Forsyningstilsynet

HØRINGSVERSION

19. december 2018
Engros & Transmission
18/13683
IHO/HNJ

Udkast til afgørelse om ændring af Energinets markedsbaserede balancemodel (gas)

RESUMÉ

AFGØRELSE

Forsyningstilsynet godkender Energinets anmeldte ændringer til den markedsbaserede balancemodel, jf. naturgasforsyningslovens § 36 a og NC BAL artikel 20, stk. 1.

Forsyningstilsynet godkender følgende elementer:

1. At det eksisterende loft/bund på Energinets marginale købs- og salgspriser ophæves, jf. NC BAL artikel 4, stk. 2, artikel 19, stk. 3, og artikel 22.

2. At grænsen på plus/minus 10 pct. af hvad den neutrale gaspris kan afvige fra day-ahead prisen på den danske handelsplatform for balancering (GPN) ophæves, jf. NC BAL artikel 4, stk. 2, og artikel 22.

3. At small adjustment step 2 fastsættes månedsvis i forhold til den højeste af prisen på dagskapacitet i Ellund eller prisen for afbrydelig udtræk hos det danske lagerselskab, Gas Storage Denmark – dog max. 10 pct. af den gennemsnitlige pris, jf. NC BAL artikel 4, stk. 2, artikel 19, stk. 3, og artikel 22.

4. At Energinets ubalancegebyr under Emergency, gasforordningens artikel 21 og forsyningssikkerhedsforordningens artikel 3, fastsættes som:

   Ved negative ubalancer (mangel på gas) i Exitzonen i Danmark:

   - Det højeste day-ahead Index på enten GPN, GASPOOL eller NCG i det aktuelle lagerår (1. maj til 30. april)

   Ved øvrige negative ubalancer:

   - Den højeste af enten:
     det højeste day-ahead Index på *enten* GPN, GASPOOL eller NCG i det aktuelle lagerår (1. maj – 30. april) + small adjustment (step 1 eller 2) *eller* Energinets marginale gulzone handel.

Sagens baggrund og begrundelsen for Forsyningstilsynets afgørelse fremgår nedenfor.

FORSYNINGSTILSYNET
Carl Jacobsens Vej 35
2500 Valby

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

SAGSFREMSTILLING

Energinet (GAS TSO) har den 3. juli 2018 metodeanmeldt en ændring af fire elementer i selskabets **markedsbaserede balancemodel** til Forsyningstilsynet. De fire elementer er: 1) Afskaffelse af loft/bund på Energinets marginale købs- og salgspriser, 2) afskaffelse af grænsen på plus/minus 10 pct. af, hvad den neutrale gaspris kan afvige fra day-ahead prisen på GPN, 3) justering af small adjustment step 2, så den mere dynamisk afspejler transportkundernes alternativomkostninger samt 4) ændring af ubalancegebyr under Emergency.

Energinets markedsbaserede balancemodel blev første gang metodegodkendt af Energitilsynet den 23. september 2014. Siden er balancemodellen blevet justeret ved metodegodkendelser i 2015 og 2016. Energinets 2018 metodeanmeldelse lægger op til en ændring af nogle af elementerne i modellen. Der er således ikke tale om indførelse af en ny balancemodel.

Forsyningstilsynet har til brug for oplysningen af sagen været i dialog med Energinet om metodeanmeldelsen og har anmodet Energinet om at uddybe og yderligere begrunde metodeanmeldelsen. Energinets metodeanmeldelse og supplerende redegørelse er vedlagt sagen som bilag 1 og bilag 2.

Energinets metodeanmeldelse har været i offentlig høring på Forsyningstilsynets hjemmeside i perioden 5. juli 2018 til 16. august 2018. Der er ikke modtaget høringssvar.

Formålet med metodeanmeldelsen er at forbedre balancemodellens incitamentselementer, så transportkunderne i højere grad end i dag bidrager til at balancere transmissionssystemet effektivt i gasdøgnet - både i normal drift og i en nødsituation (Emergency).

Energinet erklærede "Early Warning" (tidligt varslingsniveau) i ultimo februar 2018. Early Warning er et kriseniveau, hvor "der foreligger konkrete, alvorlige og pålidelige oplysninger om, at der kan indtræffe en hændelse, som sandsynligvis vil resultere i en betydeligt forringet gasforsyningssituation". Op til erklæringen af dette varslingsniveau erfarede Energinet, at flere elementer i balancemodellen ikke gav transportkunderne de rette incitamenter til selv at balancere deres gasporteføljer. I februar 2018 kunne det fx betale sig for transportkunderne at føre gas ud af Danmark, selvom de derved kom i ubalance, fordi de nuværende "price caps" i modellen (loft for størrelsen af ubalancegebyret) resulterede i, at prisen for at være i ubalance i Danmark blev kunstig lav.

Det er vigtigt, at balancemodellen har hensigtsmæssige incitamenter i forhold til at kunne sikre en velfungerende, markedsbaseret balancering. Derudover er det under den kommende Tyra-nedlukning særlig vigtigt, at markedet gives de rigtige prissignaler for at kunne tiltrække og sikre tilstrækkelige gasmængder, da gasforsyningssituationen i Danmark forventes at blive presset.

For at kunne forstå den sammenhæng, som de anmeldte ændringer indgår i, gives først en kort introduktion til Energinets balancemodel. Ligeledes illustreres udviklingen

i de seneste par år på den danske gasbørs GPN. Sagsfremstillingen er derfor struktureret således:

- Energinets markedsbaserede balancemodel
- Udvikling på Gaspoint Nordic 2013 - 2018
- Energinets anmeldte ændring af metodeelementer
- Sagens parter
- Høring

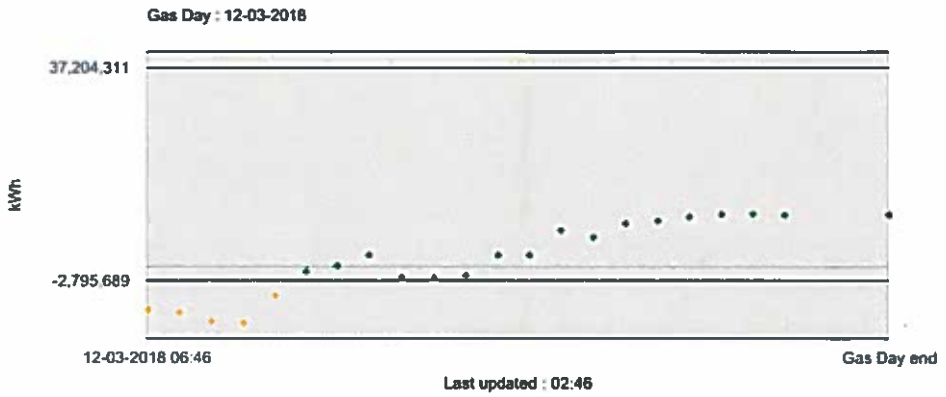
ENERGINETS MARKEDSBASEREDE BALANCEMODEL

Formålet med indførelse af Energinets markedsbaserede balancemodel i 2014 var at implementere den europæiske netregel om balancering (NC BAL). NC BAL indfører *markedsbaseret* balancering i Danmark (og resten af EU). Det betyder, at transportkunderne grundlæggende set selv skal sørge for at balancere transmissionssystemet. Til støtte for den markedsbaserede balancering fastsætter NC BAL blandt andet:

- At der – hvis det er muligt – skal oprettes nationale handelsplatforme for handel med gas til balancering
- At der skal tilbydes handel med gas within-day (eller day-ahead), som transportkunderne kan handle til balancering.
- At TSO'en kun skal købe/sælge gas til "residual" balancering.
- At transportkunderne skal betale for deres daglige ubalancer
- At gebyrerne for ubalancer skal give de rette incitamenter for transportkunderne til at handle og søge at komme i balance.
- At ubalancegebyrerne tilpasses med en værdi, der skal tilskynde transportkunderne til at balancere (den såkaldte "small adjustment").
- At ubalancegebyret for daglige ubalancer, hvis TSO'en må handle residual gas - sættes som den højeste marginale købspris eller den laveste marginale salgspris for gasproduktet (within-day i Danmark) på handelsplatformen.

Energinets markedsbaserede balancemodel bygger på en grøn/gul zonemodel, hvor det samlede systems markedsbaserede balance kan være i enten **grøn zone**, dvs. i markedsbaseret balance, eller i **gul zone**, dvs. i markedsbaseret ubalance, jf. figur 1 der illustrerer det samlede systems balanceposition i løbet af et konkret gasdøgn. Prikkerne er udtryk for de enkelte timer i gasdøgnet og angiver, hvor det samlede systems slutbalance forventes at ende ved udgangen af gasdøgnet kl. 06.00.

FIGUR 1 | **ENERGINETS GRØN/GUL ZONEMODEL**



Kilde: Energinet
Note: Systemet er i grøn zone mellem de to vandrette sorte streger (over – 2.795.689 kWh og under 37.204.311 kWh). Den lysegrå linje er nulpunktet. Nulpunktet ligger ikke nødvendigvis midt i den grønne zone, men er typisk asymmetrisk for at afspejle systemets konkrete fysiske balance i det aktuelle gasdøgn. Den 12. marts 2018 var der meget lidt grøn zone under nulpunktet for at signalere, at der var behov for mere gas i systemet.

Figuren er et skærmdump af de informationer, som fremgik af Energinets hjemmeside den 12. marts 2018. Det ses, at der i de første timer i gasdøgnet var en forventning om, at systemets balance ville ende i gul zone (vist med gule prikker). Systembalancen blev imidlertid rettet op i løbet af gasdøgnet, og den sidste sorte prik angiver systemets reelle placering i slutningen af gasdøgnet den pågældende dag.

I Danmark er gasbørsen Gaspoint Nordic (GPN) valgt som handelsplatform til balancering. Energinet kan i løbet af gasdøgnet handle balancegas på GPN, når transmissionssystemet forventes at komme i gul zone ved udgangen af det pågældende gasdøgn. Markedet får ikke information om, hvorvidt Energinet handler eller ej, da det vil kunne påvirke prisen. Et væsentligt element i modellen er, at transportkunderne i løbet af gasdøgnet får løbende information fra Energinet om systemets samlede balanceposition og om transportkundens specifikke position (i forhold til den samlede balance). Dette giver transportkunden mulighed for, fx ved at handle gas på GPN eller købe/sælge gas fra/til Tyskland, at rette op på sin egen balanceposition og dermed komme i balance ved udgangen af gasdøgnet.

Der er balance i systemet, hvis den mængde gas, transportkunderne fører ind i transmissionssystemet i det enkelte døgn svarer til den mængde gas, transportkunderne fører ud af transmissionssystemet. Transportkunden opkræves et incitamentsbaseret ubalancegebyr, hvis der i gasdøgnet ikke er balance mellem den mængde gas, transportkunden fører ind i transmissionssystemet, og den mængde gas transportkunden fører ud af transmissionssystemet. Transportkunderne bliver afregnet for **enhver** ubalance i gasdøgnet med et såkaldt **ubalancegebyr**, uanset om systemet ender i gul

eller grøn zone. Ubalancegebyrets størrelse til den enkelte transportkunde afhænger af, om systemet er endt i gul zone, og om det har været nødvendigt for Energinet at handle såkaldte "gulzone" mængder for at balancere systemet.

