompressorstation og en dublering af ledningen Ellund-Egtved. I juni 2011 traf Energinet.dk beslutning om at fastholde fuld udbygning i Danmark til

en kapacitet på 700.000 Nm³/h. Det tyske system vil i første omgang kun blive udbygget til en kapacitet på ca. 310.000 Nm³/h, men det forventes, at systemet allerede i 2015 vil blive udbygget yderligere.

I rapporten peges der på, at beslutningen om udbygning mod Tyskland ikke udelukker, at der senere etableres en forbindelse til den norske gasinfrastruktur enten ved anvendelse af den eksisterende danske offshore-infrastruktur eller ved en direkte forbindelse til land. Det afhænger af, om der på et tidspunkt er det nødvendige markedsgrundlag.

Import af gas fra Norge kan omfatte mængder til både supplement af forsyningen af det danske og svenske marked og videreleverance til det nordeuropæiske marked, herunder de baltiske lande. I rapporten peges der også på, at i forbindelse med import af norsk gas skal mulighederne for anvendelse af et eller flere af de danske nordsøfelter som gaslager vurderes. EU-Kommissionen støtter bl.a. gennem Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) tiltag til diversifikation af gasforsyningen til

Nordeuropa og Baltikum og er i den forbindelse positiv over for en undersøgelse af både en norsk-dansk og en dansk-polsk forbindelse.

På længere sigt, dvs. når Nordsøen klinger af, og forsyningen fra Tyskland bliver den største forsyningskilde, kan EU's forsyningsikkerhedsforordning betyde, at der skal etableres ny infrastruktur for at opfylde forordningen.

Energinet.dk undersøger på denne baggrund mulighederne for en forbindelse fra Norge til Danmark inden 2020, se afsnit 6.2.

Den danske olie- og gasproduktion har en afgørende betydning for dansk økonomi. Derfor har den tidligere klima- og energiminister sat fokus på muligheder og udfordringer for den danske olie- og gasproduktion og har i efteråret 2011 inviteret olie- og gasbranchen til en dialog, hvor der kan drøftes temaer med stor betydning for en effektiv udnyttelse af de danske olie- og gasressourcer. Energinet.dk forventer, at den nye minister ønsker at fortsætte drøftelserne. Drøftelserne kan forhåbentlig



pege frem mod en samlet strategi for en effektiv, sikker og miljørigtig udnyttelse af de danske olie- og naturgasressourcer.

Det er regeringens mål, at energiforsyningen i Danmark skal dækkes af vedvarende energi i 2050, men en sådan omstilling vil tage tid, og olie og naturgas vil fortsat spille en central rolle i den danske energiforsyning mange år frem. Regeringen følger målrettet to spor. Der skal hentes mest muligt op af den olie, som er fundet. Samtidig skal der sættes ind for at lokalisere nye fund.

En norsk forbindelse kan være med til at udnytte ressourcerne i Nordsøen optimalt.

5.4 Gaslagerkapacitet

Lagrene er en integreret del af den danske markedsmodel, både når det gælder marked, kapacitet, forsyningsikkerhed og drift.

Gaslagrene i Stenlille og Lille Torup har et samlet lagervolumen på ca. 1 mia. Nm³ og en samlet udtrækskapacitet i

normalsituationer og nødsituationer på henholdsvis 17,5 mio. Nm³/døgn og cirka 25 mio. Nm³/døgn. Energinet.dk reserverer i størrelsesorden 200-250 mio. Nm³ til nødforsyning, mens resten af volumen på ca. 800 mio. Nm³ kan sælges til de kommercielle aktører. Til nødforsyningssituationer har Energinet.dk reserveret en kapacitet på cirka 20 mio. Nm³/døgn.

I de nærmeste år, dvs. i perioden 2012-2015, er situationen speciel på mange måder. Leverancerne fra Nordsøen klinger af, der er begrænsede muligheder for at importere fysiske mængder fra Tyskland, og i kraft af DONG Energy's aftaler med Gazprom påbegyndes leverancer af gas til Danmark i 2011. I perioden er der begrænsede fysiske muligheder for at skaffe gas til det dansk/svenske marked, og dette vil samtidig medføre et stort behov for udnyttelse af de eksisterende lagre, som ikke umiddelbart kan udvides væsentligt.

Transmissionssystemet er i 2014 planlagt bygget ud mod Tyskland, og i 2015 forventes det danske Hejre-felt i Nordsøen at være idriftsat. Selv om leverancerne fra de eksisterende felter i Nordsøen samtidig klinger af, vil leverancerne af gas til det dansk/svenske marked umiddelbart herefter være tilstrækkelige i en årrække, og presset på eksisterende lagerfaciliteter vil umiddelbart mindskes. Samtidig vil der dog være en række andre forhold, som spiller ind på lagerbehovet på mellemlangt sigt (2015-2020) og længere sigt (2020-2050).

Energinet.dk har vurderet det mulige forsyningsbillede i perioden 2012-2030 under forudsætning af leverancer dels fra Tyskland og dels fra den danske del af Nordsøen. Lagerbehovet vil være bestemt af forsyningsbilledet, en række markedsbestemte parametre og af Energinet.dk's valg af værktøjer (lager, alternative entry-punkter og afbrydelige kunder) til dækning af forsyningsikkerhedsforpligtelserne for det danske marked og



forsyningsikkerhedsbehovet på det svenske marked. Den nye EU-forordning på forsyningsikkerhedsområdet vil kræve, at forsyningsikkerheden ses i regionalt perspektiv. Det betyder, at forsyningsikkerheden for Sverige også skal indgå i vurderingen, se afsnit 1.7.

Med hensyn til yderligere udbygning mod Tyskland efter 2014 forventes det, at der i løbet af 2011 opnås enighed med den tyske regulator og de tyske TSO'er om nye regulatoriske rammer for udbygning af infrastruktur, og der er gennemført en ny Open Season med henblik på udvidelse af det nordtyske system.

Energinet.dk har vurderet behovet for lager til belastningsudjævning på det danske og svenske marked. De kommercielle aktørers volumenbehov til belastningsudjævning vurderes i hele perioden 2012-2030 at kunne variere mellem 300 og 800 mio. Nm³ afhængigt af de markedsmæssige parametre og fleksibilitetsbehov.

I 2013, hvor der er risiko for mangel på gas pga. faldende produktion i Nordsøen, vurderes lagerbehovet at udgøre mindst 500 mio. Nm³. I disse år vil det således være vigtigt, at transport- og lagerkunderne nøje vurderer behovet for fleksibilitet, og Energinet.dk vil søge at give markedet de bedst mulige informationer om forventningerne til transport- og lagerbehovet.

Umiddelbart vil behovet for indkøb af forsyningsikkerhedsydelse falde i 2014, når der etableres forsyning fra Tyskland. Energinet.dk har endnu ikke vurderet, hvordan det mindre behov skal dækkes. Det kan eksempelvis ske ved køb af lagerydelse eller ved at anvende afbrydelige kunder. Hvis Energinet.dk ikke længere køber så stort lagervolumen som tidligere, kan det have væsentlig betydning for kapaciteten i lagrene.

