



Gas i Danmark 2010

Forsyningssikkerhed og udvikling

ENERGINET/DK



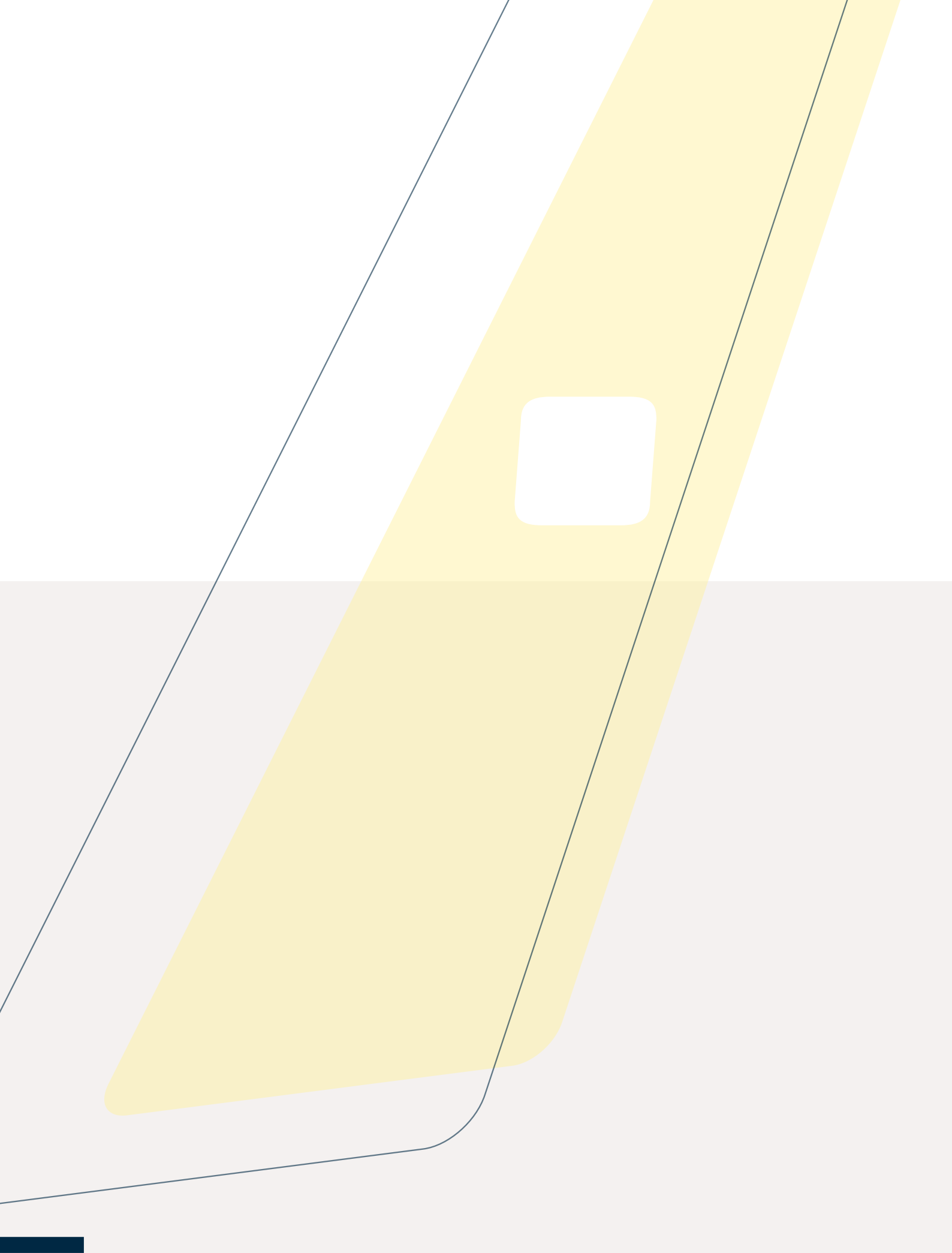
Gas i Danmark 2010

Forsyningssikkerhed og udvikling

Indhold

Introduktion til og sammenfatning af Gas i Danmark 2010	5
1. Aktuelle temaer i den danske gasverden	11
1.1 Internationalt samarbejde.....	11
1.2 Link4Hubs	13
1.3 Gas fra Tyskland 2010-2013	13
1.4 Ny nødforsyningsforordning	15
1.5 Tariffer.....	18
1.6 Optimering af de tekniske kapaciteter i transmissionssystemet.....	19
1.7 Mere biogas i Danmark	22
1.8 Fossilfri gas i 2050	26
1.9 Ukonventionel gas.....	32
2. Det danske gassystem.....	34
2.1 Infrastruktur.....	34
2.2 Målsætning for forsyningssikkerhed.....	35
2.3 Forsyningssikkerhed nationalt og lokalt	36
2.4 Gasmarkedet i Europa og i Danmark	37
3. Historisk oversigt	40
3.1 Generelt	40
3.2 Forsyningssikkerhed	40
3.3 Marked	44
3.4 Gaskvalitet	46
4. Det kommende års forbrug og forsyning (winter outlook)	48
4.1 Forsyningssikkerhed på kort sigt.....	48
4.2 Kapacitetsbestillinger	49
4.3 Nødforsyning.....	50
4.4 Gaskvalitet	53

5. Fremtidigt forbrug og forsyning	55
5.1 Det kommende års udfordringer	55
5.2 Forbrugsudvikling	58
5.3 Forsyningssikkerhed på lang sigt	61
5.4 Gaslagerkapacitet	62
5.5 Transit til Tyskland	63
5.6 Gaskvalitet	64
6. Udvikling i infrastrukturen	66
6.1 Status på Ellund-Egtved udbygningen	66
6.2 Mulighed for reduktion af energiforbruget til kompression af gas fra Tyra Øst til Danmark	71
6.3 Mulige udbygninger af transmissionssystemet på lang sigt – Norgesprojektet	72
6.4 Strategisk miljøvurdering (SMV)	78
7. Distribution	79
7.1 Kapaciteter og aftag	79
7.2 Særlige forsyningssikkerhedsmæssige forhold i de enkelte distributionsområder	81



Introduktion til og sammenfatning af Gas i Danmark 2010

Introduktion

Gas i Danmark 2010 er udarbejdet på baggrund af krav i bekendtgørelserne "Varetagelse af naturgasforsynings sikkerheden" og "Adgang til og anvendelse af naturgasforsyningsnettet og planer for det fremtidige behov for gastransmissionskapacitet". Disse bekendtgørelser stiller krav om en årlig afrapportering til Energistyrelsen. Redegørelsen for forsynings sikkerheden og for planerne om udbygning af transmissionsnettet er primært indeholdt i afsnittene 2 til 7. Derudover ønsker Energinet.dk at beskrive væsentlige initiativer i forhold til aktørerne på det danske gasmarked og andre interessenter i det danske gassystem. Disse initiativer er beskrevet i temaer.

Læsevejledning

Rapporten starter med en række temaer, der beskriver væsentlige aktiviteter, som Energinet.dk har igangsat eller deltaget i, og som for de flestes vedkommende hænger sammen med Energinet.dk's overordnede strategi (se Strategiplan 2010 og Strategiplan 2008).

Efter temaerne følger:

- en beskrivelse af gassystemet i afsnit 2

- en oversigt over det forløbne år i afsnit 3
- forventningerne til det kommende år i afsnit 4
- forventningerne til de kommende 10 år i afsnit 5
- mulighederne for udvikling i infrastrukturen i afsnit 6¹
- en beskrivelse af de forsynings sikkerhedsmæssige aspekter i forhold til distributionsselskaberne i afsnit 7.

Energinet.dk's arbejde bliver præget af øget internationalt samarbejde

Det internationale arbejde spiller en stadig større rolle i forhold til løsning af Energinet.dk's daglige opgaver. Implementeringen af EU's 3. liberaliseringspakke medfører, at en stor del af regeludviklingen af markedsvilkår på gasområdet fremover vil ske på europæisk plan. Meget af det praktiske arbejde med nye regler og vilkår vil fremover blive foretaget i ENTSOG (organisationen for europæiske transmissionssystemoperatører – gas), og Energinet.dk prioriterer den internationale indsats. Det internationale

samarbejde spiller både ind i forhold til udviklingen af markedet og i forhold til opgaverne omkring forsynings sikkerheden. Selve det internationale arbejde er beskrevet i afsnit 1.1, mens det øgede internationale fokus vil fremgå for de opgaver, som beskrives i de følgende afsnit.

Udviklingen i markedet i 2010

Energinet.dk samarbejder løbende med nabolandenes systemoperatører. I 2010 er der sammen med de hollandske og tyske TSO'er lavet en samlet uafbrydelig service kaldet Link4Hubs, hvor transportkunden får mulighed for kommercielt at transportere gas virtuelt over flere landegrænser i Europa ved brug af en fælles IT-plattform. Handlen via servicen sker dagen før gassen skal transporteres fysisk og udbydes derfor som en day-ahead-service. Link4Hubs er nærmere beskrevet i afsnit 1.2.

Den anden væsentlige ændring i markedsmodellen er introduktionen af et såkaldt BNG entry-punkt. BNG står for Bio Natural Gas og gør det muligt for transportkunderne at levere og handle med biogas produceret i Danmark. Fysisk vil biogassen i første omgang ikke blive injiceret i transmissionsnettet, men via en

¹ Dette afsnit beskriver strategiske muligheder for udvikling af infrastrukturen og har derfor gennemgået en strategisk miljøvurdering (SMV). Resultaterne af SMV-processen er også beskrevet i afsnittet.



certifikatordning udvikles systemet, således at biogassen alligevel kan handles i hele Danmark og til nabolandene. Fysisk forbliver biogassen i distributionsnettet. Biogas er nærmere beskrevet i afsnit 1.7.

I vinteren 2009-2010 fik Nord Pool Gas (NPG) sit gennembrud på det dansk-svenske gaskmarked. Den positive udvikling startede i oktober 2009, 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. Volumenmæssigt er der på NPG blevet handlet næsten 9 % af det danske forbrug i perioden fra januar til juni 2010, hvilket skal sammenlignes med, at kun ca. 1 % af det danske forbrug blev handlet på NPG året inden.

I 2010 har der kun været få dage med flaskehals på importen fra Tyskland i El-lund og dermed kun få afbrud i transporten. Dette skyldes, at eksporten til Tyskland har været mere stabil. Den større fysiske eksport muliggør en tilsvarende modstrømsimport. I 2010 har der således ikke været det samme antal afbrud, som sås i 2009 og i 2007. Læs mere i afsnit 3.3.

Forsyningssikkerhed i de kommende år

Energistyrelsen vurderer, at produktionen i Nordsøen i de kommende år vil falde og muligvis være stort set udfaset i 2040. Prognoserne er behæftet med en vis usikkerhed.

Idet Nordsøen hidtil har udgjort den eneste fysiske mulighed for at føre gas ind i Danmark og Sverige, er der dermed risiko for, at der om relativt få år opstår forsyningsproblemer. Energinet.dk har derfor udarbejdet en fremskrivning af gasforbruget i Danmark og Sverige. Fremskrivningen viser, at hvis al gassen fra Nordsøen leveres til Danmark og Sverige, kan behovet på årsbasis dækkes frem til 2017. I 2012/2013 kan den danske produktion dog vise sig at være utilstrækkelig til at dække det danske og svenske behov. Læs mere i afsnit 5.

Energinet.dk har derfor valgt at investere i ny infrastruktur, som muliggør forsyning til Danmark og Sverige fra Tyskland fra oktober 2013 og indgå en trykserviceaftale med Tyskland for årene 2010-2013.

Gas fra Tyskland 2010-2013

Til dækning af behovet i perioden 2010-2013 har Energinet.dk arbejdet med

muligheden for at få leveret gas fra Tyskland. Arbejdet består både af driftssamarbejde med TSO'erne syd for den danske grænse vedrørende den fysiske import fra Tyskland og indgåelse af aftaler med DEUDAN-partnerne om kapacitet og om trykforøgelse på den tyske side af grænsen. Samtidig arbejder Energinet.dk sammen med Sikkerhedsstyrelsen for at finde løsninger på, hvordan den noget anderledes tyske gaskvalitet skal håndteres i det danske system. Der forventes en kapacitet på op til 200.000 m³/h, men på grund af det relativt begrænsede tryk, der kan leveres fra det tyske system, vil kapaciteten være afbrydelig. Læs mere i afsnit 1.3.

Nødforsyning

Det danske gastransmissionssystem modtager i dag gas gennem de to offshoreledninger Tyra-Nybro og Syd Arne-Nybro. Fra oktober 2010 blev det desuden muligt at modtage gas fra det tyske marked i de fleste driftssituationer. Ud over de nævnte importkilder udgør de to gaslagre i Danmark (Stenlille og Lille Torup) en vigtig del af kapacitetsreserverne.

I henhold til bekendtgørelsen om "Varetagelse af naturgasforsyningssikkerhe-



den” skal Energinet.dk sikre forbrugerne i en nødsituation. I tilfælde af alvorlige forsyningssvigt fra Tyra har Energinet.dk indgået en række aftaler, der sikrer forsyningen bl.a. om leverance fra de danske gaslagre (reservation af lagervolumen), leverancer fra Tyra via Harald gennem Syd Arne-Nybro ledningen (nødleverance-aftale), afbrud af de 35-40 største forbrugere af naturgas, dvs. afbrydelig nødforsyning og udnyttelse af linepack i landleddninger og søledninger (rent fysisk). Derudover har der siden oktober 2010 været en begrænset og ikke i alle driftssituationer sikker mulighed for nødforsyning fra Tyskland.

Ovenstående sikrer forsyningssikkerheden til Danmark på kort sigt, og aftalerne analyseres og justeres årligt. Læs mere i afsnit 4.3.

Ny forordning om nødforsyning

EU-Kommissionen stillede i juli 2009 forslag til en forordning om gasnødforsyningssikkerhed, som træder i kraft med udgangen af 2010. Hovedformålet med den nye forordning er at forbedre forsyningssikkerheden i EU's medlemslande. Dette skal ske 1) ved at sikre en tilstrækkelig kapacitet i systemerne (in-

frastrukturstandard) til at kunne håndtere ekstreme efterspørgselssituationer og alvorlige forsyningssvigt, 2) ved at sikre forsyningerne til såkaldt 'beskyttede forbrugere' selv ved alvorlige langvarige forsyningssvigt (forsyningsstandard), og 3) ved at medlemsstaterne samarbejder og agerer solidarisk i nødforsyningssituationer (regionalt samarbejde).

Forordningen indfører en minimumsstandard for håndtering af nødforsyningsopgaven i EU, der langt hen ad vejen minder om den nuværende danske model. Der skal dog foretages visse justeringer, for at Danmark kan leve op til forordningen. Generelt skal EU-landene sikre en øget brug af markedsbaserede mekanismer. Ændringerne vil primært komme til at omhandle opfyldelse af det såkaldte N-1 kriterie på regionalt plan², vurdering og ændringer i forhold til 'beskyttede forbrugere', udarbejdelse af en risikovurdering og planer for forebyggelse og nødforsyning og en større grad af koordinering med nabolandene.

² Med N-1 kriteriet på regionalt plan menes muligheden for at forsyne Danmark og Sverige, hvis den største forsyningskilde – Tyra-Nybro ledningen – i en periode ikke kan levere gas.

Energinet.dk har sammen med Energi styrelsen igangsat et projekt for at få kortlagt omfanget af de påkrævede ændringer i håndteringen af nødforsyningsopgaven, som forordningen medfører i forhold til i dag. Projektet vil undervejs inddrage markedsaktørerne og nabolandenes systemoperatører. Læs mere i afsnit 1.4.

Status på udbygningen af Ellund-Egtved

Klima- og energiministeren har i henhold til Lov om Energinet.dk godkendt behovet for etablering af anlæggene til udvidelse af transportkapacitet fra den dansk-tyske grænse til Egtved. Ministeren har i brev af 29. januar 2010 og 17. maj 2010 givet Energinet.dk godkendelse til etablering af henholdsvis kompressorstation og ledningsdublering.

Der skal opføres en kompressorstation i Egtved, som skal sikre et tilstrækkeligt højt tryk, så gassen fra Tyskland kan leveres videre i det danske gastransmissionssystem til de danske og svenske forbrugere.

Foruden kompressorstationen er det nødvendigt at anlægge en 94 km lang gastransmissionsledning fra den tyske



grænse til Egtved. Der findes i dag en rørledning fra Ellund/Frøslev til Egtved, hvorigennem gas fra Nordsøen hidtil er eksporteret til Tyskland. Analyser af kapaciteten har imidlertid vist, at den eksisterende rørledning ikke muliggør import af gas i tilstrækkelige mængder. Derfor er det nødvendigt at supplere den eksisterende ledning med en parallel forbindelse.

I 2010 blev projektering og bygning af kompressorstationen sendt i udbud. Projektering af anlægget påbegyndes i 2011 efter indgåelse af kontrakt med en totalleverandør. Kompressorstationen vil stå klar til idriftsættelse i efteråret 2013.

I 2010 indgås der også aftale om projektering af gasledningen. I 2011 gennemføres arkæologiske forundersøgelser i hele ledningens længde, og den endelige linjeføring fastlægges. Selve anlægget af gasledningen udføres i foråret 2012, så gasledningen kan sættes i drift i efteråret 2013. Læs mere i afsnit 6.1.

Gaskvalitet

Rent fysisk er den danske Nordsøgas kendetegnet ved en meget ensartet

sammensætning og derfor en meget ensartet gaskvalitet. Når der kommer gas fra Tyskland, er denne en blanding af gas fra mange kilder, som leveres til det tyske marked. Kunderne vil opleve, at naturgaskvaliteten ændrer sig. Tilsvarende vil de sandsynligvis også opleve større variationer i gaskvaliteten. I langt de fleste situationer vil gas fra Tyskland have en kvalitet, så den godt kan importeres til Danmark, men for at gaskvaliteten ikke skal være en hindring for import, kræves en ændring af Gasreglementet. Læs mere i afsnit 4.4 og 5.6.

Mulighed for energibesparelser i Nordsøen

Energinet.dk har i samarbejde med Energistyrelsen i 2009-10 foretaget en analyse af, hvorvidt trykket af den gas, der kommer fra Tyra Øst til Nybro, kan nedsættes for at reducere energiforbruget ved kompression. Resultaterne viser, at en løsning med reduceret kompression offshore og rekompresion på land med energieffektive eldrevne kompressorer i Nybro og Egtved giver en energibesparelse. En potentiel realisering af de energimæssige besparelser vil kræve genforhandling af kommercielle aftaler mellem de selskaber, som sælger, køber og transporterer

gas fra Tyra Øst, da dele af omkostningerne flyttes. Læs mere i afsnit 6.2.

Muligheder for norsk gas direkte til Danmark

I forbindelse med Klima- og energiministerens godkendelse af udvidelserne af gastransmissionssystemet mod Tyskland blev konsekvenserne for nordsøproducenterne af dubleringen af ledningen mellem Ellund og Egtved analyseret. Analyserne viste bl.a., at der på længere sigt kan være behov for en forbindelse til Norge. Energinet.dk har derfor igangsat en række initiativer for at undersøge mulighederne for at etablere en sådan forbindelse. Initiativerne koordineres med den norske systemoperatør for offshore-gasledningerne, Gassco, som i efteråret 2010 har set på en række mulige forbindelser mellem eksisterende norsk og dansk infrastruktur i Nordsøen. Læs mere i afsnit 6.3.

Mere biogas i Danmark

En væsentlig øgning af biogasproduktionen har bred politisk opbakning i Danmark, bl.a. fordi produktionen af biogas reducerer udledningen af drivhusgasserne metan og lattergas. Den nuværende producerede mængde biogas anvendes

primært som brændsel på de decentrale kraftvarmewærker, der producerer el og fjernvarme. Opgradering og injektion af biogas i gasnettet kan være en metode til at håndtere udfordringen ved en ufleksibel biogasproduktion, i det omfang den ikke kan anvendes lokalt. Energinet.dk har derfor udviklet en markedsmodel for biogas i samarbejde med gasdistributionsselskaberne, så det er muligt at handle biogas i gasnettet. Der er derudover nedsat en arbejdsgruppe, der arbejder med kravene til biogaskvaliteten. Kravene forventes implementeret inden udgangen af 2010.

En række aktører i gasmarkedet har efterspurgt en dokumentationsordning for biogas, og Energinet.dk arbejder nu på at supplere markedsmodellen for biogas med en sådan ordning. Formålet med en dokumentationsordning for biogas er at skabe sporbarhed for biogassen for derved at fremme et troværdigt marked for de forbrugere, der er villige til at betale mere for 'grøn energi' og vil have dette dokumenteret. Læs mere i afsnit 1.7.

Strategisk miljøvurdering, SMV

Energinet.dk har vurderet, at emnerne *norsk gas direkte til Danmark og biogas*

i gasnettet har strategisk betydning for den kommende udvikling af gassystemet og kan have væsentlige miljømæssige konsekvenser. Disse er beskrevet i afsnit 6.3 og 1.7. Derfor er der gennemført en strategisk miljøvurdering (SMV) af Gas i Danmark 2010 med særligt fokus på disse afsnit. SMV'en blev gennemført i sommeren og efteråret 2010, hvor der først blev foretaget en afgrænsningshøring med det formål at afklare, om Energinet.dk har fokuseret på de rigtige miljømæssige problemstillinger i miljøvurderingen. Derefter blev der gennemført en høring af den strategiske miljøvurdering af rapporten. Den strategiske miljøvurdering viste, at de potentielle miljøkonsekvenser ved en eventuel kommende forbindelse mellem Norge og Danmark vil kunne mindskes væsentligt ved valget af placering af de kommende anlæg. De svar, som er modtaget i løbet af høringsperioden, giver ikke anledning til ændringer i planen. Læs mere i afsnit 6.4.

Tariffer

Det danske gasmarked har gennemgået en betydelig udvikling siden markedsåbningen i 2004. Integrationen med det nordeuropæiske marked er øget, og for-

bruget af gas i Danmark og Sverige har ændret karakter. Endvidere vil Danmark i de kommende år gå fra at være nettoeksportør til at være nettoimportør af gas, og Ellund-Egtved udvidelsen indebærer nye investeringer, der vil påvirke omkostningsbasen betydeligt.

Energinet.dk udmeldte i januar 2010 principperne for, hvordan omkostningerne forbundet med Ellund-Egtved udvidelsen vil blive indregnet i tarifferne. Derudover er der påbegyndt et 'serviceeftersyn' af den nuværende tarifmodel med henblik på at tilpasse metoden til de nye markeds- og forsyningsvilkår. Analyserne vurderer også tarifmodellen i forhold til den nye EU-forordning. Energinet.dk har derfor igangsat Tarifprojekt 2010 og vil under projektet være i tæt dialog med Energitilsynet og markedets aktører. Læs mere i afsnit 1.5.

Optimering af de tekniske kapaciteter i transmissionsnettet

Energinet.dk arbejder med videreudvikling af modeller til beregning og optimering af kapaciteter i det danske transmissionssystem. Formålet er at maksimere den kapacitet, som stilles til rådighed for markedet, uden at sæt-



te forsyningssikkerheden over styr. Dette arbejde inkluderer de fleste af de allerede nævnte forhold. Således påvirker både flow-scenarier fra enten Nordsøen eller Tyskland, markedsmodellen, forbrugsmønstre og gaskvalitet alle sammen den tekniske kapacitet i gassystemets punkter. Læs mere i afsnit 1.6.

Fossilfri gas 2050

Gassystemet besidder et unikt potentiale for på kort og mellemlang sigt at bidrage med gas som en effektiv og miljøvenlig energikilde og for på lang sigt at bidrage til effektivt og sikkert at integrere store mængder vedvarende energi (såsom biogas og VE-gasser) i et effektivt samspil med mere fluktuerende, vedvarende energikilder fra vind, sol og bølger.

Gas udgør en mulighed for et meget stort og fleksibelt energilager, som kan bidrage effektivt til indpasning af vindkraft. Samfundsøkonomisk er gas et effektivt brændsel til spidslastproduktion af el, til procesvarme i industri og service og til transportsektoren.

Dertil kommer, at gas kan blive et centralt brændsel i forhold til forsyning

af fremtidens meget energieffektive brændselsceller. Danmarks styrkepositioner på biogas- og brint/brændselscelleområdet er centrale i forhold til realiseringen af en energiforsyning uafhængig af fossile brændsler. Det er derfor vigtigt at fastholde og styrke forsknings- og udviklingsindsatsen på en række centrale områder såsom udvikling af teknologier, der ved hjælp af el kan lave metan af brint, vand, syntesegas og/eller CO₂. Dette vil give mulighed for at bruge gasnettet som et 'lager' for billig el. Læs mere i afsnit 1.8.

1. Aktuelle temaer i den danske gasverden

1.1 Internationalt samarbejde

Det internationale samarbejde spiller en større og større rolle for Energinet.dk's opgaveløsning. Den tredje liberaliseringspakke og det heraf bindende samarbejde mellem TSO'erne og de fælles europæiske regler stiller derfor store krav til Energinet.dk's indsats på det internationale område. Igangsætning af arbejdet i ENTSG i december 2010, nye infrastrukturprojekter og nye produkter til forbedring af handlen over grænserne er eksempler på aktuelle internationale opgaver.

1.1.1 Den tredje liberaliseringspakke

Et af de vigtigste EU-initiativer på energiområdet i de seneste par år er den tredje liberaliseringspakke, der blev vedtaget i juli 2009. Formålet med pakken er at harmonisere det europæiske el- og gasmarked ved hjælp af fælles regelsæt og mere integreret europæisk samarbejde med fokus på fem hovedelementer:

- Ejermæssig adskillelse mellem transmissionsvirksomhed og produktion og handel (her lever Energinet.dk allerede fuldt ud op til kravene)

- Styrkelse af nationale tilsynsmyndigheder
- Etablering af et fælles EU-tilsynsagentur for nationale regulatorer (Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER)
- Formalisering af det europæiske TSO-samarbejde (European Network of Transmission System Operators – EN- TSO-E og ENTSG for henholdsvis el og gas)
- Øget gennemsigtighed vedrørende grænseoverskridende handel med og transmission af el og gas.

Ny arbejdsstruktur

I perioden frem til marts 2011 er ENTSG, EU-Kommissionen og ACER i fuld gang med at implementere den nye arbejdsstruktur, som fremgår af den tredje liberaliseringspakke. EU-Kommissionen har med hjælp fra både regulatorer og TSO'er etableret en prioriteret liste over de markedsforskrifter og tekniske forskrifter, der i første omgang skal realiseres. Regulatorerne udarbejder de overordnede retningslinjer, som danner rammen for de første forskrifter, som TSO'erne udvikler i ENTSG-regi. Forskrifterne skal i høring hos alle interessenter og derefter kommenteres

og godkendes af både regulatorerne og EU-Kommissionen, hvorefter de afslutningsvis gøres bindende i alle medlemslande.

ACER

Det er hensigten at styrke regulatorernes rolle betydeligt både via øgede nationale beføjelser og i form af etableringen af ACER. Perioden frem til marts 2011, hvor ACER skal være fuldt operationel, er en såkaldt pilotfase, hvor den nye samarbejdsstruktur afprøves af de nationale energiregulatorer. De regler, som udvikles i samarbejde med TSO'erne, vil dog ikke være bindende, før pilotfasen afsluttes.

ENTSG

Et særlig vigtigt element for Energinet.dk i den tredje liberaliseringspakke er etableringen af ENTSG (European Network of Transmission System Operators for Gas). Hovedformålet med den nye organisation er at forbedre de europæiske TSO'ers samarbejde og at videreudvikle rammerne for en fælles europæisk udvikling af energimarkederne.

Gennem ENTSG inddrages TSO'erne i det officielle EU-samarbejde på energi-



området, hvor en række hovedopgaver skal løses:

- Udvikling af markedsforskrifter og tekniske forskrifter for grænseoverskridende handel og transmission
- Forsknings- og udviklingsaktiviteter
- Driftssamarbejde
- Investeringsplanlægning i form af 10-årige netudviklingsplaner.

De officielle arbejdsopgaver i ENTSOG blev påbegyndt den 1. december 2009. I 2010 har ENTSOG etableret sit hovedkontor i Bruxelles og nedsat arbejdsgrupper med dertilhørende sekretariat inden for en række arbejdsområder, bl.a. kapacitetsallokeringer, håndtering af kapacitetsbegrænsninger, balancering og investering. Derudover er der udarbejdet en 10-års netudviklingsplan, TYNDP³, for perioden 2010-2020 og en række holdningspapirer på gasområdet.

I ENTSOG-regi arbejdes der i efteråret 2010 videre med den første markedsforskrift for kapacitetsallokeringer, som på baggrund af de overordnede retningslinjer fra regulatorerne skal danne præcedens for forskrifterne på de andre arbejdsområder. Det forventes, at arbejdet

med forskriften for kapacitetsallokeringer afsluttes medio 2012.

Eftersom EU prioriterer samarbejdet i ENTSOG højt, og fordi de fremtidige netregler vil få virkning i Danmark, er ENTSOG et vigtigt samarbejdsforum for udviklingen af europæisk energipolitik og for driftssamarbejdet på tværs af EU. Derfor har Energinet.dk valgt at fokusere på samarbejdet i ENTSOG, hvor Energinet.dk's markedsdirektør er medlem af ENTSOG's bestyrelse, mens medarbejdere fra hele gasdivisionen deltager aktivt i arbejdsgrupper inden for bl.a. kapacitetsallokering, investering, interoperabilitet, tariffer mv.