Energinet anvender en såkaldt *neutral gaspris* som referencepris for afregning af transportkundernes ubalance i systemet. Energinets neutrale gaspris beregnes som en vægtet gennemsnitspris for within-day produktet på GPN. Alle transportkunder betaler som minimum et ubalancegebyr svarende til den neutrale gaspris tillagt eller fratrukket en såkaldt small adjustment step 1 på 0,5 pct., der skal give transportkunderne incitament til at være i balance. Hvis systemet ender i markedsbaseret ubalance (gul zone), men Energinet *ikke* har handlet (fx fordi systemet er endt i gul zone om natten), skal de transportkunder, der har skubbet systemet i markedsbaseret ubalance betale et ubalancegebyr svarende til den neutrale gaspris plus/minus 3 pct. (Small adjustment, step 2). Formålet med step 2 er at give transportkunder incitament til at komme i balance i løbet af aftenen og natten, dvs. efter det sidste handelsvindue, hvor Energinet kan handle balancegas, da det efter kl. 23 kun er transportkunderne selv, der kan rette op på systemets markedsbaserede balance.

Såfremt det bliver nødvendigt for Energinet at foretage gulzone-handler på GPN for at balancere systemet, så skal de transportkunder, der har været med til at skubbe systemet i ubalance, betale et ubalancegebyr svarende til den *højeste eller laveste marginale købs- eller salgspris* for Energinets gulzonehandel. Tabel 1 skitserer transportkundernes ubalancegebyr i forskellige scenarier.

TABEL 1 | **TRANSPORTKUNDENS UBALANCEGEBYR I FORSKELLIGE SCENARIER**

Transportkundens ubalancebetaling i gasdøgnet	Energinet har ikke handlet og systemet er i grøn zone	Energinet har ikke handlet, men systemet ender i gulzone	Energinet har handlet på gasbørsen
Ubalance i samme retning som systemets ubalance (transportkunden skubber systemet i ubalance)	(neutrale gaspris +/- 0,5 pct. af den neutrale gaspris) * ubalancemængde	(neutrale gaspris +/- 3 pct. af den neutrale gaspris) * ubalancemængde	Energinets marginale købs/salgspris på gasbørsen * ubalancemængde
Ubalance i modsat retning end systemets ubalance (transportkunden hjælper systemet)	(neutrale gaspris +/- 0,5 pct. af den neutrale gaspris) * ubalancemængde	(neutrale gaspris +/- 0,5 pct. af den neutrale gaspris) * ubalancemængde	(neutrale gaspris +/- 0,5 pct. af den neutrale gaspris) * ubalancemængde

Kilde: Energinet og Forsyningstilsynet

Price caps i Energinets balancemodel

Energinets markedsbaserede balancemodel anvender to forskellige price caps.

Price cap "loft/bund" på plus/minus 35 pct. af den neutrale gaspris: Siden indførelsen af Energinets markedsbaserede balancemodel i 2014, har der været indbygget en såkaldt "price cap" (loft/bund) på størrelsen af Energinets marginale købs- eller salgspris, som kan videreføres til transportkunderne. Elementet loft/bund på de margi-

nale købs- og salgspriser blev introduceret for at reducere transportkundernes risiko ved at være i ubalance på dage, hvor den marginale pris var væsentlig over eller under markedsprisen. Transportkunderne var bekymrede for, at Energinet ville foretage gulzone handler i et mindre likvidt marked (GPN). Dette kunne have den konsekvens, at eventuelle "skæve" priser, der ikke afspejlede den reelle markedspris, blev videreført til transportkunderne i et urimelig (højt) ubalancegebyr. Samtidig var det i 2014 endnu ikke muligt at skaffe gas fra (eller levere til) Tyskland i løbet af gasdøgnet, dvs. en transportkunde med ubalance i løbet af gasdøgnet kunne ikke afhjælpe sin ubalance via transport af gas til og fra Tyskland. Årsagen var, at der endnu ikke var introduceret within-day kapacitetsprodukter på den tyske side af Ellund. Ellund punktet forbinder det danske transmissionssystem med det tyske – og dermed også med resten af Europa. Begge forhold medvirkede til, at der blev indført price cap på Energinets marginale købs- og salgspriser svarende til 135/65 pct. af den neutrale gaspris.

Price cap plus/minus 10 pct.: I 2016 fik Energinet metodegodkendt, at den neutrale gaspris kunne baseres på within-day produktet på GPN (fra 2014 – 2016 var den neutrale gaspris en kombination af within-day og day-head). I metodegodkendelsen blev der, af hensyn til likviditeten på GPN, fastsat yderligere en price cap - konkret at den neutrale gaspris, der anvendes til beregningen af ubalancegebyret, højst må afvige med 10 pct. fra day-head Indexet på GPN. En max afvigelse på 10 pct. fra day-ahead prisen reducerer risikoen for "skæve priser" ved en mindre likvid within-day pris på GPN.

UDVIKLING PÅ GASPOINT NORDIC (GPN) 2013 – 2018

Siden indførelsen af den markedsbaserede balancemodel den 1. oktober 2014 har der været en positiv udvikling i handlen inden forwithin-day produktet på GPN både i forhold til handlet volumen og i forhold til antal handler, jf. figur 2. Figuren viser også, at within-day handlen er faldet siden 2016, men dog ikke mere, end at 2018 niveauet stadig er en væsentlig forbedring i forhold til 2014 niveauet (fra 686 GWh handlet i 2014 til 946 GWh handlet i 2018).

FIGUR 2 | **UDVIKLING WITHIN-DAY PRODUKTET PÅ GPN I PERIODEN 2013 – 2018**

Kilde: GPN og Forsyningstilsynet
Note: Bemærk at der kun er data til og med 10. december 2018.

Den samlede handelsaktivitet på GPN er steget væsentligt i samme periode. Der er således både en stigning i antal handler og i handlet volumen. Antallet af handler på GPN er fra 2014 til 2018 steget med ca. 40 pct. I 2014 blev der handlet 10.295 GWh, og i 2018 var den samlede volumen steget til 23.223 GWh. Heraf udgjorde den handlede volumen på day-ahead produktet i alt 5.323 GWh i 2014 og i 2018 var den handlede volumen på day-ahead steget til 16.228 GWh. Samtidig, dvs. siden 2014, har spotpriserne på GPN (nu kaldet day ahead Index) været tæt korreleret med de nordvesteuropæiske gashubs. Den øgede priskorrelation mellem de nordeuropæiske hubs og GPN er en indikation på en bedre markedsintegration mellem det danske og tyske gasmarked. Den generelle udvikling på GPN samt udviklingen i prisspændet mellem GPN og NCG, Gaspool og TTF er vist i bilag 3 til denne afgørelse.

ENERGINETS ANMELDTE ÆNDRINGER I BALANCEMODELLEN

Energinet har metodeanmeldt en ændring af fire forskellige elementer i balancemodellen. Tre af de anmeldte metodeelementer har betydning for transportkundernes daglige balancering, mens det sidste element relaterer sig til ubalancer (mangel på gas) under såkaldt Emergency (egentlig nødsituation).

Energinets begrundelse for ændring af de første to elementer (at fjerne begge price caps)

Den 27. februar 2018 erklærede Energinet Early Warning for første gang siden 2013. En kombination af koldt vejr og lavt niveau af lagerfyldning i det nordvestlige Europa pressede gasprisen højt op i både Tyskland og Danmark. Men i Danmark, modsat Tyskland, var der pga. modellens price caps en øvre og nedre grænse for både den neutrale gaspris og Energinets marginale købs- og salgspris. Dette resulterede i at transportkunderne i dagene op til den 27. februar fik incitament til at være i negativ ubalance ("short position") i Danmark for at kunne transportere gas til Tyskland, hvor priserne var høje). De danske price caps udgjorde, ifølge Energinet, en barriere for opretholdelse af forsyningssikkerheden, og Energinet fandt det af hensyn til den kritiske udvikling i forsyningssituationen nødvendigt at erklære Early Warning og at fjerne modellens price caps for at sikre et prissignal i markedet, der afspejlede den reelle markeds- og forsyningssituation, så transportkunderne ikke fik incitament til bevidst at være i negativ ubalance. Energinet fjernede modellens price caps om aftenen den 27. februar 2018. På dette tidspunkt havde der i de sidste tre døgn været næsten konstant negativ ubalance i transmissionssystemet. Mindre end et halvt gasdøgn efter at Energinet fjernede modellens price caps, kom det samlede system i balance igen, jf. bilag 4, der illustrerer denne udvikling.

Ifølge Energinet var balancemodellens price caps med til at skubbe gassystemet i Early Warning tidligere end det ellers ville ske, idet balancemodellens price caps forhindrede de korrekte prissignaler i markedet. Gasmarkedet er et marked med risiko for store prisudsving fra dag til dag. Derfor er det vigtigt, at gasprisen i Danmark kan følge

gaspriserne i nordvest Europa, da forkerte prissignaler kan presse gassystemet. I sådanne situationer (fx koldt vejr) "konkurrerer" Danmark med Tyskland og Nederlandene, hvor der ikke er price caps i balancemodellerne.

Under Tyra-nedlukningen er det Energinets forventning, at prisen på GPN helt generelt vil fortsætte med at følge gaspriserne i de nordvesteuropæiske markeder – men modsat i dag vil Danmark være et højprisområde – et importland. Som følge af at det danske gassystem vil være mindre fleksibelt under Tyra-nedlukningen, er det ikke usandsynligt, at det danske marked i perioder vil være delvist koblet fra det tyske gasmarked som følge af den særlige forsyningssituation i Danmark. I sådanne situationer er det ifølge Energinet vigtigt, at gasprisen i Danmark kan udvikle sig frit og dermed give det rigtige prissignal, der matcher den aktuelle forsyningssituation.

Energinets erfaringer viser, at ændringer i gasforsyningssituationen typisk sker med kort varsel, hvilket presser within-day og day-ahead prisen op i det aktuelle gasdøgn sammenlignet med den day-ahead pris, der blev handlet til dagen før – fordi forsyningssituationen (efterspørgsels- og udbuds-situationen) har ændret sig væsentligt. Den neutrale gaspris skal derfor frit kunne følge udbuds- og efterspørgselssituationen i det aktuelle gasdøgn for at kunne give transportkunderne de rette signaler til at balancere og på den måde sikre forsyningssikkerheden.

Energinet har flere gange siden balancemodellens indførelse i 2014, i samspil med markedets aktører, justeret elementer og procedurer i den markedsbaserede balancemodel. Justeringerne af balancemodellen har reduceret Energinets risiko for at komme til at købe eller sælge balancegas til meget høje eller meget lave priser, som ikke afspejler den aktuelle balancesituation eller ikke afspejler den generelle prisudvikling på within-day markedet. Det skyldes, at Energinet kan vente med at handle, til priserne har stabiliseret sig, eller helt lade være med at handle, medmindre det er nødvendigt af hensyn til den fysiske ubalance.

Energinet tilføjer, at selvom handlen på within-day markedet på GPN ikke er steget siden 1. oktober 2016, er der efter Energinets opfattelse en lang række forhold, der taler for, at de to price caps i balancemodellen bliver fjernet:

- Det er vigtigt, at der ikke er price caps i et hurtigt udviklende marked.
- Der bliver ikke anvendt price caps i balancering på gasmarkederne (lande) i nærheden af Danmark eller i andre balancesystemer i EU.
- Energinet har forbedret sin procedure for gul-zone handler i 2016, hvilket reducerer risikoen for at "skæve" priser i within-day markedet påvirker ubalancegebyret.
- Transparente pris- og balancesignaler i løbet af gasdøgnet gør price caps unødvendige i de fleste situationer.
- Der er i dag tæt korrelation mellem within-day prisen og day-ahead prisen på GPN.
- Under Tyra-nedlukningen kan der opstå situationer, hvor within-day prisen helt naturligt (som følge af forsyningssituationen) vil være forskellig fra day-ahead prisen.
- Under Tyra-nedlukningen kan der i perioder være behov for en høj marginalpris for at afspejle den aktuelle (u)balance i systemet.