Kapacitetsbehovet vurderes i normalsituationer tilsvarende at kunne variere mellem 10 mio. Nm³/døgn, og hvad der

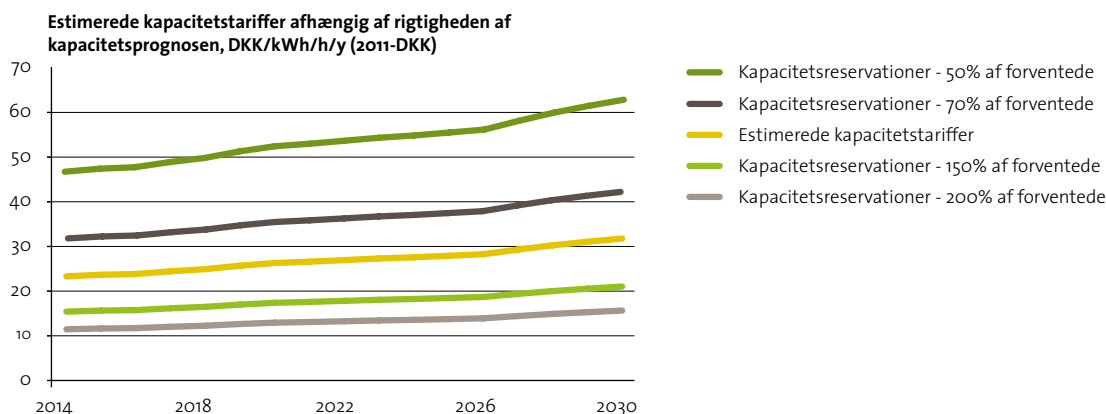
svarer til den nuværende kapacitet på 18 mio. Nm³/døgn.

I 2014 vurderes volumenbehovet stadig at udgøre mere end 500 mio. Nm³, og når forsyningerne fra Nordsøen udfases, vil behovet for lagervolumen og kapacitet kunne stige. Hvis gassystemet på længere sigt skal anvendes som reserve/spidslast til at sikre forsyningsikkerheden i et kraftigt udbygget elsystem baseret på vindkraft, vil der kunne opstå yderligere lagerbehov.

5.5 Transit til Tyskland

Energinet.dk har endnu ikke solgt kapacitet for gasåret 2012, dvs. fra oktober 2012. Det forventes dog, at transportkunderne vil transportere betydeligt mindre gas gennem Danmark næste år på grund af den faldende produktion i Nordsøen.

En stor del af gasproduktionen i den danske del af Nordsøen har i flere år været eksporteret til Holland og Tyskland. Gassen til Holland eksporteres gennem Nogat-ledningen offshore og kommer dermed ikke gennem Energinet.dk's



Figur 5-8 Betydning af det reelle kapacitetssalg for tariffen.

transmissionsnet, mens gassen til Tyskland kommer ind via Nybro og sendes gennem transmissionsnettet til Tyskland via Ellund. Eksport til Tyskland bidrager dermed til økonomien i det danske gasnet via betaling af transmissionstariffer. Efterhånden som produktionen i Nordsøen klinger af, vil eksporten til Tyskland aftage. Fra oktober 2010 blev det muligt fysisk at importere gas fra Tyskland, og forventeligt vil der allerede i 2012 på årsbasis være tale om en nettoimport fra Tyskland.

I takt med at produktionen falder i de kommende år, vil fordelingen af de fallende eksportmængder mellem Holland og Tyskland derfor have stor indflydelse på Energinet.dk's transmissionsindtægter. Energinet.dk forventer, at eksporten til Holland stoppes, men hvorvidt eksporten til Tyskland falder bort afhænger bl.a. af de kommercielle aktørers gasaftaler og af transportpriserne i det danske, tyske og hollandske transmissionsnet og i Nogatledningen. Det skal i denne forbindelse anføres, at DONG Energy har indgået aftaler med Gazprom om leverancer til Danmark, når Nordstream i 2012 er taget i drift. Det forventes, at dette vil reducere eksporten

til Tyskland og samtidig mindske leverancerne fra Nordsøen til Danmark.

De forskellige alternativer for de kommende års eksport har en direkte konsekvens for transmissionstarifferne i Danmark. Ligeledes har det fremtidige salg af kapacitet i systemet en betydelig effekt på tarifferne. Som vist i Figur 5-8, kan et fald i solgte kapaciteter have en betydelig effekt på tariffen, så denne stiger markant. Tilsvarende kan en forøgelse af kapacitetssalget på op imod 200 % af det forventede holde tariffen nede omkring det niveau, vi har i dag.

Stiger tariffen alt for meget i den kommende tid, kan dette muligvis udløse en negativ spiral af mindre brug af systemet, og således betydeligt højere tariffer. Det modsatte kan selvfølgelig også ske.

5.6 Gaskvalitet

Gennem de sidste 25 år har det danske gasmarked været forsynet alene med dansk nordsøgas indtil i år, hvor import af europæisk gas fra Tyskland har ændret den tradition.

Den danske nordsøgas tilhører 2. gasfamilie, gruppe H, og er kendetegnet ved en meget ensartet sammensætning og derfor en meget ensartet gaskvalitet. Den danske naturgas har altid haft et højt wobbeindeks i forhold til gassen i de omgivende systemer. Dette skyldes, at den danske gas indeholder relativt meget etan, propan og butan, som i Danmark ikke fjernes fra naturgassen. I Norge fjerner man typisk disse mellemfraktioner, som sælges separat som for eksempel LPG (Liquified Petroleum Gas) eller anvendes som råstof eller fuelgas.

Naturgassen vil fortsat tilhøre 2. gasfamilie, gruppe H, efter der etableres nye forsyningsveje. Kunderne vil dog opleve, at gaskvaliteten i Danmark ændrer sig. Tilsvarende vil de også opleve større variationer i gaskvaliteten. Dette gælder, uanset om der bliver tale om fremtidig forsyning af norsk, tysk, hollandsk eller russisk gas eller LNG eller en blanding heraf fra Tyskland. Med udbygning af infrastrukturen mod Tyskland vil gaskvalitetsscenarierne også i perioden efter 2013 være præget af forsyning derfra.



5.6.1 Gas fra Tyskland via Ellund fra 2013

Efter etableringen af øget kapacitet ved den dansk-tyske grænse i 2013 forventes der importeret gas fra Tyskland, som i Egtved vil blive blandet med naturgassen fra den danske del af Nordsøen. Leverancerne fra de to entry-punkter, og hermed blandingsforholdet mellem gas fra Nordsøen og fra Tyskland, vil afhænge af de kommercielle bestillinger.

Gassen fra Tyskland har en varierende sammensætning afhængig af aktuelle forsyningsforhold, og den er typisk en blanding af indenlandsk tysk gas, norsk, hollandsk og russisk gas og biogas. Gassen fra Tyskland forventes at have et væsentligt lavere wobbeindeks og brændværdi og større variation i disse parametre end det, de danske gasforbrugere hidtil har oplevet. Variationen i den tyske gas er historisk fra 13,9 til 15,3 kWh/Nm³, og det forventes, at dette også bliver variationsrummet for forsyningen fra Tyskland til Danmark i

fremtiden. Baseret på rapporten 'Nye gaskvaliteter – Dokumentation om ændring af de danske krav til naturgaskvaliteten ud fra et sikkerheds- og samfundsmæssigt grundlag' er det Energinet.dk's forventning, at den danske specifikation for wobbeindeks bliver ændret, så gas fra Europa kan importeres uhindret i henseende til gaskvalitet allerede fra udgangen af 2011.

Med hensyn til andre gaskvalitetsparametre som relativ densitet, svovlindhold og dugpunkter vil den importerede gas være inden for grænserne i Gasreglementet og Regler for Gastransport.

6. Udvikling i infrastrukturen



6.1 Status på Ellund-Egtved-udbygningen

Klima- og energiministeren har i henhold til Lov om Energinet.dk godkendt etablering af anlæggene til udvidelse af transportkapacitet fra den dansk-tyske grænse til Egtved. Ministeren har i breve af 29. januar 2010 og 17. maj 2010 givet Energinet.dk godkendelse til henholdsvis kompressorstation og ledningsdublering. I juni 2011 er det endeligt bekræftet, at forudsætningerne for godkendelsen kan anses for opfyldt, og at det samlede projekt skal gennemføres.