1.1.2 VE-direktiv og 20-20-20 mål

Med vedtagelsen af EU's klima- og energipakke i april 2009 blev de såkaldte 20-20-20 mål formelt vedtaget. Målene betyder, at EU senest i 2020 skal reducere udledningen af drivhusgasser med 20 %, opnå 20 % vedvarende energi i EU's samlede energiforbrug og reducere energiforbruget med 20 %. For Danmarks vedkommende betyder det, jf. de foreslåede principper for byrdefordeling, at vedva-

rende energi i 2020 skal udgøre 30 % af det endelige danske energiforbrug sammenlignet med 17 % af bruttoenergiforbruget i 2005.

Energinet.dk ønsker at bidrage til de nationale og europæiske klimamålsættninger og sikre forsyningssikkerheden ved bl.a. at understøtte udbredelsen af biogas i Danmark og sikre muligheden for optimering mellem vedvarende energikilder som biogas og naturgas og andre mere CO₂-udledende fossile brændsler. Bedre udnyttelse af gassens fleksible regulerkraftegenskaber i et stadig mere vindbaseret energisystem kan blive et væsentligt element i sikringen af forsyningssikkerheden.

1.1.3 Baltic Gas og West Baltic Task Force

Energinet.dk har i perioden 2009-2012 formandsskabet for Baltic Gas, der er en samarbejdsorganisation for gasselskaber og systemoperatører (TSO'er) i Østersøregionen. Organisationen fokuserer især på forsyningssikkerhed og udvikling af gasmarkedet, men har også udarbejdet analyser inden for udvikling af biogas og gas i transportsektoren i Østersøregionen.

³ Ten Year Network Development Plan.



Figur 1-1: Link4Hubs-servicen mellem Energinet.dk og Gasunie D og NL

I 2010 har Baltic Gas fået ansvaret for at lede arbejdet i West Baltic Task Force, der er en arbejdsgruppe nedsat af EU-Kommissionen med henblik på at undersøge alternativer til den faldende danske gasproduktion i Nordsøen og styrkelse af forsyningssikkerheden i regionen. Der har derfor været afholdt en række interessantmøder med deltagelse af TSO'er, gasselskaber, energimyndigheder (styrelser og ministerier), regulatorer og EU-Kommissionen. Møderne har resulteret i udgivelsen af analyser vedrørende status og barrierer for infrastrukturprojekter i regionen.

Formålet med arbejdet er at udvikle en konkret handlingsplan, som forventes færdiggjort i december 2010. Handlingsplanen vil inddrage de foreløbige konklusioner fra analyserne og vil især fokusere på en norsk forbindelse til Østersøregionen som en del af helhedsløsningen.

Hvis EU-Kommissionen er tilfreds med det arbejde, som Baltic Gas leverer til West Baltic Task Force, forventes det, at analyserne og konklusionerne herfra vil influere betydeligt på EU-Kommissionens regionale planer.

1.1.4 Bilateralt samarbejde

Bilateralt eller multilateralt foregår det vigtigste samarbejde med nabo-TSO'erne i Sverige, Tyskland, Holland og Norge.

1.2 Link4Hubs

Link4Hubs er en ny grænsepunktsservice, der udbydes i et samarbejde mellem de tre TSO'er – GTS i Holland, Gasunie Deutschland i Nordtyskland og Energinet.dk i Danmark.

Link4Hubs er en uafbrydelig, bundlet service, hvor transportkunden får mulighed for at transportere gas over flere landegrænser i Europa ved brug af en fælles Link4Hubs-plattform. Handlen via servicen sker dagen før gassen skal transporteres fysisk – dvs. at den udbydes som en day-ahead-service.

Grundtanken er, at transportkunden ved et klik på en fælles platform flytter gas fra et virtuelt Link4Hubs-punkt i Danmark til et virtuelt Link4Hubs-punkt i enten Nordtyskland eller Holland uden at skulle reservere kapacitet ind og ud af de respektive lande, og at nomineringen af gassen sker automatisk ved reservat

mark, Nordtyskland og Holland med mulighed for, at flere TSO'er eller lande kan koble sig på.

1.3 Gas fra Tyskland 2010-2013

1.3.1 Harmonisering af produkter i Ellund

Energinet.dk arbejder løbende på at forbedre markedssituationen for transportkunderne på grænsepunktet Ellund. I 2010 har Energinet.dk introduceret Link4Hubs, jf. afsnit 1.2. Samtidig arbejder Energinet.dk på at harmonisere de afbrydelige kapacitetsprodukter på grænsepunktet i samarbejde med de tilstødende systemoperatører i Tyskland. Endelig analyseres mulighederne for et ændret set-up på grænsepunktet under hensyntagen til, at de europæiske regulatorer ønsker at harmonisere kapacitetsallokeringen og flaskehalshåndteringen i Europa.

1.3.2 Driftssamarbejde

Energinet.dk vurderer fortsat alle muligheder for at få gas leveret fysisk fra Tyskland i de perioder, hvor dette efterspørges. Energinet.dk har taget initiativ til



driftssamarbejde med TSO'erne syd for grænsen, og den første fysiske import af gas fra Tyskland siden 1984 blev foretaget den 13. juli 2010.

Denne dag lukkede Energinet.dk en vent i Egtved, hvorved man isolerede det sønderjyske system. Herefter blev der importeret gas fra Tyskland ved et tryk på lidt under 60 bar, hvilket var tilstrækkeligt til at forsyne det sønderjyske system.

1.3.3 Midlertidig trykserviceaftale 2010-2013

Energinet.dk har indgået en tryk- og kapacitetsaftale med DEUDAN-partnerne, der muliggør en forøgelse af trykket på den tyske side af Ellund, således at der fysisk har kunnet importeres gas fra Tyskland siden 1. oktober 2010.

Siden oktober 2010 har tyskerne kunnet tilvejebringe et tryk på 68-72 bar, hvilket har muliggjort fysisk import af gas fra Tyskland uden lukning af ventilen i Egtved, hvorved tysk gas også er kommet ind i systemet nord for Egtved.

Trykforøgelsen kan medføre import af op til 200.000 Nm³/h. Usikkerhed vedrøren-

de gaskvaliteten og begrænsningerne i det danske systems muligheder for at modtage gas fra Tyskland, f.eks. når der er behov for højt tryk i systemet til forsyning af det svenske marked og til injektion i lagrene, medfører, at importkapaciteten fra Tyskland vil være afbrydelig.

Aftalen om trykforøgelse trådte i kraft 1. oktober 2010, og siden da er der i flere situationer blevet importeret gas fra Tyskland, når efterspørgslen efter nordgående kapacitet har været større end efterspørgslen efter sydgående kapacitet.

I gasåret 2012-2013 kan behovet for gas fra Tyskland være kritisk for opretholdelsen af forsyningen til det danske og svenske marked. Energinet.dk vil derfor forsøge at maksimere mulighederne for fysisk import fra Tyskland.

1.3.4 Gaskvalitet for tysk gas 2010-2013

Gassen fra Tyskland vil have en varierende sammensætning afhængig af de aktuelle forsyningsforhold og er typisk en blanding af tysk, norsk, hollandsk og russisk naturgas og på sigt lidt bio-

gas. Gassen fra Tyskland forventes at have væsentligt lavere wobbe-indeks⁴ og brændværdi og større variation i disse parametre end det, de danske gasforbrugere hidtil har oplevet. Med hensyn til andre gaskvalitetsparametre såsom relativ densitet, svovlindhold og dugpunkter minder gassen fra Tyskland om den danske gaskvalitet. Gassen fra Tyskland vil kun blive modtaget, hvis den er inden for grænserne i Gasreglementet og Regler for Gastransport.

Det tilladte interval i Gasreglementet for wobbe-indekset er 14,1-15,5 kWh/Nm³. Variationen af den tyske gas er historisk fra 13,9-15,3 kWh/Nm³, mens variationen af den danske gas er omkring 15,2-15,3 kWh/Nm³. Energinet.dk arbejder sammen med Sikkerhedsstyrelsen, som er myndigheden på området og ansvarlig for Gasreglementet, for en udvidelse af intervallet for wobbe-indekset til 13,9-15,5 kWh/Nm³. Energinet.dk's forventning er, at sikkerhedsstyrelsen har meldt ændringerne ud i starten af 2011

⁴ Brandteknisk parameter.



1.4 Ny nødforsyningsforordning

EU-Kommissionen stillede i juli 2009 forslag til en ny forordning om gasnødforsynings sikkerhed. Forslaget blev fremsat som direkte konsekvens af Ukraine-Rusland gaskrisen i vinteren 2008-2009. Efter omfattende forhandlinger mellem EU-Kommissionen og medlemsstaterne vedtog Ministerrådet ultimo juni 2010 et revideret forslag. Forordningen vil træde i kraft i december 2010, hvorefter det får direkte retsvirkning i de enkelte medlemsstater.

Den nye forordning indebærer ændringer og skærpede krav på en række områder i forhold til den nuværende håndtering af nødforsyningsopgaven i EU-landene.

Hovedformålet med den nye forordning er således at forbedre forsynings sikkerheden i medlemslandene. Det sker ved at sikre tilstrækkelig kapacitet i systemerne (infrastrukturstandard) til at kunne håndtere ekstreme efterspørgselsituationer og alvorlige forsynings svigt, ved at sikre forsyningerne til såkaldt 'beskyttede kunder' (se næste afsnit) selv

ved alvorlige og langvarige forsynings svigt (forsyningsstandard) og ved regionalt samarbejde mellem medlemsstaterne i nødforsynings situationer. EU-Kommissionen får en central og styrende rolle i tilfælde af alvorlige nødforsynings situationer, der omfatter dele af eller hele unionen.

En anden vigtig målsætning med den nye forordning er at sikre, at det indre marked for handel med gas i videst muligt omfang bliver opretholdt også i nødforsynings situationer. Derfor stiller forordningen krav til øget brug af markedsbaserede mekanismer, eksempelvis afbrud og brændselsskift på store forbrugssteder, kommerciel brug af lagre og fleksible importaftaler mv., som redskaber til at modvirke og mindske effekten af forsynings svigt. Kun i yderste nødstilfælde vil det fremover være muligt at benytte ikke-markedsbaserede redskaber som strategisk lager (nødlager i dag) mv.

Forordningen indfører en minimumsstandard for håndtering af nødforsyningsopgaven i EU, der langt hen ad vejen minder om den danske model, men justeringer vil blive nødvendige også i den danske

model, ikke mindst for at sikre øget brug af markedsbaserede mekanismer. I det følgende beskrives de områder, hvor der vil ske ændringer i den danske håndtering af nødforsyningsopgaven som følge af den nye EU-forordning.

1.4.1 Ændringer i forhold til det nuværende nødforsynings-set-up

Infrastrukturstandard

Et centralt element i forordningen er N-1 kriteriet. Kriteriet indebærer, at hvis forsyningen fra den største forsyningskilde falder bort, skal de øvrige tilgængelige forsyningskilder være i stand til at forsyne hele markedet.

N-1 kriteriet skal fremover opfyldes på regionalt niveau, og da Sverige er helt afhængig af forsyninger via Danmark, vil opfyldelse af infrastrukturstandarden samlet set skulle ske for Danmark og Sverige. Dette afviger i praksis ikke fra situationen i dag, hvor Energinet.dk i tilfælde af forsynings svigt vil være forpligtet til at stille den nødvendige transportkapacitet til rådighed for Sverige. Hverken Energinet.dk eller andre aktører har i dag lovbundne nødforsyningsfor-



pligtelser over for det svenske marked. Såfremt transportkunder/gasleverandører har gas til rådighed til det svenske marked, vil Energinet.dk i dag sørge for transporten, hvis det er fysisk muligt. Med forordningen vil sikringen af de fysiske muligheder være nødvendig og kan indebære betaling til Energinet.dk for sikring af den nødvendige infrastruktur og til Energinet.dk eller andre aktører for den nødvendige lagergas.

Det danske transmissionssystem er i dag alene baseret på forsyning fra den danske del af Nordsøen, men har samtidig en høj grad af forsyningssikkerhed. Det betyder, at Energinet.dk har sikret gasforsyningen i tilfælde af forsyningssvigt ved brud på Tyra-ledningen i op til 60 dage. Forsyningen kan opretholdes ved at ilandføre gas via Syd Arne-ledningen, ved træk på lagre og ved afbrydelse af forsyningen til afbrydelige kunder.

Situationen fra oktober 2013

Med den besluttede udbygning af kapaciteten mod Tyskland forventes forsyningen til det danske og svenske marked fra slutningen af 2013 i tilfælde af længerevarende forsyningssvigt fra Nordsøen rigeligt at kunne dækkes via

Tyskland, ved træk på lagre og ved afbrydelse af kunder med afbrydelige kontrakter, dvs. uden leverancer fra Syd Arne-ledningen.

Det samlede kapacitetsbehov til det danske og svenske marked vurderes i 2014 at være i størrelsesordenen maksimalt 31 mio. Nm³/døgn (Danmark 24 mio. Nm³/døgn og Sverige 7 mio. Nm³/døgn). Kapacitetsbehovet skal holdes op mod de mulige leverancer.

Der er i dag indgået aftaler med lagrene om levering af lagrenes fulde udtrækskapacitet på op til 20 mio. Nm³/døgn i nødsituationer, men der er ikke sikkerhed for, at denne kapacitet også vil være til rådighed i 2014, idet den afhænger af lagervolumen.

Ved etableringen af kompressor og ledningsdublering vil kapaciteten i det danske system udgøre 17 mio. Nm³/døgn (muligvis mindre i det tyske), hvorefter Energinet.dk rigeligt vil kunne opfylde N-1 kriteriet uden afbrydelse af kunder. Den øgede kapacitet vil medføre, at der kan opnås mulighed for konkurrence på levering af nødforsyningsydelsen, idet den kan leveres flere steder fra.

Ved svigt i forsyningen fra Tyskland vil N-1 kriteriet tilsvarende være opfyldt med forsyning fra Nordsøen, fra lager og eventuelt via afbrydelige kunder.

Situationen i 2020-2025

Energistyrelsen forventer, at forsyningen fra Nordsøen fortsætter med at klinge af. På længere sigt, når gas fra Tyskland er den største forsyningskilde, vurderer Energinet.dk, at der kan være problemer med at opfylde N-1 kriteriet. Dette problem vil kunne løses, f.eks. via etablering af en forbindelse til Norge.

Beskyttede kunder

I dag er alle danske forbrugere i princip 'beskyttet' mod nødforsyningssituationer, men en række større forbrugssteder har valgt at indgå aftale med Energinet.dk om at afbryde eller reducere gasforbruget i nødforsyningssituationer. Disse forbrugere kaldes i dag afbrydelige forbrugere og udgør knap 20 % af forbruget i Danmark.

Fremover vil det kun være nogle typer forbrugere, der vil være sikre på at modtage gas i nødforsyningssituationer. Det drejer sig om følgende kategorier:



- Husholdninger
- Små erhvervskunder og industrier og samfundsessentielle forbrugere (hospitalet mv.), forudsat at de ikke udgør mere end 20 % af forbruget
- Gas til produktion af fjernvarme på anlæg uden alternativt brændsel.

Samlet vurderes disse kategorier til at udgøre ca. 60 % af forbruget i Danmark. I dag udgør de uafbrydelige forbrugere ca. 80 % af forbruget.

Der skal altså ske afbrud på flere forbrugssteder, end det er tilfældet i dag.

Risikovurdering, planer og krisestyring

Der skal fremover udarbejdes en risikovurdering, der kortlægger de risikoelementer, der kan påvirke forsynings-sikkerheden i Danmark. På baggrund af denne skal der udarbejdes konkrete forebyggelses- og nødforsyningsplaner. Forebyggelsesplanerne skal beskrive, hvordan de risikoelementer, der er identificeret i risikovurderingen, kan fjernes eller mindskes, mens nødforsyningsplanerne skal redegøre for, hvordan effekten af nødsituationer fjernes eller mindskes.

Forebyggelses- og nødplanerne vil derfor påvise, hvordan øget brug af markedsbaserede mekanismer kan modvirke nødforsynings-situationer eller mindske negative effekter af disse.

Regionalt samarbejde

Den nye forordning kræver, at alle medlemsstater i nødforsynings-situationer agerer solidarisk over for de øvrige EU-lande, og i særdeleshed stilles der krav til øget regionalt samarbejde. Konkret betyder det, at et medlemsland ikke må håndtere situationer med forsynings-svigt på en måde, der bevirker, at forsyningerne til beskyttede forbrugere i nabolande trues.

Det øgede krav til regionalt samarbejde betyder, at Danmark fremover som minimum skal koordinere nødforsyningsberedskabet og forebyggelses- og nødplanerne med Sverige, ligesom Sverige skal tænkes ind i forbindelse med opfyldelse af infrastrukturstandarden, idet forsyninger via Danmark er Sveriges eneste importmulighed. Derudover vil det formentlig også være nødvendigt at koordinere med Tyskland og Holland, der systemmæssigt er forbundet med det danske gassystem.

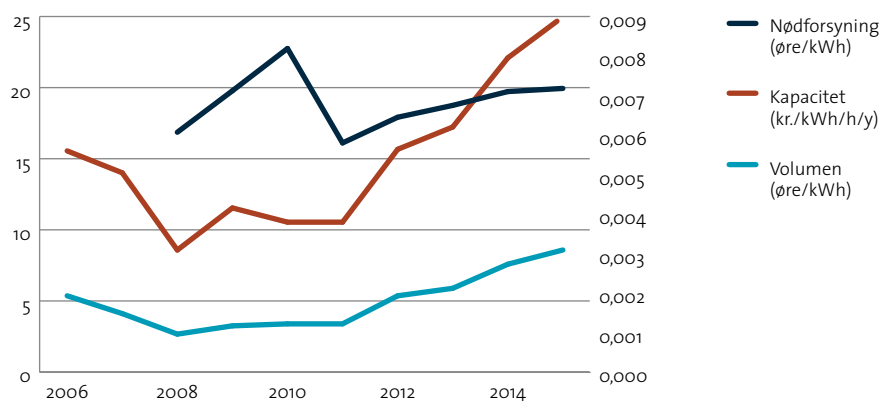
Der kan således muligvis opstå situationer, hvor Danmark vil blive bedt om at sende gas til Tyskland for at afhjælpe forsynings-svigt her eller andre steder i regionen eller i hele EU. Koordinering med de tilstødende systemer er nødvendig for at kortlægge det eventuelle behov herfor.

Indførelse af kriseniveauer

Der skal fremover opereres med tre kriseniveauer: **Varsel** (early warning), **skærpet drift** (alert) og **nødforsyning** (emergency).

Reelle nødforsynings-situationer kan fremover kun erklæres, hvis forsyningerne ikke kan opretholdes ved brug af markedsbaserede mekanismer som afbrud/brændselsskift, kommerciel brug af lager mv. I disse situationer skal forsyningerne til de beskyttede forbrugere opretholdes ved brug af ikke-markedsbaserede værktøjer som eksempelvis strategisk lager.

Kriseniveauet 'nødforsyning' minder om de situationer, hvor der i den eksisterende model vil blive erklæret nødforsynings-situation, men hvor afbrud på de største forbrugssteder i dag først sker i



Figur 1-2: Ovenstående figur viser udviklingen i tarifferne siden 2006 og den forventede udvikling frem til 2014. På den venstre akse afbildes kapacitetstariffen med enheden kr./kWh/h/y. På den højre akse afbildes volumen- og nødforsyningstarifferne med enheden øre/kWh.

nødforsyningssituationer, vil det fremover skulle ske allerede i situationer med skærpet drift. Det sker for at undgå nødforsyningssituationer og derved opretholde det indre marked for handel med gas.

1.4.2 Implementering

Forordningen trådte i kraft i december 2010. Senest pr. 1. oktober 2011 skal der være udarbejdet risikoanalyse og forebyggelses- og nødforsyningsplaner, som alle skal godkendes i EU. Koordineringen med nabolandene skal ske senest seks måneder efter.

Det betyder, at planerne for, hvordan forsyningerne til de beskyttede forbrugere opretholdes, og hvordan der sikres afbryd af ikke-beskyttede forbrugere, skal udarbejdes inden da.

Energinet.dk har derfor besluttet at igangsætte et projekt sammen med Energistyrelsen, som skal kortlægge omfanget af påkrævede ændringer i håndteringen af nødforsyningsopgaven. Projektet vil inddrage markedsaktørerne undervejs.

1.5 Tariffer

1.5.1 Baggrund

Energinet.dk's nuværende tarifmetode på gastransmissionsområdet har eksisteret siden 2004. Metoden bygger på følgende grundprincipper:

- Hvile-i-sig-selv – dvs. at Energinet.dk ikke tjener penge på tarifferne og derfor udelukkende skal have dækket sine samlede omkostninger gennem tarifferne
- Ensartede tariffer – ens tariffer i hvert entry- og exit-punkt
- Ens, lineære afskrivninger inden for aktiv-kategorier (rør, M/R-stationer mv.)
- Hovedvægt på kapacitetsbetaling (75 % kapacitetsbetaling og 25 % volumenafhængig betaling)
- Relativt højere pris for korte produkter (mindre end 1 år) end for lange kapacitetsprodukter.

Der er siden 2004 foretaget forskellige justeringer i den gældende metode, som har haft betydning for niveauet i tarifferne, men grundprincipperne er uændrede.

Som det fremgår af Figur 1-2, faldt kapacitets- og volumentariffen markant i

2008, hvilket skyldes en ændring i selskabsskatten, der således genererede en markant overdækning, som Energinet.dk stadig er i gang med at betale tilbage til kunderne. I de kommende år forventes tarifferne at stige som følge af faldende mængder transporteret gennem systemet til at fordele udgifterne på. Nødforsyningstariffen er faldet markant i 2010 på grund af lavere udgifter, men forventes også at stige i de kommende år som følge af faldende mængder.

Det danske gasmarked har gennemgået en betydelig udvikling siden markedens åbningen i 2004. Integrationen med det nordeuropæiske marked er øget, ligesom forbruget af gas i Danmark og Sverige har ændret karakter. Derfor kan der være et behov for en generel opdatering af den gældende metode. Behovet aktualiseres af, at forsyningssituationen ændres i de kommende år. Danmark vil gå fra at være nettoeksportør til at være nettoimportør af gas, og Ellund-Egtved udvidelsen vil indebære nyinvesteringer, der påvirker omkostningsbasen betydeligt.

Processen bag ansøgningen om Ellund-Egtved udvidelsen krævede, at der blev

taget specifikt stilling til princippet om ensartede tariffer.

I januar 2010 udmeldte Energinet.dk således principperne for, hvordan omkostninger forbundet med Ellund-Egtved udvidelsen vil blive indregnet i tarifferne fremover. Disse principper indebærer en delvis afsked med ensartede tariffer, idet der fremover vil gælde differentierede tariffer i de enkelte punkter baseret på fordeling af omkostninger for nye og fremtidige anlæg. Differentieringen vil først være aktuel, når investeringen i udvidelsen er gennemført og anlæggene sat i drift. Dette forventes at ske i oktober 2013.

1.5.2 Tarifprojekt 2010

De udmeldte principper indebærer en ændring i den eksisterende tarifmetode, og Energinet.dk har derfor besluttet at gennemføre et samlet 'serviceeftersyn' af den nuværende tarifmodel med henblik på at tilpasse metoden de nye markeds- og forsyningsvilkår.

Arbejdet organiseres som et internt Energinet.dk-projekt, Tarifprojekt 2010, men projektgennemførelsen sker i tæt dialog med Energitilsynet og marke-

dets aktører. Følgende emner vil blive behandlet i projektet:

- Implementering og konkretisering af nye principper vedrørende fordeling af omkostninger forbundet med nye investeringer
- Håndtering af den eksisterende omkostningsbase
- Afskrivninger – levetider
- Fordeling mellem kapacitet og volumenafhængig betaling
- Prisfastsættelse af korte produkter.

1.5.3 Vurderingskriterier

Følgende kriterier lægges til grund for eventuel metodeændring inden for de udvalgte emner:

- Ændringen skal overholde den lovgivningsmæssige ramme eller ligge inden for en umiddelbart forventelig udvikling i lovgivningen.
- Ændringen skal understøtte/forbedre de samfundsøkonomiske målsætninger om efficiens:
 - Effektiv kapacitetsudnyttelse, herunder konkurrencedygtige tariffer i forhold til konkurrerende forbindelser
 - Velfungerende marked med lave adgangsbarrierer og minimale transaktionsomkostninger

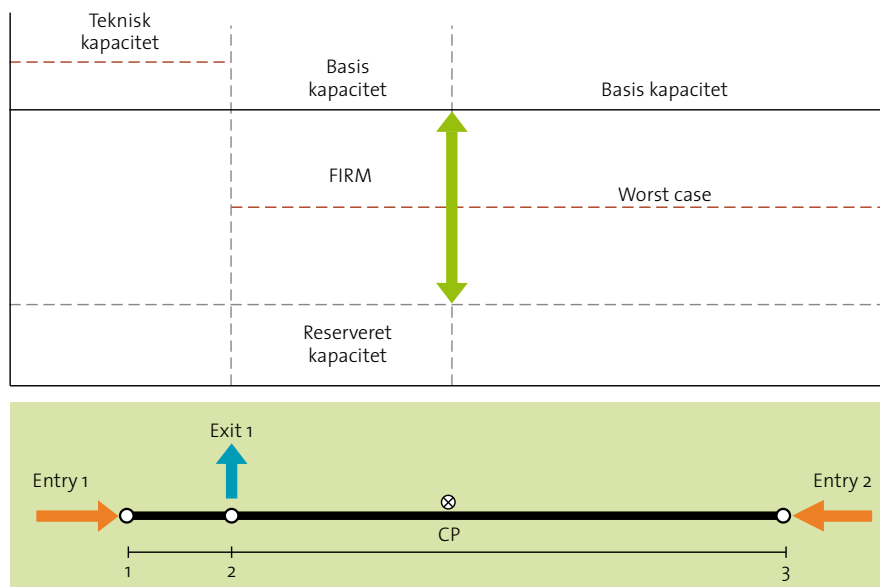
- Overordnet klima- og energipolitik, herunder fremme af vedvarende energi ved at understøtte gasfyret elproduktion som regulerkraft.
- Ændringen skal være i tråd med praksis i nabolandene (og med udviklingstendenserne for praksis), i EU generelt og internationalt.

1.6 Optimering af de tekniske kapaciteter i transmissionssystemet

Dette afsnit beskriver problemstillingen i forbindelse med videreudvikling af modeller til beregning og optimering af kapaciteter i det danske transmissionssystem. Beskrivelsen omfatter både tekniske og kommercielle aspekter. Formålet med den færdige model er at kunne optimere og maksimere den tekniske kapacitet i et forbundet system mellem Danmark, Sverige, Nordtyskland og, via Link4Hubs, Holland.

1.6.1 Baggrund

De europæiske regulatorer kræver en ikke-diskriminerende beregning af kapaciteter på grænsepunkter. I den forbindelse er der defineret centrale, 'højt-prioriterede' kapacitetsemner, som



Figur 1-3: En grafisk illustration af segmenteringsmetoden.

TSO'en skal respektere:

- Transparens – TSO'en bør stille al kapacitet til rådighed.
- Konsistens – Kapaciteterne skal beregnes på en konsistent måde, både over tiden og i alle dele af nettet.
- Maksimering af kapaciteter – Kapaciteterne skal beregnes under alle forhold i systemet og ved brug af alle disponible værktøjer.

Beregningen af kapaciteterne i transmissionsnettet er kompleks. Der er flere begrænsninger og usikkerheder, som er svære at definere. Den maksimale tekniske kapacitet varierer i forhold til både tid og transportafstand og som følge af forbrugssvingninger, lagerdriftsforhold m.m. En basismetode for bestemmelsen af den tekniske kapacitet er worst-case scenario, som giver en konservativ vurdering af kapaciteten.

Siden dereguleringen har Energinet.dk måttet ekstrapolere netbelastningen afhængig af infrastrukturen og driftsbetingelserne, fordi kendskabet til transportkunders beslutninger er begrænset. Transportkunders udfordring er at træffe en beslutning om, hvor meget gas der skal tages ind fra de forskellige entry-

punkter, via hvilken adgangsmodel, og hvor meget gas der skal allokere til de forskellige kundetyper. Udfordringen kaldes "load dispatching". Gasflowet i nettet vil afhænge af forbrug og pris-svingninger, som giver usikkerhed ved beregning af kapaciteter. Tilstedeværelsen af long-term- og spotmarked komplicerer yderligere denne problemstilling, da prissignalerne kan have stor betydning for, hvor gassen i den konkrete driftssituation kommer fra, og hvor den flyder hen. Generelt gælder det, at de kommercielle faktorer er svære at prognosticere.

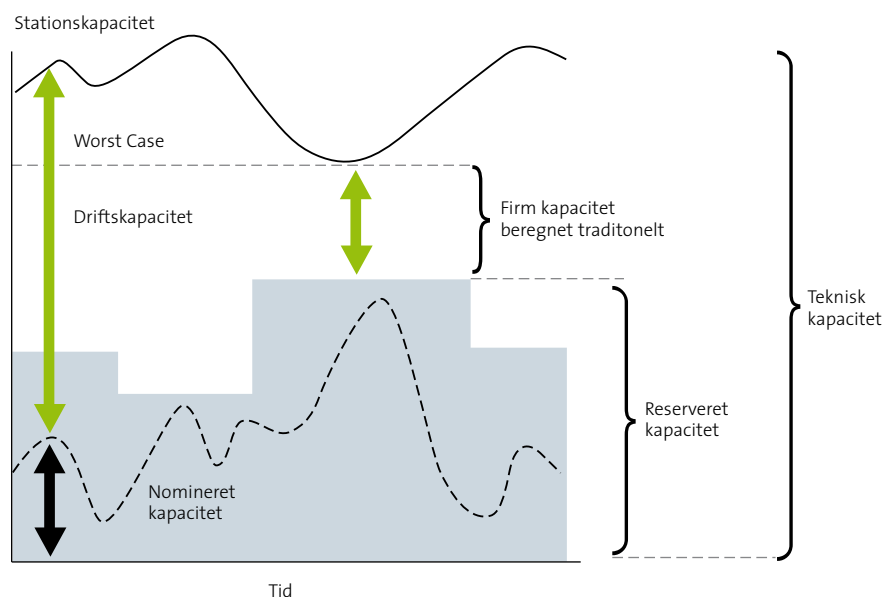
1.6.2 Screening af de nye metoder til optimering af kapaciteter

Der eksisterer flere metoder og muligheder for at maksimere kapaciteterne i transmissionsnettet afhængig af kompleksiteten i den anvendte model og systemets randbetingelser såsom størrelse, antal operatører i systemet, anvendt adgangsmodel til nettet mv. Energinet.dk arbejder med udvikling af to forskellige metoder. Den ene er en segmenteringsmetode, og den anden er en mere avanceret matematisk prognosemodel.