– Price cappen på plus/minus 35 pct. har kun været anvendt én gang siden 2014, hvor der var tale om en reel beskyttelse (af markedets aktører) mod en skæv marginal pris i forhold til den gennemsnitlige markedspris.

På baggrund af ovenstående begrundelse har Energinet anmeldt:

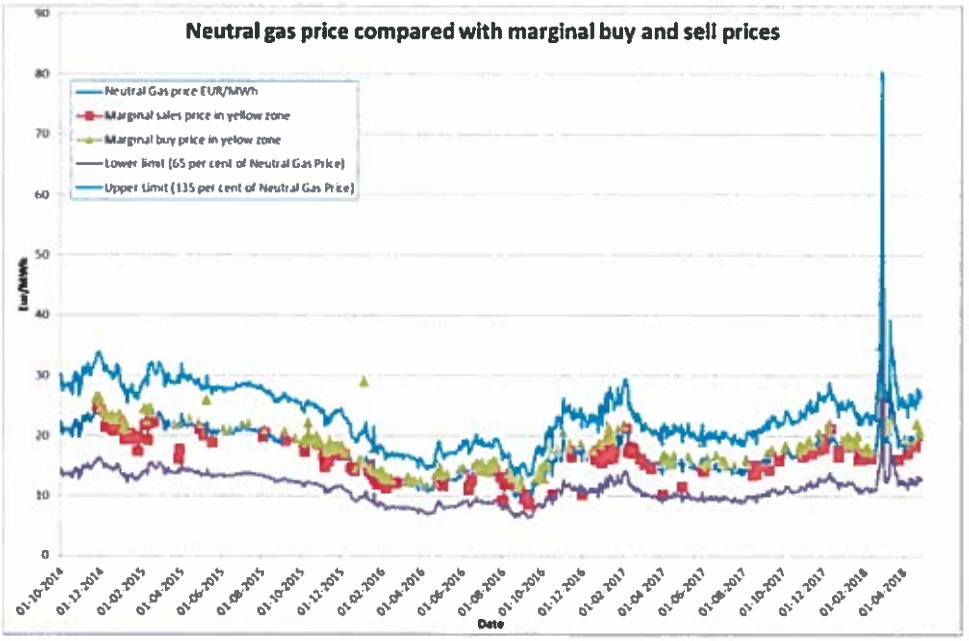
1) Fjernelse af loft/bund på Energinets marginale købs- og salgspriser

Energinet har metodeanmeldt:

- En afskaffelse af prisgrænsen på plus/minus 35 pct., som sætter en grænse for, hvor meget de marginale handler i gul zone må variere i forhold til den neutrale gaspris

Energinet har anført, at den marginale pris (for Energinets køb og salg af balancegas) som regel følger den neutrale gaspris - særligt efter 1. oktober 2016, hvor flere elementer i balancemodellen blev forbedret, bl.a. Energinets procedure ved gulzonehandler. Energinet har illustreret denne tendens i figur 3 nedenfor, der skitserer udviklingen i den neutrale gaspris sammenlignet med Energinets marginale købspriser og salgspriser (i gulzone) i perioden 2014 til 2018.

FIGUR 3 | **NEUTRALE GASPRIS VERSUS ENERGINETS GULZONE-HANDLER 2014-2018**



Kilde: Kilde: Energinet
Note: Det ses, at de grønne og røde farver (trekant og kvadrat) (Energinets marginale køb og salg) holder sig inden for den blå og lilla kurve, som er udtryk for loft/bund på de marginale købs- og salgspriser.

Samlet set har Energinets marginale købs og salgspris været udenfor grænsen på de 35 pct. i forhold til den neutrale gaspris 3 gange siden 2014. Det er imidlertid Energinets opfattelse, at elementet loft/bund kun har været *effektivt* anvendt én gang i forhold til at beskytte markedet over for marginale priser, der væsentligt afveg fra markedsprisen. Dette var den 6. januar 2016, hvor den marginale pris afveg væsentligt fra markedsprisen. Den 1. december 2016 var den marginale pris meget tæt på grænsen (på den 35 pct.), og prisen den 26. februar 2018 er efter Energinets opfattelse udtryk for en reel markedspris set i forhold til forsyningssituationen på det tidspunkt.

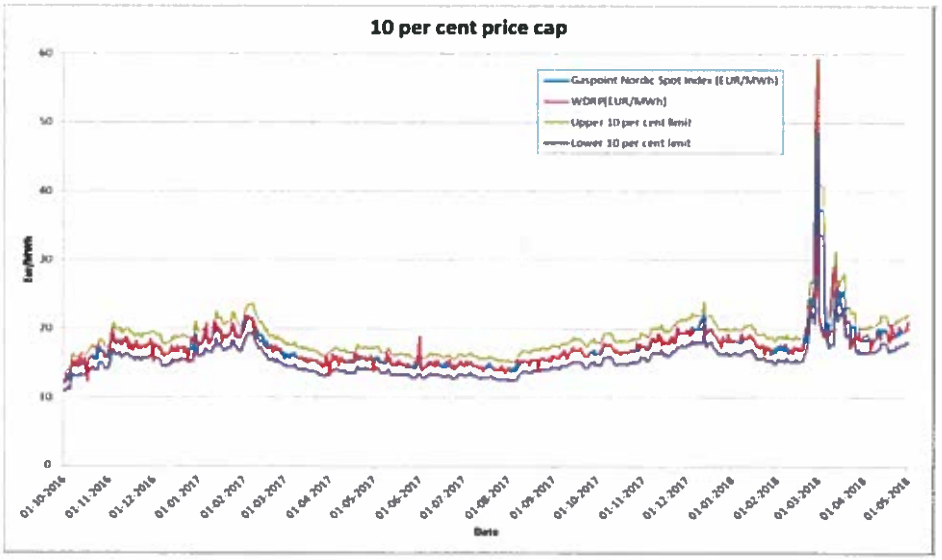
2) Fjernelse af grænsen på plus/minus 10 pct. af hvad den neutrale gaspris kan afvige fra day-ahead

Energinet har anmeldt følgende:

- En afskaffelse af prisgrænsen på plus/minus 10 pct., som sætter en grænse for, hvor meget den neutrale gaspris må variere i forhold til day-ahead prisen.

Energinet anfører, jf. figur 4, at within-day prisen har ligget tæt på den gennemsnitlige markedspris på GPN siden Energinet har anvendt within-day prisen som prisreference til fastsættelse af den neutrale gaspris. Kun 11 gange siden den 1. oktober 2016 har within-day prisen afveget mere end plus/minus 10 pct. i forhold til day-ahead prisen på GPN. Af de 11 gange har 4 været med en afvigelse på mere end 15 pct.

FIGUR 4 | **PRISUDVIKLINGEN FOR WITHIN-DAY OG DAY-AHEAD PÅ GPN**



Kilde: Energinet

3) Small Adjustment step 2

Energinet har anmeldt en ændret "small adjustment step 2", så den i højere grad afspejler transportkundens alternativomkostning i gasdøgnet ved at skaffe gas eller komme af med gas. Step 2 skal give incitament til at transportkunderne balancerer effektivt om aftenen og natten.

Energinet anmelder:

- Adjustment step 2 procenten udregnes pr. måned før gasåret
- Adjustment step 2 procenten beregnes ud fra en konservativ vurdering af gasprisen det kommende år
    - Dels baseret på aktuelle gasprisniveau, når beregningen foretages
    - Dels baseret på forward priser for det kommende gasår

- Adjustment step 2 procenten fastsættes ud fra den højeste af:
    - Enten day-ahead prisen på kapacitet i grænsepunktet Ellund for at bringe gas fra Tyskland til Danmark (dvs. dagstariffen hos den tyske TSO, Gasunie + dagstariffen hos Energinet)
    - Eller prisen for afbrydelig udtræk hos Gas Storage Denmark
    - Dog max. 10 pct. af den gennemsnitlige pris, jf. BAL NC

Formålet med ændringen er ifølge Energinet at få step 2 til endnu bedre at afspejle transportkundernes reelle alternativomkostninger, dels ved at step 2 tilpasses både transportomkostningen til/fra Tyskland samt injektion/udtræk/ til/fra lager (og afbrydelige, korte lagerprodukter), og dels ved at *procentsatsen varierer i takt med at alternativomkostningerne varierer.* Energinet begrunder en varierende procentsats med, at alternativomkostningen ved at skaffe/komme af med gas forventes at svinge meget måned for måned, som følge af Gas Storage Denmarks (GSD's) nye prispolitik på injektion/udtræk og afbrydelige produkter. Energinet fremhæver, at under Tyranedlukningen bliver transmissionssystemet mere følsomt over for ubalancer, og fleksibiliteten i systemet vil være langt mere begrænset end i dag. Derfor er det særligt vigtigt, at systemets balance bliver inden for den grønne zone, også om natten. En ændring af step 2 kan bidrage hertil.

Energinet har illustreret, hvordan procentsatsen ved small adjustment step 2 vil blive udregnet med den nye metode. Baseret på den nuværende transporttarif hos Energinet og Gasunie Deutschland, er de daglige transportomkostninger for gas fra Tyskland (Gaspool markedsområdet) til Danmark ca. 1 Euro/MWh. Forudsat at transportomkostningerne mellem Danmark og Tyskland er højere end omkostningerne ved at trække ud fra lager, ville dette føre til small adjustment step 2 (ved 2 forskellige antagelser om prisniveau):

- 1 Euro/MWh delt med en gaspris på 15 Euro/MWh = plus/minus 6,67 pct.
- 1 Euro/MWh delt med en gaspris på 20 Euro/MWh = plus/minus 5 pct.

Overordnet set er metoden til at regne procentsatsen den samme som i dag, men blot mere dynamisk, da der foretages en ny udregning fra gasår til gasår, og udregningen varierer for de enkelte måneder. Procentsatsen vil aldrig kunne være eksakt, da den reelle gaspris ikke kendes på forhånd. Derfor vil Energinet, som i dag, udregne den ud fra en konservativ gaspris, så det i næsten alle tilfælde vil resultere i en procentsats,

der dækker omkostningerne. Hvis den faktiske gaspris ender med at blive lavere end den forventede gaspris, som procentsatsen er beregnet ud fra, så er det ifølge Energinet tegn på, at markedet er velforsynet med gas – og i sådanne situationer kan systemet bedre "tåle" at ende i gul zone ved slutningen af gasdøgnet.

Energinet har i et eksempel beregnet, hvad small adjustment for hver måned bliver, under antagelse af en gaspris på 20 Euro/MWh, en højere transporttarif ved Ellund (1,14 Euro/MWh) og med nuværende priser for afbrydelige lagerprodukter. Metodens indbyggede øvre grænse på 10 pct. resulterer i, at small adjustment i februar, marts og april ikke bliver højere end 10 pct., selvom den reelt ville komme op på 25 pct., jf. tabel 2.

TABEL 2 | **ILLUSTRATION AF VARIATION AF SMALL ADJUSTMENT I SÆSONEN**

Variation af small adjustment (pct.)	maj - december	januar	februar	marts - april
Small adjustment	6	10	15	25
Small adjustment med 10 pct. grænsen	6	10	10	10

Kilde: Energinet
Note: Variationen i small adjustment skyldes, at afbrydeligt udtræk GSD bliver dyrere i slutningen af lagersæsonen (når lageret er ved at være tømt), konkret 5 euro/MWh i marts og april, mod 0,5 euro/MWh fra maj til november.

Energinet bemærker, at i næsten alle tilfælde vil procenten være højere end den eksakte alternativomkostning (hvilket også er det samme som i dag), men fordi den bliver udregnet oftere, så forventes procentsatsen med den nye metode at være mere retvisende og dermed bedre afspejle den reelle alternativomkostning i løbet af gasåret. Energinet forventer derfor, at den nye metode vil resultere i en procentsats, der kommer tættere på det faktiske niveau af alternativomkostning end med den nuværende metode.