Der opføres en kompressorstation, som har til formål at hæve gstrykket fra det niveau, som gassen modtages ved fra Tyskland, til et tryk i det danske gastransmissionsnet, som sikrer opretholdelse af det nødvendige flow af gas.

Der anlægges desuden en 94 km lang gastransmissionsledning fra den tyske grænse ved Frøslev til Egtved. Der findes allerede i dag en rørledning fra Ellund/Frøslev til Egtved (24"), hvorigennem gas fra Nordsøen hidtil er eksporteret til Tyskland. Analyser af kapaciteten har vist, at denne rørledning ikke muliggør import

af gas i tilstrækkelige mængder. Derfor er det nødvendigt at supplere den eksisterende ledning med en parallel forbindelse (30").

Anlægget af kompressorstationen er bestemmende for den samlede tidsplan. Projektering af kompressoranlægget og de første anlægsarbejder var påbegyndt i 2011, efter at der i 2010 var indgået kontrakt med en totalleverandør. Kompressorstationen vil stå klar til idriftsættelse i efteråret 2013.

Først i 2011 blev det endelige designgrundlag for kompressorstationen opstillet. Derefter detailprojekteres anlægget i hele 2011. De forberedende anlægsarbejder er påbegyndt på arealet i Egtved, hvor kompressoranlægget skal opføres i 2011-13.

Gasledningen fra Frøslev til Egtved er projekteret i 2010-11. På grundlag af detailprojektet er anlægsarbejderne udbudt i juni 2011. I 2011 gennemføres arkæologiske forundersøgelser i hele ledningens længde. Gasledningen anlægges i 2012. I 2013 forbindes gasledningen til det eksisterende gastransmissionsnet på

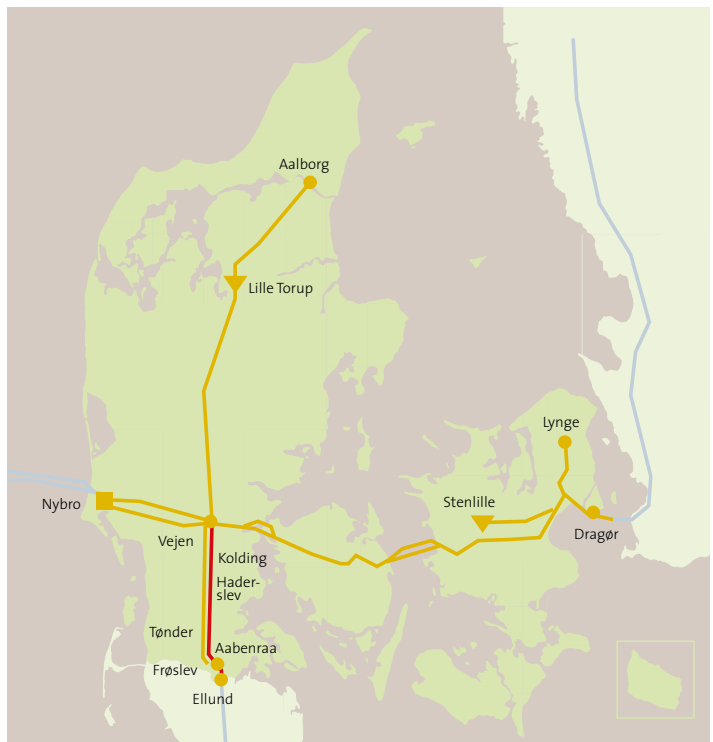
udvalgte ventilstationer, så gasledningen kan sættes i drift sammen med kompressorstationen i efteråret 2013.

Direktoratet for Arbejdstilsynet godkender konstruktionen af anlæggene, påser overholdelsen af krav stillet i henhold til bekendtgørelsen og udsteder også ibrugtagningstilladelsen.

Byggemyndigheden i Vejle Kommune udsteder byggetilladelse. Byggetilladelsen omfatter bygningstekniske forhold i henhold til byggelovgivningen for de bygninger, der opføres for kompressorstationen. I det følgende beskrives projektets to hovedinfrastrukturelementer, kompressorstationen og gastransmissionsledningen, og desuden de servicefaciliteter og ventilarrangementer, som skal understøtte driften og garantere et højt sikkerhedsniveau.

6.1.1 Kompressorstation ved Egtved

I februar 2011 godkendte Vejle byråd en lokalplan for området i Egtved, hvor kompressorstationen skal opføres. Lokalplanen er den planmæssige ramme for det samlede bygningskompleks i Egtved, der



Figur 6-1 Det danske transmissionsnet for naturgas.

omfatter såvel det eksisterende kontrol- og overvågningscenter som kompressor-anlægget med tilhørende servicebygninger og transformerstation.

I 2011 er de forberedende anlægsarbejder påbegyndt på lokaliteten i Egtved, hvor kompressor-anlægget skal opføres.

Kompressorstationen vil blive opbygget af fire separate eldrevne kompressorenheder af samme størrelse. Ved at kombinere flere mindre enheder i kompressorstationen sikres det, at der kan opnås den nødvendige fleksibilitet i driften under hensyntagen til gasaftaget, og samtidig opretholdes en reservekapacitet til at imødekomme behovet for forsyningssikkerhed.

Hver kompressorenhed består af et filter, der renses gassen for urenheder, efterfulgt af selve kompressorenheden med elmotor og til sidst et køleanlæg. De tre delkomponenter og kompressorenhederne er indbyrdes forbundne. Selve kompressorerne placeres i hver sin støjskærmende bygning, mens filtre og køleenheder vil fremstå som fritstående, skærmede maskinkomponenter på arealet.

Kompressorstationen designes til en samlet effekt på op til 25 MW. Dette sikrer, at trykket kan øges fra 52 til 79 bar ved et gasflow på 700.000 Nm³ pr. time fra Tyskland, svarende til den samlede kapacitet for begge gasledninger på strækningen Ellund-Egtved. Der vil altid være en kompressorenhed til backup. Kompressorenhederne vil hver have en effekt på ca. 5,4 MW, som giver den ønskede fleksibilitet med hensyn til trykforøgelse og flow-kapacitet.

Kompressorenhederne vil af sikkerhedshensyn blive forbundet til afblæsningsrør, hvorfra gassen kan ventileres i en nødsituation og ved planlagt service af anlægget.

Kompressor-anlægget er under projektering, og opførelsen påbegyndes i starten af 2012. Totalleverandøren afgiver løbende bestilling på større arbejdsopgaver og leverancer af udstyr. I 2011 er de forberedende anlægsarbejder og bygninger etableret.

De indledende anlægsarbejder har omfattet jordarbejder på et to ha stort areal tilkøbt syd for Energinet.dk's hidtidige

område. På dette areal er der etableret lager for reserverør. Desuden opføres her en bygning for TRE-FOR's transformerstation, der skal forsyne kompressorstationen med el.

Ud over selve kompressor-anlægget opføres to servicebygninger, som bl.a. skal huse elforsyningssystemer, nødgenerator, hjælpeudstyr, lagerfaciliteter, kontrolrum og værksteder. Disse servicebygninger opføres i 2011 med henblik på efterfølgende montagearbejder.