1.6.3 Segmenteringsmetode plus genberegning af kapaciteter

Segmenteringsmetoden tillader en optimeret og konsistent beregning af kapaciteter i systemet. Metoden baserer sig på opdeling af transmissionsnettet i homogene segmenter (delsystemer) ved brug af et centralt punkt. Det betyder, at alle eksisterende aftagspunkter bliver erstattet af et centralt virtuelt punkt, CP. I det næste trin beregnes basiskapaciteterne for hvert af de homogene segmenter ved hjælp af en hydraulisk simulering. Beregning af kapaciteterne i det modificerede system er simpel, transparent og konsistent. En yderligere fordel ved segmenteringsmetoden er en større maksimal teknisk kapacitet i forhold til worst-case metoden. Ulemperne ved denne metode kan være en høj arbejdsindsats ved bestemmelsen af driftsparametre ved et stort antal segmenter og en risiko for overvurdering af kapaciteterne.

Segmenteringsmetoden virker sammen med en genberegning af kapaciteterne i nettet i relation til tiden. Basiskapaciteter kan opdateres automatisk efter hver



Figur 1-4: Definition af driftsoptioner.

bestilling eller periodisk. Den periodiske løsning kan garantere en større gennemsnitlighed, mens den automatiske løsning kan give en bedre optimering af kapaciteten.

Figur 1-3 illustrer princippet for denne metode. På basis af den oprindelige asymmetriske belastning fås to forskellige tekniske kapaciteter (røde stiplede linjer). For at undgå en vurdering af kapaciteter på basis af worst-case metoden kan systemoperatøren ved segmenteringsmetoden bestemme et virtuelt aftagpunkt, CP, præcis i midten mellem de to forsyningspunkter entry 1 og entry 2. Med hensyn til det virtuelle punkt får man to symmetriske basisstrækninger. Beregning af kapaciteter i det modificerede system er simpel, transparent og konsistent.

Topologien for Energinet.dk's transmissionssystem egner sig godt til segmenteringsmetoden, hvor det virtuelle centrale aftagpunkt vil ligge i Egtved. De hydrauliske beregninger udføres ved brug af Pipeline Studio eller SIMONE. Metoden kræver også udvikling af et kapacitetsmanagement værktøj (f. eks. i form af Excel-regneark), hvor der holdes styr på

genberegning og opdatering af kapaciteterne efter foretagne bestillinger.

Prognosemodel

Gasmarkedet er ikke statisk og deterministisk, men betinget af de usikkerheder, som stammer fra typiske stokastiske parametre som forbrug og prissvingninger. Et godt prognoseværktøj er derfor nøglen til maksimering af kapaciteten i transmissionssystemet. Denne model baserer sig på anvendelsen af avancerede matematiske værktøjer til forbedring af prognosen for flow-fordeling i gasset. Basis for udvikling af modellen er driftsoptioner, som forpligter transportkunden til at garantere et gasflow ved et specificeret punkt, på et specificeret tidspunkt, i en specificeret retning, ved specificeret rate og for en specificeret tidsperiode.

I denne løsning vil systemoperatøren følge transportkundens tankegang. Dette gøres ved, at man implementerer transportkundens forsyningsportefølje og systemoperatørens transportoptimering til en fælles kostfunktion. Resultatet kan være en prognose af flow i nettet, som kan sammenlignes med situationen før deregulering af gasmarkedet. Konceptet

baserer sig altså på en kombination af de økonomiske og hydrauliske modeller:

- I den økonomiske model løses transportkundens forsyningsudfordring, dvs. "load dispatching".
- I den hydrauliske model optimeres det fysiske flow i nettet, og der gennemføres et hydraulisk tjek på transportkundens bestillinger.

Modellen kan beregne/optimere kapaciteter i entry/exit-systemer på et nomineringsniveau for en bestemt tidsperiode. I Figur 1-4 illustreres kapaciteter samt den driftsbetingede kapacitet, som danner basis for udvikling af driftsoptioner. En driftskapacitet er større end firm kapacitet og ændrer sig med ændringer af nomineret og teknisk kapacitet på en stokastisk måde. Forskellen mellem driftskapacitet og firm kapacitet, bestemt på basis af worst-case scenario, danner potentialet til maksimering af kapaciteter i naturgasnettet.

Det forventes, at prognosemodellen altid optimerer den absolut maksimale tekniske kapacitet på den givne entry/exit-station og for den givne tidsperiode under de aktuelle driftsforhold.

	Husdyr- gødning	Enggræs	Energi- afgrøder	Efter- afgrøder	I alt
Region Hovedstaden	11.817	3.614	39.967	13.675	69.072
Region Midtjylland	179.290	22.990	317.461	108.622	628.363
Region Nordjylland	120.193	21.410	190.467	65.170	397.239
Region Sjælland	43.083	9.853	212.929	72.855	338.720
Region Syddanmark	192.182	21.636	302.357	103.454	619.629
Hele landet 1.000 m³ naturgas	546.564	79.503	1.063.182	363.775	2.053.024
Hele landet PJ	22	3	42	14	81

Tabel 1.1: Biogaspotentiale fra landbrugssektoren i Danmark. Opgørelsen er lavet på kommuneniveau.

Udviklingsmæssigt udføres i første omgang en række simplificeringer i forhold til modellering af gaspris, transporttariffer, forbrugssegmenter og gaslagre.

Som værktøj anvendes typisk en optimeringsgenerator. For denne problemstilling foreslås et flertrins, stokastisk program, med hvilket TSO'erne kan prognosticere transportkundernes potentielle flow-scenarier på lang og kort sigt. Modellen giver en virtuel integration af de samlede planlægningsopgaver for TSO'en og transportkunden, hvorved TSO'en prøver at prognosticere transportkundernes beslutninger. Teknisk er der tale om en prognose af flowet ved hjælp af driftsoptioner.

1.7 Mere biogas i Danmark

1.7.1 Om biogas

Produktion og anvendelse af biogas har en lang række miljø- og klimamæssige fordele. En meget væsentlig miljøfordel er f.eks., at når gyllen afgasses, opnår man bedre kontrol med næringsstofferne, hvilket mindsker udvaskningen af nitrat og fosfor til gavn for vandmiljøet. Derudover mindskes lugtgenerne ved af-

gasning af gylle, og ammoniakfordampningen mindskes betydeligt.

De klimamæssige gevinster findes både på produktions- og forbrugssiden. Produktion af biogas reducerer udledningen af de kraftige drivhusgasser metan og lattergas, fordi de ellers vil blive frigivet til atmosfæren ved organisk nedbrydning af ubehandlet gylle på markerne. Dette giver i sig selv en markant klimagevinst. Ved forbrug af biogas reduceres udledningerne yderligere, fordi biogassen fortrænger fossile brændsler andre steder.

Biogas har med andre ord en række klima- og miljøfordele, og der er derfor bred politisk enighed om at øge produktionen af biogas i Danmark væsentligt.

Potentialet for biogas i Danmark

Energinet.dk har fået lavet en opgørelse over potentialet i biogasproduktion fra landbrugssektoren i Danmark. Opgørelsen er fordelt på potentialer fra husdyrgødning, enggræs fra lavbundsarealer, efterafgrøder og energiafgrøder. Opgørelsen er lavet ud fra en antagelse om, at det er muligt at anvende 75 % af hus-

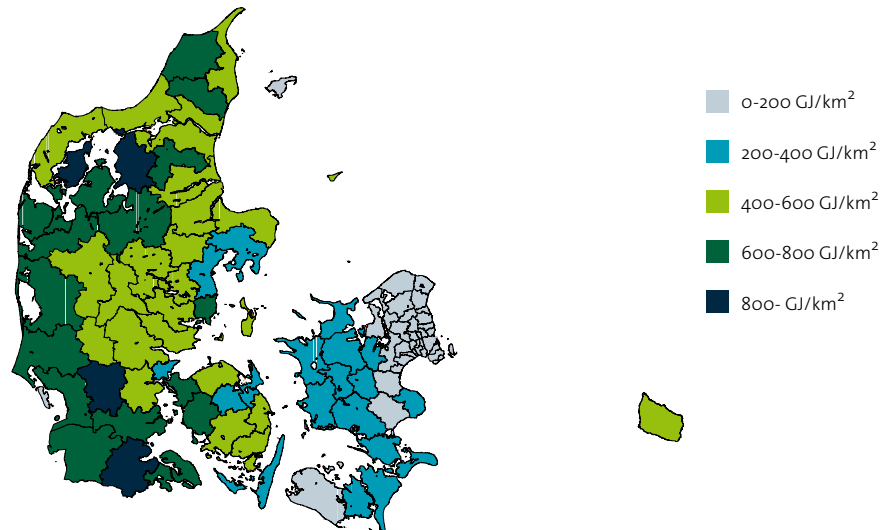
dyrgødningen og 15 % af kornarealet til energiproduktion.

Den danske produktion af biogas forventes ifølge Energistyrelsens seneste energifremskrivning at stige fra det nuværende niveau på lige under 4 PJ (svarende til ca. 100 mio. m³ gas) til 17,8 PJ i 2020. Det svarer til omtrent 10 % af det nuværende naturgasforbrug på knap 4 mia. m³. Gasforbruget forventes imidlertid at falde i de kommende år (se afsnit 5.2) og derfor kan biogas komme til at udgøre en relativt større andel af gasforbruget.

I Sverige regner E.ON Sverige og Energinet Sverige med et potentiale på 120-160 PJ (svarende til 3-4 mia. m³ gas) omkring 2040-50. Det skal ses i forhold til, at det svenske gasforbrug i dag er omkring 1,5 mia. m³. I Sverige produceres biogassen i dag primært fra slam og affald, mens langt den overvejende del af potentialet baserer sig på forventninger til termisk forgasning af træ.

1.7.2 Anvendelse af biogas i Danmark

Hidtil har det danske fokus ligget på biogas i kraftvarmeproduktionen, hvor støt-



Figur 1-5: Biogaspotentiale fra husdyrgødning pr. arealenhed fordelt på kommuner.

ten gives i form af en afgiftsfritagelse på biogasproduceret varme og et tilskud på ca. 40 øre pr. kWh produceret el. Kravet til opnåelse af både støtte og afgiftsfritagelse er, at biogassen fra biogasproducenten leveres direkte til en elproduktion i dedikerede biogassrør. Fordelen ved at indføre biogassen direkte er, at man undgår at opgradere biogas – dvs. at rense biogassen for CO_2 – hvilket er nødvendigt, når biogas skal injiceres i gasnettet. Energiforbruget til opgradering svarer til 2-5 % af energiindholdet i biogassen, afhængig af anvendt opgraderingsteknologi.

Et alternativ til opgradering kunne være, at udvalgte dele af distributionsnettet nedgraderes til en gaskvalitet, der svarer til den rå biogas. Dansk Gas-teknisk Center (DGC) udførte i 2008 et case-studie af muligheden. Studiet pegede på en række tekniske udfordringer ved nedgradering, som vil belaste samfundsøkonomien i den løsning. De vigtigste er, at kapaciteten i gasnettet falder med ca. 40 %, og at alle gasforbrugende installationer i området skal tilpasses eller udskiftes. Derudover findes der i dag ikke kommercielt tilgængelige villakedler fyret med biogas, som

kan leve op til bygningsreglementets krav.

Den lokale elproduktion, som biogassen anvendes til i dag, sker fortrinsvis i de centrale kraftvarmeværker. Større danske biogasanlæg afsætter typisk biogassen gennem lokale biogassrør til et nærliggende decentralt kraftvarmeværk, som producerer el og fjernvarme i den udstrækning, der findes et lokalt fjernvarmegrundlag. Mindre biogasanlæg har typisk en motor tilknyttet, som producerer el uden eller med ringe udnyttelse af spildvarmen.

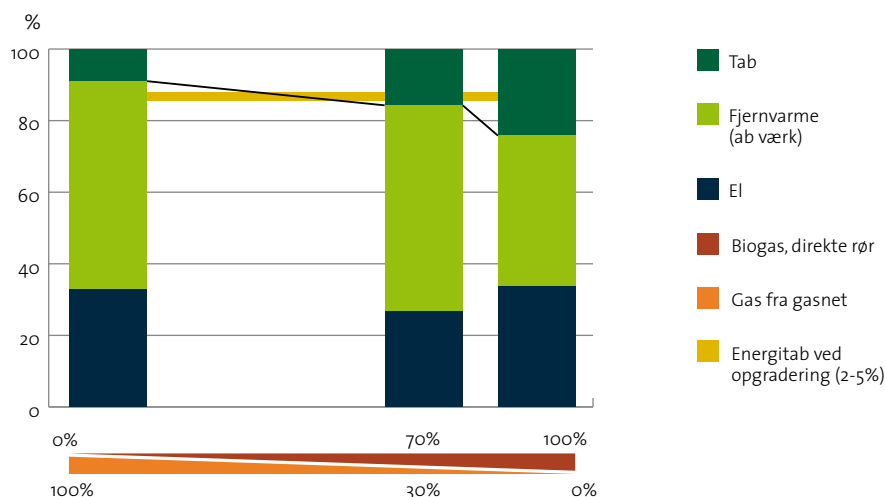
I Danmark produceres biogas hovedsageligt på basis af gylle og derfor især i den vestlige del af landet, hvor der er en høj husdyrtæthed. Energiforbruget er imidlertid koncentreret i befolkningscentre i den østlige del af landet, hvilket giver et behov for at flytte energien østpå. I dag sker dette udelukkende via lokal elproduktion og benyttelse af elinfrastrukturen.

Biogasanlæg har oftest en relativt konstant produktionsprofil hen over året, dvs. at der på de nuværende biogasanlæg højst produceres 15-20 % mere om

vinteren end om sommeren. Der er mulighed for at sæsonregulere produktionen yderligere, men anlæggene vil fortsat have en betydelig produktion om sommeren af hensyn til driftsøkonomien. Sæsonreguleret biogasproduktion kræver endvidere adgang til lagerstabile biomasser. Energiafgrøder udgør et stort potentiale for lagerstabil biomasse, men er dyrere i indkøb end de affaldsrelaterede typer af biomasse, som overvejende anvendes i dag.

Energiforbruget på de decentralte kraftvarmeværker – og dermed efterspørgslen efter biogas – er langt større om vinteren, hvor der er stort behov for fjernvarme. Da det decentralte kraftvarmeværk ofte er den eneste kunde, biogasanlægget er forbundet til, skal det helst kunne aftage den producerede biogas uafhængigt af varmeefterspørgslen.

Den relativt konstante mængde biogas resulterer i, at kraftvarmeværkerne producerer el og varme året rundt, selvom de ofte ikke kan afsætte hele varmeproduktionen om sommeren. Det betyder, at biogassens virkningsgrad nedsættes, og tilsvarende reduceres værdien af biogassen for det decentralte kraftvarmeværk.



Figur 1-6: Opgørelse af årsvirkningsgrader for biogasfyrede, decentrale værker i Energiproducenttælling 2008. Værkerne er sorteret efter, hvor stor en andel biogas udgør af deres samlede brændsel. Referencen i venstre søjle består af naturgasfyrede værker med en elkapacitet på 1 MW svarende til et typisk biogasyret, decentralt værk.

Som det fremgår af Figur 1-6, øges varmetabet med andelen af biogas i det decentrale kraftvarmeværk. Faldet i energieffektivitet skyldes, at varmeværkerne, som aftager biogassen, også aftager den om sommeren, på trods af at fjernvarmebehovet er mindre, hvorved varme må bortkøles.

Problemstillingen med manglende fleksibilitet ved direkte levering af biogas forstærkes yderligere af, at der fremover stilles meget store krav til elsystemets fleksibilitet som følge af betydelig vindkraftudbygning. En øget biogasproduktion, med en øget uflexibel elproduktion til følge, vil således blive en ulempe i elsystemet.

Sæsonregulering og korttidslagere til biogas vil forøge fleksibiliteten mellem produktion og forbrug af biogas. Fuld fleksibilitet opnås kun ved opgradering og injektion af biogassen i gasnettet. Gasnettet har adgang til sæsonudjævning via de to danske gaslagre, som stiller lagerydelser til rådighed på markedsbaserede vilkår. Fysisk kan biogas således fungere som grundlast i det lokale gasnet, mens naturgasen oplagres eller sælges til andre segmenter. Kommercielt

kan biogassen sælges til enhver gasforbruger, der er koblet til det europæiske gasnet. Det vil give biogasproducenten mulighed for at udnytte gassystemets efterspørgsel, lagerfleksibilitets- og handelsmuligheder og frie adgang til kundesegmenter med størst mulig betalingsvillighed for biogassen.

Fysisk forventes biogassen i de første år med opgradering at komme ind i distributionsnettet, hvor den også vil blive forbrugt. Via lokal fortrængning af naturgas og handel med biogascertifikater vil biogassen kunne sælges kommercielt på gasbørser eller direkte til enhver gasforbruger, der er tilkoblet det europæiske gassystem. Biogassen vil dermed via certifikater kunne opnå de bedst mulige prissignaler fra alle dele af gassystemet, hvilket – alt efter efterspørgslen – kan medvirke til at øge biogasproduktionen.

Fysisk transport i transmissionssystemet på tværs af landet kan blive nødvendig, hvis biogasproduktionen nærmer sig det minimale gasforbrug (forbruget en varm sommerdag) i de lokale distributionsnet. Dette kan medføre behov for at injicere overskydende biogas i transmissionssy-

stemet, hvilket vil medføre en meromkostning til kompression.

Med regeringens og Dansk Folkepartis aftale, Grøn Vækst, arbejdes der på, at biogassen sikres en tilskudsmæssig ligestilling, uanset om den anvendes direkte på kraftvarmeværkerne eller købes fra gasnettet.

1.7.3 Lokal anvendelse kontra opgradering

I 2010 har Energinet.dk lavet en samfundsøkonomisk analyse af lokal anvendelse af biogas sammenlignet med opgradering med henblik på videresalg i gasnettet.

Hovedkonklusionen er som forventet, at det er mest effektivt at anvende biogassen lokalt, hvor der er et stort fjernvarmebehov i forhold til biogasproduktionen. Samfundsøkonomisk er det dog mest lønsomt at opgradere den del af biogassen, der ikke kan anvendes til kraftvarme, hvis fjernvarmebehovet lokalt er lille i forhold til biogasproduktionen.

Industriel efterspørgsel efter biogas lokalt vil reducere den andel, der sam-

fundsøkonomisk set bør opgraderes, mens en eventuel øget betalingsvilighed for biogas i gasnettet og/eller i transportsektoren vil øge den andel af biogasproduktionen, som med samfundsøkonomisk gevinst kan opgraderes.

Lokal anvendelse til kraftvarmeproduktion vil blive reduceret med voksende biogasproduktion og faldende varmebehov. Hvis en stadig voksende del af biogaspotential i Danmark udnyttes på længere sigt, vil behovet for opgradering dermed vokse.

1.7.4 Status for markedsmodellen

En lang række aktører i den danske biogassektor efterspørger i dag muligheden for at kunne handle biogas via gasnettet. Energinet.dk's arbejde har indtil videre resulteret i, at der i samarbejde med gasdistributionselskaberne er blevet udviklet en markedsmodel for biogas, der vil gøre det muligt for et biogasanlæg at sælge opgraderet biogas på gasmarkedet.

1.7.5 Status for biogaskvalitet

Efter opgradering (det vil sige efter fjernelse af CO₂), består biogassen af næs-

ten ren biometan. Det indebærer lidt andre egenskaber end i naturgassen, som ud over metan indeholder flere tungere kulbrinter. Efter i en lang årrække at have været vant til en stabil dansk gaskvalitet samarbejder myndigheder, gasinfrastrukturselskaber og andre aktører nu omkring denne tekniske udfordring. Samarbejdet om mere fleksible gasspecifikationer er også nødvendigt som følge af den stigende europæiske harmonisering og den i oktober 2010 påbegyndte fysiske import af gas fra Tyskland, jf. afsnit 1.3. Det forventes derfor, at regelsæt, målesystemer og afregningsprocedurer, også uden biogas, skal justeres inden for de kommende år. Behovet for eventuel tilsætning af den i dansk produceret naturgas forekommende propan vurderes i den forbindelse også. De foreløbige indikationer fra det første danske projekt med biogas i gasnettet i Fredericia er, at man her ikke vil have behov for at tilsætte propan. Tilsvarende gælder for biogas, der injiceres i gasnettet i Tyskland og Sverige.

Krav til gaskvalitet for opgraderet biogas er under udarbejdelse i Sikkerhedsstyrelsen. Energinet.dk, distributionselskaberne og DGC har deltaget i en referencegruppe sammen med Sikker-

hedsstyrelsen. Det forventes, at kravene bliver, at den opgraderede biogas skal overholde Gasreglementet i sig selv, og at der stilles yderligere krav til indholdet af ammoniak, ilt mv. baseret på tilsvarende krav i vores nabolande. Kravene forventes implementeret med udgangen af 2010. Kravene til afregning af gasnet med tilsat biogas er de samme som for net kun med naturgas.

1.7.6 Status for dokumentationsordning for biogas

Det kraftige fokus på vedvarende energi, CO₂-kvoter og miljø gør biogassen til en god handelsvare – ikke kun i Danmark, men i hele verden. Biogasproducenterne og de forbrugssegmenter, der efterspørger biogas, har derfor en interesse i muligheden for at kunne spore og handle biogassen som et særligt miljø- og klimavenligt produkt i gassystemet. Derfor er der i de senere år blevet talt stadig mere om en dokumentationsordning for biogas.

En dokumentationsordning for biogas vil ikke få betydning for udbetalingen af støtte til biogas, hverken i form af subsidier eller skattelettelser til producenter,



handlere eller forbrugere. Formålet med dokumentationsordningen er at give markedsaktørerne mulighed for at dokumentere biogassens oprindelse i den kommercielle gashandel via certifikater som dem, der kendes fra elmarkedet. Det vil give biogasproducenten mulighed for at videregive biogassens grønne identitet til gaskunderne. Biogasproducenten får dermed mulighed for at tjene den merværdi, som nogle forbrugere kan være villige til at betale ekstra for certificeret biogas.

Energinet.dk har et mål om at kunne udstede biogascertifikater i løbet af 2011. Derudover deltager Energinet.dk i et samarbejde med flere europæiske aktører, der enten har indført eller overvejer at indføre biogascertifikater i deres hjemlande. Formålet med samarbejdet er at afdække mulighederne for et europæisk certifikatsystem, der på sigt kan gøre det muligt at handle biogascertifikater mellem landene.

1.7.7 Biogas til skibstransport

Miljøstyrelsen peger på store perspektiver ved gas til skibstransport⁵, og gas til

⁵ "Natural gas for ship propulsion in Denmark", Miljøstyrelsen, oktober 2010.

landtransport spiller allerede en betydelig rolle i mange nabolande. Således forventes det, at relativt store mængder olie til især skibstransport hurtigt og effektivt kan konverteres til energigas⁶.

Energinet.dk er partner i en europæisk projektidé med fokus på anvendelse af LNG⁷ til skibsfart. Projektet er udsprunget af EU's østersøstrategi og har den danske Søfartsstyrelse som koordinator. LNG kan også baseres på biogas og kaldes så LBG. At skifte fra tung fuelolie til energigas vil medføre store reduktioner af svovl- og kvælstofudledningen fra skibstrafikken samt en betydelig CO₂-reduktion. Derudover vil LNG-anlæg potentielt kunne bidrage til forsyningsikkerhed i det danske gasnet og måske også øge konkurrencen på det danske gasmarked. Der kan være synergi mellem gas til skibsfart og gas til landtransport. Denne synergi vil blive nærmere undersøgt i projektet.

⁶ Betegnelsen energigas bruges om metan, uafhængigt af om den er flydende (liquified) eller gasformig, og om den er fossil (naturgas) eller baseret på anaerob nedbrudt organisk materiale (biogas) eller termisk forgasset biologisk materiale (forgasningsgas) eller fremkommet ved elektrolyse.

⁷ LNG er naturgas, der er gjort flydende ved at køle det ned til -163 °C.

Teknologien til gasbaserede løsninger eksisterer på markedet i dag. Hvis der i første omgang fokuseres på flådekøretøjer, vil det ikke være nødvendigt med en stor udrulning af en ny landsdækkende infrastruktur.

1.8 Fossilfri gas i 2050

1.8.1 Baggrund

Naturgas er i dag det fossile brændsel, som er mest miljøvenligt. Det medfører lavere CO₂-udledning end andre fossile brændsler, og det giver en meget ren forbrænding uden partikler og med begrænset svovlemission. Naturgas har derfor historisk haft et 'grønt' image i forhold til andre fossile brændsler. I dag kommer al gas i Danmark fra den danske del af Nordsøen, men vi er ved at gøre os klar til de næste årtier, hvor en stigende andel af gasforsyningen vil blive dækket af gas fra udlandet.

På lang sigt har regeringen en vision om, at Danmark skal gøres uafhængig af fossile brændsler. Regeringen har derfor nedsat en Klimakommission, som i september 2010 kom med forslag til, hvordan en energiforsyning uden fossile brændsler kan opnås inden 2050.



Energinet.dk bidrager i flere sammenhænge aktivt med en række analyser af fremtidens energisystem og har udarbejdet fire bud på en fremtid med en CO₂-neutral energisektor i 2050, jf. rapporten "Udviklingsspor for energisystemet frem til 2050". Heri beskrives to spor med uafhængighed af fossile brændsler, hvor henholdsvis vind og biomasse i hver sit spor udgør hovedparten af forsyningen. Der beskrives desuden to CO₂-neutrale spor, hvor henholdsvis CCS (deponering af CO₂ fra røggas) og køb af kvoter fra udlandet skaber CO₂-neutralitet.

Analysen af de fire spor viser, at gas fortsat har en væsentlig rolle i energiforsyningen, selvom denne skal være CO₂-neutral eller uafhængig af fossile brændsler.

Hvis hovedfokus er CO₂-neutral energiforsyning, kan naturgas fortsat spille en rolle i vores energiforsyning. Såfremt det primære fokus er uafhængighed af fossile brændsler, kan gassens rolle blive ændret markant. I vindsporet og biomasset sporet er gassens rolle at integrere den vedvarende energi. I et fremtidigt energisystem uafhængigt af fossile brændsler vil der være et stort behov for

håndtering af fluktuerende elproduktion, og til denne opgave har gassystemet nogle klare fordele.

Gas betyder i denne sammenhæng metangas, som vi kender det fra hovedbestanddelen i naturgas, men også brint og syntesegas indgår her i begrebet gas, uanset om oprindelsen er fossil eller VE-baseret. En øget VE-gasproduktion vil, ud over at medvirke til reduktion af CO₂-udledningen og balancering af elsystemet, også have den betydning, at graden af selvforsyning i Danmark øges.

1.8.2 Gassens rolle i et fremtidigt energisystem uafhængigt af fossile brændsler

Værdikæden – fra VE-ressource til energitjeneste

Gassystemet kan bidrage til at løse den store udfordring med at integrere betydelige mængder vedvarende energi. Det handler dybest set om at danne bindeled mellem de vedvarende energiressourcer og forbrugernes behov for energitjenester, jf. Figur 1-7, der meget forsimplet illustrerer energisystemets værdikæde.

Direkte brug af el fra vindkraft, i det øjeblik den produceres, er det mest effektive i et energisystem med store mængder vindkraft, men energiforbruget følger ikke vindproduktionen. Vindkraften er heller ikke stabil, og i visse typer af energiforbrug er det ikke hensigtsmæssigt at forsyne med el. Endelig er væsentlige mængder af VE-ressourcerne baseret på biomasse, som ikke direkte leveres som el, sådan som det er tilfældet for vindkraft og solceller.

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.

Fra VE-energiressource til VE-gas

I Danmark er de helt store VE-ressourcer vindkraft og i mindre omfang biomasse, affald, sol og geotermi. Gas er som brændsel en energiform, som de fleste af VE-ressourcerne kan omsættes til. Produktion af biogas er velkendt, ligesom termisk forgasning af biomasse også er

en kendt og eksisterende teknologi. Elektrolyse af el til brint er en velkendt proces, og nye processer, hvor der produceres syntesegas ved brug af elektrolyse, er under udvikling og også afprøvet i praksis enkelte steder. Elektrolyse med nye typer brændselsceller (SOEC), hvor vand-dampen tilsættes CO₂, giver mulighed for at producere syntesegas, der kan konverteres til metan.

Selvom mange af processerne er velkendte, er der dog behov for at udvikle og tilpasse dem, således at de kan passe som brikker i et samlet fremtidigt energisystem, der er uafhængigt af fossile brændsler.