4) Ubalancebetaling under Emergency

Energinet har anmeldt en ændring af ubalancebetalingen under Emergency, således at den sættes til:

Ved negative ubalancer (mangel på gas) i Exitzonen i Danmark:

- Det højeste day-ahead Index på enten GPN, GASPOOL eller NCG i det aktuelle lagerår (1. maj til 30. april)

Ved øvrige negative ubalancer, fx transit af gas ud af Danmark til Tyskland

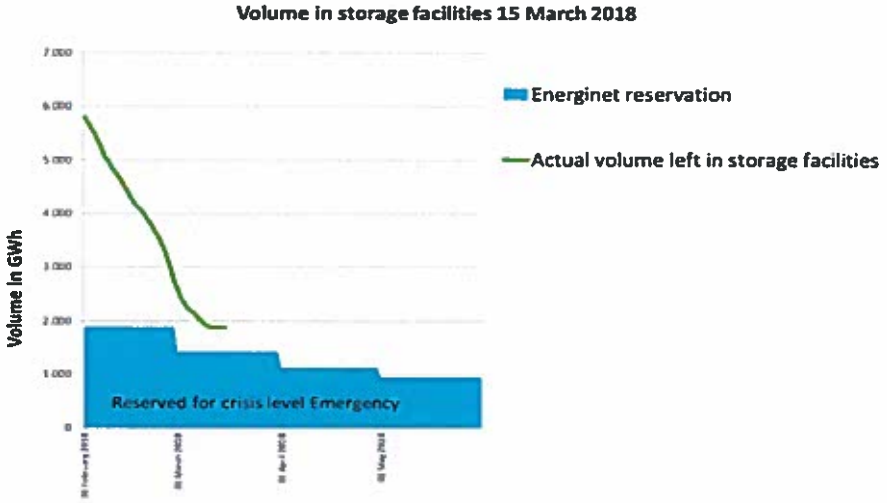
- Den højeste af enten
  - det højeste day-ahead Index på enten GPN, GASPOOL eller NCG i det aktuelle lagerår (1. maj – 30. april) + small adjustment (step 1 eller 2) eller
  - Energinets marginale gulzone handel

Energinet angiver, at de transportkunder, der leverer gas til gasleverandører, som forsyner danske gasforbrugere (leverer gas til exitzonen), går i ubalance, hvis transportkunden ikke leverer den mængde gas til gasleverandøren, der svarer til gasleverandørens forbrugeres samlede gasaftag. Det er derfor væsentligt for forsyningssikkerheden, at transportkunderne har økonomisk incitament til at sikre nok gas til de danske gasforbrugere, som de – måske indirekte gennem gasleverandøren - forsyner, så Emergency kan undgås eller udskydes. Under Tyra renoveringen fra 2019 til 2022 er det afgørende, at dette incitament fungerer. Energinet vurderer, at prissætning af transportkunders ubalancer under Emergency er fundamentet for det rette incitament. Energinet forklarer videre, at under en Emergency, hvor systemet er presset, er det afgørende, at der er skærpede krav (incitament) til de øvrige gasmængder, der transporteres gennem transmissionssystemet. Hvis fx en transitkunde kun transporterer gas ud af transmissionssystemet – men ikke forinden har sørget for at levere samme mængde ind i systemet – kan dette hurtigt forværre en presset forsyningssituation. Transitmængder betaler endvidere ikke den særlige nødforsyningstarif, som kun danske forbrugere betaler i dag. Et større ubalancegebyr til øvrige mængder (end exitzonen) skal således give incitament til, at disse mængder er i balance i en Emergency. Dels så denne transport af gas ikke forværrer situationen yderligere, og dels så disse mængder ikke får (gratis) del i dansk nødgas, som kun danske forbrugere betaler i den nuværende tarifmodel.

Energinet er blevet opmærksom på, at Energinets nuværende fastsættelse af ubalancebetaling (mangel på gas) under kriseniveauet "Emergency" ikke er transparent og ikke i tilstrækkelig grad giver transportkunderne incitament til at sikre nok gas til forbrugerne i hele sæsonen. Hovedformålet med Energinets forslag til at ændre ubalancegebyret under Emergency (ved negativ ubalance) er at give transportkunder med direkte eller indirekte forpligtelser til slutkundemarkedet, incitament til at tage ansvar for at kunne levere gas i hele sæsonen – og ikke blot lade Energinet overtage leveringen af gas i en eventuel Emergency. Slutkundemarkedet er de endelige forbrugere, fx villakunder, industrivirksomheder, kraftvarmeværker m.v.

I den seneste Early Warning i februar og marts 2018 blev det tydeligt for Energinet, at markedsaktørerne generelt set er villige til at tage en større risiko og ikke sikrer deres slutkundeporteføljer i samme grad som tidligere. Både lagerfyldningsniveauet og udtræksniveauet før og under Early Warning indikerede efter Energinets opfattelse, at markedets aktører er villige til at presse gassystemet til det yderste med henblik på (kortsigtet) profitmaksimering, jf. figur 5, der viser forløbet før og under Early Warning 2018. Det ses på den grønne kurve, at der blev trukket relativt meget (markedsmæssig) gas ud fra lager i februar 2018, hvorefter transportkunderne i marts 2018 næsten ikke havde mere gas på lager til at forsyne forbrugerne.

FIGUR 5 | **LAGERFYLDNING VERSUS NØDLAGER FEBRUAR – MARTS 2018**



Kilde: Energinet

Energinet peger på, at transportkunderne har ansvaret for at levere gas og balancere deres egen portefølje, og alle markedsaktører, herunder transportkunderne, har et fælles ansvar for forsyningssikkerheden, hvilket fremgår af den europæiske forordning om forsyningssikkerhed. Den seneste Early Warning har fået Energinet til at sætte spørgsmålstegn ved, om markedets aktører, dvs. transportkunderne, gør nok (præventivt) for at leve op til dette ansvar. Formålet med ændringen af metoden, er at give transportkunderne (bedre) incitament til at tage ansvar for at sikre egne slutkundeporteføljer gennem hele sæsonen.

Den nuværende metode giver ifølge Energinet ikke tilstrækkelige incitamenter, da den kun baseret på en dansk pris og alene reflekterer gasprisen i det aktuelle gasdøgn. Når den nye metode inkluderer priser fra de tyske hubs bliver den dels mere robust i situationer, hvor prisdannelsen i Danmark er udfordret, og dels styrker det "linket" til det tyske gasmarked. En højeste gennemsnitslige pris i løbet af lagersæsonen vil endvidere indirekte reflektere den mulige fremtidige værdi af gas. Den nye metode indeholder efter Energinets opfattelse det incitament, at det ikke kan betale sig at spekulere mod ubalancegebyret under Emergency, da ubalancegebyret altid vil være den højeste pris (gennemsnitsprisen) i løbet af sæsonen. Metoden skal også give incitament til at transportkunderne sikrer gas til mere end blot en gennemsnitsvintersæson.

Det er Energinets opfattelse, at den nye metode er rimelig fordi:

- Den kun "rammer" transportkunder, der ikke effektivt har sikret gas nok til at forsyne egen portefølje hele sæsonen (også vinter)
- Den alene er baseret på markedspriser
- Den bruger gennemsnitspriser (day-ahead Index) og ikke marginale priser

- Den anvender den mest likvide gasprisreference i Danmark og Tyskland.

Energinet præciserer, at den nye metode har to hovedformål:

Før Emergency: at give transportkunderne incitament til at sikre tilstrækkelige mængder gas til egne slutkundeporteføljer i hele sæsonen, også en kold vinter (fx ved at have lagret gas, beholde gas på lager til hele sæsonen, købe og udnytte transportkapacitet til at kunne klare en kold vinter).

Under Emergency: at give transportkunderne incitament til at udnytte alle gasforsyningskilder, før de modtager nødforsyningsgas fra Energinet.

Energinet vil udarbejde et nyt koncept kaldet Minimal Storage Filling (MSF), som bliver indført før Tyra-nedlukningen. Dette værktøj skal løbende give markedet indblik i den aktuelle forsyningssituation for hele sæsonen, og vil give en pejling af om den aktuelle lagerfyldning er tilstrækkelig til at sikre forsyningssikkerheden. På denne måde vil MSF understøtte indførelsen af den nye metode for ubalancebetaling under Emergency.

Energinets uddybende redegørelse for ny metode (ubalancebetaling under Emergency)

I tilknytning til anmeldelsen har Energinet oplyst, at det er meget forskelligt, hvordan andre landes TSO'ere i Europa håndterer Emergency og ubalancer under Emergency. Det er ligeledes forskelligt, hvem der i de enkelte lande er ansvarlig for forsyningssikkerheden. I Danmark er det politisk vedtaget, at så mange forbrugere som muligt, skal være beskyttede, og det er vedtaget, at de beskyttede forbrugere skal betale en nødtarif. I Sverige er det kun ca. 2 pct. af forbrugerne, der er beskyttet, bl.a. fordi størstedelen af forbruget stammer fra industri. Ud fra de oplysninger Energinet er i besiddelse af, benytter de fleste lande i EU *fysiske* værktøjer til at håndtere en nødforsyningshændelse (fx reduceret kapacitet, skæring af forbrug etc.), og TSO'en har brede rammer i forhold til at sikre balancen i systemet i en Emergency. Frankrig har en restriktiv model, hvor transportkunden forpligter sig til at købe en bestemt mængde gas i lager til at understøtte slutkundeforbruget. I Tyskland anses en national Emergency som højst usandsynlig Der findes således ikke en sammenlignelig model i andre lande (med samme type system, markedsstørrelse, kompleksitet og niveau af forsyningssikkerhed) og heller ikke samme type ubalancegebyr under Emergency, som der gælder for det danske system.

Energinets redegørelse for metodens betydning for handlen med gas
Energinet anfører, at gaslagrene i Danmark er det vigtigste værktøj, som transportkunder kan anvende for at sikre nok gas til gasforbrugere under en kold vinter, således at en Emergency situation kan undgås. Anvendelsen af gaslageret er tæt knyttet til en række (kommercielle) beslutninger, der træffes i løbet af lagersæsonen, og disse løbende beslutninger er knyttet til de løbende markedspriser, der materialiserer i løbet af lagersæsonen. En transportkundes alternativ til at sikre nok gas til sine gasforbrugere, er, at Energinet erklærer Emergency, og at gasforbrugerne kan forsynes med Energinets nødgas. Derfor er det afgørende, at dette alternativ (nødgas) er prissat, således at transportkunderne finder egen forsyning af gasforbrugere mere attraktiv end at forlade sig på, at Energinets bruger sin nødgas. Energinet finder, at den højeste relevan-

te markedspris i sæsonen giver et passende (og markedsbaseret) incitament til at transportkunder vil gøre, hvad de kan for at undgå Emergency.

Ifølge Energinet sikrer den nuværende metode ikke i tilstrækkelig grad, at markedsprisen i Danmark afspejler risikoen for Emergency. Dette giver en risiko for at prisniveauet for gas i Danmark generelt set er for lavt ift. den forsyningsmæssige risiko, hvilket kan medføre en uhensigtsmæssig adfærd (at markedsaktørerne ikke sikrer gas nok til slutkunderne for hele sæsonen). Den nye metode vil alt andet lige kunne bidrage til et højere prisniveau for gas i Danmark under Tyra renoveringen og vil kunne give incitament til øget flow af gas fra Tyskand. Samtidig er det Energinets forventning, at den nye metode har en neutral påvirkning på gaspriserne efter Tyra renoveringen, da risikoen for at gå i Emergency vil være lavere. Energinet forventer ikke, at priskorrelationen mellem Danmark og Tyskland vil blive ændret som følge af metoden. Korrelationen vil kun blive påvirket, hvis der opstår en hændelse i Danmark, som ikke påvirker Tyskland – hvilket er naturligt, da Danmark alt andet lige vil være højprisområde i et sådan tilfælde.