Implementeringen af de mulige fremtidige forsyningsscenerier indebærer en udbygning af de eksisterende ventilarrangementer i krydsningspunktet mellem gastransmissionsledningerne. Disse ventilarrangementer etableres på det areal i Egtved, nord for kompressorstationen, hvor der allerede i dag forefindes ventiler. Ventilombygningen udføres og afsluttes med fremføring af rørforbindelser til kompressorstationens areal, inden kompressorstationen opføres. I 2011 er fire eksisterende ventiler flyttet, og der etableres seks helt nye ventilarrangementer. I forbindelse med ventilombygningerne har det været nødvendigt at tømme

Faktaboks

Samlet længde (km)	94
Udvendig diameter (mm)	762
Længde af de enkelte rør (m)	11-18
Dybde under jorden (m)	Minimum 1
Materiale	Stål
Udvendig coating	Polyethylen (PE)
Indvendig coating	Epoxy
Designtryk (bar)	80
Designtemperatur (°C)	-25 til +50 °C

Tablet 6-1 Generelle oplysninger om gastransmissionsledningen.



Figur 6-2 Kompressorarealet i Egtved.

nogle rørstrækninger for gas. I overensstemmelse med projektets miljøpolitik er udledning af naturgas til atmosfæren minimeret. I muligt omfang er gassen afledt til forbrug via det lokale forsyningsnet. En mindre mængde gas er afbrændt på lokaliteten i en flare til minimering af drivhuseffekten.

6.1.2 Gastransmissionsledningen

Den nye gastransmissionsledning følger som udgangspunkt den eksisterende gasledning i en afstand, der af sikkerhedsmæssige grunde er fastsat til ti meter. Derved kan ledningen blandt andet delvist lægges inden for det allerede etablerede bælte, der ved ekspropriation er pålagt restriktioner. Desuden kan støt-tefaciliteter omfattende ventilstationer på strækningen deles mellem de to ledninger.

Linjeføringen er fastlagt under iagttagelse af sikkerhedsforhold, således at der opretholdes minimumsafstande til eksisterende bebyggelse. Den detaljerede linjeføring er også optimeret ud fra miljømæssige hensyn, men samtidig med

respekt for de tekniske og økonomiske muligheder for placering af gastransmissionsledningen.

Den anbefalede linjeføring blev endeligt fastlagt primo 2011. På grundlag af denne anbefaling afholdt kommissarius ved Statens Ekspropriationer to linjebesigtelsesforretninger i foråret. Alle berørte lodsejere var inviteret til at kommentere linjeføringen ved besigtigelserne. Der blev ikke fremført væsentlige indsigelser mod ledningens linjeføring, og linjeføringen er på den baggrund endeligt bekræftet af kommissarius i forhandlingsprotokollen (hæfte 1 og 2 dateret henholdsvis 1. og 29. marts 2011).

Den egentlige ekspropriationsforretning gennemføres i perioden fra uge 33 i 2011 til uge 13 i 2012. Ekspropriationen indebærer alene en rådighedsindskrænkning i et bælte omkring rørledningen. Gasledningen forløber i alt væsentligt over landbrugsjord. Den pålagte servitut angiver begrænsninger vedrørende afstand til bebyggelse og træplantning nær ledningen, men giver mulighed for dyrkning af jorden som hidtil efter anlæg af ledningen.

Fra 2010 til juni 2011 er den ny gasledning detailprojekteret. Detailprojektet fastlægger den tekniske udførelse af anlægget og danner basis for udbud af anlægsentreprisen og vil være grundlaget for den tekniske godkendelse. Anlægsarbejdet blev udbudt blandt fem internationale konsortier i starten af juli 2011. Kontrakt om anlægsentreprisen indgås i 2011 med henblik på udførelse fra foråret 2012.

Selve gasledningen udføres som stålør med en udvendig diameter på 30" (76,2 cm), der sammensvejses på stedet og placeres med oversiden mindst en meter under terræn. Stålrørene leveres med en udvendig coating for at beskytte mod korrosion. Indvendigt er rørene påført en coating til nedsættelse af friktion i rørene.

På grundlag af et udbud af rørleverancen blev Borusan Mannesmann Boru Sanayi ve Ticaret A.S., Tyrkiet, udvalgt som leverandør af rørene i slutningen af 2010. Siden har projektledelsen besøgt produktionsanlægget og afholdt møder med leverandøren, senest i juni 2011, hvor mængden af rør endeligt er fastlagt og bestilt. De første rør til ombygning af



Figur 6-3 Spild af naturgas søges minimeret.



Figur 6-4 Eksempel på arkæologiske fund.

ventilarrangementer på kompressorarealet i Egtved blev leveret i april 2011.

I hele 2011 udføres der arkæologiske forundersøgelser langs linjeføringen. På hele den 94 km lange ledningsstrækning foretages en afrømning af muldlaget med gravemaskine. I en ca. 2,5 m bred søgende inspiceres overfladen af den underliggende råjord for spor af fortidsminder. Søgerenden er på visse strækninger suppleret ved dybdepløjninger til afdækning af spor fra stenalderen.

På en række lokaliteter er der fundet spor af bebyggelse og menneskelig aktivitet. På disse lokaliteter foretages mere omfattende udgravninger, idet dyrkningslaget på disse lokaliteter afrømmes i den fulde bredde af det fremtidige arbejdsbælte (22 m) for inspektion og opmålinger.

De fleste arkæologiske fund er spor efter huse fra jernalderen. Desuden er der fundet spor efter huse fra bronzealderen og bopladser fra stenalderen. Fra bronzealderen er fundet en grav med gravudstyr (foto), ligesom der er fundet en jernaldergravplads med urner. Endelig er der

fundet omrids af fem teglværksovne, dog væsentligt yngre, idet de antages at være fra slutningen af 1700-tallet.

6.1.3 Linjeventilstationer

Foruden tilslutningen i Egtved etableres ventilstationer langs den nye gasledning. L/V-stationerne kan anvendes til afspærring af gassen i sektioner i ledningen i tilfælde af reparationsarbejder.

De eksisterende L/V-stationer, som er tilknyttet den eksisterende gasledning, udnyttes ved at tilkoble den nye ledning hertil. Det er planlagt, at den nye gas-transmissionsledning tilkobles L/V-stationer i hver ende af ledningen (Frøslev og Egtved) og tre steder på strækningen (Vollerup, Rangstrup og Farris). Den nye gasledning giver ikke anledning til anlæg af nye ventilstationer.

Under anlæg af den nye ledning bliver denne forberedt for tilslutning til den eksisterende ledning på de nævnte L/V-stationer. Tilslutningen til de eksisterende ventilstationer foretages dog først efter anlæg og aflevering af den nye gastransmissionsledning i 2013.

Som beskrevet ovenfor er der i 2011 foretaget omfattende ombygninger af ventilarrangementerne, hvor den nye ledning tilkobles det eksisterende transmissionsnet i Egtved.

6.1.4 Myndighedsbehandling

Etablering af det samlede anlæg kræver en række tilladelser i henhold til gældende lovgivning.

I henhold til plan- og miljølovgivningen er anlægget VVM-pligtigt (VVM = Vurdering af Virkninger på Miljø). VVM-tilladelse til etablering af det samlede anlæg blev udstedt af Miljøcenter Odense (nu Naturstyrelsen) 13. december 2010. VVM-tilladelsen er indarbejdet i kommuneplanerne for de seks berørte kommuner ved kommuneplantillæg.

VVM-redegørelsen omfatter rørledningen fra grænsepunktet Ellund/Frøslev til Egtved og kompressorstationen.

Anlæg af kompressorstationen har nødvendiggjort udarbejdelse af en lokalplan i Vejle Kommune som plangrundlag for disponering af det samlede areal i Egtved.



Lokalplanen blev endeligt vedtaget af byrådet i februar 2011.