Transport og lagring af VE-gas

Ved transport og lagring er gas ekstremt effektivt. Gas er i modsætning til el og varme et brændsel, som til relativt lave omkostninger kan lagres i meget store energimængder over en lang periode. Denne egenskab er vigtig, hvis man vil basere en stor del af sin energiforsyning på fluktuerende vindkraft.

Energinet.dk har analyseret størrelsen af de energimængder, der kan lagres ved forskellige systemløsninger. Figur 1-8 il-

lustrerer den lagrede energimængde ved henholdsvis 1 mio. elbiler, 0,3 mio. individuelle varmepumper, energilager i fjernvarmesystemet, som vi kender det i dag, og ved brug af de eksisterende gaslagre i Lille Torup og Stenlille. Endelig er der vist et eksempel på energilager ved udbygning af fjernvarmesystemet med et stort sæsonvarmelager, så 10 % af årsforbruget kan lagres.

Elbiler og varmepumper er effektive til at skabe fleksibilitet i dage og eventuelt uger, hvis fjernvarmesystemet udbygges med deciderede varmelagre. Set i forhold til lagerkapaciteten i de eksisterende gaslagre er energiindholdet dog beskedent.

Omkostningen til selve lagerdelen i et udbygget varmelager forventes at forblive væsentlig højere end lagerdelen i et gaslager⁸. Dertil kommer, at varmen fra et varmelager ikke effektivt kan konverteres tilbage til andre energiformer, men i praksis alene anvendes til opvarmningsformål. Transport og distribution af gas er konkurrencedygtigt med andre energitransportformer, når der allerede er etableret

⁸ Et varmelager koster typisk 3-5 kr./kWh ved etablering, hvorimod lagerdelen excl. konvertering for et gaslager koster under 0,5 kr./kWh at etablere.

en infrastruktur som i Danmark. Det vil sige, at store mængder energi og effekt kan transporteres til lave omkostninger med begrænsede energitab.

Naturgas består næsten af ren metan-gas. I en fremtidig anvendelse af gasinfrastrukturen vil et helt centralt spørgsmål være, om der kan håndteres andre typer af gasser (eksempelvis brint og syntesegas) i gasnettet. Det er teknisk muligt at konvertere brint sammen med syntesegas til metan, men konverteringen har et energitab, der afgives i form af varme. Denne varme kan eventuelt bruges som fjernvarme eller procesvarme. Alternativt til opgradering til metan kan brinten indføres direkte på gasnettet.

Analysen foretaget af Dansk Gasteknisk Center (DGC) viser foreløbig, at op til 30 % brint kan tilsættes gasnettet uden degradering af stålet i rørene i transmissionsnettet, men der vil formodentlig være behov for i et vist omfang at opgradere pakninger og ventiler mv. Samtidig vil kapaciteten i transportsystemet og forbrugerinstallationerne falde væsentligt, da energiindholdet i brint er væsentlig mindre end i metan. Endvidere er det energikrævende at udskille brinten fra

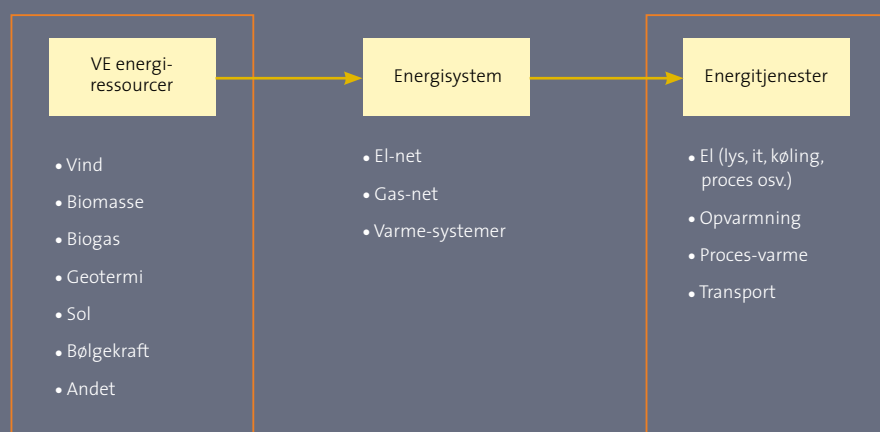
den øvrige gas, når den skal bruges, og det vil derfor være krævende at udnytte energien i brinten effektivt. Det er derfor ikke sandsynligt, at denne løsning er relevant at forfølge.

Afvejningen af opgradering af gassen til metankvalitet eller opgradering af gassettet til håndtering af brint skal ske i de kommende år. Der er dog ingen tvivl om, at gassystemet besidder et stort potentiale til at udgøre et effektivt lager for fluktuerende, vedvarende energikilder.

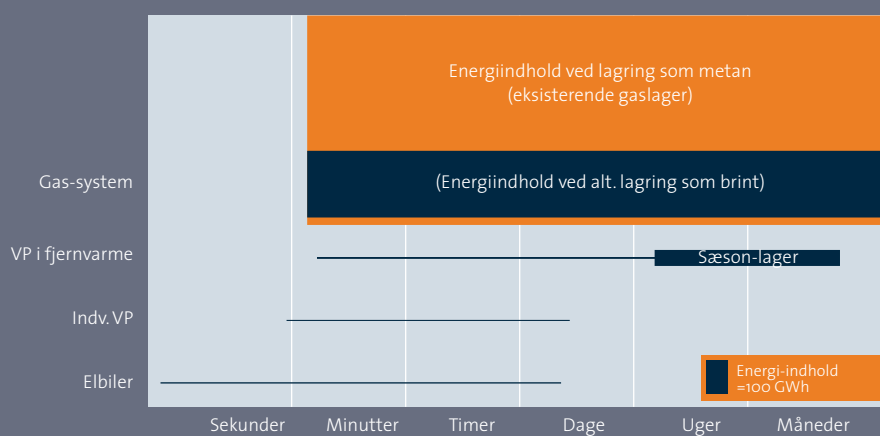
Fra VE-gas til energitjeneste

Ved slutforbruget omsættes energivaren til en energitjeneste. Da gas er et meget rent og let håndterbart brændsel, er det særlig velegnet til en række formål, herunder følgende:

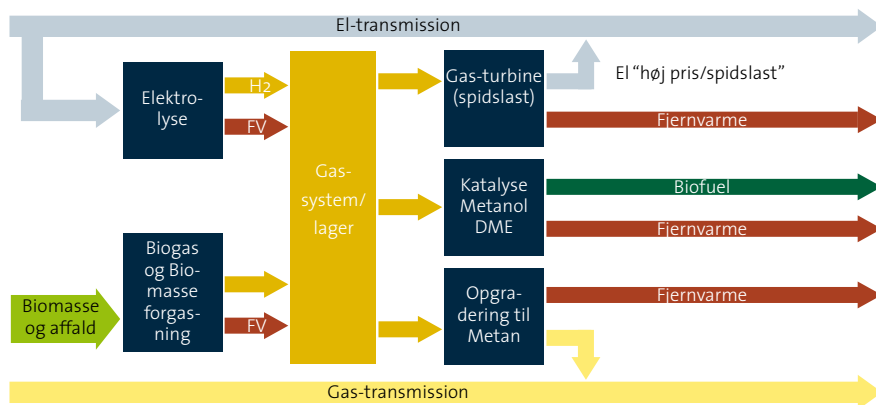
- **Spidslastproduktion af el.** I takt med stigende produktion fra vindkraft kommer der flere timer med meget lave elpriser. Analyser af elsystemet frem mod 2050 viser, at elproduktion på grundlast-kraftværker, som vi i dag kender dem med en driftstid på 5000-8000 timer pr. år, ikke vil få en lige så stor rolle i et energisystem med store mængder vindkraft. Der vil i et vindbaseret system i stedet være behov for



Figur 1-7: Værdikæden i et VE-baseret energisystem – fra ressource til energitjeneste.



Figur 1-8: Energi-indhold (el-input) i forskellige typer af lager i energisystemet. Arealet af de orange markeringer viser størrelsen af det potentielle energilager. For gas angiver den mindre sorte boks indholdet, hvis gasen lagres som brint i stedet for metan.



Figur 1-9: Principskitse af elementer i gas-infrastruktur frem mod 2050.

nogle kraftværker, som kan levere el i det antal timer om året, hvor der ikke er tilstrækkeligt med vindkraft og anden fluktuerende VE. Her er gas meget konkurrencedygtig med andre brændsler, fordi den kan anvendes på gasturbineanlæg mv., som er langt billigere at etablere som spidslast end biomassekraftværker. På lang sigt forventes brændselsceller på gas også at være konkurrencedygtige til spidslast-elproduktion⁹. Brændselsceller har yderligere den fordel, at de kan placeres i mindre enheder, eksempelvis ved decentrale kraftvarmeværker eller eventuelt som mini-/mikrokraftvarme.

- **Energiforsyning af direkte brændselsbaserede processer i industri og service.** En række processer i industri og service, der kræver høj procestemperatur og et lethåndterbart, miljøvenligt brændsel, vil samfundsøkonomisk med fordel kunne baseres på VE-gas, specielt i de dele af landet, hvor der er en etableret gasinfrastruktur. Alternativer med flydende biofuel vil være relativt mere omkostningstunge med hensyn til konverteringstab, produktion og distribution.

- **Transportsektoren.** I en række områder i transportsektoren vil gas være et godt alternativ til f.eks. batteriforsyning (elbiler). Specielt for transport på længere distancer og for tung transport vil gas samfundsøkonomisk i mange sammenhænge være det billigste VE-baserede alternativ til benzin og diesel, jf. rapporten "Supplerende analyser, alternative drivmidler til transportsektoren, ENS 2010". Også til skibstransport kan gas blive et konkurrencedygtigt og miljøvenligt brændsel, herunder især ift. bunker-fuel og kortere rutetrafik i følsomme områder som f.eks. indre danske farvande og Østersøen. Gas benyttes således allerede en del i norsk indenrigssejls, og Molsruten og flere andre ruter i Østersølandene ser på mulighederne for at skifte til gas.

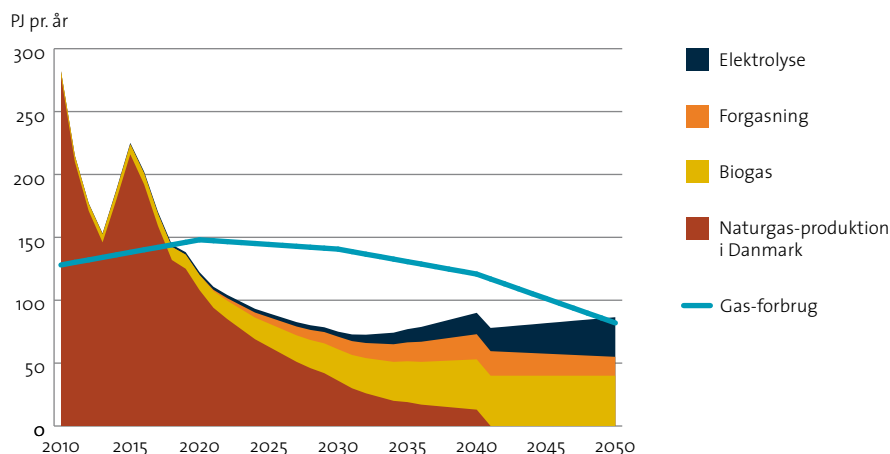
- **Brændsel til brændselsceller generelt.** Frem mod 2025 antages prisen på brændselsceller at falde meget markant⁹, samtidig med at de har en høj energieffektivitet. I fremtidens energisystem forventes brændselsceller derfor at få en central rolle, både til stationære anvendelser og i transportsektoren. Alle typer af brændselsceller skal bruge et brændsel med stort brint-

indhold. Ud over ren brint er metangas et af de mest velegnede brændsler til brændselsceller (HTPEM og SOFC). Alternativer med metanol eller DME er også særdeles velegnede til brændselsceller. Produktion af disse brændsler vil typisk ske med en form for gas som en del af produktionsprocessen. Gas kan dermed sikre en fleksibilitet til den fremtidige forsyning af brændselsceller, uanset om brændslet bliver metan, brint, metanol, DME el.lign.

- **Materialer til petrokemisk industri.** Olie og naturgas udgør i dag en væsentlig ressource som råstof for den petrokemiske industri, emballage osv. Med stigende efterspørgsel på VE-baserede råstoffer til denne industri kan VE-baseret gas på længere sigt være et effektivt medie.

Ud over disse slutanvendelser har gasen en række øvrige styrkepositioner med hensyn til at opbygge fleksibilitet og forsyningssikkerhed i et energisystem uafhængigt af fossile brændsler. Forsyningen af gas kan (tilsvarende som for elsystemet) baseres på en kombination af både importeret gas, fossilt baseret produktion og VE-baseret produktion.

⁹ Technology Data for Energy Plants. Energistyrelsen og Energinet.dk, juni 2010.



Figur 1-10: Produktion og forbrug af gas frem til 2050 i Energinet.dk's udviklingsspor (vindsporet).

En miljømæssigt ren energiforsyning forventes at få et stigende fokus. Lokale emissioner af SO_2 , NO_x , VOC^{10} og partikler og støj er i de seneste årtier blevet bragt mere i fokus. El og fjernvarme har ingen lokale luft-emissioner ved anvendelsen, men i det omfang der er behov for en brændselsproces lokalt på forbrugsstedet, er gas den brændsels-baserede energiform, som giver den reneste forbrænding ved slutforbruget. Dette gælder især anvendelsen af gas-sen i brændselsceller.

1.8.3 Eksempel på gasforsyning i 2050 i Energinet.dk's vindspor

I Energinet.dk's vindspor i 2050 er der illustreret et udviklingsforløb, hvor gasforbruget tilpasses de opgaver, hvor gassen langsigtet har en stærk position i forhold til et energisystem uafhængigt af fossile brændsler. Samtidig omlægges produktionen af gas gradvist fra forsyning med overvejende dansk produceret naturgas til en gasforsyning omlagt til produktion af VE-baserede gasser i 2050.

Den danske gasinfrastruktur er i vindsporet en del af den internationale gasinfrastruktur, således at der bevares et internationalt marked og en høj forsyningssikkerhed. En principskitse af infrastruktur og processer fremgår af Figur 1-9.

Figur 1-9 viser centrale processer omkring en VE-baseret gasforsyning. Både gas- og el-infrastrukturen er fortsat en del af et internationalt energisystem. En skitsering af forløbet med gasforbrug og produktion fremgår af Figur 1-10.

Figur 1-10 viser omlægningen af både forbrug og produktion frem til 2050. I perioden 2020-2050 vil der være en årlig import af gas på op til 50 PJ om året (svarende til ca. 1,3 mia. m^3), indtil der i 2050 er fuldt udbygget forsyning med VE-gas.

1.8.4 Roadmap og forskning og udvikling

Udvikling af energisystemet, således at de særlige styrkepositioner for gas-sen i en omlægning til en fossil uafhængighed styrkes, kræver en målrettet satsning på infrastruktur og administrative rammer og en indsats med forskning og udvikling.

Den etablerede gasinfrastruktur er historisk etableret med henblik på effektivt at bruge de danske naturgasressourcer i Nordsøen. Imidlertid er gas et samfundsøkonomisk billigt brændsel, og selv uden danske naturgasressourcer vil den etablerede gasinfrastruktur fortsat kunne bidrage til, at Danmark årligt kan spare 2-5 mia. i forhold til forsyning fra olie-baserede brændsler. Naturgas kan således styrke samfundsøkonomien i energiforsyningen frem mod en fremtid uafhængig af fossile brændsler.

Det er dog vigtigt at skærpe indsatsen på gassens styrkepositioner i et fremtidigt energisystem med store mængder vindkraft. Nogle af de centrale processer i integrationen mellem VE-gas og de øvrige dele af energisystemet har (som det også var gældende for vindmøller) været kendt og anvendt i mere end hundrede år, eksempelvis forgasning, elektrolyse og en række katalytiske processer med reformering af gas. Der er imidlertid behov for at produktudvikle og strømlinje processerne til storskala-anvendelse, for at de fortsat kan udfylde rollen i fremtidens energisystem. Energinet.dk anbefaler derfor, at forsknings- og udviklingsindsatsen fastholdes og styrkes.

¹⁰ Volatile Organic Components.



Det samme gælder udviklingen af rammerne på bl.a. følgende områder:

- Strategisk planlægning af gassektorens rolle i en energiforsyning uafhængig af fossile brændsler, således at de langsigtede styrkepositioner for gassen bringes i spil nationalt og internationalt.
- Forskning og udvikling i processer mellem VE-ressourcerne, herunder både elektrolyse, biogasprocesser og termisk forgasning/pyrolyse.
- Forskning, udvikling og demonstration omkring katalytisk reformering af gasser, således at syntesegas, brint, metan og biofuel (metanol og DME) kan håndteres med minimale energitab. Danmark har i dag en unik position på området, hvor danske virksomheder og forskningsinstitutioner har en nøgleposition.
- Udvikling af brændselsceller og brændselscellebaserede anlæg til både stationære og mobile formål. Danske virksomheder og forskningsinstitutioner har spidskompetencer på området
- Knowhow om håndtering af gasser, både ren metan og også andre gastyper (syntesegas og brint). Dansk Gas-teknisk Center (DGC) m.fl. har faglig spidskompetence på feltet.

- Udvikling af rammerne for gasinfrastrukturen og markederne, således at samspillet mellem de kommercielle aktiviteter og systemansvaret er optimale for de kommercielt drevne anlæg, der leverer og forbruger VE-baseret gas.

Gassystemet besidder et unikt potentiale for på kort og mellemlang sigt at bidrage med naturgas som en effektiv og miljøvenlig energikilde og for på lang sigt at medvirke til effektivt og sikkert at integrere store mængder vedvarende energi i et effektivt samspil med mere fluktuerende, vedvarende energikilder fra vind, sol og bølger. Læs endvidere "Perspektiver omkring bæredygtig gas i Danmark, Energinet.dk 2010".

1.9 Ukonventionel gas

Nye teknikker som horisontal boring og hydraulisk opbrydning af strukturen har givet energiselskaber adgang til ellers vanskeligt tilgængelige ukonventionelle gasressourcer fra tætte strukturer (tight) og fra skifer samt coalbed-metan (CBM) til langt lavere omkostninger, end man troede muligt for fem år siden. I nogle tilfælde er omkostnin-

gerne nu lavere end i konventionelle projekter.

I Nordamerika er ukonventionel gas således ikke længere ukonventionel, eftersom næsten 50 % af den amerikanske gasproduktion kommer fra coalbed, tight sand og skifer.

Den dramatiske vækst i ukonventionel gas drives til dels af den faldende produktion fra traditionelle reservoirer og af et ønske om at øge energisikkerheden ved at producere fra indenlandske kilder. Andre drivere er teknologiske fremskridt i boring og færdiggørelse.

Selv om produktionen fra skifergas og CBM-reservoirer i USA og Canada udgør en betydelig andel af det nordamerikanske marked, mangler det kommercielle gennembrud for lignende projekter i Europa. Det Internationale Energiagentur (IEA) anslår Europas reserver af ukonventionel gas til ca. 35 billioner m³ gas – nok til at erstatte 40 års gasimport på det nuværende niveau.

Skifergasudvindingen i Europa er i en tidlig fase, men undersøgelser er i gang i flere lande. Store internationale gassel-

skaber foretager allerede borerer efter skifergas og har licenser til at søge skifergas i Tyskland, Polen, Sverige og Danmark.

F.eks. begyndte PGNiG (polsk gasselskab) i 2009 at samarbejde med internationale virksomheder med henblik på at analysere potentialet for ukonventionel gas i Polen. Denne analyse er stadig på et meget tidligt stade.

På nuværende tidspunkt er det derfor meget svært at sige noget om de forventede fremtidige mængder af ukonventionelle ressourcer, og hvornår disse kan forventes at blive tilgængelige for markedet. Der hersker p.t. meget stor usikkerhed om ukonventionel gas i Europa. Når man ser på mulighederne for skifergas, er det vigtigt at medregne de miljømæssige konsekvenser i form af et intensivt vandforbrug og risikoen for forurening af grundvandet.

Udnyttelse af coalbed-metan ses i en række europæiske lande, heriblandt Storbritannien, Tyskland og Polen. I øjeblikket findes ingen pålidelige tal for mængder, kilder eller gennemførlighed af indvindingspotentialet.

Behovet for yderligere infrastruktur afhænger i høj grad af den fremtidige udvikling af den indenlandske produktion. Det er ikke sandsynligt, at Europa vil opleve en lige så hurtig og væsentlig indførelse af ukonventionel gas som Nordamerika.

Formentlig allerede i dag mærker gasforbrugerne i Danmark effekten af den ukonventionelle gasteknik på gasprisen. USA's stærkt forøgede selvforsyning har således medført et øget verdensudbud af flydende gas (LNG), som i mangel af den forventede amerikanske efterspørgsel øger konkurrencen på udbudssiden i Europa og dermed også i Danmark. Ukonventionel gas synes allerede at have medvirket til gasprisens stigende afkobling fra olieprisen.



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 tværs (Nybro-Dragør) 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 og ind til land nord for Esbjerg ved et tryk på op til 138 bar. Om sommeren, hvor der forbruges mindre gas, sænkes afgangstrykket for at minimere energiforbruget til kompression. Om vinteren hæves trykket for samtidig at have store mængder linepack¹¹ (dvs. den mængde gas, der er i

selve gasledningerne) til brug ved driftsforstyrrelser og i nødsituationer.

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 svovlbrinte, 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 lagrerinjektionen. Det er principielt transportkunderne, der ved deres daglige bestillinger inden for den reservede ka-

pacitet 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 linepack. Endvidere anvendes lagrene til nødforsyning.

Måler- og regulatorstationerne (M/R-stationer) er etableret langs transmissionsledningerne med det formål at forsyne de lokale distributionsnet. Deres funktioner er filtrering, opvarmning af gassen, så den ikke bliver for kold under det næste trin, reduktion af gastrykket til distributionsnettets 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 er der også mulighed for 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 strækning-

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.



gen 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 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 forsyningssikkerhed

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 forsynings-sikkerhedsberedskabet i Danmark høje 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 nødforsyningssituationerne, 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 forsyningssikkerheden har Energinet.dk ansvaret for nødforsyning til det danske gasmarked. Dette indebærer, at Energinet.dk i en nødforsyningssituation 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.

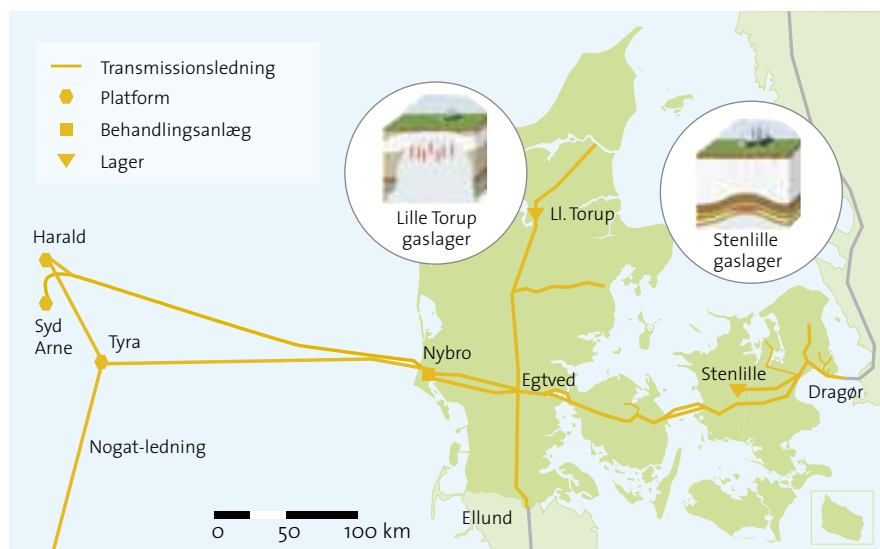
Siden idriftsættelsen af det danske gas-system i 1984 har der ikke været alvorlige skader i transmissionssystemet, hverken på søledningerne eller på anlæggene på land. Den 8. november 2007 trådte Energinet.dk's nødforsyningsberedskab dog i kraft, og Energinet.dk erklærede nødforsyningssituation for lager- og

transportkunder som følge af produktionsstop forårsaget af storm og usædvanlig høje bølger ved felterne i Nordsøen. Nødforsyningssituationen blev afblæst efter 28 timer.

Energinet.dk opererer med to målsætninger for forsyningssikkerhed 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 længelevende 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 dimensioneren-



Figur 2-1: Den overordnede danske gasinfrastruktur.

de hændelser for Energinet.dk's nødforsyningsberedskab:

- Korttidshændelser: Under såvel normale forsyningsforhold 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, det vil sige 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 nødforsyningsforordning, se afsnit 1.4.

2.3 Forsyningssikkerhed nationalt og lokalt

Begrebet forsyningssikkerhed 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 forsynings-sikkerheden på det danske gasmarked parallelt med transmissionssystem-operatøransvaret.

I sin egenskab af det 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-stationer.

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

Energinet.dk har ikke ansvar for tilgængeligheden af gas (1) bortset fra nødforsynings-situationer, hvor Energinet.dk i nødvendigt omfang sikrer tilgængelig-

heden 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

Markedssituationen i Europa er stadig præget af hovedsageligt nationale markeder med national spothandel, men med en betydelig og stigende grænseoverskridende handel, som binder disse sammen og skaber en ofte udtalt korrelation herimellem. Et egentligt sammenhængende spotmarked for gas i Europa eksisterer endnu ikke. En del af årsagen til den manglende grænseoverskridende spothandel er generel kapacitetsknaphed særligt i grænsepunkterne, manglende interoperabilitet mellem de forskellige nationale systemer og en endnu begrænset spothandel i flere lande, herunder Danmark.

Størstedelen af de europæiske lande er nettoimportører af gas. Importen stam-

mer primært fra Rusland, Norge, Tunesien, Algeriet og Marokko. En stigende del af importen er LNG-baseret¹², men størstedelen af gassen bliver bragt til de europæiske markeder via rørledninger. 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 ved 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.

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.

Gaskrisen i 2008 mellem Ukraine og Rusland satte fokus på risikoen for af-

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

hængighed af russisk gas leveret via Ukraine, og det betød bl.a., at EU-Kommissionen fremskyndede udarbejdelsen af en forsyningssikkerhedsforordning. Se afsnit 1.4

I øjeblikket planlægges en række større infrastrukturprojekter, der skal bringe mere gas til Europa. Nye rørforbindelser mellem bl.a. Nordeuropa og Rusland (North Stream) og mellem Sydeuropa og henholdsvis Rusland/Kaukasus (South Stream), Mellemøsten (Nabucco) og Nordafrika er i støbeskeen. Ligeledes planlægges og projekteres en del havneanlæg til LNG i både Syd- og Nordeuropa.

På europæisk plan arbejdes der for at styrke kompatibiliteten mellem de enkelte landes systemer. Der arbejdes for at fremme mulighederne for udveksling af gas mellem regionale handelspladser og for at løse problemerne med interoperabilitet over grænserne. Se afsnit 1.1.

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.
- 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"-opslagstavle.

I 2010 har Energinet.dk introduceret to væsentlige ændringer til markedsmodel-

len. Den første væsentlige ændring er introduktionen af det virtuelle cross-border-punkt Link4Hubs, som er beskrevet i afsnit 1.2.

Den anden væsentlige ændring er introduktionen af et såkaldt BNG-entry-punkt. BNG står for Bio Natural Gas og er nærmere beskrevet i afsnit 1.7.

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

Markedsmodellen består af:

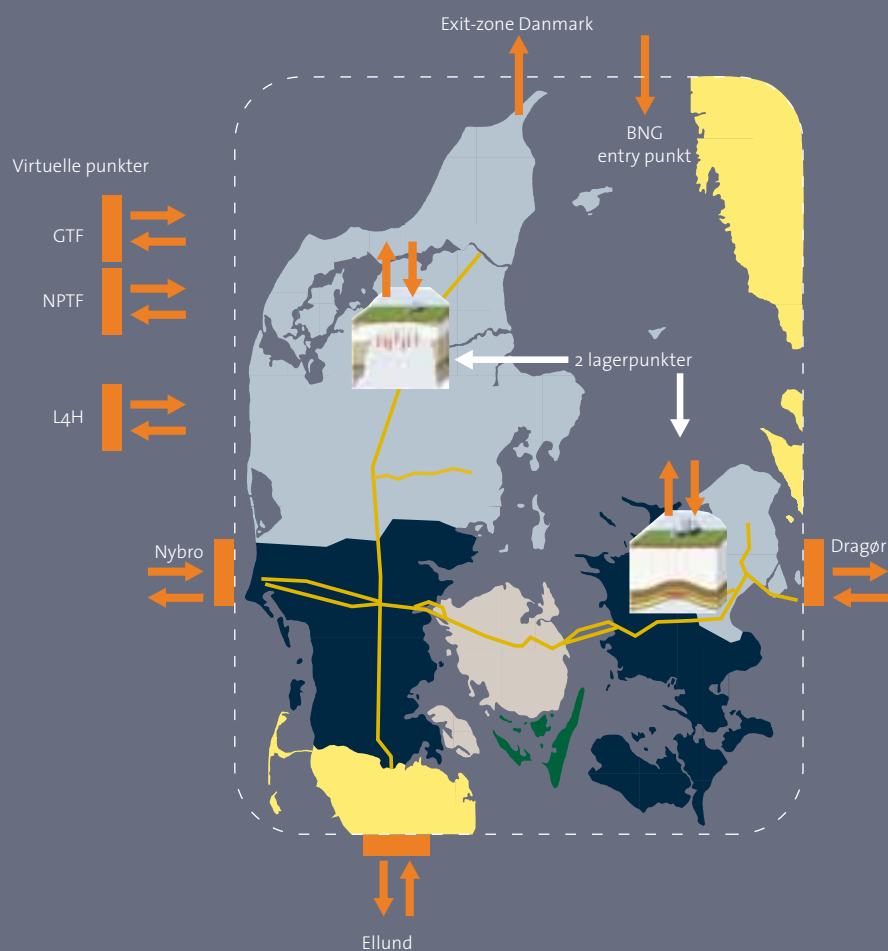
- Tre entry-punkter i Nybro, Ellund og Dragør, hvor gassen kan komme kommercielt ind i Danmark.
- En exit-zone, hvor danske forbrugere bliver forsynet med gas af gasleverandørerne via distributionsnettet. Exit-zonen består af fire distributionsområder med hver deres distributionselskab. I exit-zonen er der ligeledes tre store kraftværker (Avedøre 2, H.C. Ørstedværket og Skærbækværket), som er direkte forbundet med transmissionsnettet. Distributionselskaberne og Energinet.dk har desuden udviklet markedsmodellen, så der også

kan handles biogas kommercielt fra distributionssystemerne 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 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 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 2009 var det således 3,2 % af forbrugere med et forbrug svarende til ca. 15 % af den samlede mængde, der skiftede gasleverandør. I 2008 var det dog kun ca. 0,5 %, der skiftede leverandør, men med en mængde på ca. 17 %. Dette kan tyde på, at der er flere mindre aftagere, der i dag skifter leverandør, end før.