Energinet finder ikke, at den nye metode vil være en hindring for handlen med gas. Transportkunderne vil stadigvæk frit kunne disponere over deres gasmængder, men transportkunden må forvente at løbe en øget økonomisk risiko, hvis lageret tømmes for tidligt på sæsonen. Dette gælder særligt, hvis lageret tømmes på grund af høje markedspriser, som med den nye metode vil afspejle sig i prisen for ubalancer i nød. Den nye metode skal give transportkunderne en større bevidsthed om, hvor meget gas de bør have i lager til at kunne forsyne forbrugerne i hele sæsonen.

Energinet illustrerer rationalet bag metoden i et forsimplet eksempel:

- En transportkunde står den 1. marts. Der er Early Warning og priserne er markant højere end normalt. Transportkunden har 2 valgmuligheder:
  - At sælge al sin gas i marts og dermed tømme sit lager til 0. Dette er hvad priserne i markedet umiddelbart giver incitament til
  - At sælge delvist i marts, men også at gemme gas til april måned, hvor der også kan være behov for, at der er gas på lager
- Med den nuværende metode vil transportkunden sandsynligvis vælge at gøre det første, da sandsynligheden for at gå i nød fortsat vurderes til at være lav, og hvis det skulle ske, så får transportkunden nødgassen til neutral gaspris.
- Med den nye metode er der en større sandsynlighed for, at transportkunden i stedet vælger at gemme noget af gassen til april, da nødprisen nu med sikkerhed vil være meget høj. Det vil sige at hvis systemet går i Emergency, så vil den arbitragegevinst som aktøren kan spekulere i mellem månederne i stedet for blive til et tab.

Energinet finder ikke, at en transportkunde agerer uhensigtsmæssigt i markedet ved at gemme gas til hele sæsonen (til og med april), for en transportkunde bør først og fremmest have ansvaret for egen gasporteføljе, og transportkunden bør derfor altid gemme gas/sikre adgang til gas indtil udgangen af vinteren (april).

Energinets redegørelse for valget af lageråret som prisreference

Energinet anfører, at valget med at bruge et (lager)år som prisreference hænger sammen med den måde, hvorpå et lager kan benyttes set i forhold til et grænsepunkt (her Ellund). Ellund er karakteriseret ved at give adgang til et "uendeligt lager" af gas hele året. Derfor skal en markedsaktør, såfremt der ikke er flaskehals, ikke bekymre sig om at sikre sig kapaciteten og fyldningen på forhånd – der kan via Ellund skaffes gas helt ned til og inden for gasdøgnet. Brug af sæsonlager kræver væsentligt længere planlægning, i form af først at købe lagerkapacitet (plads i lager, injektion og udtræk), herefter at fylde det købte lager og til slut at tømme det hensigtsmæssigt. Det betyder, at den adfærd en markedsaktør har i løbet af lageråret, har betydning for hvorledes markedsaktøren kan agere i udtrækssæsonen (vinter). Såfremt der sker en hændelse i efteråret, hvor der dannes høje priser i markedet, vil en markedsaktør overveje om det bedst kan betale sig at fylde på lager eller at sælge gas. Hvis markedet generelt set vælger det sidste, så vil lagrene ikke blive fyldte, hvilket kan have betydning for forsyningssituationen i markedet senere på sæsonen. Der er således efter Energinets opfattelse en *tidsmæssig og prismæssig samhørighed* i et lagerår, hvor priser tidligt på sæsonen kan have indflydelse på priser senere på sæsonen.

Energinet peger derudover på, at spotpriser ikke kun er et udtryk for, hvad prisen på gas er på dagen, men også er sat ud fra forventningen til fremtiden. En markedsaktør kan vælge at sælge gas på en given dag, men han kan også vælge at vente, hvis der er forventning om en højere pris ugen efter. En "gennemsnitlig" markedspris i spotmarked er derfor ikke kun et udtryk for, hvad gassen koster på dagen, men er også et udtryk for at markedet ikke forventer stort prisudsving i den kommende periode. Omvendt, hvis der er forventning til høje priser i den kommende tid (fx pga. temperatur), så vil det alt andet lige kunne få spotpriserne til at stige.

KONSEKVENS VED UBALANCEBETALING UNDER EMERGENCY

Forsyningstilsynet har anmodet Energinet om at udarbejde et beregningseksempel, der viser konsekvensen for både transportkunder og forbrugere ved den nye metode. Energinet er blevet bedt om at beregne konsekvens ved en kort Emergency (10 dage) og en længere Emergency (30 dage) og for en normal vinter og kold vinter. Det forenklede beregningseksempel i tabel 3 nedenfor viser konsekvensen ved, at en transportkunde er i negativ ubalance i Danmark til exitzonen og ved at en transportkunde er i negativ ubalance ved transport af gas til Sverige (transit).

TABEL 3 | **OMKOSTNINGER TIL UBALANCER FOR FORSKELLIGE TRANSPORTKUNDER**

Omkostninger til ubalance under Emergency (DKK)	10 døgn normal	10 døgn kold	30 dage normal	30 dage kold
Scenarie 1: ubalance til exitzonen				
Lille transportkunde	647.405	1.735.045	1.942.215	5.205.136
Mellem transportkunde	3.237.025	8.675.227	9.711.075	26.025.681
Stor transportkunde	11.329.588	30.363.295	33.988.763	91.089..884
Scenarie 2: ubalance til Sverige (transit)				
Lille transportkunde	958.815	2.569.624	2.876.445	7.708.873
Mellem transportkunde	4.794.075	12.848.121	14.382.225	38.544.363
Stor transportkunde	16.779.263	44.968.424	50.337.788	134.905.271

Kilde: Energinet
Note: I eksemplet har en lille transportkunde 2 pct. af markedet, en mellem 10 pct. og en stor 35 pct. af markedet.

I eksemplet er det antaget, at den højeste gaspris i perioden er 61 Euro/MWh. Denne pris er den højeste gaspris under den aktuelle Early Warning i 2018 og således ikke urealistisk i en presset forsyningssituation. Anvendelse af den højeste pris i perioden er netop et kerneelement i den nye metode. Grundantagelserne i beregningseksemplet fremgår af bilag 5. I konsekvensberegningen er fratrukket en "normal" gaspris på 21,5 Euro/MWh. (En gaspris på 20 Euro/MWh plus forskel i lavpris/højprisområde på 0,5 euro/MWh og transaktionsomkostninger på 1 Euro/MWh.) Den gennemsnitlige normale gaspris bliver i eksemplet trukket fra konsekvensberegningen, da disse omkostninger er "sparet" hvis transportkunden modtager ubalancegas fra Energinet.

Det er endvidere forudsat, at *enten* transportkunder til dansk forbrug er i ubalance (scenarie1) *eller* transportkunder til Sverige er i ubalance (scenarie 2). Det er også forudsat, at hvis exitzonen i Danmark er i ubalance, så får Sverige gas fra andre forsyningskilder (fx Ellund) og omvendt. I praksis vil det angiveligt være en blanding af danske og svenske transportkunder, der er i ubalance. Eksemplet ovenfor er forenklet for bedre at kunne vise, hvad forskellen ved den nye metode betyder for henholdsvis danske transportkunder som svenske transportkunder.

Det skal i øvrigt holdes for øje, at med den nuværende metode for ubalancegebyr vil omkostningen for transportkunderne ved Emergency sandsynligvis også blive forholdsvis stor. I den nuværende metode vil ubalancegebyret variere dagligt med den neutrale gaspris på dagen (within-day prisen). Denne kan også blive høj i en Emergency, jf. at beregningen ovenfor ikke er en konsekvensberegning *mellem* den nuværende og nye metode.

Såfremt det antages, at transportkundernes omkostning til ubalance under Emergency bliver videreført til slutkunderne, og såfremt det antages, at de afbrydelige forbrugere ikke bliver afbrudt, har en Emergency følgende konsekvens for forbrugerne i Danmark, jf. tabel 4:

TABEL 4 | KONSEKVENSBEREGNING AF EMERGENCY FOR LILLE, MELLEM OG STOR FORBRUGER I DANMARK

Konsekvens forbrugerne (DKK)	Årligt forbrug i m3	10 døgn normal	10 døgn kold	30 døgn normal	30 dage kold
Lille forbruger (villakunde)	1.700	26	70	78	210
Mellemstor forbruger (virksomhed)	300.000	4.607	12.346	13.820	37.038
Stor forbruger (fx industrikunde)	5.000.000	76.780	205.769	230.339	617.307

Kilde: Energinet
Note: Energinet har oplyst, at risikoen for en 30 dages Emergency pga. kold vinter er ekstrem lille.

Energinet har givet et forsigtigt bud på en af de samfundsøkonomiske konsekvenser der kan komme ved en Emergency på 30 dage. På baggrund af data fra Dansk Gasteknisk Center (DGC) vil en Emergency kunne give tabt omsætning på ca. 4 mia. DKK. Det direkte tab hos de ikke-beskyttede virksomheder i Danmark skønnes af DGC at ligge på 250 mio. DKK. I dette tal er der ikke indregnet afledte effekter hos fx underleverandører, tab af fremtidig omsætning, tab af markedsandele, imagetab etc. Energinet forventer, at der er en lang række elementer, der kan øge det samlede tab for samfundet yderligere, men disse elemeter er vanskelige at opgøre. Energinet finder – ved groft skøn – at et realistisk bud på de samfundsmæssige følgeomkostninger pga. Emergency i 30 dage vil ligge et sted mellem 2-4 mia. DKK.

For at konkretisere hvilke virksomheder der kunne blive ramt af en Emergency, kan følgende virksomheder som eksempel nævnes: Novo Nordisk, Carlsberg, Danish Crown, Arla, Alfred Pedersen & Søn, FF Skagen og Haldor Topsøe. Endvidere vil 98 pct. af gasmængderne til Sverige (til svenske virksomheder) kunne blive afbrudt i en Emergency. En Emergency kan således få store konsekvenser for samfundet som helhed, både det danske og det svenske.

SAGENS PARTER

Forsyningstilsynet vurderer, at Energinet Gas TSO (CVR nr. 39 31 50 84) er forvaltningsretlig part i sagen. Sagen følger op på en metodegodkendelse fra 2016 rettet til Energinet Gas TSO, og metodeanmeldelsen er indsendt af Energinet Gas TSO til Forsyningstilsynet med hjemmel i naturgasforsyningslovens § 40, stk. 1. Denne bestemmelse retter sig mod transmissionsselskaber.

Energinets metoder for balancering retter sig til alle transportkunder, som transporterer gas gennem det danske transmissionssystem, og ingen enkelte transportkunder bliver væsentligt og individuelt berørt af ændringer i den generelle balanceringsmodel på en måde, der gør, at afgørelsen får retlige eller faktiske konsekvenser for dem, der er anderledes eller mere intensive end de konsekvenser, som modellen har for alle øvrige transportkunder. Forsyningstilsynet vurderer derfor, at ingen individuelle transportkunder er forvaltningsretlige parter i sagen.

HØRING

For at oplyse sagen bedst muligt og sikre inddragelse af relevante synspunkter, havde Forsyningstilsynet Energinets metodeanmeldelse af balancemodellen i offentlig høring på tilsynets hjemmeside i perioden 5. juli 2018 til 16. august 2018. Der er ikke modtaget høringssvar.

RETSGRUNDLAG

I det følgende gennemgås de bestemmelser, som er relevante i forbindelse med Forsyningstilsynets behandling af sagen.