På ovenstående baggrund er der i 2011 indhentet en række tilladelser i de respektive kommuner, eksempelvis:

- Tilladelser til krydsning af beskyttede diger efter Museumsloven
- Tilladelser til krydsning af beskyttet natur iht. Naturbeskyttelsesloven
- Tilladelser til passage af skovområder efter Skovloven
- Tilladelser til krydsning af vandløb efter Vandløbsloven
- Tilladelser til krydsning af veje efter vejlovgivningen.

Gastransmissionsledning, kompressor anlæg og alle reguleringsanlæg projekteres og udføres i henhold til bekendtgørelse nr. 414 af 8. juli 1988 med senere tilføjelser om sikkerhedsbestemmelser for naturgasanlæg efter Lov om arbejdsmiljø. I denne bekendtgørelse anerkendes med visse begrænsninger de detaljerede anvisninger i den amerikanske standard 'Guide for Transmission and Distribution Piping Systems, GPTC, 1998'. Som tillæg til GPTC-guiden foreligger der tillægsbestemmelser fra Arbejdstilsynet i form af

en At-vejledning fra juli 2001. Vejledningen refererer til en række standarder for materialer og udførelse.

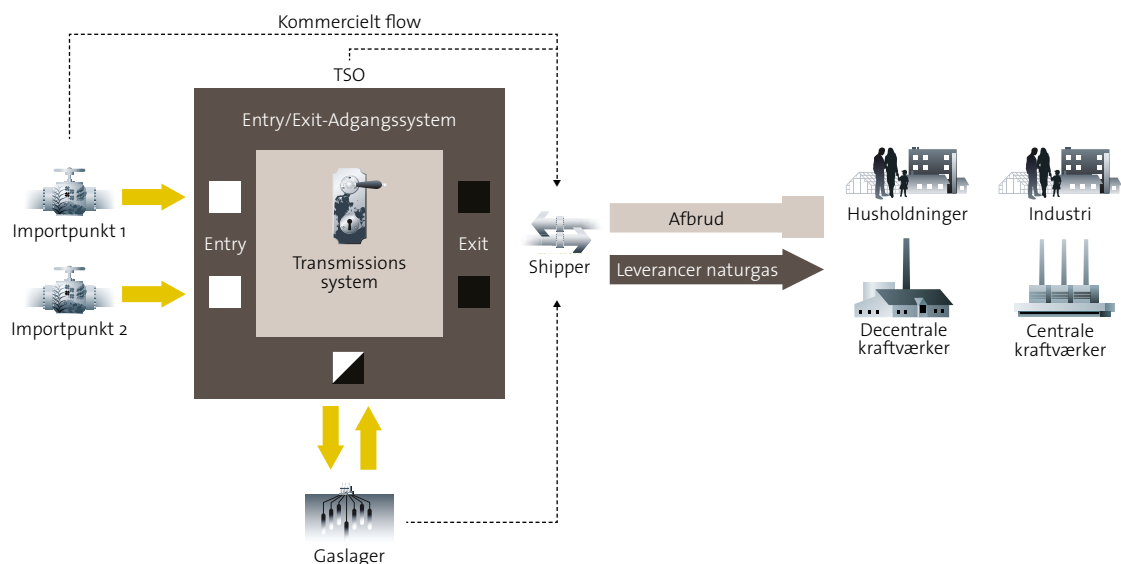
Arbejdstilsynet holdes løbende orienteret om fremdriften af det samlede projekt. I henhold til en udarbejdet plan for godkendelser indhentes løbende konstruktionstilladelse hos Arbejdstilsynet til de enkelte hovedkomponenter i det samlede anlæg. Arbejdstilsynet ansøges efterfølgende om tilladelse til at tage anlægget i brug. Egentlige bygninger kræver desuden tilladelse i henhold til byggelovgivningen. Byggetilladelse er i 2011 indhentet fra Vejle Kommune.

6.2 Mulige udbygninger af transmissionssystemet på langt sigt – Norgesprojektet

Norge er den nærmeste større udenlandske gasproducent, og Norge forventes at eksportere betydelige mængder gas i lang tid fremover. Energinet.dk ser derfor konstant på mulighederne for forsyning fra Norge til Danmark og markederne nedenstrøms Danmark, dvs. Sverige, Tyskland og potentielt også Polen.

Energinet.dk var således deltager i Skanled-projektet frem til dette projekts nedlukning i 2009 og før dette i andre norsk-danske forbindelsesprojekter. I 2010 og første halvdel af 2011 bidrog Energinet.dk tilsvarende til Gassco's GIR-proces. Gassco er den kommercielt uafhængige norske opstrømsrørledningsoperatør. I GIR-processen, som står for Gas Infrastructure Reinforcement, har Gassco og en række gasproducenter på norsk sokkel set på forskellige muligheder for fysisk forøgelse af den norske eksportkapacitet. Gassco har i den forbindelse analyseret en lang række mulige forbindelser til hollandske og danske platforme i Nordsøen.

Resultatet af Gassco's analyser var, at en forbindelse fra Europipe I til f.eks. den hollandske F3-platform eller den danske Tyra-platform kun ville give marginalt ekstra eksportkapacitet, idet en forbindelse hertil fra norske Europipe I ville reducere eksportkapaciteten til Tyskland. Gassco fandt desuden, at en forbindelse inklusive alle nødvendige arrangementer under vand og på platformene ville blive ganske bekostelig, hvortil kom tariffene for brug af platforme og sørør i Holland



Figur 6-5 Transportkunders forsyningsudfordring

og Danmark. Set i forhold til et norsk producentønske om en samlet set forøget fysisk eksportkapacitet blev en dansk-hollandsk forbindelse derfor droppet af de norske aktører i foråret 2011.

Selvom en norsk forbindelse ikke blev aktuel i forbindelse med GIR, ser Energinet.dk fortsat et muligt behov herfor på lang sigt. Behovet kan bl.a. opstå som følge af:

- Et markedsræssigt rationale om norsk gas direkte til Danmark-Sverige for gas-handlere i Danmark og producenter på norsk sokkel
- En større konkurrencedygtighed efter Energitilsynets tilkendegivelse vedrørende de danske sørørledningstariffer
- Et dansk-svensk forsyningsikkerhedsmæssigt behov for et alternativ til tysk gas og en forventelig svindende dansk gasproduktion
- En positiv konkurrenceeffekt på gaspriserne
- Et forøget dansk fokus på øget gasudvinding i den danske del af Nordsøen og dermed måske også på opretholdelse af økonomien i den danske opstrømsinfrastruktur via tiltrækning af nye norske gasmængder.

For indeværende synes ovennævnte aspekter hver især ikke at være tilstrækkelige, og Energinet.dk drøfter derfor løbende med aktører i Danmark og Norge, om man sammen kan identificere en alternativ business case baseret på en kombination af disse, som kan opfylde Gassco's og de norske producenters eller en anden investors investeringskrav til en ny forbindelse.

Energinet.dk ser således fortsat et potentiale for en norsk-dansk forbindelse på op til 9 mio. Nm³/d mellem Europepe I og den eksisterende danske opstrømsinfrastruktur.

6.3 Optimering af de tekniske kapaciteter i transmissionssystemet

Energinet.dk arbejder på udvikling af en model til optimering af udnyttelsen af kapaciteterne i transmissionssystemet. Status for modelarbejderne er beskrevet i det følgende. Fokus er lagt på beskrivelsen af et princip til forbedring af prognosen for flow-fordeling i gasnettet.