Figur 2-2: Markedsmodel for transmissionssystemet.

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 (ekskl. egetforbrug på Nordsøen) på årsbasis for perioden 2001-2009. I de seneste 6 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 dog kun 1,5 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, men har i de seneste år været svagt faldende, jf. Figur 3-1. Generelt gælder det, at variationerne af gasforbruget fra år til år primært afhænger af gennemsnitstemperaturen i vinterhalvåret, af forholdet mellem elprisen og gasprisen og af få store forbru-

geres disponeringer (direkte forbrugssteder). Desuden er der over de sidste år sket et generelt fald i forbruget. Energinet.dk vurderer, at forbruget i 2010 ved normale temperaturforhold forventes at blive 3,6-3,7 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.

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 2007 til 30. juni 2010.

I 2005/2006 var graddageantallet ca. 5 % under det normale, mens det i 2006/2007 var hele 30 % under normalen og ca. 17 % under normalen i 2007/2008. I 2008/2009 var graddageantallet 13 % under det normale, og i 2009/2010 var det 12 % under normalen. I vinteren 2009/2010 var der en længere periode med kulde, uden at der var dage, som var meget kolde. Resten af året 2009 har ligget under normalen.

Der er dog stort set det samme maksimale døgnforbrug på ca. 20 mio. Nm³/d i de sidste tre vintre, men sidste vinter har dog været lidt højere (21,5 mio. Nm³/d). Dette skal sammenholdes med et forventet maksimalt døgnforbrug på ca. 24 mio. Nm³/døgn ved -13 °C.

3.2.2 Produktion

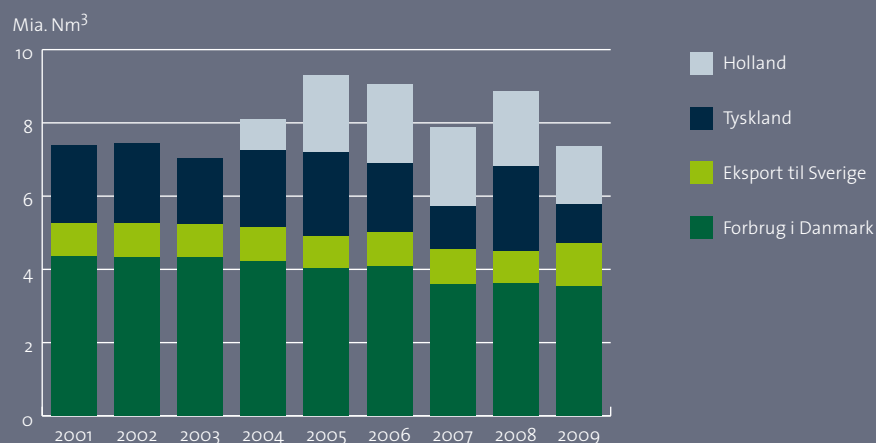
Naturgassen transporteret gennem

Energinet.dk's transmissionsnet stammer fysisk fra felterne i Nordsøen. Danmark er netto-eksportør af gas. Der er hidtil kun importeret små mængder gas fysisk til Danmark, men der foregår en del kommerciel import via Ellund.

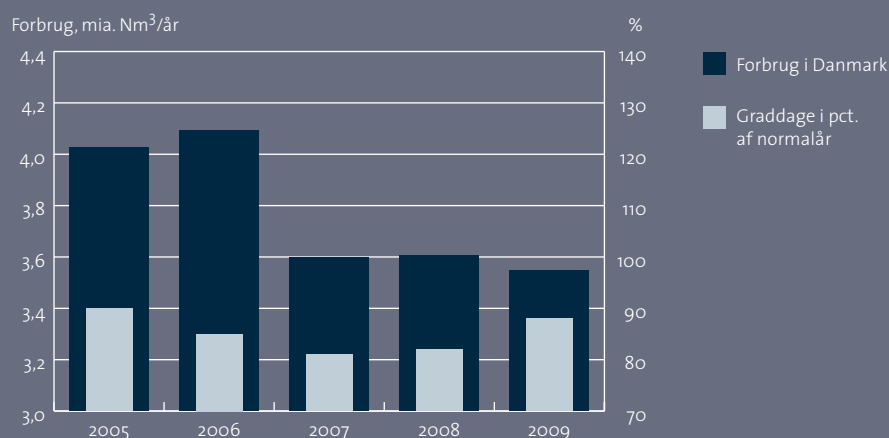
Størstedelen af gassen fra de danske felter sendes til Danmark via Tyra- og Syd Arne-ledningerne, hvor den afsættes i den danske exit-zone eller eksporteres til Tyskland eller Sverige. Der eksporteres desuden en del til Holland via Nogat-ledningen, se Figur 3-1.

I 2009 blev ca. 20 % af naturgasproduktionen eksporteret til Holland, mens henholdsvis ca. 15 % og 14 % blev eksporteret til Sverige og Tyskland.

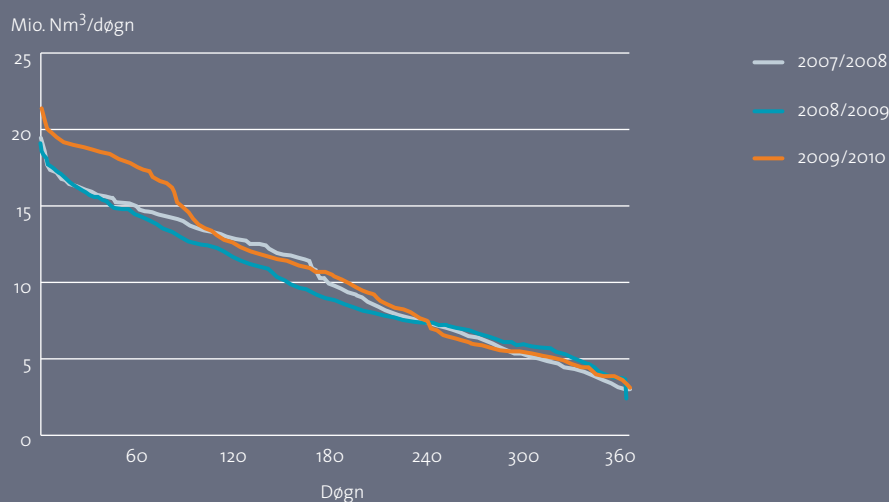
Produktionsmængderne vist i Figur 3-1 er nettoproduktioner (ekskl. egetforbrug), der føres i land i Danmark eller Holland. I 2009 blev ca. 1,2 mia. m³ anvendt på felterne som brændsel, til injektion eller blot afbrændt (flaring). Andelen af naturgas, der ved injektion anvendes til olieudvinding, forventes at vokse betydeligt i de kommende år, i takt med at det bliver vanskeligere at få olien op.



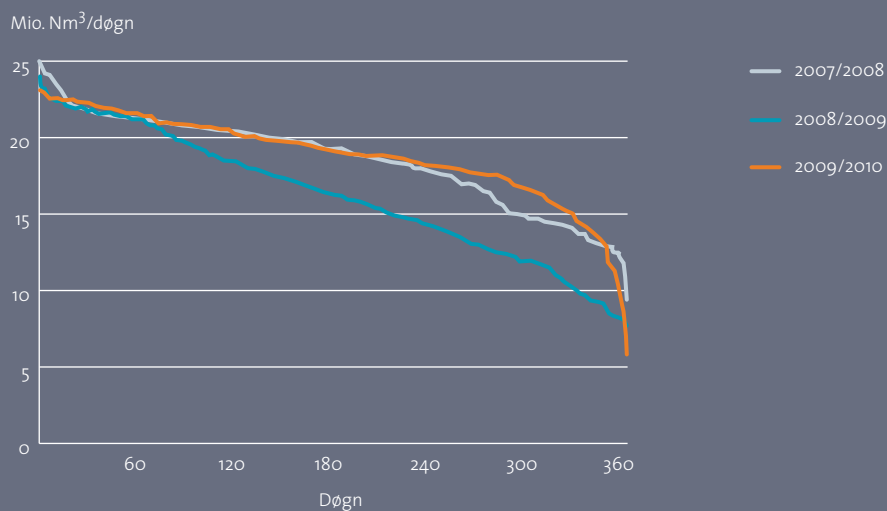
Figur 3-1: Dansk naturgasproduktion (ekskl. produktion til egetforbrug) fordelt på forbrug i Danmark og eksport til Sverige, Tyskland og Holland i perioden 2001-2009.



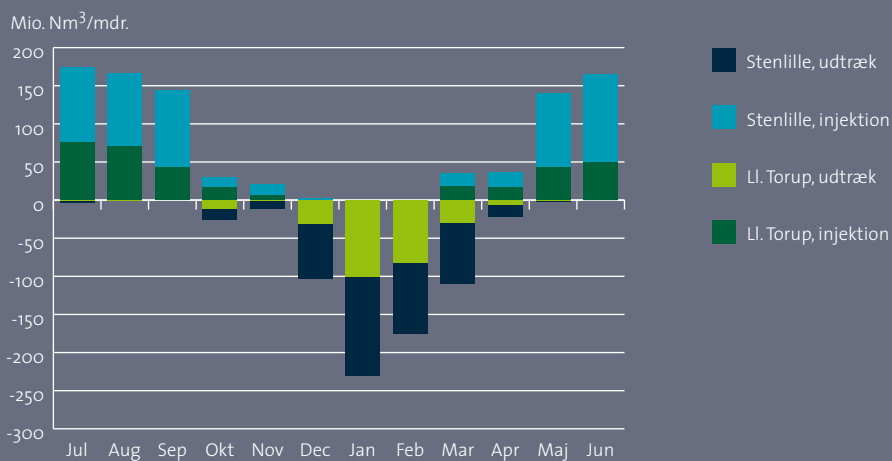
Figur 3-2: Årligt forbrug i perioden 2005-2009 sammenholdt med antal graddage i procent af graddageantallet i et normalår (3,385 graddage).



Figur 3-3: Varighedskurver for samlet naturgasforbrug i perioderne 1. juli 2007-30. juni 2008, 1. juli 2008-30. juni 2009 og 1. juli 2009-30. juni 2010.



Figur 3-4: Varighedskurver for naturgasleverancen ved Nybro i perioderne 1. juli 2007-30. juni 2008, 1. juli 2008-30. juni 2009 og 1. juli 2009-30. juni 2010.



Figur 3-5: Udnyttelse af gaslagrene i Lille Torup og Stenlille i perioden 1. juli 2008-30. juni 2010.

Leverancen i Nybro har i den seneste vinter maksimalt været 23,1 mio. Nm³/døgn. Varighedskurver for de årlige leverancer fra 1. juli 2007 til 30. juni 2010 fremgår af Figur 3-4.

I nødforsyningssituationer er det Energinet.dk's opgave løbende at vurdere forsyningssituationen og sikre forsyningen af gas til de danske forbrugere under anvendelse af en række værktøjer. I Tabel 3.1 er der givet en oversigt over hændelser, der har påvirket leverancen i Nybro. Energinet.dk's indgriben til opretholdelse af forsyningssikkerheden er desuden beskrevet i tabellen.

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 brøndene efterhånden er længere om at komme op i produktion efter en nedlukning. Der er altså tale om et generelt fald i stabiliteten fra DUC-felterne.

3.2.3 Lagerudnyttelse

Gasforbruget varierer over døgnet og over året i langt højere grad end leverancen fra Nordsøen. Det er derfor nødven-

Tabel 3.1: Hændelser vedrørende naturgasleverancen ved Nybro i 2007, 2008, 2009 og 2010.

År	Hændelse	Aktion
2007	I 2007 var der ni totale udfald af forsyningerne fra Nordsøen (Tyra Øst). De otte blev håndteret af det almindelige driftsberedskab og uden forsyningsmæssige konsekvenser. Et af udfaldene forårsagede, at Energinet.dk måtte erklære nødforsyning: Den 8. november 2007 erklærede Energinet.dk nødforsyningssituation, gældende fra kl. 20.00, for lager- og transportkunder som følge af produktionsstop forårsaget af dårligt vejr ved felterne i Nordsøen. Nødforsyningssituationen blev afblæst den 9. november 2007, kl. 24.00. Dermed trådte Energinet.dk's nødforsyningsberedskab i kraft. Nødforsyningsberedskabet er baseret på aktivering af en række værktøjer, som løbende bliver analyseret og optimeret. I den konkrete nødforsyningssituation den 8.-9. november 2007 påbegyndte Energinet.dk's kontrolrum straks en fyldning af gassystemerne (dvs. Energinet.dk's transmissionssystem, DONG Energy's sørør og nabosystemerne) med ekstra gas fra lagrene for at kunne modstå de kommende døgnns udfordringer bedst muligt. Energinet.dk valgte endvidere at aktivere de (nød)afbrydelige forbrugere.	Energinet.dk aktiverede desuden sin råderet over udtrækskapaciteten på de to gaslagre. Den del af lagerkapaciteten, som ikke skal anvendes til sikring af forsyningen til de danske forbrugere, blev sat til rådighed for de kommercielle aktører for eksport. Idet Energinet.dk havde overtaget forsyningen til de danske forbrugere, kunne de kommercielle aktører frit bruge den overskydende kapacitet på lagrene til forsyning af Tyskland og Sverige. Aktørerne kunne opretholde deres transit gennem Danmark og fortsat handle indbyrdes via det indenlandske handelspunkt.
2008	Der var som normalt en række korte udfald af leverancen til Nybro i 2008, men ingen af hændelserne var kritiske for forsynings sikkerheden.	
2009	Som i 2008	
2010	Som i 2009	

digt for aktørerne på markedet at anvende de to danske gaslagre i Lille Torup og Stenlille.

Figur 3-5 illustrerer for perioden 1. juli 2009-30. juni 2010 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 af leverancer fra Nordsøen, fungerer de to gaslagre som nødforsyningslagre.

3.2.4 Udnyttelse af entry/exit-kapacitet

I Tabel 3.2 er kapaciteterne i transmissionssnettets entry/exit-punkter sammenlignet med de maksimale faktiske døgnmængder i de sidste fire vintre.

Kapaciteten i transmissionssystemet skal ses samlet. Det vil sige, at den samlede kapacitet er afhængig af sammenhængen mellem entry- og exit-mængder samt levering fra lagre. Endvidere kan aktuelle mængder i bestemte punk-

ter 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 afdrag i exit-zonen.

I Ellund har der indtil i år ikke kunnet nomineres større mængder som entry, end der er nomineret som exit. Muligheden for fysisk import er nu 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 større exit-mængder end den fysiske kapacitet, hvis nomineringen ikke overstiger den fysiske kapacitet tillagt de mængder, der importeres i den modsatte retning.

I 2006 blev grænsestationen til Sverige, Dragør Border, udvidet. Den fysiske kapacitet af 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, men disse mængder tilbydes som afbrydelig kapacitet.

3.2.5 Udnyttelse af M/R-stationernes kapacitet

I 2009 blev der transporteret ca. 5,8 mia. Nm³ gas gennem Energinet.dk's transmissionsnet fordelt på ca. 3,5 mia. Nm³/år til de danske forbrugere, ca. 1,2 mia. Nm³/år som eksport til Sverige og ca. 1,1 mia. Nm³/år (netto) som eksport til Tyskland, jf. Figur 3-1.

I vinteren 2009/2010 udgjorde den maksimale nettotransport ca. 31,5 mio. Nm³/døgn (26. januar 2010). Den danske exit-zone udgjorde 21,5 mio. Nm³/døgn. Eksporten til Sverige og Tyskland var henholdsvis på 6,8 mio. Nm³/døgn og 3,3 mio. Nm³/døgn i dette døgn og således lavere end de maksimale værdier. Maksimal eksport til Sverige og Tyskland udgjorde henholdsvis 7,2 mio. Nm³/døgn

(9. januar 2010) og 7,1 mio. Nm³/døgn (12. juni 2010).

Eksporten til Sverige er normalt temperaturafhængig ligesom forbruget i Danmark, mens eksporten til Tyskland er afhængig af andre forhold og normalt har et mere jævnt forløb over året.

Den maksimalt forekommende transmission af gas til distributionen på de enkelte M/R-stationer i vintrene 2008/2009 og 2009/2010 er vist i Tabel 3.3, der indeholder resultater for både maksimal døgnmængde og maksimal flow i løbet af en time gennem den enkelte M/R-station i transmissionssystemet. Datoen og timen med maksimal flow kan variere fra den ene til den anden M/R-station.

3.3 Marked

3.3.1 Generel markedsudvikling

I første halvår af 2010 har Energinet.dk fået ca. 3 nye transportkunder. Alle de nye kunder er udenlandske, og det bringer det samlede antal af transportkunder op på over 30.

Punkt		Kapacitet Mio. Nm ³ /d	Maks. flow 2007/2008 Mio. Nm ³ /d	Maks. flow 2008/2009 Mio. Nm ³ /d	Maks. flow 2009/2010 Mio. Nm ³ /d
Nybro	Entry	32,4 ²⁾	24,8	24,1	23,1
Lille Torup Gaslager	Udtræk	8,0 ³⁾	5,5	4,0	4,5
Stenlille Gaslager	Udtræk	9,5	6,3	3,0	6,5
Den danske exit-zone	Exit	25,5	19,5	19,1	21,5
Ellund	Entry/Exit	4,8 ⁴⁾ /8,3	0/8,3	0/8,3	0/7,1
Dragør Border	Exit	8,6 ¹⁾	5,6	5,0	7,2

Tabel 3.2: 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 modtageterminalerne 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⁾ Forudsætter at leverancerne er trykstyret. Ved fast flow kan der maksimalt leveres 7 mio. Nm³/d.

⁴⁾ Afbrydelig kapacitet.

Samtidig ser Energinet.dk, at flere af de nyere transportkunder bliver mere etableret på det danske marked med et større antal transportaftaler og flere forskellige modparter i systemet, og at et antal tradere bliver registreret og efterfølgende er aktive på markedet.

Endvidere har en del af de ikke aktive kunder igen fundet vej til det danske marked for at blive registreret til brug af Link4Hubs, hvilket kan betyde, at det danske marked igen kan blive aktuelt for dem, hvis den rette mulighed byder sig.

GTF (den bilaterale handelsplads) er fortsat et vigtigt handelspunkt for transportkunderne, og ca. 50-60 % af det danske forbrug handles fortsat her. Dette skal ses i sammenhæng med den forøgede handel på gasbørsen NPG, og samlet set handles godt 65 % af det danske forbrug via GTF og NPG, hvilket er en forøgelse på godt 8-10 % i forhold til året før.

3.3.2 Gasbørsen

I efteråret og vinteren 2009/2010 har Nord Pool Gas (NPG) fået sit gennembrud på det danske gaskmarked. Den positive udvikling startede i oktober, hvor

M/R-station	Maksdøgn i perioden 2008-04-01 til 2009-03-31	Makstime i perioden 2008-04-01 til 2009-03-31	Maksdøgn i perioden 2009-05-01 til 2010-04-30	Makstime i perioden 2009-05-01 til 2010-04-30
	1.000 Nm ³ /døgn	Nm ³ /h	1.000 Nm ³ /døgn	Nm ³ /h
Amager Fælled	47	6.664	50	3.815
Billesbølle	81	4.498	94	4.985
Brande	101	4.955	98	4.894
Brøndby	1.828	81.445	1.496	69.456
Dragør	185	9.026	203	9.803
Egtved	909	57.052	984	53.488
Ellidshøj	178	8.995	194	9.748
Frøslev	611	29.939	648	35.008
Haverslev	269	17.151	432	28.241
Helle	11	1.030	18	836
Herning	1.817	86.809	2.044	102.656
Højby	479	31.003	494	24.861
Karlsunde	673	35.004	697	37.666
Karup	269	12.535	277	13.055
Koelbjerg	418	28.666	497	35.613
Køge	446	23.387	707	34.312
Lilballe	49	2.295	53	2.461
Lille Selskær	423	22.176	429	22.064
Lille Torup	54	2.927	60	3.098
Lyng	1.534	73.492	1.470	71.216
Middelfart	58	2.864	60	3.097
Måløv	1.359	61.479	1.378	62.400
Nyborg	38	3.639	53	2.921
Nybro	49	3.152	58	2.683
Nørskov	331	17.744	287	16.492
Pottehuse	151	8.549	163	8.124
Ringsted	613	29.414	728	38.480
Slagelse	274	13.706	289	21.178
Sorø	347	19.303	574	26.792
St. Andst	539	26.202	370	22.752
Stenlille	367	18.499	583	29.280
Sydhavnen	23	1.535	16	1.326
Taulov	100	4.622	107	4.868
Terkelsbøl	319	16.756	323	22.720
Torslunde	203	11.430	332	15.688
Ullerslev	139	7.130	133	6.997
Vallensbæk	404	21.296	523	24.921
Varde	339	16.371	225	13.630
Viborg	1.435	70.705	1.588	76.096
Ålborg	1.402	73.804	1.376	70.992

Tabel 3.3: Registrerede maksdøgn- og makstimeaftag på de enkelte M/R-stationer i perioden 1. april 2008-31. marts 2009 og perioden 1. maj 2009-30. april 2010.



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, jf. Figur 3-6. Volumenmæssigt er der blevet handlet næsten 9 % af det danske forbrug på NPG i perioden fra januar til juni 2010, hvilket skal sammenlignes med, at kun ca. 1 % af det danske forbrug blev handlet på NPG i 2009.

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

Ud over den positive udvikling på dags-handler har NPG ligeledes introduceret to nye produkter. Det ene er et såkaldt balance-of-the-month-produkt, hvor man som kunde handler gas for resten af dagene i indeværende måned.

Det andet produkt er 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.

3.3.3 Ellund

I sidste kvartal af 2009 var der et stort ønske om at importere gas fra Tyskland

kommercielt, hvilket også var tilfældet tidligere på året. Dette resulterede i en række dage med afbrud, da ønsket om at eksportere gas var lavere, jf. Figur 3-7.

I løbet af kvartalet blev eksporten forøget igen, hvilket gjorde en øget import mulig. Samlet set er den importerede kommercielle mængde steget kraftigt over det seneste år. Tidligere lå niveauet på ca. 1 mio. kWh/h og var ret konstant. I slutningen af 2009 og i 2010 har vi set, at bundniveauet nu ligger på ca. 2 mio. kWh/h med store udsving opad op til næsten 3 mio. kWh/h.

Dette betyder, at den høje import af gas ved Ellund også sker i perioder, hvor der ikke er stor forskel på gasprisen mellem Danmark og Nordeuropa, hvilket var tilfældet sidste år.

I 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 perio-

der af året. At eksporten har haft et mere normalt forløb i 2010 skyldes formentlig, at vinteren har været kold.

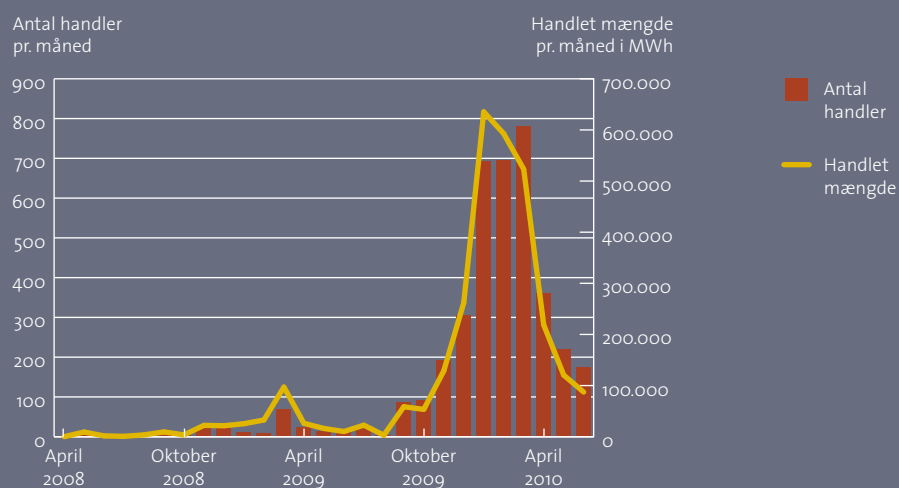
3.4 Gaskvalitet

Gassens kvalitet i Energinet.dk's transmissionssystem, der forsynes enten direkte fra Nordsøen via behandlingsanlægget ved Nybro eller fra gaslagrene i Lille Torup og Stenlille, kontrolleres på målestationer i Nybro, Egtved, Dragør Border, Ellund, Lille Torup og Stenlille.

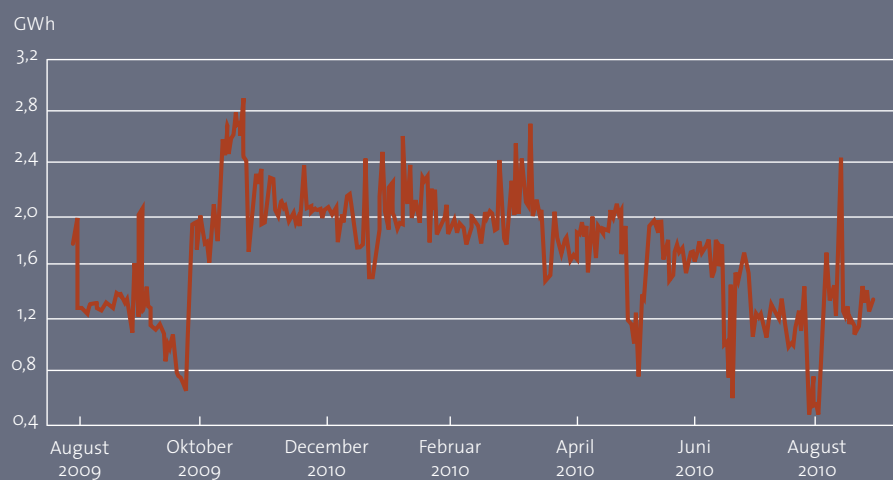
Gassen skal til enhver tid opfylde kvalitetsspecifikationerne i Regler for Gas-transport. Gas, som distribueres til danske forbrugere, skal overholde de i Gasreglementet angivne kvalitetsspecifikationer, der er fastsat af Sikkerhedsstyrelsen. Det danske marked forsynes altid med gas, der overholder kravene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

I perioden 1. januar 2009 til 1. januar 2010 har wobbe-indekset for naturgas varieret fra 15,19 kWh/Nm³ til 15,39 kWh/Nm³ (54,70 MJ/Nm³ og 55,42 MJ/Nm³) med et gennemsnit på 15,28 kWh/Nm³. Den relative densitet har varieret fra 0,617 til 0,654, mens den øvre brændvær-

di har svinget mellem 11,95 kWh/Nm³ og 12,44 kWh/Nm³ med et gennemsnit på 12,12 kWh/Nm³.



Figur 3-6: Antal handler og handlede mængder pr. måned på Nord Pool Gas.



Figur 3-7: Kommercielle entry-flow ved Ellund fra august 2009 til august 2010.

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

4.1 Forsyningssikkerhed på kort sigt

Transmissionssystemets M/R-stationer har den nødvendige kapacitet til håndtering af de mængder, som typisk 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 Lyngby, 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 2010/2011 ved en temperatur på -13°C kort beskrevet, jf. Tabel 4.1 og Figur 4-1.

- Den samlede nettotransport er estimeret til 36,6 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$, hvoraf forbruget i Danmark udgør ca. 24 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$. For exit-zone Danmark svarer aftaget til Energinet.dk's forventninger ved en døgnmiddeltemperatur på -13°C .
- Det samlede lagerudtræk er forudsat at udgøre 17,6 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$ fordelt med 9,5 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$ på Stenlille og 8,1 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$ på Lille Torup. Der anvendes en optimeret fordeling af lagerudtrækket for at opnå det højest mulige tryk i nettet.
- I Ellund transporteres netto 5,4 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$ svarende til 225.000 Nm^3/h , og i Dragør transporteres 7,2 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$ svarende til 300.000 Nm^3/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. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$
- Syd Arne-Nybro ledningen, ca. 13 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$.

I normalsituationer leveres kun i størrelsesordenen 0,5 mio. $\text{Nm}^3/\text{døgn}$ 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 vil der endvidere være mulighed for at levere gas til det danske 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 Nm^3/h svarende til ca. 4,8 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, og uden at det begrænser de to lagerejeres muligheder for udnyttelse af deres kapacitet eller forringer Energinet.dk's muligheder for at varetage sine forpligtelser i relation til forsyningssikkerheden.

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 sikre maksimal forsyningssikkerhed har mulighed for fysisk at bestemme, hvor gasen er placeret i de to lagre.