Naturgasforsyningsloven[1]

Metodegodkendelser

Forsyningstilsynet skal godkende metoder til fastsættelse af Energinets priser og betingelser for anvendelse af transmissionsnettet:

> **§ 36 a.** Priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet samt LNG-faciliteter fastsættes af transmissions-, distributions- og LNG-selskaber efter offentliggjorte metoder, som er godkendt af Forsyningstilsynet.

Europæisk regulering

Siden 2011 har europæisk regulering sat de nærmere rammer for adgang til transmissionsnet i EU. Det er således den europæiske gasforordning og afledte retsakter i form af netregler – herunder en specifik netregel for balancering – som regulerer transportkundernes adgang til transmissionsnettene og transmissionssystemoperatørernes pligter i forhold til at sikre en effektiv, transparent og ikke-diskriminerende netadgang for transportkunderne.

Gasforordningen[2]

---

[1] Bekendtgørelse af lov om naturgasforsyning (LBK nr. 1127 af 05/09/2018)

[2] Europa-Parlamentet og Rådets forordning af 715/2009 af 13. juli 2009 om betingelserne for adgang til naturgastransmissionsnet og om ophævelse af forordning (EF) 1775/2005.

Gasforordningen fastsætter de overordnede krav til balancering, jf. forordningens artikel 21.

> **Artikel 21 - Regler for balancering og gebyrer for ubalancer**
> 1. Reglerne for balancering skal udformes på en retfærdig, ikke-diskriminerende og gennemsigtig måde og baseres på objektive kriterier. Balanceringsreglerne skal afspejle reelle systembehov, idet der tages hensyn til, hvilke ressourcer transmissionssystemoperatøren råder over. Balanceringsreglerne skal være markedsbaserede.
> 2. For at netbrugerne kan foretage korrigerende indgreb i tide, skal transmissionssystemoperatørerne fremlægge fyldestgørende, rettidige og pålidelige internetbaserede oplysninger om brugernes balanceringsstatus. De fremlagte oplysninger skal afspejle de oplysninger, der er til rådighed for transmissionssystemoperatøren, og referere til den afregningsperiode, som der beregnes gebyrer for ubalancer for. Oplysninger i henhold til dette stykke fremlægges uden betaling.
> 3. Gebyrerne for ubalancer skal i videst muligt omfang være omkostningsbaserede, men skal samtidig på passende vis anspore netbrugerne til at skabe balance i deres tilførsel og udtræk af gas. Krydssubsidiering mellem netbrugere skal undgås, og gebyrerne må ikke hindre nye markedsdeltagere i at komme ind på markedet. Metoden for beregning af gebyrerne for ubalance samt de endelige tariffer skal offentliggøres af de kompetente myndigheder eller transmissionssystemoperatøren.
> 4. Medlemsstaterne sikrer, at transmissionssystemoperatørerne bestræber sig på at harmonisere balanceringsordninger og strømline strukturer og niveauer for balanceringstariffer for at fremme handelen med gas.

Den europæiske netregel for balancering af gastransmissionsnet[3]

Netreglen for balancering (NC BAL) fastsætter nogle regler og principper for balancering, som Energinet skal leve op til som transmissionssystemoperatør. Generelt er der tale om en "ramme-netregel", som overlader en relativ vid margin til at fastsætte forskellige nationale metoder til balancering, jf. at de nationale gasmarkeder stadig befinder sig på forskellige udviklingsstadier og har forskellige karakteristika.

Formålet med NC BAL er at indføre markedsbaseret balancering med henblik på at understøtte udviklingen af det kortsigtede engrosmarked for gas. Dette følger af præamblens betragtning nr. 3:

> Denne forordning understøtter udviklingen af et konkurrencepræget kortfristet engrosmarked for gas i Den Europæiske Union, som muliggør levering af fleksibilitet, uanset kilden, og udbud af den til køb og salg via markedsmekanismer, så netbrugerne kan balancere deres balanceringsporteføljer effektivt, eller transmissionssystemoperatøren kan benytte fleksibiliteten til at balancere transmissionsnettet.

---

[3] Kommissionens forordning nr. 312/201 af 26. marts 2014 om en netregel for balancering af gastransmissionsnet. Netreglen omtales ofte med den engelske betegnelse BAL NC (Balancing Network Code).

NC BAL fastsætter, at det er markedet (transportkunderne), der skal balancere systemet - og have de rette incitamenter til at gøre dette - mens at TSO'en kun skal foretage den nødvendige rest-balancering, jf. artikel 4, stk. 1 og stk. 2.

> **Kapitel III (Balanceringssystem)**
> **Artikel 4 – generelle principper**
> 1. Netbrugerne er ansvarlige for at balancere deres balanceringsporteføljer for at minimere behovet for, at transmissionssystemoperatører er nødt til at udføre balancering i henhold til denne forordning.
> 2. Balanceringsregler, som fastlægges i henhold til denne forordning, skal afspejle ægte systembehov, idet der tages hensyn til de ressourcer, der er til rådighed for transmissionssystemoperatørerne, og de skal give netbrugerne incitamenter til at balancere deres balanceringsporteføljer på en effektiv måde.
> 3. (...)
> 4. (...)

TSOen skal foretage den nødvendige balancering som TSO ved at handle korte standardprodukter på en handelsplatform og evt. ved andre balanceringsydelser, jf. artikel 6, stk. 3.

> **Kapitel III (Driftsbalancering)**
> **Artikel 6 - Generelle bestemmelser**
> 1. (...)
> 2. (...)
> 3. Transmissionssystemoperatøren foretager balancering ved hjælp af: a) køb og salg af kortfristede standardprodukter via en handelsplatform og/eller b) brug af balanceringsydelser.
> 4. I forbindelse med balancering tager transmissionssystemoperatøren hensyn til følgende principper: a) balanceringen foretages på et ikke-diskriminerende grundlag b) balanceringen skal tage hensyn til enhver forpligtelse, som er pålagt transmissionssystemoperatøren om en økonomisk rationel og effektiv drift af transmissionsnettet

TSOen skal i forbindelse med balanceringprioritere intradag (dvs. within-day) produkter over day-ahead produkter, jf. artikel 9, stk. 2.

> **Artikel 9 - Prioriteringsrækkefølge**
> 1. (...)
> 2. Ved handel af kortfristede standardprodukter skal transmissionssystemoperatøren prioritere anvendelsen af intradag produkter over day-ahead-produkter, hvis og i det omfang det er hensigtsmæssigt.
> 3. (...)
> 4. (...)

Transportkunderne skal betale et ubalancegebyr til TSO'en for deres ubalance i det enkelte gasdøgn, jf. artikel 19, stk. 1

> **DAGLIGT GEBYR FOR UBALANCE**

Artikel 19 – Generelle bestemmelser

1. Netbrugerne er forpligtet til at betale eller har ret til at modtage (alt efter, hvad der er relevant) et dagligt gebyr for ubalance for deres daglige ubalancemængde for hvert gasdøgn.

2. Det daglige gebyr for ubalance skal opføres særskilt på transmissionssystemoperatørens fakturaer til netbrugerne.

3. Det daglige gebyr for ubalance skal være omkostningsægte og tage højde for priserne for transmissionssystemoperatørens balancering, hvis det er relevant, og for den lille tilpasning, der er omhandlet i artikel 22, stk. 6.

Metoden til beregning af det daglige ubalancegebyr skal godkendes af den nationale regulator, dvs. Forsyningstilsynet, jf. artikel 20, stk. 1.

Artikel 20 - Metode til beregning af det daglige gebyr for ubalance

1. Transmissionssystemoperatøren forelægger metoden til beregning af det daglige gebyr for ubalance, der påtænkes anvendt i dennes balanceringszone, for den nationale regulerende myndighed med henblik på godkendelse.

2. Når den er godkendt, offentliggøres metoden til beregning af det daglige gebyr for ubalance på det relevante websted. Enhver ajourføring heraf offentliggøres i god tid.

3. Metoden til beregning af det daglige gebyr for ubalance fastlægger:

a) beregningen af den daglige ubalancemængde, der er omhandlet i artikel 21

b) beregningen af den gældende pris, der er omhandlet i artikel 22, og

c) eventuelle andre nødvendige parametre.

Transportkundernes tilførsel og udtræk af gas skal balance på døgnbasis, jf. artikel 21, stk. 1.

Artikel 21 - Metode til beregning af den daglige ubalancemængde

1. Transmissionssystemoperatøren skal beregne en daglig ubalancemængde for hver netbrugers balanceringsportefølje for hvert gasdøgn i henhold til følgende formel:

daglig ubalancemængde = tilførsel - udtræk

Kriterierne for, hvordan TSOen skal beregne det daglige gebyr for ubalancer er defineret i artikel 22. Artikel 22 er særligt relevant for Energinets fastsættelse af marginale købs- og salgspris, small adjustment (den lille tilpasning) og den neutrale gaspris.

Artikel 22 - Gældende pris

1. I forbindelse med beregningen af det daglige gebyr for ubalance, jf. artikel 23, bestemmes den gældende pris således:

a) den marginale salgspris, hvis den daglige ubalancemængde er positiv (dvs. netbrugerens tilførsel overstiger netbrugerens udtræk i det pågældende gasdøgn), eller

b) den marginale købspris, hvis den daglige ubalancemængde er negativ (dvs. netbrugerens udtræk overstiger netbrugerens tilførsel i det pågældende gasdøgn).

2. Der beregnes en marginal købspris og en marginal salgspris for hvert gasdøgn i henhold til følgende:

a) den marginale salgspris er den laveste pris af følgende:

i) den laveste pris i en hvilken som helst handel med title- produkter, som transmissionssystemoperatøren er involveret i, for det pågældende gasdøgn, eller

ii) den vægtede gennemsnitlige pris for gas for det pågældende gasdøgn, minus en lille tilpasning.

b) den marginale købspris er den højeste pris af følgende:

i) den højeste pris i en hvilken som helst handel med title- produkter, som transmissionssystemoperatøren er involveret i, for det pågældende gasdøgn, eller

ii) den vægtede gennemsnitlige pris for gas for det pågældende gasdøgn, plus en lille tilpasning.

3. (...)

4. (...)

5. (...)

6. Den lille tilpasning:

a) skal tilskynde netbrugerne til at balancere deres tilførsel og udtræk

b) udformes og anvendes på en ikke-diskriminerende måde med sigte på:

i) ikke at hindre markedsadgang

ii) ikke at bremse udviklingen af konkurrenceprægede markeder

c) må ikke have en skadelig indvirkning på den grænseoverskridende handel

d) må ikke føre til urimelig finansiel eksponering for netbrugere som følge af daglige gebyrer for ubalance.

7. Værdien af den lille tilpasning kan være forskellig ved bestemmelsen af den marginale købspris og den marginale salgspris. Værdien af den lille tilpasning må ikke overstige 10 pct. af den vægtede gennemsnitlige pris, medmindre den berørte transmissionssystemoperatør kan begrunde en anden værdi over for den nationale regulerende myndighed og få den godkendt i henhold til artikel 20.

Forordningen om forsyningssikkerhed[4] (SoS)

Forordningen fastslår, at gasforsyningssikkerheden er et fælles ansvar for naturgasvirksomhederne, medlemsstaterne og EU-Kommissionen.

Artikel 3 Ansvaret for gasforsyningssikkerheden

1. Gasforsyningssikkerheden er et fælles ansvar, som påhviler naturgasvirksomhederne, medlemsstaterne, navnlig gennem deres kompetente myndigheder, og Kommissionen, inden for deres respektive aktivitets- og kompetenceområder.

2. (...)

3. (...)