6.3.1 Baggrund

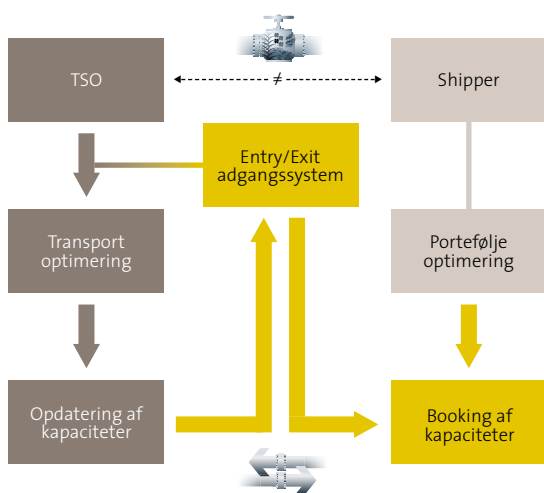
Beregningen af kapaciteterne er kompleks i det dynamiske gasmarked. Der er flere begrænsninger og usikkerheder, som er svære at definere. Gasflowet i nettet vil variere i forhold til tiden og som følge af forbrugssvingninger, kapacitet i rørdningssystemer, lagerdriftsforhold m.m. Disse usikkerhedsfaktorer stammer typisk fra stokastiske parametre som døgntemperatur og prissignaler.

Basis for udvikling af modellen er driftsoptioner¹⁶, som forpligter en transportkunde til bestemmelsen af gasflow i nettet i et specifikt punkt, på et specifikt tidspunkt, i en specifik retning, ved specifik rate og for en specifik tidsperiode.

6.3.2 Princippet for prognosemodellen

Princippet bag prognosemodellen er at systemoperatøren følger transportkundernes (shippers') tankegang. Transportkundernes udfordring er at træffe en beslutning om, hvor meget gas der skal tages ind fra de forskellige entry-punkter

¹⁶ En metode til håndtering af driftssikkerhed.



Figur 6-6 Procesdiagram af den komplekse model til optimering af kapaciteter.

og via hvilken adgangsmode, og hvor meget gas der skal allokeres til de forskellige kundetyper.

Implementering af en transportkundes portefølje kræver, at alle potentielle kontraktkarakteristika – såsom priser, tariffer, volumener og varigheder – og markedskarakteristika – såsom forbrugssvingninger, markedssegmenter, forventet udvikling, m.m. – tages med i beregningerne. Denne optimering baserer sig kun på det kommercielle flow mellem transportkunden og de andre aktører i det samlede forsyningsystem. Formålet med en transportkundes optimering er at minimere den totale forsyningsomkostning under forudsætning af, at hans behov imødekommes.

Styringen af det fysiske flow i gasnettet er ikke nødvendig for funktionen af transportkundernes portefølje. Kendskabet til transportkunders beslutninger er dog en forudsætning for en nøjagtig bestemmelse af gasflowet i transmissionssystemet. Dette vil danne baggrund for den videre transporttekniske optimering udført af systemoperatøren. Formålet med denne transportoptimering er at

minimere driftsomkostningerne og maksimere kapaciteterne i transmissionssystemet.

Koblingen mellem de to modeller er illustreret ved hjælp af et procesdiagram i Figur 6-6. Koblingen sker gennem en bookingplatform i entry/exit-adgangssystemet. Shipper's forsyningsudfordring bliver udført i første omgang, et resultat af denne optimering bliver overført i form af reservation af kapaciteter til transportoperatørs entry/exit-adgangsmodel, og til sidst vil transportoperatøren genberegne og opdatere kapaciteterne i sit entry/exit-system.

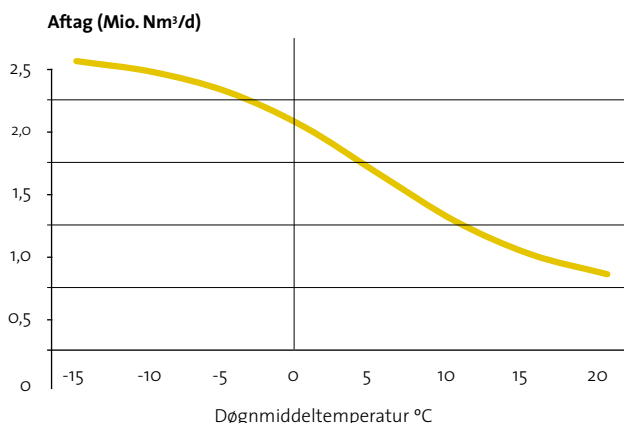
Implementering af transport- og porteføljeoptimering til en fælles kostfunktion tillader maksimal udnyttelse af naturgasforsyningsystemets potentiale. Det skal understreges, at der ingen kommunikation er mellem transportoperatøren og hans transportkunde. Løsningen giver en virtuel integration af de samlede planlægningsopgaver for TSO og shipper, hvorved TSO'en prøver at prognosticere transportkundernes beslutninger.

6.3.3 Værktøj

Transportkundernes forsyningsudfordring kræver prognostisering af potentielle flow-scenarier på både langt og kort sigt i det samlede forsyningsystem. Denne problemstilling kan kun løses ved hjælp af avancerede matematiske værktøjer med udgangspunkt i en flertrins, stokastisk optimeringsteknik. Døgntemperaturer og gaspriser er input til værktøjet, som beregner de mest sandsynlige forsynings-scenarier.

Den transporttekniske optimering kan enten udføres separat eller samtidig med porteføljeoptimering. I den første løsning udføres den hydrauliske simulering ved hjælp af den eksisterende software (f. eks. Simone) efter transportkundernes optimering. Alternativt kan det transporttekniske modul integreres sammen med porteføljeoptimering. Den anden løsning er mere elegant fra den programtekniske synsvinkel og tilbyder en mere effektiv optimering. Løsningen kræver dog egen udvikling af det hydrauliske modul.

7. Distribution



Figur 7-1 Sammenhæng mellem døgnmiddeltemperatur og samlet naturgasaftag i Danmark.

7.1 Kapaciteter og aftag

Leverancerne til hver enkelt M/R-station i transmissionssystemet og til de enkelte forbrugere skal opretholdes i normalsituationer såvel som i nødsituationer ved meget lave døgnmiddeltemperaturer. Dette sikres ved analyser af systemerne og ved vurdering af naturgasaftaget fra hver M/R-station.

På grund af gasforbrugets variation over døgnet analyseres transmissionssystemet ved hjælp af dynamiske beregninger over flere døgn. Distributionssystemerne analyseres alene på basis af statiske beregninger af situationen ved forbruget i timen med maksimalt forbrug.

7.1.1 M/R-stationer

Hvert år vurderer Energinet.dk, om de enkelte M/R-stationer kan opfylde behovet for leverancer. Vurderingen sker på grundlag af historiske data og estimering af det forventede maksimale aftag ved den dimensionerende døgntemperatur. Den mulige leverance gennem en M/R-station er afhængig af til- og afgangstryk fra stationen. Afgangstrykket er fastlagt af de regionale selskaber, mens tilgangstrykket

vil være bestemt af den aktuelle belastningssituation. Energinet.dk gennemfører årligt en base case-beregning, som er forventningen til den maksimale belastning af nettet i den kommende vinter.

For vinteren 2011-2012 er de enkelte M/R-stationers kapaciteter beregnet på basis af et beregnet minimumstilgangstryk baseret på aftag ved en døgnmiddeltemperatur på -13°C og på basis af de regionale selskabers fastlagte afgangstryk. Stationskapaciteterne fremgår af Tabel 7-1, hvor også de forudsatte aftag i maksdøgnet og i gennemsnitsmakstimen er vist. Det skal pointeres, at der er tale om stationskapaciteter ved de til- og afgangstryk, som fremgår af tabellen, og at afgangstrykket i visse tilfælde kan være lavere. Det samlede aftag som funktion af døgnmiddeltemperaturen fremgår af Figur 7-1.