4.2 Kapacitetsbestillinger

Exit Dragør

Sverige oplevede i 2010 (som Danmark) en relativt kold vinter, hvilket tydeligt

Tabel 4.1: Prognose for nettotransport ved en døgnmiddeltemperatur på -13°C i vinteren 2010/2011 (normalsituation).

	Entry Mio. Nm ³ /døgn	Exit Mio. Nm ³ /døgn
Den danske exit-zone	0	24,0
Dragør	0	7,2
Ellund netto	0	5,4
Nybro	19,0	0
Lager Stenlille	9,5	0
Lager Lille Torup	8,1	0
I alt netto	36,6	36,6



Figur 4-1: Prognose for en vintersituation med døgnmiddeltemperatur på -13°C i 2010/2011 (normalsituation).



kunne ses på kapacitetsbestillingerne i januar og februar. I denne periode lå salget af kapacitet konstant over 3,8 mio. kWh/h, hvilket er grænsen mellem afbrydelig niveau 1- og niveau 2-kapacitet ved Dragør. På de dage, hvor kapacitetssalget var højest, var man kun 3.000 kWh/h fra at have udsolgt i kapacitet, hvilket er den situation, hvor den maksimale tekniske kapacitet på grænsestationen på 4,4 mio. kWh/h er solgt. Kapacitetssalget fortsatte med at være højt helt frem til maj måned med spidser op i afbrydeligt niveau 2. Efter 1. oktober 2010 er der igen uafbrydelig kapacitet til rådighed.

Entry Ellund

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

Kapacitetssalget ved Entry Ellund har i 2010 ligget på det højeste niveau nogensinde, med laveste niveau på 2,2 mio. kWh/h og med lange perioder med kapacitetssalg over 3,5 mio. kWh/h. Rekorder

den blev sat i starten af juli, hvor kapacitetssalget nåede op over 4,4 mio. kWh/h, hvilket er mere end Energinet.dk sælger uafbrydeligt i sydgående retning. Der er først niveau 1-kapacitet til rådighed igen i april 2011.

Exit Ellund

I de seneste 3 år har der været udsolgt af både afbrydelig og uafbrydelig niveau 1-kapacitet Exit Ellund, hvilket også gjalt 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).

Entry Nybro

Kapacitetsbestillingen ved Entry Nybro har i 2010 samme niveau som normalt, hvilket vil sige ca. 11 mio. kWh/h.

Exit-zonen

I oktober og november 2009 var salget af kapacitet ved exit-zonen på omkring 9,5 mio. kWh/h, hvilket er relativt lavt sammenlignet med tidligere år, hvor bestillingerne typisk har været på op imod 11 mio. kWh/h.

Med den kolde vinter blev der dog solgt langt mere kapacitet fra december til marts, hvor transportkunderne købte

mange korte produkter. 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 exit-zonen er sat til ca. 13 mio. kWh/h.

Efter 1. april faldt grundbestillingen i exit-zonen igen, nu til ca. 9 mio. kWh/h. Dette indikerer, at transportkunderne i exit-zonen i højere grad end tidligere 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 1.4 er ændringerne som følge af den nye nødforsyningsforordning 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.

1. marts	Mio. Nm ³
Behov i exit-zonen i 60 døgn før afbrud	Ca. 900*
Forventet afbrud på afbrydelige forbrugssteder	Ca. 150
Behov i exit-zonen i 60 døgn efter afbrud	Ca. 700
Leverancer fra Syd Arne	Ca. 400
Leverancer fra Tyskland	Ca. 50
Nødlager og fyldningskrav i lagrene	Ca. 300

Tabel 4.2: Nødforsyningsbehov i 2 måneder.

*Modelestimat fratrukket usikkerhed

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
- 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 søledninger¹³.

Derudover er der en begrænset mulighed for leverancer fra Tyskland via DEU-DAN-ledningen.

Energinet.dk planlægger den nødvendige anvendelse af ovenstående redskaber på baggrund af to dimensionerende situationer:

- 3 døgn forsyningssvigt ved ekstreme temperaturer (20-års vinter)
- 60 døgn forsyningssvigt ved normale vintertemperaturer.

Energinet.dk beregner hvert år det forventede forbrug i de dimensionerende situationer og planlægger brugen af redskaberne herefter. I vinteren 2010/2011 er behovet for nødforsyning og de enkelte redskabers bidrag beregnet således:

Lagerydelser

Energinet.dk foretager en samlet reservation af lagervolumen, hvoraf en mindre del er til systembalancering. I vinteren 2010/2011 er den samlede reservation af lagervolumen på ca. 250 mio. Nm³, heraf 35 mio. m³ 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 nødforsyningssituationer 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 dimen-

sionerende nødforsyningssituationer 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 forsyningssvigt 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 nødforsyningssituationer 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 nød-

¹³ 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.

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 nødforsyningssituation. Forbruget må først genoptages, når nødforsyningssituationen ophører.
Hyperafbrydelig nødforsyning	Med hyperafbrydelig nødforsyning skal gasaftaget på forbrugsstedet reduceres inden for 3 timer efter erklæring af nødforsyningssituation og må først genoptages efter 72 timer.

Tabel 4.3: Nødforsyningskategorier i nyt nødforsyningskoncept

forsyningssituation 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-døgns afbrydelig nødforsyning og resten er uafbrydelig nødforsyning.

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 nødforsyningssituationer i et samarbejde mellem distributionsselskaberne og Energinet.dk.

Når Energinet.dk vurderer, at der er opstået en nødforsyningssituation, udsendes en nødforsyningserklæring til de afbrydelige forbrugere, til systemoperatørerne i Sverige og Tyskland, til de to lagterselskaber og til opstrømsrørledningsoperatøren.

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

Såvel hyper- som 3-døgns afbrydelige forbrugere, som ikke afbryder deres aftag i henhold til de indgåede aftaler om afbrydelighed, afbrydes fysisk af distributionsselskabet 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 tilstedende 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 bliver 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. Energinet.dk arbejder sammen med de tyske systemoperatører på at afdække mulighederne og sikre de nødvendige, kommercielle



aftaler om gasleverancer til det danske system. Se afsnit 1.3.

I yderste instans, hvor en hændelse eller kombination af hændelser giver en alvorligere forsyningssituation, 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 forsyningssikkerheden, 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 vejsituation 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 forsyningssvigt 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 entry-punkterne 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 Gastransport, skal Energinet.dk i tilfælde af en nødforsyningssituation 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 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 vil i 2011 være en blanding af den danske Nordsøgas og mindre mængder gas fra Tyskland importeret via Ellund.

Wobbe-indekset for den danske Nordsøgas forventes fortsat at variere fra 15,0 kWh/Nm³ til 15,5 kWh/Nm³ (54,0 MJ/Nm³ og 55,8 MJ/Nm³). For gas importe-



ret fra Tyskland forventes det, at wobbe-indekset vil være lavere end for dansk Nordsøgas. Det skønnes, at wobbe-indekset i gennemsnit vil være 14,4 kWh/Nm³ (51,8 MJ/Nm³) med en variation fra den i Gasreglementet angivne nedre grænse, som p.t. er 14,1 kWh/Nm³ (50,8 MJ/Nm³), til 15,5 kWh/Nm³ (55,0 MJ/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 Gasreglementet. Energinet.dk arbejder derfor sammen med Sikkerhedsstyrelsen, som er myndighed på området og ansvarlig for Gasreglementet, for en udvidelse af intervallet for wobbe-indekset til 13,9-15,5 kWh/Nm³. Energinet.dk forventer, at Sikkerhedsstyrelsen har meldt ændringerne ud i starten 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 bliver implementeret.

5. Fremtidigt forbrug og forsyning

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 deri 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 2006, jf. Figur 5-2.

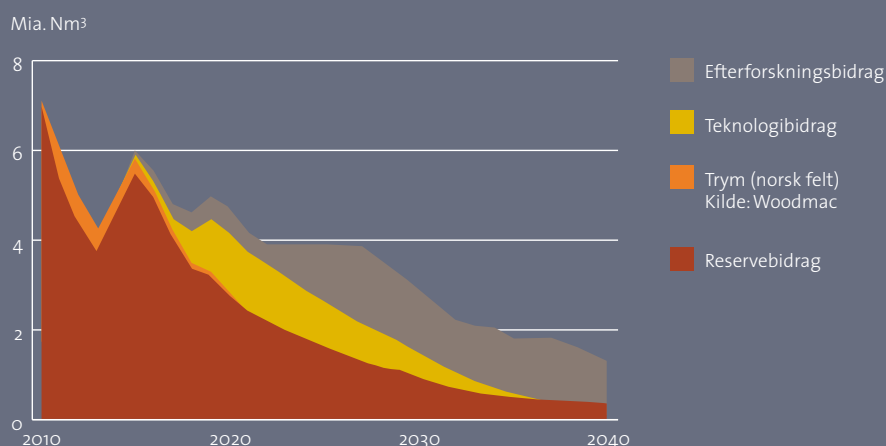
Energistyrelsen vurderer, at produktionen i de kommende år vil falde stærkt og muligvis vil være stort set udfaset i 2040, men der er dog stor usikkerhed på prognoserne, jf. Figur 5-1.

Da usikkerheden på gasmængderne fra teknologibidrag og efterforskningsbidrag er stor, har Energinet.dk valgt kun at anvende reservebidraget i de efterfølgende beregninger. I det reserve-

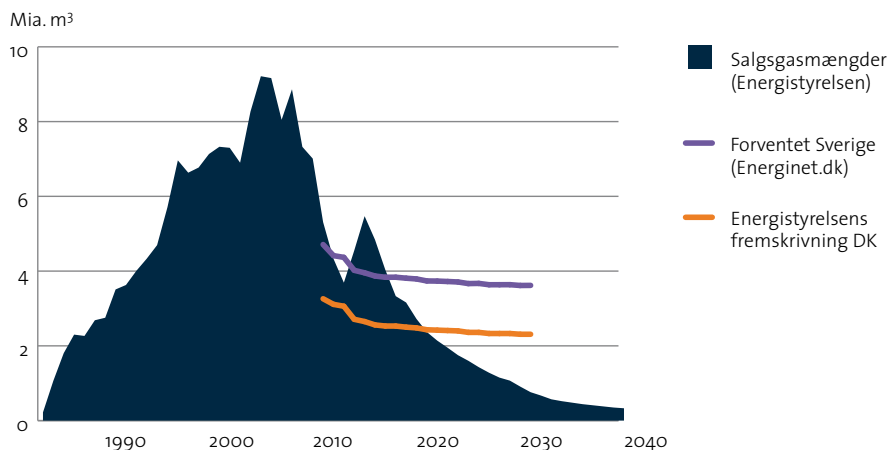
bidraget kan behæftes med en vis grad af usikkerhed, og eftersom Energinet.dk er forpligtet til at sikre den nødvendige transportkapacitet, er der valgt en konservativ vurdering af leverancemulighederne.

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.



Figur 5-1: Produktionsscenarier, Energistyrelsen 2010. Trym er inkluderet, da gassen leveres over danske platforme.



Figur 5-2: Gasforbruget i Danmark og Sverige sammenholdt med leverancer fra Nordsøen. Energistyrelsen og Energinet.dk, 2010.

Energistyrelsen har i 2010 udarbejdet en fremskrivning af gasforbruget i Danmark. Fremskrivningen fremgår af Figur 5-2 og er nærmere beskrevet i afsnit 5.2. Ifølge 2010-basisfremskrivningen, og med de forventede gasreserver, vil Danmark og Sverige teoretisk (forudsat at al tilgængelig gas i Nordsøen leveres til det danske og svenske marked) være selvforsynende med gas indtil ca. 2017, men der er som beskrevet betydelig usikkerhed på både forbrug og produktion. Som det fremgår, kan der også opstå problemer i 2012/2013, hvor der er et midlertidigt dyk i produktionen.

2010-fremskrivningen strækker sig frem til 2020. Energinet.dk's fremskrivning af gasforbruget i exit-zonen ligger ca. en halv mia. Nm³/år højere end Energistyrelsens seneste fremskrivning i perioden frem til 2018, hvorefter forskellen mindskes.

Med udbygningen af det danske transmissionssystem mod Tyskland i 2013 vil der i en årrække være mere end tilstrækkelig kapacitet i det danske transmissionssystem, og transportkunderne vil derfor kunne vælge forskellige forsyningsveje. Dette øger kompleksiteten for

Energinet.dk ved vurdering af den fremtidige forsyning, men forbedrer markedsforholdene. I Figur 5-3 er vist et muligt transportscenarie, hvor forsyningen til Danmark og Sverige primært vil komme fra Tyskland, og hvor overskydende kapacitet anvendes til eksport af gas til Holland via Nogat-ledningen.

Hvis produktionen fra Nordsøen ser ud som vist på Figur 5-1 med teknologi-bidrag og efterforskningsbidrag, vil forsyningsbilledet se væsentlig anderledes ud.

Samlet set giver det stor usikkerhed for Energinet.dk om det fremtidige forsyningsbillede, men med investeringen i udvidelsen mod Tyskland sikres forsyningen til det danske og svenske marked, og der skabes fleksibilitet og markedsmuligheder for markedsaktørerne.

5.1.1 Forsynings-situationen i 2011-2013

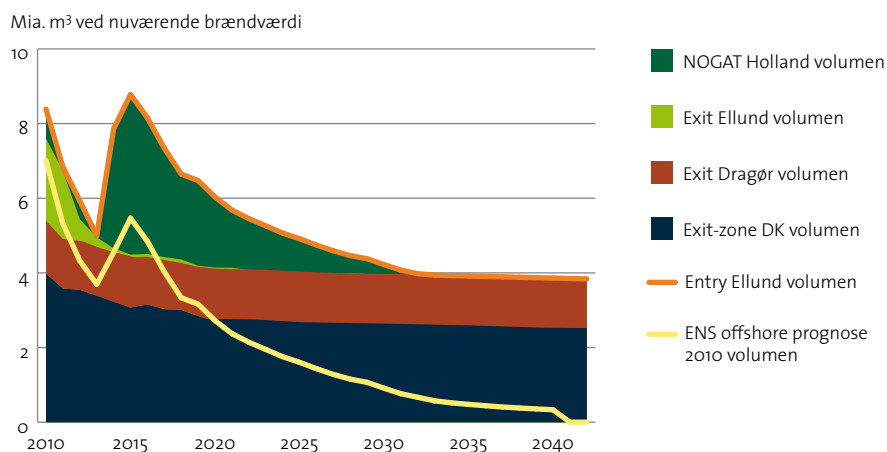
Eftersom leverancerne fra den danske del af Nordsøen er faldende, forventes forsyningssituationen at blive meget stram i årene 2011-2013. Flaskehalse i infrastrukturen og restriktioner i transmissionssystemet og/eller i lagerfacilite-

terne forventes at være de mest kritiske elementer.

Energinet.dk har forsøgt at skabe et overblik over den forventede udvikling fra 2011 til 2013. Disse forventninger refereres nedenfor for at give markedsaktørerne det optimale grundlag for deres egne vurderinger og beslutninger, så de kan tage de nødvendige forholdsregler for at undgå kritiske forsyningssituationer på både dags-, måneds- og årsbasis.

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, indtil den permanente udvidelse af kapaciteten mellem Danmark og Tyskland går i drift i slutningen af 2013. Forsyningssituationen i 2012 og 2013 forventes dog 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.

Hvis al gas til det danske og svenske marked fortsat blev leveret fra den dan-



Figur 5-3: En mulig forsyningssituation 2010-2042.

ske del af Nordsøen, ville der ikke opstå nogen flaskehalse i det danske transmissionssystem. Energistyrelsens fremskrivning af gasproduktionen i den danske del af Nordsøen viser dog, at det formentlig vil være nødvendigt i hvert fald i 2013 at importere gas fra Tyskland til at dække det danske og svenske marked. Der har allerede været fysisk import af gas fra Tyskland flere dage i træk i efteråret 2010.

I entry Ellund forventes gassen leveret ved et tryk på mellem 68 (minimum) og 78 bar, mens gas fra Nybro normalt leveres ved et tryk på mellem 74 og 78 bar. Samtidig er trykfaldet mellem Nybro og Egtved mindre end trykfaldet mellem Ellund og Egtved, fordi der fra Nybro til Egtved løber to 30" rør, mens der fra Ellund til Egtved kun er et 24" rør.

Det daglige forsyningsbillede er 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, Lynge og Dragør). Hvis der er betydelige mængder af fysisk import fra Tyskland (100.000-

200.000 m³/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 m³/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.

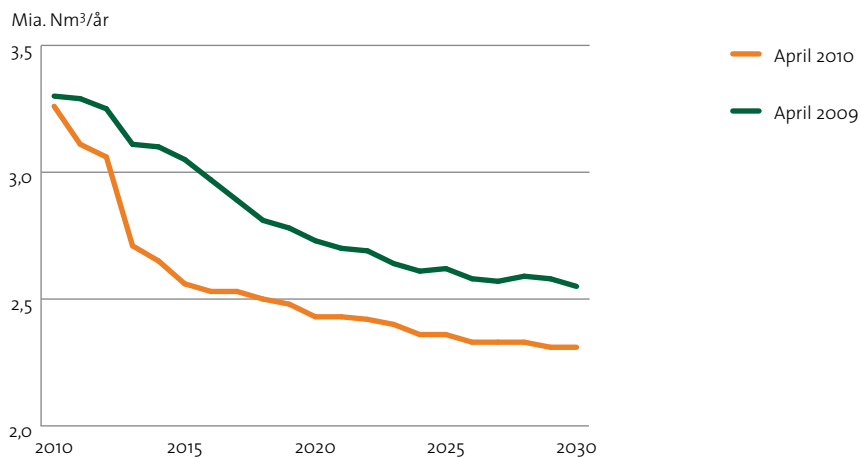
Om sommeren, når der injiceres store mængder gas i lagrene, ligger det normale forbrug (husholdninger, industri og kraftværker) generelt lavt, men i foråret og efteråret, når der også injiceres i lagrene, kan forbruget i Danmark og Sverige være relativt højt. Hvis forsyningen fra Tyskland i disse situationer samtidig er stor (100.000-200.000 m³/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.

I 2012 og 2013 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 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:

- I 2011 forventes det, at produktionen fra den danske del af Nordsøen vil være tilstrækkelig til at dække det danske og svenske gasbehov. Reserveopførelsen giver mulighed for en min-



Figur 5-4: Energistyrelsens fremskrivning af Danmarks naturgasforbrug i den danske exit-zone fra april 2009 og april 2010.

dre kommerciel eksport til Tyskland via Ellund og/eller leverancer til Holland via Nogat-røret. De overskydende mængder forventes dog at begrænse sig til 0,3-0,5 milliarder m³. Afhængig 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).

- 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, selv hvis der ikke leveres gas til Holland. Fysisk nettoimport af gas fra Tyskland i størrelsesordenen 1 milliard m³ vil være nødvendig.
- I 2012 forventes en fysisk import fra Tyskland på 1 milliard m³, men samtidig skønnes det, at der vil blive leveret 0,5 milliarder m³ gas til Holland. Det betyder, at det totale gasbehov på det danske og svenske marked forventes at ligge 0,5 milliarder m³ højere end produktionen i den danske del af Nordsøen.

Kompressorstationen i Egtved er planlagt idriftsat i oktober 2013. På grund af de ovenfor nævnte forhold undersøges

muligheden for at fremrykke etableringen af den ene af de fire kompressorer til oktober 2012.

5.2 Forbrugsudvikling

Gasforbruget i Danmark er fortsat præget af nedgang. Fra 2008 til 2009 har der været en nedgang af det klimakorrigerede naturgasforbrug i exit-zonen på ca. 6 %, primært som følge af den økonomiske situation efter finanskrisen. Det samlede gasforbrug for de nuværende forbrugssegmenter forventes også fremover at falde, men i en lavere takt.

Fremskrivninger af naturgasforbruget fordelt på forbrugssegmenter er udarbejdet af Energistyrelsen og Energinet.dk og beskrevet i følgende afsnit.

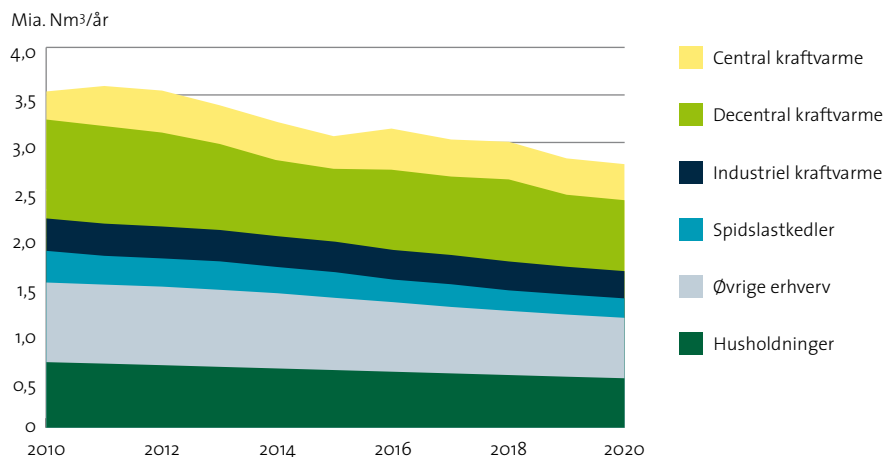
5.2.1 Energistyrelsens fremskrivning

Energistyrelsen har i april 2010 udarbejdet nogle basis-fremskrivninger af Danmarks energiforbrug, som blandt andet er baseret på Energiaftalen af 21. februar 2008. I fremskrivningerne indgår naturgasforbruget frem til 2030 med basis i de aktuelle politiske energiaftaler.

Energistyrelsen har på baggrund af basisfremskrivningen beregnet, at naturgasforbruget inklusive forbruget offshore vil falde med 15 % i løbet af de næste 5 år og med 20 % i 2030 i forhold til 2010. Der forventes et øget forbrug af naturgas i Nordsøen til olie- og gasproduktionen, så naturgasforbruget i den danske exit-zone beregnes reduceret med 21 % i 2015 og 29 % i 2030 i forhold til 2010.

De fremskrevne årsforbrug i den danske exit-zone fremgår af Figur 5-4, hvor basisfremskrivningen er sammenstillet med den tidligere basisfremskrivning fra april 2009. Det lavere naturgasforbrug i den seneste fremskrivning skyldes primært den økonomiske nedgang. Tilbageslaget i økonomien 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.

Det forholdsvis markante fald fra 2012 til 2013 i den seneste fremskrivning, jf. Figur 5-4, kommer primært fra reduceret central og decentral kraftvarmeprodukti-



Figur 5-5: Energinet.dk's fremskrivning af naturgasforbruget i den danske exit-zone fordelt på forbrugs-segmenter.

on baseret på naturgas. Eksempelvis forventes Avedøreværkets blok 2 at overgå til kulfyring.

5.2.2 Energinet.dk's fremskrivning

Energinet.dk foretager årligt en fremskrivning af det danske gasforbrug, som i år strækker sig frem til 2020.

Energinet.dk's fremskrivningsmetode omfatter anvendelse af SIVAEL-modellen, der på timebasis simulerer kraftvarmesektoren for et valgt år. Naturgasforbruget på centrale, decentrale og industrielle kraftvarmeanlæg og på spidslastkedler 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 2010).

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 opstil-

let i forbindelse med udarbejdelsen af Energinet.dk's Miljørapport 2010. Brændselspriser fra IEA's brændselsprisprognose fra 2009 er anvendt.

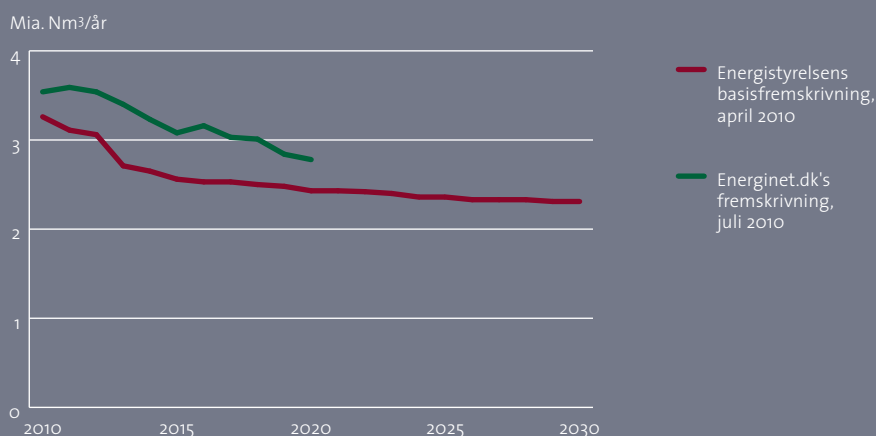
Simuleringerne med SIVAEL omfatter virkemidler til indpasning af vindkraft i form af el-biler, varmepumper i kraftvarmeområder og individuelle varmepumper, der erstatter oliefyr. Der er i fremskrivningen ikke taget hensyn til, at der eventuelt vil blive anvendt naturgas i transportsektoren inden for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

Simuleringsresultaterne fremgår af Figur 5-5, hvor udviklingen af naturgasforbruget i de enkelte segmenter er vist. Det samlede forbrug vokser ganske lidt eller holder sig konstant de første år, hvorefter det falder. I 2016 ses en svag stigning af forbruget på centrale og decentrale kraftvarmeværker, som skyldes fald i forbruget af kul. Som det fremgår, forventer Energinet.dk fortsat anvendelse af gas på de centrale kraftværker. DONG Energy, som ejer Avedøreværket, har udtalt, at de forventer at fastholde muligheden for at fyre med naturgas på værket.

Energinet.dk's fremskrivning af gasforbruget i exit-zonen ligger ca. en halv mia. Nm³/år højere end Energistyrelsens seneste fremskrivning i perioden frem til 2018, hvorefter forskellen mindskes. Energinet.dk og Energistyrelsen er i gang med at afdække årsagen til forskellen i forbrugsfremskrivningen. En del af forklaringen er forskelle i fremskrivningen af forbruget på centrale og decentrale kraftvarmeværker, men der kan være andre forskelle. I Figur 5-6 er Energinet.dk's fremskrivning sammenstillet med Energistyrelsens seneste fremskrivning. Faldet i gasforbruget frem til 2020 er i Energinet.dk's og Energistyrelsens fremskrivninger på henholdsvis ca. 21 og ca. 26 %, jf. Tabel 5.1.

5.2.3 Forventninger til udviklingen i Sveriges gasforbrug og forsyning

I dag er Sverige alene forsynet med naturgas fra Danmark via Dragør. Med skrinlæggelsen af Skanled-projektet er der udsigt til, at Danmark i lang tid fremover forbliver Sveriges eneste forsyningskilde. Skanled havde bl.a. til formål at etablere en forsyningsvej fra Norge til



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

Mia. Nm³/år		2015	2020
Energistyrelsen, april 2010	Danmark	2,6	2,4
Energinet.dk, juli 2010	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.

Mio. Nm³/år		Belastningsfaktor	2015	2020
Energinet.dk	Danmark	0,5	17,0	15,3
	Sverige	0,5	7,1	7,1

Tabel 5.2: Forventet maksimalt døgnforbrug i Danmark og Sverige (eksport via Dragør). Mængderne svarer til dansk naturgaskvalitet.

den nordlige del af det svenske system og til Danmark. I Sverige og Norge arbejdes der dog videre med idéen om Skanled i en eller anden form.

I Sverige er biogas i nettet og gas til transportsektoren områder, hvor der er mange initiativer i gang, men hvor det er svært at vurdere effekten på forbruget og eventuel lokal forsyning.

Forbruget i Sverige steg kraftigt i 2009, bl.a. som følge af idriftsættelsen af det ny kraftvarmeværk i Malmø, og forbruget vurderes i 2011 at udgøre i størrelsesordenen 1,3 mia. Nm³/år. Der er en væsentlig usikkerhed forbundet med fremskrivningen af det svenske naturgasforbrug, da det nuværende forbrug på ca. 1,3 mia. m³/år forventes at stige jf. nogle svenske udmeldinger fra bl.a. den svenske Energimyndighed¹⁴, mens det i andre prognoser ventes fastholdt eller faldende. Energinet.dk har ikke i Open Season 2009¹⁵ fået entydige meldinger om det fremtidige marked.

¹⁴ Svarende til den danske Energistyrelse.

¹⁵ Energinet.dk gennemførte i 2009 en Open Season proces, hvor markedsaktørerne fik mulighed for at indgå bindende kontrakter på fremtidig kapacitet.



På længere sigt forventer Energinet.dk derfor et uændret gasforbrug i Sverige samt at en eventuelt voksende efterspørgsel efter gas primært vil blive dækket af biogas.

5.2.4 Kapacitetsbehov

I Energinet.dk's fremskrivning er det samlede forbrug i Danmark (ekskl. forbrug offshore) beregnet til ca. 3,1 mia. Nm³/år for 2015 og 2,8 mia. Nm³/år for 2020. Forbruget af gas i Sverige er af Energinet.dk vurderet til 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 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 Forsyningssikkerhed på lang sigt

Den langsigtede forsyningssikkerhed knytter sig til mængden af og diversi-

teten i forsyningskilder. 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 eller mere, mens Ruslands reserver regnes for adskillige gange større og for tilstrækkelige til de næste 100 år.

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

Energinet.dk's planlagte investeringer i importkapacitet har derfor stor positiv betydning for den langsigtede forsyningssikkerhed i relation til produktionsfaldet fra 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 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 markedgrundlag.

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.

Energinet.dk undersøger på denne baggrund mulighederne for en forbindelse fra Norge til Danmark, se 6.3.