[4] Forordning (EU) 2017/1938 af 25. oktober 2017 om foranstaltninger til opretholdelse af gasforsyningssikkerheden

FORSYNINGSTILSYNETS BEGRUNDELSE FOR AFGØRELSEN

Forsyningstilsynet skal i denne sag vurdere, om Energinets anmeldte ændrede metodeelementer i Energinets markedsbaserede balancemodel kan godkendes efter naturgasforsyningslovens § 36 a.

Vurderingen af Energinets metodeelementer skal primært ske i forhold til europæisk regulering, dvs. NC BAL og gasforordningens artikel 21, der fastsætter de overordnede regler og principper for balancering i transmissionssystemet. De første tre elementer i metodeanmeldelsen vedrører transportkundernes daglige balancering. Metoder til beregning af det daglige gebyr for ubalancer godkendes af regulator, jf. artikel 20 i NC BAL. Det sidste metodeelement er relateret til kriseniveauet "Emergency", som primært vil blive vurderet efter artikel 21 i gasforordningen.

1. FJERNELSE AF LOFT/BUND FOR ENERGINETS MARGINALE KØBS- OG SALGSPRISER

Loft/bund er en del af metoden til beregning af det daglige gebyr for ubalancer, som Forsyningstilsynet skal godkende jf. artikel 20 i NC BAL.

Indførelse af loft/bund i Energinets balancemodel var et vilkår ved Energitilsynets godkendelse af Energinets nye balancemodel i 2014[5].

Forsyningstilsynet skal indledningsvist bemærke, at Forsyningstilsynet finder, at det er en fordel for engrosmarkedet for gas i Danmark, at balancegas handles på en handelsplatform og ikke en "lukket" balanceplatform. På den måde kan handel med balancegas bidrage til fortsat at udvikle og forbedre det kortsigtede engrosmarked for gas i Danmark, jf. at den markedsbaserede balancering også har til formål at støtte udviklingen af et kortfristet engrosmarked for gas, jf. præamblen i NC BAL (betragtning nr. 3).

Loft/bund er et særligt element i den danske model, der blev indført ud fra formålsbetragtninger, og det følger således ikke direkte af NC BAL, at der kan sættes loft/bund ved beregning af den gældende pris for ubalancemængder, jf. artikel 22 i NC BAL, der fastslår, at priser for ubalancer skal fastsættes som de marginale købs- og salgspriser.

Som udgangspunkt skal elementer som fx et loft/bund, der grundlæggende "forstyrrer" markedet, undgås - medmindre der er saglige grunde for at fastholde det. Således skal elementet loft/bund, hvis det ikke længere er nødvendigt – eller hvis det direkte modvirker en korrekt prisdannelse – fjernes.

Omkostningsægte afregning

Det følger af artikel 19, nr. 3, i NC BAL, at det daglige gebyr for ubalance skal være omkostningsægte og tage højde for priserne for transmissionssystemoperatørens balancering (marginale købs- og salgspriser). Forsyningstilsynet finder, at ubalancegebyret alt andet lige bliver mere omkostningsægte, hvis loft/bund på Energinets marginale købs- og salgspriser i gul zone fjernes, da der så ikke længere vil være en kun-

[5] Jf. Energitilsynets afgørelse af 23. september 2014.

stig grænse for, hvad transportkunderne kan blive afregnet til. Fremover vil de transportkunder, der har skubbet systemet i ubalance og bidraget til at Energinet må handle balancegas, altid blive afregnet efter Energinets *reelle* marginale købs- og salgspriser. Forsyningstilsynet finder således også, at det vil være bedre i tråd med kravet om omkostningsægthed i NC BAL, hvis elementet loft/bund fjernes fra balancemodellen.

Afvejning af transportkundernes risiko og hensynet til at bidrage til en effektiv systembalance

Forsyningstilsynet vil nu vurdere, om fjernelse af elementet loft/bund er i tråd med øvrige relevante bestemmelser i NC BAL og om de forhold, der i 2014 bidrog til at Energitilsynet indførte loft/bund, har ændret sig og om der er andre saglige hensyn, der kan begrunde, at loft/bund kan eller bør fjernes.

Elementet blev indført i 2014 som en forventelig midlertidig foranstaltning i en periode, indtil likviditeten på den danske gasbørs var forbedret. Forsyningstilsynet kan nu konstatere, at handelsaktiviteten på GPN er øget siden indførelsen af balancemodellen i oktober 2014, jf. figur 2 i sagsfremstillingen, der viser, at både volumen og antal handler på GPN er steget siden oktober 2014. Det er imidlertid fortsat day-ahead produktet på GPN, der er det mest likvide produkt. Handlen på within-day produktet på GPN er efter Forsyningstilsynets vurdering ikke steget så meget, at dette isoleret set kan begrunde, at loft/bund fjernes.

Men det er Forsyningstilsynets vurdering, at selvom likviditeten på within-day produktet på GPN fortsat er begrænset, så er transportkundernes risiko væsentligt reduceret siden 2014. Forsyningstilsynet lægger i sin vurdering vægt på følgende:

1) At transportkunderne har mulighed for at skaffe gas/komme af med gas til og fra Tyskland, da der (siden 2015) er indført korte (within-day) transportkapacitetsprodukter på den tyske side af Ellund. Det betyder, at en transportkunde kan købe kapacitet på grænsepunktet inden for det enkelte gasdøgn og dermed føre gas til/fra Danmark med ganske kort varsel for at rette op på en forventet ubalance i gasdøgnet.
2) At Energinets procedurer ved gulzone-handler blev forbedret i 2016, hvilket begrænser risikoen for, at Energinet handler til "skæve" marginale priser. Energinet kan nu vælge *ikke* at handle, hvis Energinet vurderer, at prisen ikke er attraktiv eller ikke afspejler markeds-/forsyningssituationen, og Energinet kan handle gul-zone gas hele dagen fra 9-18 og ikke kun i forudbestemte handelsvinduer. Dermed kan Energinet vente og lade priserne stabilisere sig – og er ikke tvunget til at slå til inden for et kort tidsrum, som det var tilfældet i 2014 og 2015. Transportkunderne ved endvidere ikke om og hvornår Energinet handler, hvilket reducerer risikoen for eventuel spekulation (som kan give skæve priser).
3) At within-day markedet på GPN i det fleste tilfælde følger det mere likvide day-head marked på GPN, og at day-head på GPN er tæt korreleret med de mere likvide tyske gashubs.
4) At transportkunderne nu har fire års erfaring med Energinets balancemodel. Balancemodellen er velintegreret i gasmarkedet og ikke længere i en indkøringsperiode. Transportkunderne har fået erfaring med at agere i løbet af gasdøgnet, så de kan undgå eller begrænse at skubbe systemet i ubalance – og

dermed undgå at skulle betale det mindst attraktive ubalancegebyr (Energinets marginale købs- og salgspris).

5) At elementet loft/bund var vigtigt for at give tryghed i en indkøringsperiode, men loft/bund har kun været anvendt 3 gange på 4 år.

Elementet loft/bund er således kunstigt og kan betyde, at transportkunderne ikke bliver afregnet til *reelle* marginale købs- og salgspriser. Forsyningstilsynet finder, at ubalancegebyrer bedst muligt skal afspejler markeds- og forsyningssituationen i det aktuelle gasdøgn, da dette understøtter de ægte systembehov og dermed en mere effektiv balancering. Forsyningstilsynet finder, at når transportkundernes risiko er reduceret, jf. bemærkningerne ovenfor, er der ikke længere sagligt grundlag for at fastholde et element, der kan have den konsekvens, at transportkunderne ikke bliver afregnet til den reelle marginale købs- og salgspris ved Energinets gulzonehandler – og dermed også kan begrænse, at transportkundernes gives incitamenter til effektivt at balancere i gasdøgnet, jf. NC BAL artikel 4, stk. 2. Det er således afgørende, at markedet gives de rigtige signaler til at balancere systemet effektivt, og at ubalancegebyrerne i Energinets model hurtigt afspejler de reelle systembehov i gasdøgnet, jf. også at perioden op til Early Warning i februar 2018 tydeligt viste, at de indførte price caps udgjorde en barriere for en effektiv markedsbaseret balancering.

Samlet set er det Forsyningstilsynets vurdering, at elementet loft/bund kan fjernes fra Energinets balancemodel. Forsyningstilsynet godkender således Energinets nye beregning af gebyr for ubalancer, jf. NC BAL artikel 20.

2. FJERNELSE AF GRÆNSEN PÅ 10 PCT. SOM DEN NEUTRALE GASPRIS KAN AFVIGE FRA DAY-AHEAD

Forsyningstilsynet skal vurdere, om det er i overensstemmelse med NC BAL, at Energinet fjerner grænsen på plus/minus 10 pct., som sætter en grænse for, hvor meget den neutrale gaspris må afvige fra day-ahead prisen. Den neutrale gaspris anvendes til afregning af alle ubalancer i systemet – med undtagelse af, hvis Energinet har måttet handle gul-zone mængder. Den neutrale gaspris er således en væsentlig del af fastsættelsen af det daglige gebyr for ubalancer, som Forsyningstilsynet skal godkende metoden for, jf. artikel 20 i NC BAL.

Grænsen på de 10 pct. blev ligesom loft/bund elementet indført som en særlig foranstaltning i den danske balancemodel for at begrænse transportkundernes risiko ved, at den neutrale gaspris fra 2016 blev udregnet på grundlag af within-day produktet på GPN i stedet for det mere likvide day-ahead produkt. At fjerne prisgrænsen er i overensstemmelse med NC BAL, da NC BAL understøtter markedsbaseret prisfastsættelse, jf. artikel 22.

Forsyningstilsynets specifikke vurdering af, om prisgrænsen kan fjernes vil blive foretaget som en afvejning af transportkundernes risiko over for hensynet om at gebyret skal bidrage til effektiv systembalance og at balanceringsreglerne generelt skal afspejle ægte systembehov, jf. artikel 4, stk. 2.

Afvejning af transportkundernes risiko og hensynet til at bidrage til effektiv systembalance

Forsyningstilsynet bemærker indledningsvist, at within-day produktet som prisreference som udgangspunkt er det mest retvisende prissignal til afregning af ubalancer i det enkelte gasdøgn, da det bedst afspejler udviklingen i det enkelte gasdøgn. Såfremt within-day i perioder ikke følger day-ahead, så kan dette således være udtryk for en udvikling - markedsmæssig, systemmæssig, forsyningsmæssig - i det enkelte gasdøgn (within-day), som markedet dagen før (day-ahead) i sagens natur ikke har kunnet tage højde for. Enhver afvigelse mellem day-ahead og within-day er således ikke nødvendigvis udtryk for, at within-day er baseret på "skæve" priser, men udtryk for den aktuelle situation i det enkelte gasdøgn. Netop derfor er det efter Forsyningstilsynet vurdering hensigtsmæssigt, at det er within-day produktet, der anvendes til den daglige balancering.

Forsyningstilsynet lægger vægt på, at en kunstig sat prisgrænse alt andet lige kan hindre den naturlige udvikling i priserne (brugt til balancering), og den kan derfor virke som en barriere til effektiv balancering og kan hindre, at balanceringsmodellen afspejler de ægte systembehov, jf. kravet i NC BAL artikel 4, stk. 2, om at balanceringsregler skal afspejle ægte systembehov. Dette blev meget tydeligt i perioden med Early Warning i 2018, hvor de indførte "caps" i balancemodellen ikke virkede efter hensigten – men tværtimod forhindrede at balancegebyrerne kunne afspejle de reelle omkostninger (dvs. gasprisen i det aktuelle gasdøgn) og ægte systembehov i gasdøgnet. Dette betød, at transportkunderne fik incitament til at være i ubalance i det danske system – for at føre gas til Tyskland. Så snart Energinet, af hensyn til at undgå en mere kritisk forsyningssituation, der kunne udløse Emergency, fjernede modellens price caps, rettede transportkunderne det samlede system op. De indførte price caps – herunder særligt prisgrænsen til den neutrale gaspris – var dermed efter Forsyningstilsynets vurdering med til at hindre markedets funktion og med til at hindre en effektiv balancering af gassystemet i Danmark. Det er efter Forsyningstilsynets vurdering afgørende, at de enkelte elementer i Energinets balancemodel bidrager til at give transportkunderne incitamenter til en samlet set effektiv balancering, jf. NC BAL artikel 4, stk. 2. Grænsen på 10 pct. kan efter Forsyningstilsynet vurdering udgøre en barriere for en effektiv balancering af transmissionssystemet.