Ved vurdering af M/R-stationernes kapacitet indgår dels den faktisk realiserede makstime, dels det forventede aftag ved -13°C fra distributionsselskaberne og fra Energinet.dk's model. Vurderingerne af, om den nødvendige kapacitet er til stede, bygger derfor på en samlet evaluering af disse input. Der kan være forskelle

mellem de realiserede makstimer og forventningerne i Energinet.dk's model. Dette skyldes bl.a. følgende forhold:

- Energinet.dk's model er baseret på døgnaftag og angiver et middelestimat af forbruget ved -13°C
- Realiserede makstimer kan være høje på grund af atypiske aftag, f.eks. genopfyldning af et nedenstrømsnet eller kunder, som har ekstra store aftag
- Estimeringen af forbruget ved -13°C for kunder med graddageuafhængigt forbrug, fx timeafleste reservelastcentre og erhvervsvirksomheder mm., er høj
- Den tilsluttede effekt er generelt markant højere end de målte aftag, som ligger til grund for prognoserne
- Der er knyttet usikkerhed til samtidigheden af graddageuafhængigt forbrug.

Der er enkelte eksempler i Tabel 7-1, hvor målt makstime er højere end stationens kapacitet. Dette skyldes, at indgangstrykket til stationerne er beregnet konservativt ved en temperatur på -13°C , imens indgangstryk ved den målte makstime er højere, hvorfor stationens kapacitet ved målt makstime tilsvarende også er højere end angivet i Tabel 7-1.

M/R-station	Forventet aftag i maks- døgn (-13 °C)	Forventet aftag i gennem- snits-maks- time (-13 °C)	Beregnet tilgangstryk	Aftalt setpunkt	M/R-station. Beregnet kapacitet -13 °C	Distributions- selskabernes forventede kapacitetsbehov	Målt maksime 2010-05-01 til 2011-04-30
	1.000 Nm ³ /d	Nm ³ /h	Barg	Barg	Nm ³ /h	Nm ³ /h	Nm ³ /h
Amagerfælled	44	2,901	53.3	16.6	14,178	5,700	4,083
Billesbølle	93	4,343	60.9	17.1	9,291	5,500	5,103
Brande	91	4,449	64.9	35.4	10,789	6,000	4,950
Brøndby	1,696	67,549	54.4	33.9	127,160	90,000	79,648
Dragør	200	8,606	53.5	16.6	23,039	12,000	9,753
Egtved	1,029	45,012	64.2	35.4	61,507	65,000	56,788
Ellidshøj	193	8,617	68.0	35.4	10,793	12,000	9,607
Frøslev	690	28,809	61.5	35.4	40,021	43,000	39,968
Haverslev	298	14,471	69.3	35.4	26,327	34,000	21,158
Helle	13	628	65.1	16.0	8,543	600	407
Herning	2,002	84,230	65.4	47.6	153,419	120,000	97,600
Højby	465	22,249	59.3	18.3	126,985	34,000	31,829
Karlslunde	448	24,863	55.7	17.9	87,864	30,000	33,968
Karup	286	12,559	66.9	35.4	17,502	18,000	14,815
Koelbjerg	453	21,502	60.6	18.3	39,709	38,000	36,024
Køge	571	25,113	56.0	17.9	38,088	40,000	26,230
Lilballe	0	0	63.0	3.6	8,911	2,500	2,163
Ll. Selskær	464	19,444	71.5	35.4	40,525	30,000	24,096
Ll. Torup MR	60	2,685	62.9	35.4	8,806	5,000	3,284
Lynge	1,523	63,728	53.1	32.7	136,246	90,000	75,824
Middelfart	59	2,623	61.9	17.1	9,440	3,800	6,171
Måløv	1,852	54,568	53.5	17.9	106,000	70,000	64,640
Nyborg	47	2,195	58.5	17.1	8,928	4,000	2,970
Nybro	53	2,361	65.9	17.1	4,026	3,000	2,562
Nørskov	316	13,945	64.5	35.4	24,416	19,000	16,511
Pottehuse	197	9,029	63.5	35.4	31,795	12,000	8,296
Ringsted	681	29,909	56.6	25.0	38,309	39,000	31,432
Slagelse	298	13,646	57.9	16.7	27,757	21,000	16,469
Sorø	0	0	57.3	17.9	38,542	0	12,745
St.Andst	427	18,268	63.7	35.4	40,772	26,000	21,912
Stenlille MR	589	25,995	61.7	17.7	37,788	40,000	28,752
Sydhavnen	18	795	53.2	3.6	5,792	3,000	1,745
Taulov	69	3,758	62.3	35.4	33,201	7,000	5,362
Terkelsbøl	333	13,769	61.9	35.4	23,309	19,000	17,584
Torslunde	180	10,441	55.5	17.9	30,419	20,000	13,030
Ullerslev	132	5,914	58.9	17.1	8,985	7,500	6,090
Vallensbæk	122	18,641	54.7	17.9	31,113	25,000	23,290
Varde	174	8,476	65.5	35.4	40,061	15,000	14,980
Viborg	1,488	63,491	68.4	35.3	93,914	100,000	69,996
Aalborg	1,432	63,870	67.0	44.3	155,699	90,000	75,592

Tabel 7.1: Forventede aftag, beregnede til- og afgangstryk og kapaciteter for M/R-stationer i transmissionssystemet i en normal forsyningssituation ved en døgnmiddeltemperatur på -13 °C. Desuden distributionselskabernes forventede kapacitetsbehov.



7.1.2 Tilpasning af kapacitetsbehov

For flere stationer har distributionselskaberne en større forventning til aftaget end makskapaciteten under de beregnede forhold. Energinet.dk's forventning og den realiserede makstimer er væsentligt under de beregnede makstimer. Det er derfor vurderet, at der ikke er behov for at foretage ændringer i kapaciteten. Energinet.dk holder i samarbejde med distributionselskaberne løbende øje med, at der er tilstrækkelig kapacitet på M/R-stationerne.

Generelt har der i en årrække været et svagt faldende gasforbrug i Danmark. Dette giver anledning til at revurdere kapaciteten på M/R-stationerne. Specifikke stationer har en overdimensioneret kapacitet, der ikke passer til den daglige drift. Dette er u hensigtsmæssigt, da det fører til risiko for driftsforstyrrelser, højt fuelgas-forbrug og måleunøjagtigheder. Energinet.dk har derfor igangsat en undersøgelse, der også involverer distributionselskaberne, for bedre at få tilpasset kapaciteten på M/R-stationerne. Der, hvor stationer er ringforbundne, undersøges mulighederne for at overføre

kapacitet fra en station til en anden. Dette giver bedre drift på overdimensionerede stationer, samtidig med at det giver mulighed for at lukke nogle stationer med tilsvarende besparelser i driftsomkostninger. Dette er kun muligt, hvor de tilknyttede distributionsnet har den nødvendige ekstra kapacitet til rådighed.

7.1.3 Gas fra Tyskland

Fra 1. oktober 2010 blev import af gas fra Tyskland på afbrydelige vilkår mulig. Der var et ønske fra markedet om at importere gas fra Tyskland størstedelen af vinteren 2010/11. Dette ønske blev tilgodeset. Minimumstrykket for gas fra Tyskland er 68 barg i Ellund. Importen fra Tyskland gav ikke og vil ikke give begrænsninger i M/R-stationskapacitet i forhold til det forventede kapacitetsbehov.