5.4 Gaslagerkapacitet

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

Gaslagrene i Stenlille og Lille Torup har et samlet lagervolumen på cirka 1.000 millioner Nm³ og en samlet udtrækskapacitet i normalsituationer og nødsitu-

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

Det fremtidige lagerbehov vil være bestemt af de mulige leverancer i entry-punkterne Nybro og Ellund, kommercielle aspekter, udviklingen i det dansk-svenske aftag og forsyningssikkerhedsbehovet. Forsyningssikkerhedsbehovet består dels af et lagerudtræksbehov, dels af et lagervolumenbehov.

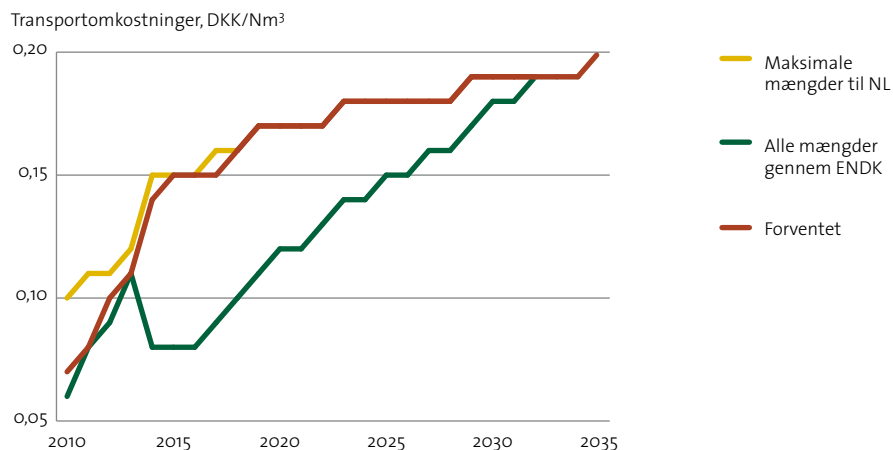
Energinet.dk har vurderet det mulige forsyningsbillede i perioden 2011-2030 med forudsætning om leverancer dels fra Tyskland og dels fra den danske del af Nordsøen. Lagerbehovet vil være bestemt af forsyningsbilledet, en række markedsbestemte parametre samt af Energinet.dk's valg af værktøjer i form af lager, alternative entry-punkter samt afbrydelige kunder, til dækning af forsyningssikkerhedsforpligtelserne for det danske marked og forsyningssikkerheds-

behovet for det svenske marked. Den nye EU-forordning på forsyningssikkerhedsområdet vil kræve, at forsyningssikkerheden ses i regionalt perspektiv. Det betyder, at forsyningssikkerheden for Sverige også skal indgå i vurderingen.

Tendensen i Europa er generelt, at leverancer i entry-punkter sker ved højere belastningsfaktor end tidligere, og EU-lovgivningen skærper forsynings-sikkerhedskravene. Begge dele peger umiddelbart mod et øget lagerbehov. Et eventuelt faldende marked, som det forventes i Danmark, peger dog i modsat retning, og en eventuel forbindelse fra Norge til Danmark kan ændre forudsætningerne væsentligt.

Energinet.dk har vurderet behovet for lager til belastningsudjævning til det danske og svenske marked. De kommercielle aktørers volumenbehov til belastningsudjævning vurderes i hele perioden 2011-2030 at kunne variere mellem 200 og 800 millioner m³, afhængigt af de markeds-mæssige parametre og fleksibilitetsbehov.

I 2013, og måske allerede i 2012, hvor der er risiko for mangel på gas pga. falden-



Figur 5-7: Effekt af forskellig fordeling af transportmængder mellem Tyskland og Holland 2009-2020.

de produktion i Nordsøen, vurderes lagerbehovet at udgøre mindst 500 mio. m³. I disse år vil det således være vigtigt, at transportkunderne 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 forsyningssikkerhedsydelser falde i 2013, 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 lagerydelser 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 millioner Nm³/døgn og svarende til den nuværende kapacitet på 18 millioner Nm³/døgn.

Når forsyningerne fra Nordsøen udfases, vil behov for lagervolumen og kapacitet kunne stige.

Hvis gassystemet på længere sigt skal anvendes som reserve-/spidslast til at sikre forsyningssikkerheden 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 2011, dvs. fra oktober 2010. Det forventes dog, at transportkunderne vil transportere betydeligt mindre gas gennem Danmark næste år på grund af den faldende produktion i Nordsøen.

Knap halvdelen 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 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 inden 2014, hvor udvidelserne mod Tyskland er etableret, på årsbasis være tale om en nettoimport fra Tyskland.

I takt med at produktionen falder i de kommende år, vil fordelingen af de faldende eksportmængder mellem Holland og Tyskland derfor have stor indflydelse på Energinet.dk's transmissionsindtægter. Energinet.dk forventer, at eksporten til Tyskland stoppes før eksporten til Holland. Det er imidlertid også muligt, at eksporten til Holland stoppes først, hvorved gassen kommer ind via Nybro. Dette afhænger af de kommercielle aktørers gasaftaler og af transportpriserne i det danske, tyske og hollandske transmissionsnet og i Nogat-ledningen.

De forskellige alternativer for de kommende års eksport har en direkte konsekvens for transmissionstarifferne i Danmark. Effekten kan måles på forskellige fordelinger af eksportmængderne som vist i Figur 5-7. Det fremgår af figuren, at den gennemsnitlige transportomkostning kan stige jævnt fra ca. 7 øre/m³ i 2009 til ca. 15 øre/m³ i 2017.



Forskellen på omkostningerne inden for året er store. Allerede i 2010 er forskellen mellem realiserede transportomkostninger knap 50 % (henholdsvis 6,7 og 10 øre/m³). Over tid konvergerer omkostningskurverne i takt med, at produktionen falder.

Note om mængdeantagelser:

- Forventet udvikling: Eksporten til Tyskland ophører, før eksporten til Holland stoppes.
- Høje transportomkostninger: Den danske nordsøproduktion eksporteres direkte til Holland uden om det danske transmissionssystem.
- Lave transportomkostninger: Nordsøproduktionen sendes gennem det danske transmissionssystem, og der er betydelig transit af gas til det tyske marked samtidig med import over Ellund grænsepunktet og kommercielle modstrømme, hvilket betyder at transportvolumenet er væsentlig større tidligt i perioden end forbruget på det danske og svenske marked. Det markante fald fra 2013 til 2014 skyldes, at der endnu ikke er øget produktion fra det nye Hejre-felt.

5.6 Gaskvalitet

Gennem de sidste 25 år har det danske gasmarked været forsynet alene med dansk Nordsøgas. 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 wobbe-indeks i forhold til de omgivende systemer. Dette skyldes, at den danske gas indeholder relativt meget etan, propan og butan, som 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.

De seneste 8 år har wobbe-indekset for den distribuerede danske gas ligget i intervallet 15,0-15,5 kWh/Nm³ (54,0-55,8 MJ/Nm³). Gasreglementet tillader distribution af gas med wobbe-indeks i intervallet 14,1-15,5 kWh/Nm³ (50,8-55,8 MJ/Nm³).

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 sandsynligvis 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 beslutningen om udbygning af infrastrukturen mod Tyskland vil gaskvalitetsscenerierne i perioden fra 2013 og frem 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 vil have 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 væsentlig lavere wobbe-indeks og brændværdi samt 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. Forventningen er, at den danske specifikation for wobbe-indekset er blevet ændret, så tysk gas kan importeres uhindret i henseende til gaskvalitet allerede fra 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.

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

Foruden kompressorstationen er det nødvendigt at anlægge en 94 km lang gastransmissionsledning fra den tyske grænse til Egtved. Der findes i dag en rørledning fra Ellund/Frøslev til Egtved (24"), hvorigennem gas fra Nordsøen hidtil er eksporteret til Tyskland. Analyser af kapaciteten har imidlertid vist, at den eksisterende 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 afgørende for den samlede tidsplan. I 2010 udbydes projektering og udførelse af kompressorstationen. Projektering af anlægget påbegyndes i 2011 efter indgåelse af kontrakt med en totalleverandør. Kompressorstationen vil stå klar til idriftsættelse i efteråret 2013.

Ligesom det er tilfældet med kompressorstationen, indgås der i 2010 aftale om projektering af gasledningen. I 2011 gennemføres arkæologiske forundersøgelser i hele ledningens længde, og den endelige linjeføring fastlægges. Selve anlæggningen af gasledningen udføres i foråret 2012, og gasledningen kan sættes i drift i efteråret 2013.

I det følgende beskrives projektets to hovedinfrastrukturelementer, gastransmissionsledningen og kompressorstationen, samt de servicefaciliteter og ventilarrangementer, som skal understøtte driften og sikre et højt sikkerhedsniveau.

Gastransmissionsledning, kompressoranlæg og alle reguleringsanlæg projek-

teres 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 tillægsbestemmelser fra Arbejdstilsynet i form af en AT-vejledning fra juli 2001. Vejledningen refererer til en række standarder for materialer og udførelse.

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

6.1.1 Gastransmissionsledningen

Linjeføringen for gastransmissionsledningen er foreløbig udpeget med udgangspunkt i et parallelt forløb nær den eksisterende gasledning, idet der samtidig er taget hensyn til beboere og brugere af arealerne og til lokale forhold som krydsninger af vandløb, veje og øvrige in-

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

Tabel 6.1: Generelle oplysninger om gastransmissionsledningen.

frastrukturelementer, således at anlægsarbejdet kan gennemføres med mindst mulige påvirkninger.

I forbindelse med planlægning af linjeføringen er det hensigtsmæssigt, at den nye gastransmissionsledning overordnet følger den eksisterende gasledning i en afstand på minimum 10 m. Derved kan ledningen delvis lægges inden for det allerede etablerede bælte, der ved ekspropriation er pålagt restriktioner, og støttefaciliteter omfattende ventilstationer på strækningen kan deles mellem de to ledninger. Der findes desuden en del viden om de lokale forhold fra anlæg af den eksisterende ledning, som kan udnyttes ved anlæg af den nye ledning.

Den detaljerede linjeføring fastlægges under iagttagelse af sikkerhedsforhold, som sikrer, at der opretholdes minimumsafstande til eksisterende bebyggelse. Under VVM-arbejdet er de natur-, landskabs- og miljømæssige forhold vurderet i undersøgelsesområdet med henblik på at foretage den mest hensigtsmæssige placering i forhold til de lokale forhold. Formålet har været, at den detaljerede linjeføring også optimeres ud fra miljømæssige hensyn med

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

Selve gasledningen udføres som stålør med udvendig diameter på 30" (76,2 cm), der sammensvejses på stedet og placeres med oversiden mindst 1 meter under terræn. Stålrørene leveres med en udvendig coating for at beskytte mod korrosion. Indvendigt er rørene påført en coating til nedsættelse af friktionen i rørene.

I Tabel 6.1 ses nogle generelle oplysninger om selve gastransmissionsledningen.

Gastransmissionsledningen anlægges i overensstemmelse med respektafstande til boliger som beskrevet i de danske til lægsbestemmelser til den amerikanske standard GPTC samt i overensstemmelse med Energinet.dk's egne krav. Det indebærer bl.a., at tæt befolkede områder i videst muligt omfang undgås. Desuden overholdes krav til minimumsafstande til bygninger, der anvendes til ophold for mennesker. Disse beregnes på grundlag af rørets dimensioner, vægtykkelse og tryk. I tilfælde, hvor nærhed til boliger

ikke kan undgås, træder særlige krav til test og udførelse i kraft, herunder forøgelse af rørets vægtykkelse.

Den arkæologiske forundersøgelse kan medføre konsekvenser for linjeføringen. I tilknytning til den nødvendige ekspropriation vil der være mulighed for justeringer som følge af forhandlinger mellem lodsejere og Energinet.dk. Disse endelige forhandlinger foretages af ekspropriationskommissionen.

6.1.2 Kompressorstation ved Egtved

Forskellige lokaliteter for placering af kompressorstationen har været undersøgt, og analyserne har vist, at den mest hensigtsmæssige placering er på Energinet.dk's område i Egtved, hvor Energinet.dk allerede i dag har drifts- og vedligeholdelsescenter og kontrolcenter for gastransmissionssystemet i hele Danmark. Ved placering i Egtved vil kompressorstationen ligge i krydset mellem den vest-østgående hovedtransmissionsledning fra Nybro (gas fra Nordsøen) til Østdanmark og den nord-sydgående hovedtransmissionsledning fra Aalborg og gaslageret i Lille Torup til den dansk-tyske



Figur 6-1: Hovedtransmissionsledninger i DK.

grænse, se Figur 6-1. Denne placering giver bl.a. stor fleksibilitet i forhold til transmission af gas, idet gassen efter behov kan modtages og sendes i alle retninger (nord, syd, øst og vest).

Kompressorstationen i Egtved skal hæve trykket i gastransmissionssystemet, så gas i tilstrækkelige mængder kan transporteres over lange strækninger og derved bidrage til at sikre det nødvendige gasflow i en fremtidig forsyningssituation. Placeringen i Egtved åbner mulighed for en lang række forsyningsscenarier. Der er mulighed for forsyning via den eksisterende gasledning og den nye ledning fra Tyskland, og desuden eksisterer der allerede i dag to 30" ledninger fra Nybro samt en 20" ledning fra gaslageret i Lille Torup.

Forudsætningen er en udbygning af de eksisterende ventilarrangementer i krydsningspunktet mellem gastransmissionsledningerne. Disse ventilarrangementer etableres på det areal i Egtved nord for den fremtidige kompressorstation, hvor der allerede i dag forefindes ventiler.

I planlægningsfasen er der udarbejdet et konceptuelt design for kompressorsta-

Figur 6-2: Foreløbig situationsplan, der viser placeringen af kompressorenhederne og de planlagte servicebygninger på Energinet.dk's areal i Egtved og den mulige placering af transformere. Copyright Arkitektfirmaet C.F. Møller.



tionen. I detailprojekteringsfasen vil alle detaljer blive fastlagt, men det overordnede koncept for stationens udførelse vil følge retningslinjerne fra det indledende design.

Kompressorstationen forventes at blive opbygget af fire separate eldrevne kompressorenheder af ens 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 der en reservekapacitet til at imødekomme behovet for forsyningssikkerhed.

Hver kompressorenhed består først af et filter, der renser gassen for urenheder, derefter en kompressor med elmotor og til sidst et køleanlæg, der køler gassen. Disse tre delkomponenter og kompressorenhederne er indbyrdes forbundne via rør, der søges ført lavt over eller under terræn. Selve kompressorerne placeres i hver sin støjskærmende bygning, der udformes som industrielle bygninger, mens filtre og køleenheder vil fremstå som fritstående skærmede maskinkomponenter på arealet. Kompressorbygningerne andrager hver 50-

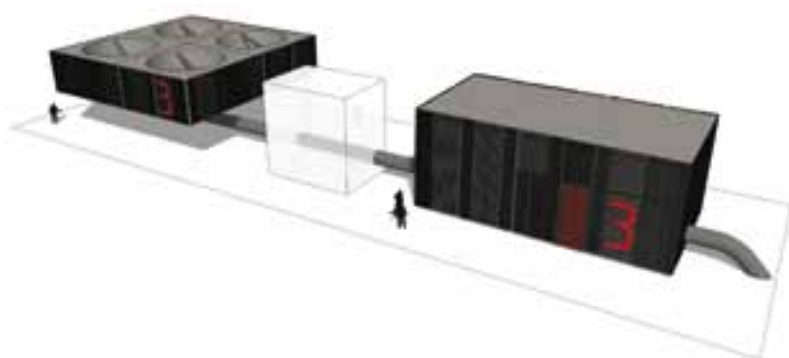
100 m² og vil være 6-9 m høje, mens filter- og køleenhederne er 6-8 m høje. Kompressorenhederne vil af sikkerhedshensyn blive forbundet til afblæsningsrør, hvorfra gassen kan ventileres i en nødsituation og ved planlagt service af anlægget. Afblæsningsrør fremstilles i stål i en højde, der foreløbig er beregnet til 15 m. Det forventes, at afblæsning vil ske svarende til en gang pr. år for den enkelte kompressorenhed.

Kompressorstationen designs til en samlet effekt på 20 MW. Dette sikrer, at trykket kan øges fra 52 til 78 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 MW, som giver den ønskede fleksibilitet med hensyn til trykforøgelse og flowkapacitet. Kølesystemerne på kompressorenhederne vil blive forberedt til efterfølgende varmegenvinding ved f.eks. varmepumper. Designtrykket for kompressorstationen er fastsat til 80 bar, og designtemperaturen er -28 til +50 °C.

Ud over kompressorbygningerne med tilhørende komponenter vil der blive opført en servicebygning, som bl.a. skal huse kontrolsystemer, elforsyning, nødgenerator, reservedele og værksteder. Ventilarrangementerne til styring af gasflowet er af servicehensyn installeret over jorden. Ventilene kan styres og overvåges fra kontrolcentret, men kan også fjernkontrolleres og overvåges fra kompressorstationen. Skulle det blive nødvendigt, kan alle ventiler også betjenes manuelt.

I det omfang det er teknisk muligt, genindvindes overskudsvarmen fra kompressorerne. Varmen udnyttes til opvarmning af bygninger og brugsvand i det samlede bygningskompleks i Egtved, der omfatter såvel det eksisterende kontrol- og overvågningscenter som bygninger knyttet til kompressorstationen. Som backup for varmegenvindingsanlægget opføres der en ny kedelcentral i tilknytning til servicebygningen mellem kompressorstationen og kontrolcentret.

Energinet.dk har tilknyttet et anerkendt arkitektfirma, der i samarbejde med de projekterende ingeniører vil sikre, at an-



Figur 6-3: Skitse af en kompressorenhed. Fra venstre: Køleenhed, filterenhed, kompressor.
Copyright Arkitektfirmaet C.F. Møller.



Figur 6-4: Foreløbig skitse til anlæggets udformning. Kompressorenheder og nye servicebygninger.
Copyright Arkitektfirmaet C.F. Møller.

lægget bedst muligt indpasses i landskabet.

I relation til anlæggets fremtræden i landskabet skal det nævnes, at der allerede i dag er etableret beplantning omkring hele Energinet.dk's areal ved Egtved, der omkranser og skærmer indsyn til det samlede anlæg.

6.1.3 Linjeventilstationer

Ud over anlæg af selve gastransmissionsledningen skal der på strækningen Ellund/Frøslev-Egtved etableres mindre anlægselementer, som tilknyttes selve ledningen.

Det drejer sig om linjeventilstationer (L/V-stationer), som placeres med en indbyrdes afstand i henhold til regler i GPTC-guiden¹⁶. Aktuelt varierer afstanden mellem linjeventilerne fra 7 til 26 km. De eksisterende L/V-stationer, som er tilknyttet den eksisterende gasledning, udnyttes ved at koble den nye ledning hertil. L/V-stationerne kan anvendes til sektionsvis afspærring af gassen i ledningen i tilfælde af reparationsarbejder og er indrettet med bl.a. et ven-

¹⁶ Guiden vedrører befolkningstæthed i et område 200 meter til hver side af ledningen.



Figur 6-5: M/R-station, her kombineret med en L/V-station, der ses i forgrunden.

tilarrangement og en afblæsningsskorsten, som sammen med rør og flanger udgør den synlige overjordiske del af stationen. En L/V-station andrager typisk et areal på ca. 1.500 m². Ventilstationerne er alle omgivet af en randbeplantning, der skærmer mod indkig til det tekniske anlæg.

Det er planlagt, at den nye gastransmissionsledning 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.

Ved tilkoblingen af den nye gastransmissionsledning bliver der behov for mindre om- og udbygninger af de eksisterende ventilstationer. På enkelte stationer må udvidelse af eksisterende arealer forudses. Hvis der fjernes dele af beplantningen under arbejderne, vil den blive reableret efter færdiggørelse.

Myndighedsbehandling

Etablering af anlæggene kræver en række tilladelser i henhold til gældende lovgivning. De hidtidige aktiviteter har været koncentreret om opnåelse af til-

ladelser i henhold til planlovgivningen og miljølovgivningen. Der er således udarbejdet en VVM-redegørelse, som er sendt i offentlig høring i juni 2010. VVM-procedurene tager sigte på at indhente kommentarer fra offentligheden vedrørende forventede miljømæssige påvirkninger fra projektet. Det er forventningen, at der kan foreligge en VVM-tilladelse til etablering af det samlede anlæg inden udgangen af 2010.

VVM-redegørelsen omfatter rørledningen fra grænsepunktet Ellund/Frøslev til Egtved og kompressorstationen. Rørledningen foreslås anlagt parallelt med den eksisterende gasledning, lokalt dog med alternativer for linjeføringen.

For kompressorstationen i Egtved findes en VVM-tilladelse fra 8. april 2008. Denne tilladelse blev givet af Miljøcenter Odense på baggrund af et projekt, der omfattede transport af yderligere gas-mængder på strækningen Egtved-Dragør. Det er valgt at gennemføre en ny samlet miljømæssig vurdering af ledningen Ellund-Egtved og kompressorstationen, som både skal sikre leverancer fra Tyskland og transport vest-øst.

Anlæg af kompressorstationen indebærer endvidere udarbejdelse af en lokalplan i Vejle Kommune. Et forslag til lokalplan er under udarbejdelse og påregnes sendt i offentlig høring i 2010. Endelig vedtagelse af lokalplanen forventes i første halvdel af 2011.

6.2 Mulighed for reduktion af energiforbruget til kompression af gas fra Tyra Øst til Danmark

6.2.1 Baggrund

Energinet.dk har i samarbejde med Energistyrelsen i 2009/10 foretaget en analyse af, hvorvidt trykket på eksportgassen fra Tyra Øst til Danmark kan nedsættes for at reducere energiforbruget ved kompression. Analysen er udarbejdet, fordi der er konstateret et meget højt gasforbrug til kompression i Nordsøen, hvilket udgør omtrent halvdelen af det samlede brændstofforbrug.

6.2.2 Analysen

Energinet.dk's opgave var at udføre de tekniske analyser omkring mulighederne for reduktion af energiforbrug til trans-

Scenario	Medium	Højt	Lavt
		Mio. Nm ³	
1. Referencescenario med 78 barg ab Nybro	575	735	325
2. Tyra-kompressor plus gasdrevet kompressor i Nybro, med spildvarme	545	705	308
3. Tyra-kompressor plus gasdrevet kompressor i Nybro, uden spildvarme	594	773	325
4. Tyra-kompressor plus eldrevet kompressor i Nybro	492	640	295
5. Tyra-kompressor plus eldrevet kompressor i Egtved	495	645	299

Tabel 6.2: Opsamling af akkumuleret energiforbrug for perioden 2009-2025.

port af naturgas fra Tyra Øst til Nybro. Udgangspunktet i analysen var Energistyrelsens prognosescenarier for gasproduktionen og Energinet.dk's vurdering af den mulige gaseksport til Danmark fra Tyra Øst frem til år 2025. Foruden et forventet scenarie blev der opstillet et lavt og et højt scenarie. I den forbindelse blev der taget hensyn til gassens kvalitet og belastningsfaktoren på leverancer fra Tyra Øst.

Der er opstillet en række beregnings-scenarier med forskellige afgangstryk ab Nybro. I analysen indgår således mulighederne for at sænke trykket ab Nybro fra de nuværende 78 barg til 70 barg, 60 barg og 50 barg og en beregning af de mulige energibesparelser som konsekvens af den resulterende tryksækning. For at kunne fastholde trykket i transmissionsnettet på 78 barg blev der også analyseret to løsninger med ny kompression på land i enten Nybro eller Egtved. Både gas- og el-drevet kompressor og muligheden for udnyttelse af overskudsvarme blev analyseret. I forhold til den nye kompressor i Egtved blev der anvendt samme indgangstryk og samme flow-profil som for kompressoren i Nybro. Dvs. at fremtidige leverancer fra

Tyskland ingen betydning har for resultaterne af denne analyse. Alle scenarier blev sammenlignet med en referencesituation, som er den hidtidige forsyning med afgangstryk ab Nybro på 78 barg.

Beregningerne af energiforbruget vil danne baggrund for den videre økonomiske evaluering udført af Energistyrelsen.

6.2.3 Resultater

I Tabel 6.2 er vist det akkumulerede brændstofforbrug, omregnet til mio. Nm³ gas, for hele perioden¹⁷ fra 2009 til 2025 og i forhold til de forskellige scenarier nævnt ovenfor. Resultaterne viser, at det er de to løsninger med reduceret begrænset kompression offshore og rekompresion på land med energieffektive eldrevne kompressorer i Nybro eller Egtved (4 og 5), der giver den største energibesparelse. De viste forskelle er dog marginale og meget følsomme for beregningsforudsætningerne, specielt i lavt scenarie, som muligvis er det mest sandsynlige.

En kombineret løsning med en kompressor i Tyra og med en eldrevet kompressor

¹⁷ Forbruget på de nye kompressorer i Nybro og Egtved blev først akkumuleret fra 2014, da en kompressorstation på land tidligst kan være i brug i 2014.

i Nybro eller Egtved resulterer i det laveste energiforbrug.

Etablering af Energinet.dk's kompressorstation i Egtved, se afsnit 6.1, giver mulighed for at søge en realisering af de energimæssige besparelser på energiforbruget. En realisering af de energimæssige besparelser vil kræve genforhandling af kommercielle aftaler mellem de selskaber, som sælger, køber og transporter gas fra Tyra Øst.

6.3 Mulige udbygninger af transmissionssystemet på lang sigt – Norgesprojektet

6.3.1 Baggrund og overblik

Da Energinet.dk i efteråret 2009 på baggrund af den gennemførte Open Season ansøgte Klima- og Energiministeriet om tilladelse til at bygge en kompressorstation i Egtved og ledningsdublering mellem Egtved og Ellund, blev det besluttet at dubleringen forudsatte yderligere undersøgelser.

Klima- og Energiministeriet nedsatte derfor en arbejdsgruppe, som havde til opgave at analysere konsekvenserne for



Nordsøproducenterne af dubleringen af Ellund-Egtved ledningen, og hvordan brugen af Nordsø-infrastrukturen kan optimeres i fremtiden. I maj 2010 afsluttede arbejdsgruppen sit arbejde, og det blev konkluderet, at dubleringen af ledningen mellem Ellund og Egtved var den optimale løsning til sikring af forsyningen.

Ifølge ministeriet viser analysen, at der – ud over kapacitetsforøgelsen som følge af dubleringen af Ellund-Egtved ledningen – kan være behov for at åbne for yderligere import af gas fra Norge til at sikre forsyningen af det danske og svenske marked og med henblik på videreleverancer til det nordeuropæiske marked, herunder de baltiske lande. På den baggrund anbefales det, at der ud over etablering af kompressor og ledningsdublering arbejdes videre med mulige løsninger for import af norsk gas enten via eksisterende dansk infrastruktur eller direkte til land, og at mulighederne for anvendelse af et eller flere af de danske Nordsøfelter som gaslager skal vurderes¹⁸.

¹⁸ Kilde: Udbygning af infrastrukturen til transport af naturgas med henblik på fremtidig import til Danmark, Energistyrelsen 2010.

På den baggrund har Energinet.dk iværksat en række initiativer omkring en undersøgelse af de fysiske og kommercielle muligheder for en dansk-norsk forbindelse. Der er således ført dialog med alle relevante aktører på den norske og danske sokkel, herunder tæt samarbejde med den norske offshore-systemoperatør Gassco og danske myndigheder. Energinet.dk afholdt således et seminar for hele sektoren i september 2010, hvor mange aktører deltog, og vejen blev bane for den videre proces.

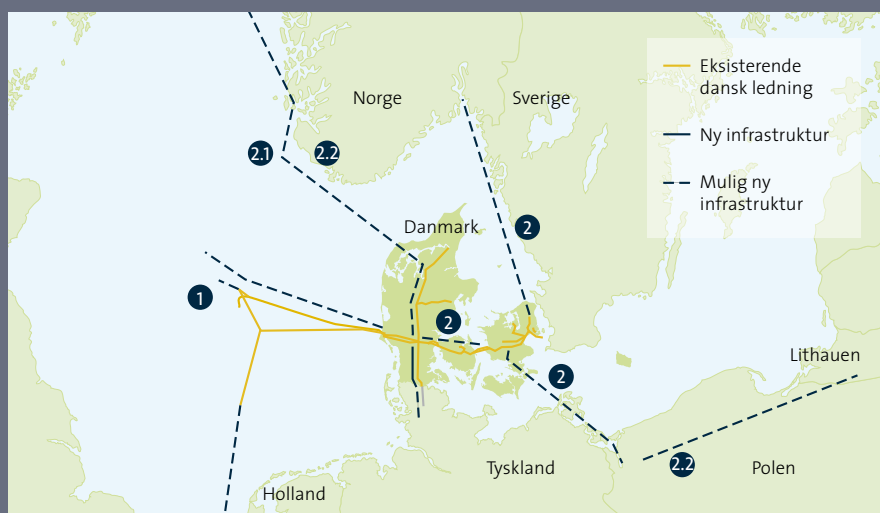
I starten af 2011 forventes en afklaring af, hvilke forbindelser det er teknisk muligt at realisere på kort sigt. Dette arbejde involverer infrastruktur-ejere offshore og udføres under ledelse af Gassco. Parallelt hermed undersøger de kommercielle aktører det markedsmæssige grundlag for en positiv business case. Energinet.dk arbejder ud fra, at en endelig investeringsbeslutning tages inden udgangen af 2011.