7.1.4 Dimensionering af distributionsnet

I forbindelse med udarbejdelse af Naturgasforsynings sikkerhedsplan 2008 blev der gennemført uddybende analyser af sammenhængen mellem temperatur og gasforbrug fra hver M/R-station i

transmissionssystemet. Dette havde til formål at afdække eventuelle flaskehalse i systemet. Det er vurderingen, at disse analyser er dækkende for Gas i Danmark (2011).

Det er væsentligt ved vurderingen af forbruget, specielt ved meget lave døgnmiddeltemperaturer, at tage hensyn til samtidigheden af forskellige typer forbrug, så kapacitetskravet til M/R-stationerne forbliver realistisk. Vurderingen af aftaget ved meget lave temperaturer vanskeliggøres af, at der ikke findes relevante målte data for døgnmiddeltemperaturer lavere end ca. -7 °C. Ringforbindelser vanskeliggør desuden vurderingen for den enkelte M/R-station.

7.2 Særlige forsynings sikkerhedsmæssige forhold i de enkelte distributionsområder

7.2.1 Naturgas Fyn Distribution

De M/R-stationer, der forsyner Naturgas Fyn Distribution A/S, vurderes at have tilstrækkelig med kapacitet til at dække forsyningsbehovet for vinteren 2011-2012.



Naturgas Fyn Distribution A/S har på Energinet.dk's foranledning regnet på muligheden for eventuelt at lukke M/R Højby på grund af overkapacitet, men anser det ikke for muligt at opretholde forsyningen, hvis dette blev tilfældet. I stedet har Naturgas Fyn Distribution A/S foreslået Energinet.dk at nedskalere M/R Højby, så stationen kapacitetsmæssigt svarer mere overens med forsyningsbehovet. Ligeledes har Naturgas Fyn Distribution A/S på Energinet.dk's foranledning regnet på muligheden for en nedskalering af M/R Middelfart, hvilket der ikke vurderes at være nogen forsyningsmæssige problemer i.

Distributionsselskabernes forventede kapacitetsbehov i Tabel 7-1, er for Naturgas Fyn Distribution A/S' vedkommende regnet ud fra erfaringstal og ved at se på kundernes kapaciteter. Dernæst er tallene reguleret med hensyntagen til samtidigheden af forskellige typer af forbrug.

7.2.2 DONG Gas Distribution

Generelt set vurderes Energinet.dk's M/R-stationer at have tilstrækkelig kapacitet

til forsyning af DONG Energy's behov for den kommende vinter 2011-2012. For stationerne Egtved, Frøslev, Terkelsbøl og Stenlille er forholdet mellem kapacitetsgrænse og makstimerforventning dog af en sådan karakter, at der må planlægges kapacitetsøgning. En sådan øgning aktualiseres yderligere ved den forventede introduktion af gas med lavere brændværdi.

Biogas

DONG Energy har sammen med Fredericia Spildevand A/S og Fredericia Kommune etableret Danmarks første anlæg til injektion af bionaturgas i naturgasdistributionssystemet. Anlægget er etableret på Fredericia rensningsanlæg og blev indviet den 15. september 2011.

DONG Energy modtager den rå biogas fra rensningsanlægget og opgraderer den i et anlæg fra Greenlane Biogas AB. Anlægget har en kapacitet på 300 Nm³ rå biogas svarende til ca. 180 Nm³ bionaturgas pr. time. Bionaturgassen leveres fra opgraderingsanlægget ved et tryk på ca. 8 bar til en M/R-station, leveret af Dansk Analyse A/S, hvor der tilsættes odorant, og gassen måles og

analyseres, og trykket reguleres ned til ca. 3,6 bar.

MR-stationen er, med en ny 70 m plastledning, forbundet til en eksisterende fordelingsledning. Fordelingsledningen har været taget ud af drift, men genbruges nu som 4 bar-distributionsledning. Via denne ledning transporteres bionaturgasen 3,5 km op til DONG MR-Hejse, hvor ledningen er forbundet med det eksisterende 4 bar-net. For at sikre aftaget af bionaturgassen i sommerperioden er der etableret en ny plastledning, der forbinder Hejse-nettet med Taulov-nettet. Forbruget i nettet overstiger produktionen af bionaturgas, og MR-Hejse leverer den manglende mængde.

Brændværdien af bionaturgassen er ca. 10 % lavere end brændværdien af dansk naturgas, og det er derfor nødvendigt at beregne den faktiske brændværdi af blandingen ved MR-Hejse. For at kunne lave beregningen må der kun være ét fødepunkt i nettet (ved MR-Hejse). DONG Energy's anden M/R-station, MR-Taulov, er derfor sat på stand-by.



7.2.3 HNG Distribution og Naturgas Midt-Nord Distribution

Generelt vurderes transmissionssystemets M/R-stationer og distributionssystemerne i HNG's og Naturgas Midt-Nords bevillingsområder til at have tilstrækkelig kapacitet i den kommende vinter 2011-2012.

I 2011 er der foretaget en opsplitning af HMN's østlige distributionsområde i nye afregningsbrændværdiområder pga. import af tysk gas. Dette medfører et lidt ændret aftræk på transmissionssystemets M/R stationer i 2011-2012 i forhold til tidligere år.

De anførte kapaciteter i Tabel 7-1 angiver selskabets prognose for 2011-2012. Der er dog knyttet en vis usikkerhed til prognoserne.

Der foretages løbende analyser af udviklingen i gasforbruget og konsekvenserne af ændringer i gaskvaliteten. Eventuelle nødvendige forstærkningsanlæg udføres på baggrund af analyserne.

7.2.4 Københavns gasforsyning

Københavns Energi har i forbindelse med deres omstilling af produktionen fra bygas til naturgas/luft i november 2007 undersøgt mulighederne for at disponere over linepack i Energinet.dk's 80 bar-net i tilfælde af forsyningssvigt ind mod København. I forbindelse med omstillingen er de ældre produktionsanlæg inklusive pumpestationer og gasbeholdere nedlagt. Der er derfor ikke noget gaslager i bygasforsyningen.

Københavns Energi's bygasnet er et ringforbundet net, der altid skal holdes tryksat, da et totalt tryksvigt eventuelt kan medføre luftindtrængning i store dele af nettet og dermed kan nedlægge gasforsyningen i København. Det er derfor af afgørende vigtighed, at gasråstoftilførslen altid opretholdes med et tryk på mindst 15 bar ved Strandvænget og/eller Kløvermarken Gasværker.

Manglende gasforsyning til Københavns Energi's bygasnet kan have væsentlige samfundsøkonomiske konsekvenser. Ud over at reservere linepack i 80 bar-nettet er der i år 2010 blevet etableret et manuelt bypass ved Mørkhøj 37/19

bar-reguleringsstation i HNG's net, således at der hurtigt kan forsynes med naturgas fra Stenlille til Strandvænget Gasværk. Energinet.dk har endvidere etableret en ny fjernbetjent ventil ved M/R-Torslunde, således at gas fra Stenlille kan sendes direkte til Lyngge-ledningen i tilfælde af et brud på hovedtransmissionsledningen mellem Torslunde og Dragør. Alle tiltag har betydet, at forsyningsikkerheden ind mod København er væsentligt forstærket.



Tonne Kjærsevej 65
7000 Fredericia
Tlf. 70 10 22 44

info@energinet.dk
www.energinet.dk

Gas i Danmark 2011

Foto:

Bent Sørensen
Tao Lytzen
Lars Holm
Ole Christiansen
Palle Peter Skov
Energinet.dk

ISBN nr: 978-87-900707-76-7

Layout:

Bolette Friis
Opsætning:
Clausen Grafisk

December 2011