Overblik over alternativer

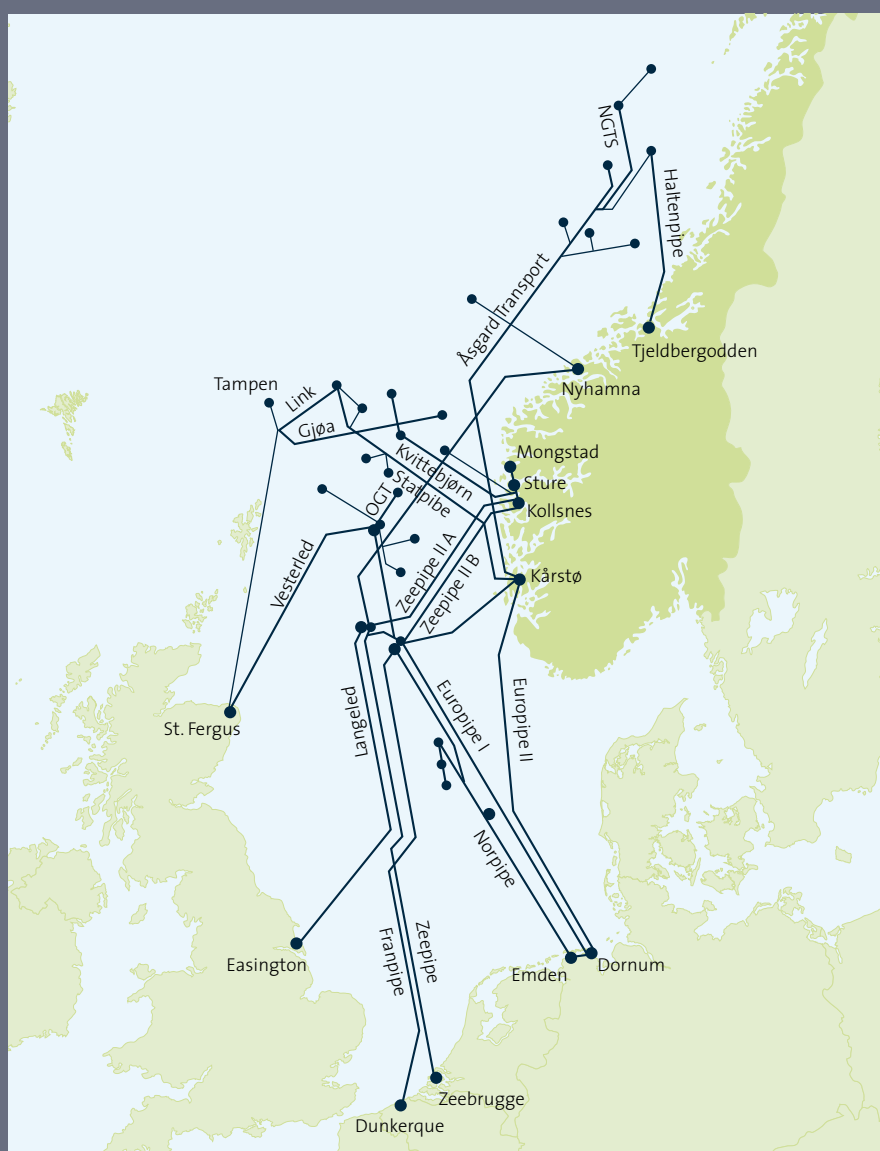
Der er forskellige fysisk realiserbare muligheder for import af gas fra Norge til Danmark og for transmission af gas fra Norge gennem Danmark og videre til

Polen og det nordeuropæiske gasmarked. Nogle af de beskrevne alternativer har en størrelse, som kun gør transport til det danske og svenske marked relevant, mens andre er så store, at de også muliggør videre transport til det nordeuropæiske marked. Nogle alternativer anvender den eksisterende danske offshore-infrastruktur, mens andre medfører nye ledninger til systemet onshore i Danmark. På tilsvarende vis bruger nogle af alternativerne hovedsageligt den eksisterende onshore-infrastruktur, mens andre medfører nye ledninger onshore.

De alternativer, som involverer forbindelser til Polen og det nordeuropæiske gasmarked, indeholder også en ny forbindelse mellem Danmark og Polen kaldet Baltic Pipe. Baltic Pipe-projektet har været analyseret et antal gange i løbet af de seneste 10 år, og der foreligger en VVM-tilladelse for onshore-dele af projektet i Danmark. I lyset af den nye kapacitet mellem Tyskland og Danmark og de nye analyser af forbindelser til Norge skal det overvejes, om den tekniske løsning, som ligger til grund for VVM-tilladelsen, bør underkastes en fornyet VVM-proces.



Figur 6-6: Det eksisterende gastransmissionsnet med mulige udbygninger fra Norge til Holland, Danmark, Sverige, Polen og længere østpå.



Figur 6-7: Det norske offshore-gassystem.

Energinet.dk har beskrevet tre forskellige løsninger for at få norsk gas til Danmark og Sverige og for transport videre til det nordeuropæiske gasmarked. Som det fremgår af Figur 6-6, er disse løsninger benævnt 1, 2.1 og 2.2.

På nuværende tidspunkt er der ikke truffet nogen beslutninger om, hvilke ruter der er bedst. De viste alternativer skal betragtes som principielle tekniske beskrivelser af mulige fremtidige forbindelser. Alternativ 1 bliver aktuelt analyseret mere grundigt end de andre alternativer, som er mere usikre på nuværende tidspunkt.

1-alternativet er en forbindelse mellem de eksisterende norske offshore-rør og det danske offshore-system. Dette kan gøres på et antal forskellige måder med forskellige mulige kapaciteter. Begrænsninger i det norske system betyder, at størrelsen på de mulige alternativer bliver ca. 1-3 mia. Nm³/år. Det betyder, at kun forsyning til det danske og svenske marked og en mulig fortsættelse af leverancerne til Holland via Nogat er relevant.

2.1-alternativet er en forbindelse fra det norske gassystem længere oppe i syste-

met og til det danske onshore-system. Dette kunne være en forbindelse fra eksisterende norske offshore-ledninger til Nybro i Danmark. Størrelsen på et sådant alternativ er ca. 7 mia. Nm³/år, og det ville være tilstrækkeligt til at kunne medføre en vis transit af gas til Tyskland og/eller Polen.

2.2-alternativet er en ny norsk ledning til kontinentet, denne gang til Danmark i stedet for til Tyskland eller Holland. Det kunne være en forbindelse fra et samlingspunkt/hub i det norske offshore-system til f.eks. Nordjylland i Danmark. Forbindelsen skulle udgå fra et samlingspunkt i det norske system, hvor der er gas til rådighed. Den potentielle størrelse (10-25 mia. Nm³/år) af denne type forbindelse kunne være tilstrækkelig stor til at muliggøre betydelige mængder transit til Polen, Tyskland eller andre lande i Nordeuropa.

I det efterfølgende afsnit vil de forskellige muligheder blive beskrevet.

6.3.2 Fra Norge til Danmark

Alternativ 1

En del af de norske offshore-gasrør til kontinentet løber igennem den dan-

ske økonomiske zone og tæt på det eksisterende danske offshore-system. Dette gælder Europipe I, Europipe II og Norpipe. Disse gasrør kunne være naturlige forbindelsesmuligheder til det danske offshore-system.

Gassco's Open Season 2010

Gassco, den norske offshore-gassystem-ansvarlige virksomhed, gennemfører i 2010 to parallelle Open Season-processer. Den ene, "NSGI"¹⁹, fokuserer på forbindelser til nye felter og derfor på at øge transportkapaciteten nord for de eksisterende samlingspunkter i Gass-led-systemet²⁰. At øge transportkapaciteten i området nordøst for Nyhamna er i fokus.

Den anden Open Season kaldet "GIR" (Gas Infrastructure Reinforcement), som har fokus på at øge mulighederne for at levere gas fra samlingspunkterne i det norske system og ned til markederne i UK, Belgien, Holland, Tyskland og muligvis Danmark, er det mest interessante i forhold til afdækning af de fremtidige muligheder for norsk gas til

¹⁹ Norwegian Sea Gas Infrastructure.

²⁰ Gassled er samlingen af de norske offshore-ledninger.

Danmark. De alternativer, som medtages i denne Open Season, er de mest realistiske muligheder for at få norsk gas til Danmark.

På nuværende tidspunkt er den mest sandsynlige løsning at levere gas til Danmark gennem Europipe I. Dette kan ifølge Gassco ske i mængder i størrelsesordenen 8-9 millioner Nm³/døgn (svarende til ca. 3 mia. Nm³/år). Dette vil dog kunne betyde, at kapaciteten til Tyskland reduceres med 3-4 millioner Nm³/døgn.

Det er også muligt at lave en forbindelse fra Europipe II til det danske system, men på trods af, at dette ville øge den samlede kapacitet i Europipe II marginalt, ville det medføre en reduktion i kapaciteten til Tyskland i Dornum. På Norpipe vil B11-plattformen blive taget ud af drift, hvilket vil medføre en reduktion i kapaciteten i røret. Dette efterlader ikke plads til leverancer til Danmark, og ny kapacitet fra Norpipe er ikke inkluderet i GIR open season-processen.

Forskellige muligheder for at forbinde Europipe I til de danske platforme, offshore-rørledningerne og onshore-systemet bliver undersøgt i GIR. På tilsva-



rende vis bliver mulighederne for, at en forbindelse fra Europipe II til offshore-rørledninger eller onshore-systemet analyseret.

Størrelsen på de forbindelser, som bliver analyseret, er rør med en diameter på 20-24" med en kapacitet på ca. 8-9 millioner $\text{Nm}^3/\text{døgn}$ (3 mia. $\text{Nm}^3/\text{år}$) og et tryk på ca. 140 bar.

6.3.3 Danske analyser af mulige forbindelser

Alternativ 1

De analyser, som den arbejdsgruppe, der undersøger konsekvenserne for nordsø-producenterne af en dublering af Ellund-Egtved, har gennemført, viser, at en rørledning fra Europipe I kan forbindes til enten Tyra-komplekset eller til Harald-plattformen i det danske system.

En forbindelse via Tyra vil kunne få en kapacitet på ca. 9 millioner $\text{m}^3/\text{døgn}$ (3 mia. $\text{Nm}^3/\text{år}$) og vil forudsætte en ca. 24 km lang rørledning på ca. 30".

En forbindelse via Harald, men uden yderligere kompression på Harald, vil kunne få en kapacitet på ca. 9 millioner

$\text{m}^3/\text{døgn}$ (3 mia. $\text{Nm}^3/\text{år}$) og vil forudsætte en ca. 35 km lang rørledning på ca. 24". Kapaciteten kan ved kompression på Harald øges til ca. 16 millioner $\text{m}^3/\text{døgn}$ (6 mia. $\text{Nm}^3/\text{år}$).

Alternativ 1.1 giver mulighed for at anvende de danske felter som lagre, idet de nye gasmængder vil passere tæt forbi felterne.

Alternativ 2.1

En forbindelse fra det eksisterende norske offshore-system til det danske onshore-system kan laves ved at forbinde f.eks. Europipe I eller Europipe II med Nybro, når der er ledig kapacitet. Størrelsen af en sådan forbindelse kan være ca. 7 mia. $\text{Nm}^3/\text{år}$. Europipe II løber tættere på den danske kyst, og derfor vil investeringen i en rørledning være mindre end fra Europipe I. På den anden side er der meget, der tyder på, at der er bedre muligheder for at få gas gennem Europipe I. Begge alternativer vil derfor blive analyseret mere grundigt.

Alternativ 2.2

Det største alternativ er at etablere en ny transmissionsrørledning fra den norske kontinentalsokkel til det danske

onshore-system. Dette ville betyde, at størrelsen ikke er begrænset af eksisterende rørledninger og platforme. Størrelsen kunne være 10-25 mia. $\text{Nm}^3/\text{år}$ ved etablering af en 30-40" ledning. På den norske kontinental-sokkel skulle en sådan rørledning forbindes til et samlingspunkt, som forventes at have rigeligt med gas i de kommende år.

6.3.4 Fra Danmark til Polen

De største alternativer (2.1 og 2.2) medfører mulighed for transit af gas til Polen.

Alternativ 2.1 vil medføre mulighed for transit. Dette kan være til Tyskland, men kunne også være via Baltic Pipe til Polen. Eksport til Tyskland kan ske gennem det eksisterende transmissionssystem (inkl. dublering af ledningen mellem Egtved og Ellund og etablering af en kompressor i Egtved). Eksport til Polen betyder, at der er behov for investeringer i Baltic Pipe.

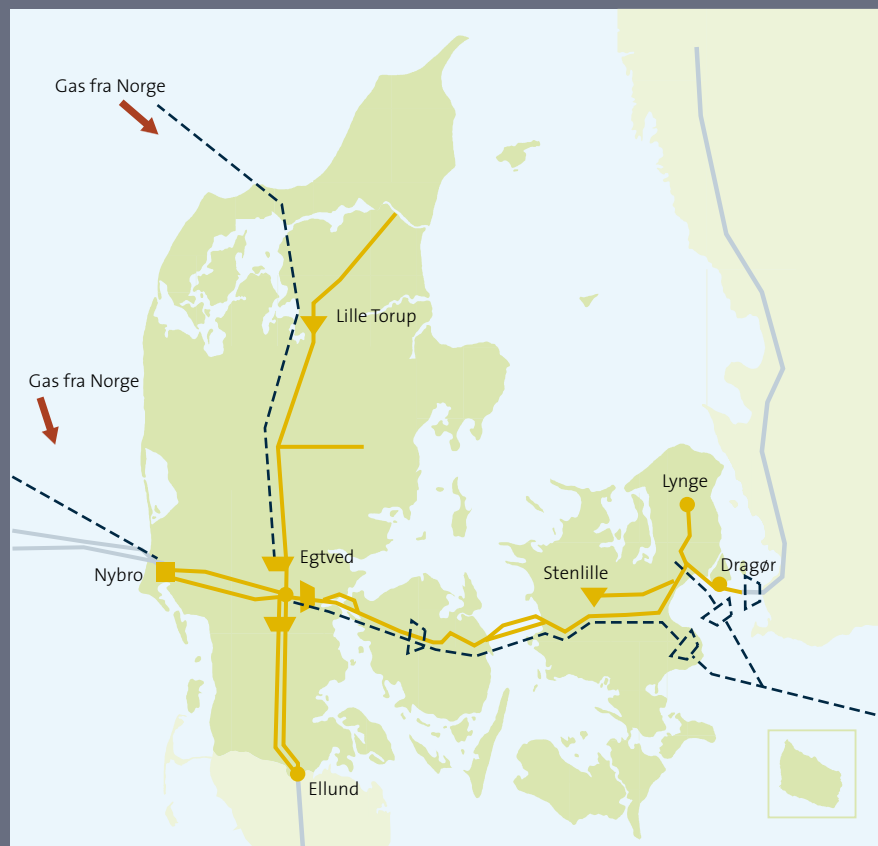
De mængder gas, som er til rådighed i dette alternativ, kan transporteres i det eksisterende transmissionssystem, hvis det forstærkes vest-øst og der etableres en kompressor ved ilandføringen af Bal-

tic Pipe. I dette alternativ, hvor mængderne til eksport til Polen er begrænsede, kan eksportkompressoren til Baltic Pipe formentlig placeres på det areal i Avedøre, som er udlagt i den eksisterende VVM-tilladelse.

Hvis kapaciteten i Baltic Pipe skal øges fra ca. 3 mia. Nm³/år til ca. 5 mia. Nm³/år, vil eksportkompressoren skulle suppleres med en forstærkning af ledningen mellem Torslunde og Avedøre. Denne forstærkning kan blive meget vanskelig både teknisk og i forhold til godkendelse fra planmyndighederne, da den skal foregå i tæt bymæssig bebyggelse.

Et alternativ til at forstærke ledningen mellem Torslunde og Avedøre er at flytte ilandføringspunktet for Baltic Pipe fra Avedøre til Stevns. I dette tilfælde vil kapaciteten i Baltic Pipe kunne øges til 8 mia. Nm³/år.

Hvis der fokuseres på alternativ 2.2, er placeringen på Stevns formentlig den mest relevante. I dette tilfælde vil Baltic Pipe antagelig blive suppleret med øget forbrug i Sverige og muligvis en forbindelse fra Sverige til Norge.



Figur 6-8: De mulige alternative udbygninger af gastransmissionsnettet til Danmark, onshore i Danmark og mellem Danmark og Polen.

6.3.5 Gennem Danmark

Det store alternativ (2.2) vil også kræve investeringer i det danske onshore-system, for at der bliver tilstrækkelig transportkapacitet fra vest til øst. Hvis forbindelsen fra Norge bliver ilandført i Nordjylland, vil det kræve dublering af ledningen mellem lageret i Lille Torup og det centrale samlingspunkt i Egtved samt etablering af en ledning fra ilandføringspunktet frem til Lille Torup.

Det store alternativ vil imidlertid også medføre behov for forstærkelse af transmissionssystemet på tværs af landet fra vest til øst. Bygning af en ekstra rørledning under Lillebælt eller alternativt længere mod syd vil være nødvendig, eventuelt sammen med etablering af yderligere kompressorkapacitet i Egtved.

Positive effekter af transit

Transit af gas gennem Danmark vil have positive effekter på markedet. Alternativ 2.2 med store forbindelser til Norge og Polen vil medføre, at Danmark kommer til at ligge midt mellem de to store leverandører af gas til det nord-europæiske marked (Rusland og Norge). Det vil give muligheder for at skabe et fleksibelt spotmarked med gode pris-signaler, finansielle produkter og høj likviditet.

Danmark ville også være i en god position til at blive en hub mellem de forskellige muligheder for at transportere gas i Nordeuropa. Det vil give en højere forsyningssikkerhed, da forsyningen bliver diversificeret både med hensyn til kilder og ruter.



Effekten på tariffene til de danske og svenske forbrugere vil også være positiv, idet omkostningerne vil blive fordelt på flere mængder. Dette er selvfølgelig kun tilfældet, hvis transitkapaciteten bliver brugt. Hvis det ikke bliver tilfældet, vil det medføre, at enhedsomkostningerne pr. m³ øges, eftersom alle investeringer så skal betales af de kunder, som bruger systemet.

Mulighederne for at bruge de danske felter som lager

Gasfelter, som ikke længere kan producere gas, kan oftest bruges som lagre. Dette bliver gjort mange steder i verden. En af fordelene er, at den cushion gas²¹, som normalt skal pumpes ned i et lager, før lageret kan bruges, allerede er der og ikke skal købes.

Sammenlignet med de norske gasfelter har de danske felter måske en fordel som lagre i forhold til alternativerne med gas fra Norge til Danmark, idet de danske felter er placeret tættere på forbrugerne. Dette gælder især i forhold til

de norske felter i Norskehavet, hvor der er gas til mange års forsyning. Et offshore-lager vil forbedre fleksibiliteten og vil kunne give en højere belastningsfaktor på rørene fra produktionsstederne.

De danske felter, især Tyra, er tidligere blevet brugt som swing-lager, idet der på årsbasis er blevet injiceret ca. 3 bcm. Den reinjicerede gas kom enten fra selve Tyra-feltet eller fra nabofelterne.

6.4 Strategisk miljøvurdering (SMV)

Energinet.dk har vurderet, at Gas i Danmark 2010 i visse afsnit indeholder overvejelser om ny infrastruktur, som bør underkastes en strategisk miljøvurdering. Det drejer sig om de planer for nye mulige forbindelser til Norge, som er beskrevet i afsnit 6, primært underafsnittet 6.3, mulig Norgesforbindelse på lang sigt og mulighederne for udvikling af biogas i Danmark, som er beskrevet i temaafsnit 1.7 om biogas.

I juli/august 2010 blev der gennemført en kort afgrænsningshøring med henblik på afklaring af, hvilke miljøparametre den strategiske miljøvurdering skal inde-

holde. Reaktionerne har primært drejet sig om emner, som enten hører hjemme i en VVM-fase, eller om spørgsmål vedrørende den overordnede energipolitik, som falder uden for Energinet.dk's ansvarsområde.

Energinet.dk har fået udarbejdet en strategisk miljøvurdering. Denne viser, at langt de fleste væsentlige miljømæssige konsekvenser kan mindskes eller helt undgås, når den konkrete og detaljerede planlægning af, hvor ledningerne og øvrige anlæg skal placeres, har fundet sted i forbindelse med en kommende VVM-behandling. Det vurderes derfor, at der ikke er nogen miljømæssige problemer, som decideret forhindrer nogen af de beskrevne alternativer.

I oktober/november har den strategiske miljøvurdering været i høring. Der er inden for høringsfristen modtaget 10 høringssvar. Høringssvarene giver ikke anledning til ændringer i planen. Høringssvarene har heller ikke påpeget mangler i miljøvurderingen.

²¹ Cushion gas er den mængde gas, som skal pumpes ned i et gaslager for at muliggøre, at arbejds-gasen kan pumpes ind og ud af lageret. Cushion gas vil man normalt ikke kunne få ud af lageret igen.

7. Distribution

7.1 Kapaciteter og aftag

Leverancerne til hver enkelt M/R-station i transmissionssystemet og til de enkelte forbrugere skal opretholdes i normal-situationer 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.

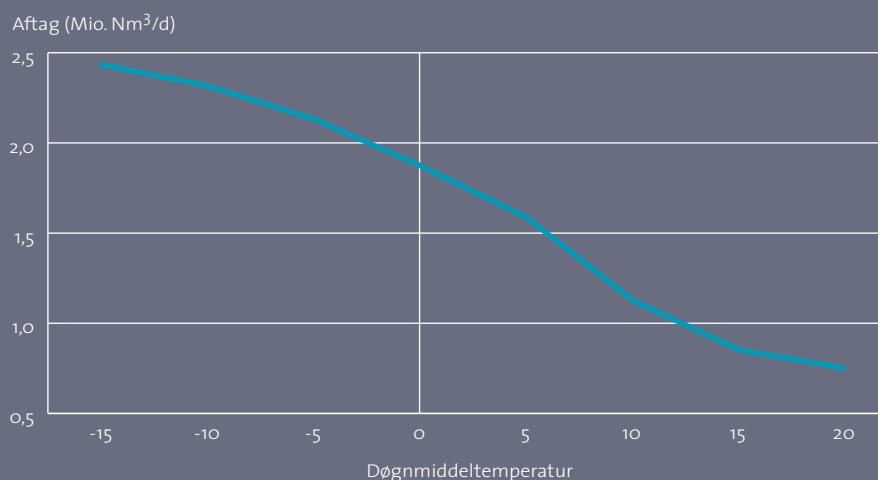
7.1.1 M/R-stationer

Hvert år vurderer Energinet.dk, om de enkelte M/R-stationer kan opfylde behovet for leverancer. Vurderingen sker på grundlag af historiske data og en estimering af det forventede maksimale aftag ved den dimensionerende døgntemperatur, om de enkelte M/R-stationer kan opfylde behovet for leverancer. 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 2010-2011 er de enkelte M/R-stationers kapaciteter beregnet på basis af kalkuleret 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.



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

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 makstime 2009-05-01 til 2010-04-30
	1.000 Nm³/d	Nm³/h	Barg	Barg	Nm³/h	Nm³/h	Nm³/h
Amager Fælled	38	2.537	50.3	16.6	14.104	5.700	3.815
Billesbølle	93	4.371	59.6	17.1	9.091	4.763	4.985
Brande	81	3.916	64.2	35.4	11.059	12.000	4.894
Brøndby	1.487	62.629	51.6	33.9	118.011	102.000	69.456
Dragør	211	9.156	50.7	16.6	23.039	12.000	9.803
Egtved	1.047	45.998	63.4	35.4	60.609	63.000	53.488
Ellidshøj	187	8.455	68.0	35.4	42.275	20.000	9.748
Frøslev	666	29.813	56.2	35.4	38.169	38.000	35.008
Haverslev	284	13.686	69.3	35.4	26.388	34.000	28.241
Helle	13	646	64.7	16.0	8.543	600	836
Herning	2.012	85.477	64.7	47.6	152.497	140.000	102.656
Højby	406	19.310	57.7	18.3	126.985	27.592	24.861
Karlslunde	483	21.960	53.0	17.9	83.742	80.000	37.666
Karup	266	11.805	66.3	35.4	28.878	26.000	13.055
Koelbjerg	409	19.758	59.2	18.3	39.223	26.433	35.613
Køge	498	22.747	53.4	17.9	37.195	40.000	34.312
Lille Selskær	451	20.621	60.4	35.4	39.625	32.000	22.064
Lille Torup	60	2.733	71.3	35.4	8.911	10.000	3.098
Lilballe	-	-	61.9	3.6	8.859	2.500	2.461
Lyng	1.497	62.749	49.0	32.7	129.324	106.000	71.216
Middelfart	64	2.842	60.8	17.1	9.269	2.728	3.097
Måløv	1.999	83.389	49.5	17.9	106.000	106.000	62.400
Nyborg	37	1.716	56.6	17.1	8.645	2.095	2.921
Nybro	52	2.421	65.9	17.1	4.024	3.200	2.683
Nørskov	307	13.495	63.7	35.4	24.088	21.800	16.492
Pottehuse	187	9.374	61.7	35.4	33.916	13.000	8.124
Ringsted	663	28.973	54.2	25.0	37.481	39.000	38.480
Slagelse	278	12.707	55.9	16.7	38.067	17.900	21.178
Sorø	-	-	55.1	17.9	37.776	0	26.792
St. Andst	354	16.392	62.2	35.4	40.253	27.000	22.752
Stenlille	627	27.471	59.2	17.7	37.788	38.400	29.280
Sydhavnen	18	819	50.2	3.6	5.792	3.000	1.326
Taulov	56	3.019	61.2	35.4	34.571	7.100	4.868
Terkelsbøl	335	15.055	57.5	35.4	21.250	21.300	22.720
Torslunde	194	8.532	52.8	17.9	32.792	32.000	15.688
Ullerslev	147	6.409	57.1	17.1	8.717	6.934	6.997
Vallensbæk	132	5.498	51.9	17.9	33.685	32.000	24.921
Varde	166	8.119	65.3	35.4	39.898	25.000	13.630
Viborg	1.523	65.234	68.0	35.3	95.125	110.000	76.096
Ålborg	1.383	62.102	67.1	44.3	155.793	116.000	70.992

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.

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.
- Ringforbundne net vil i modellen kunne give forventede aftag, som er væsentlig forskellige fra modellering.
- Realiserede makstimer kan være høje på grund af atypiske aftag, f.eks. genopfyldning af et nedenstrømsnet eller kunder, som har ekstra store aftag.

Der er enkelte eksempler i Tabel 7.1, hvor målt makstime er højere end stationens kapacitet. Dette skyldes, at tilgangstryk 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.

7.1.2 Gas fra Tyskland

Fra 1. oktober 2010 blev import af gas fra Tyskland på afbrydelige vilkår mulig. Denne gas vil blive importeret på basis af markedets ønsker og transmissionsnettets trykkrav. Minimumtrykket for gas fra Tyskland er 68 barg i Ellund. Import fra Tyskland vil ikke give begrænsninger i M/R-stationskapacitet i forhold til det forventede kapacitetsbehov.

7.1.3 Dimensionering af distributionsnet

I forbindelse med udarbejdelse af Naturgasforsyningssikkerhedsplan 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 flaskehalser i systemet. Det er vurderingen, at disse analyser er dækkende for Gas i Danmark 2010.

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 forsyningssikkerhedsmæssige 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 kapacitet på kort såvel som på lang sigt. Naturgas Fyn vurderer, at gasforbruget vil være faldende i de kommende år.

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 2010-2011. For stationerne Egtved, Frøslev, Terkelsbøl og Stenlille er forholdet mellem ka-



pacitetsgrænse og makstimeforventning dog af en sådan karakter, at der må planlægges kapacitetsøgning. En sådan øgning aktualiseres yderligere ved den forventede introduktion af gas med lavere brændværdi.

7.2.3 HNG Distribution og Naturgas Midt-Nord Distribution

I 2009 er gasforsyningen opretholdt til alle forbrugere i HNG's og Naturgas Midt-Nords bevillingsområder, når der ses bort fra lokale ledningsovergravninger og forbrugere, der har indgået afbrydelighedsaftaler med Energinet.dk.

Transmissionssystemets M/R-stationer og distributionssystemerne i HNG's og Naturgas Midt-Nords bevillingsområder vurderes at have tilstrækkelig kapacitet i den kommende vinter 2010-2011.

For at vurdere, om de eksisterende forsyningsanlæg har tilstrækkelig kapacitet i de efterfølgende 10 år, har HNG og Naturgas Midt-Nord igangsat analyser af udviklingen i gasforbruget og konsekvenserne af ændringer i gaskvaliteten.

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.

Københavns Energi's bygasnet er et ringforbundet net, der skal holdes tryksat, da luftindtrængning kan nedlægge gasforsyningen i København. Det er derfor af afgørende vigtighed, at gasråstoftilførslen opretholdes med et tryk på mindst 15 bar ved Strandvængets og Kløvermarkens gasværker.

Manglende gasforsyning til Københavns Energi's bygasnet kan have væsentlige samfundsøkonomiske konsekvenser, og Energinet.dk vurderer derfor, at forsyningssikkerheden ind mod København skal øges.

Ud over at reservere linepack i 80 bar-nettet er der i år 2010 blevet etableret et manuelt bypass ved station Mørkhøj 37/19 bar i HNG's net, således at der hurtig

kan forsynes med gas 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 Lyngeledningen i tilfælde af et brud på hovedtransmissionsledningen.



Gas i Danmark 2010

Udgivet af Energinet.dk
Oplag: 1.000 stk.

Rapporten kan fås ved henvendelse til:



Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia
Tlf. 70 10 22 44

Den kan også downloades på:
www.energinet.dk

Foto:
Palle Peter Skov
Jørgen Schytte
iStockphoto

Repro og tryk:
Clausen Offset



ISBN nr.: 978-87-90707-76-7

December 2010



Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia
Tlf. 70 10 22 44
Fax 76 24 51 80

info@energinet.dk
www.energinet.dk