Forsyningstilsynet bemærker endvidere, at within-day produktet på GPN siden 2014 generelt har udviklet sig i en positiv retning, både hvad angår antal handler og handlet volumen, jf. figur 2 i sagsfremstillingen. Forsyningstilsynet skal supplerende pege på, at within-day prisen i de seneste år kun i ganske få tilfælde har afveget mere end 10 pct. fra day-ahead prisen, jf. figur 4 i sagsfremstillingen. Samtidig er transportkunderne blevet mere erfarne med at anvende balancemodellen og får i øvrigt også løbende information i det enkelte gasdøgn om deres egen og det samlede systems balanceposition, og har mulighed for selv at komme i balance. Hvis der et gasdøgn ser ud til at være en særlig "skæv" within-day pris vil transportkunden derfor kunne nå at reagere og reducere sin eventulle ubalance i gasdøgnet. Forsyningstilsynet finder, at disse forhold samlet bidrager væsentligt til at reducere transportkundernes risiko ved, at der ikke længere er en prisgrænse på den neutrale gaspris.

Samlet set er det derfor Forsyningstilsynets vurdering, at grænsen på de 10 pct. skal fjernes fra Energinets balancemodel. Forsyningstilsynet godkender derfor at prisgræn-

sen på 10 pct. af, hvad den neutrale gaspris kan afvige fra day-ahead fjernes, jf. NC BAL artikel 20.

3. JUSTERING AF SMALL ADJUSTMENT STEP 2

Forsyningstilsynet skal vurdere, om Energinets anmeldte ændring af small adjustment step 2 kan godkendes, jf. NC BAL artikel 20, stk. 1, der fastsætter, at den nationale regulator skal godkende metoden til beregning af gebyr for ubalance – herunder small adjustment. Forsyningstilsynet skal primært sikre, at small adjustment er i overensstemmelse med NC BAL artikel 22, stk. 6, og stk. 7, der fastslår, at small adjustment skal tilskynde netbrugerne til at balancere, at den ikke må have skadelig virkning på den grænseoverskridende handel, at den ikke må hindre markedsadgang og ikke må føre til urimelig finansiel eksponering for transportkunderne, og at den ikke må overstige 10 pct. af den neutrale gaspris, med mindre dette godkendes af regulator. Derudover skal det daglige gebyr for ubalance være omkostningsægte og tage højde for priserne for transmissionssystemoperatørens balancering og, hvis relevant, for small adjustment (den lille tilpasning), jf. NC BAL artikel 19, stk. 3. Endelig skal balanceringsreglerne generelt set afspejle ægte systembehov og give incitamenter til at transportkunderne balancerer effektivt, jf. NC BAL artikel 4, stk. 2.

Princippet om alternativomkostninger
Small adjustment step 2 i Energinets balancemodel skal give transportkunderne incitament til at komme i balance i løbet af aftenen og natten i tilfælde af, at det samlede system er i gul zone, men Energinet ikke har handlet. Et gennemgående princip i Energitilsynets godkendelse af small adjustment i såvel 2014-afgørelsen som i 2016-afgørelsen, var, at small adjustment step 2 fastsættes i forhold til transportkundernes alternativomkostninger ved selv at balancere, i stedet for at skulle betale ubalancegebyr til Energinet.

Forsyningstilsynet skal bemærke, at formålet med Energinets anmeldte ændring af adjustment step 2 er at *regulere* fastsættelsen af step 2, så det bedre afspejler transportkundernes reelle alternativomkostninger. Dels ved at step 2 tilpasses både transportomkostningen til/fra Tyskland samt injektion/udtræk/ til/fra lager (og afbrydelige, korte lagerprodukter), og dels ved at procentsatsen varierer i takt med at alternativomkostningerne til at skaffe gas/komme af med gas varierer. Det er på den baggrund Forsyningstilsynets vurdering, at Energinets nye beregningsmetode for step 2 fortsat baserer sig på det allerede godkendte princip om, at adjustment step 2 skal afspejle transportkundernes alternative omkostninger ved at balancere om aftenen og om natten.

Det nye element ved fastsættelsen af step 2 er, at den fremover *varierer* fra måned til måned i takt med at alternativomkostningerne varierer. Forsyningstilsynet finder, at en dynamisk udregnet small adjustment step 2 i højere grad afspejler de reelle alternativomkostninger, og således er med til at sikre, at transportkunderne bliver tilskyndet til at balancere deres tilførsel og udtræk af gas, jf. NC BAL artikel 22, stk. 6.

Det konkrete niveau (procentsats) af small adjustment vil fremover bliver udmeldt inden det aktuelle gasår. Energinet har i et beregningseksempel illustreret, jf. tabel 2 i sagsfremstillingen, at step 2 med den nye metode kan komme op på mellem 6-10 pct.,

og havde det ikke været for Energinets anmeldte øvre grænse på 10 pct., ville small adjustment i enkelte måneder komme op på 25 pct. De 6-10 pct. er en væsentlig stigning i forhold til den nuværende faste sats på 3 pct. Forsyningstilsynet finder imidlertid ikke, at det er en urimelig stigning, da stigningen er begrundet i de faktiske alternativomkostninger (den højeste af de to alternativer).

Energinet har i metoden til step 2 sat en øvre grænse på 10 pct., uagtet at alternativomkostningerne i visse perioder kan komme over 10 pct. Forsyningstilsynet finder, at det kan være med til at begrænse risikoen for transportkunden og sikre, at small adjustment ikke fører til en urimelig finansiel disponering af transportkunden, jf. artikel NC BAL 22, stk. 6, litra d, i NC BAL. Men Forsyningstilsynet skal fremhæve, at hvis det på et tidspunkt viser sig, at 10 pct. ikke er tilstrækkeligt til at anspore transportkunderne til selv at balancere om aftenen og natten, så kan det ikke udelukkes, at en small adjustment på mere end 10 pct. kan godkendes, jf. artikel 22, stk. 7, hvoraf det følger, at regulator kan godkende en værdi større end 10 pct., hvis dette kan begrundes.

Det er nyt, at step 2 også inddrager omkostninger til transport af gas fra og til Tyskland ved beregningen af alternativomkostningen. Forsyningstilsynet finder, at dette bidrager til at sikre, at step 2 afspejler de reelle omkostninger, jf. også erfaringerne fra Early Warning 2018. Når step 2 er fastsat også i forhold til dette alternativ, så motiverer dette alt andet lige transportkunderne til at handle gas over grænsen – frem for at være i ubalance, jf. også kravet om, at small adjustment ikke må have skadelig indvirkning på den grænseoverskridende handel jf. artikel 22, stk. 6, litra c.

Samlet set kan Forsyningstilsynet godkende Energinets nye metode til beregning af small adjustment step 2, jf. NC BAL artikel 20.

4. UBALANCEBETALING UNDER EMERGENCY

Forsyningstilsynet skal vurdere, om Energinets nye princip for fastsættelse af ubalancegebyr under Emergency kan godkendes. Idet NC BAL retter sig mod den daglige driftsbalancering, vil Forsyningstilsynet i vurderingen primært forholde sig til, om metoden er i overensstemmelse med de generelle krav, der gælder for balancering, jf. gasforordningens artikel 21.

Det anmeldte princip skal frem for alt skabe incitamenter for transportkunder til at tage ansvar for deres egen balancering både op til og under en nødsituation, hvor der mangler gas i systemet.

Det bemærkes indledningsvist, at der som udgangspunkt er relativt vide rammer til at fastsætte incitamenter i forbindelse med betaling af ubalancegebyrer, jf. NC BAL artikel 21 som fastslår, at gebyrerne for ubalancer "i videst muligt omfang [skal] være omkostningsbaserede" men skal samtidig "på passende vis anspore netbrugerne til at skabe balance..." Forsyningstilsynet finder, at ordlyden "på passende vis anspore netbrugerne til ..." giver regulator en forholdsvis bred skønsmargin i forhold til at vurdere og godkende tiltag, der giver incitamenter til korrekt adfærd. Dette må så meget desto mere gælde, når der er tale om at godkende tiltag, der dels skal modvirke at systemet kommer i Emergency og dels skal finde anvendelse i Emergency, hvor systemet er

presset, og hvor ikke-beskyttede forbrugere ultimativt kan miste deres gasforsyning som følge af uhensigtsmæssig markedsadfærd fra gasmarkedets aktører.

Forsyningstilsynet finder, at den nye beregningsmetode giver transportkunderne incitamenter til at tage et større ansvar for at sikre gas til egne direkte eller indirekte gasporteføljer (forbrugerne), så Emergency undgås eller udskydes. Metoden giver transportkunderne incitament til at agere mere helhedsorienteret og over en længere tidshorisont i deres balancering, så transportkunderne bliver mere bevidste om den negative effekt, det kan have på den samlede systembalance, hvis der ikke lagres tilstrækkelig gas til en kold vinter, eller hvis der ikke købes tilstrækkelig transportkapacitet på grænsepunktet til Tyskland, og hvis transportkapaciteten til rådighed ikke anvendes optimalt for at sikre systembalancen.

Forsyningstilsynet finder, at formålet med det nye metodeelement - at få markedets aktører til at tage et større ansvar for den samlede systembalance og gasforsyningssikkerhed – er i tråd med det bærende princip om, at balanceringsreglerne skal være markedsbaserede, og at de skal afspejle ægte systembehov, jf. gasforordningens artikel 21.

Forsyningstilsynet skal også fremhæve det grundlæggende princip i den europæiske gasforsyningssikkerhedsforordning om, at gasforsyningssikkerheden er et fælles ansvar, som påhviler naturgasvirksomheder og medlemsstater og Kommissionen jf. forordningens artikel 3, stk. 1.

Anvendelse af højeste day-ahead Index på enten GPN, GASPOOL eller NCG
Til anvendelse af day-ahead Index fremfor det nuværende within-day skal Forsyningstilsynet bemærke, at day-ahead Index alt andet lige er en mere præcis prisreference end within-day på grund af produktets større likviditet – og når formålet med gebyret præventivt er at fremme systembalance over en længere tidshorisont, og ikke kun i det aktuelle gasdøgn, så forekommer det rimeligt, at det er day-ahead prisen og ikke er within-day prisen, der anvendes i denne specifikke sammenhæng.

Ubalancegebyret skal fremover baseres på højeste day-ahead Index på enten PEGAS ETF, GASPOOL eller NCG. Forsyningstilsynet bemærker hertil, at de danske og tyske markeder er tæt forbundne, jf. at Tyskland er det danske transmissionssystems eneste fysiske forbindelse til europæiske kontinent. Forsyningstilsynet lægger særligt vægt på, at det danske og tyske gasmarked nærmest fungerer som ét markedsområde, jf. at der er en velfungerende transportforbindelse (Ellund), og jf. at priserne i Danmark i langt de fleste tilfælde følger priserne på de mere likvide tyske gashubs, GASPOOL og NCG, tæt, jf. sagsfremstillingen ovenfor. Forsyningstilsynet finder det derfor sagligt og rimeligt, at ubalancegebyret under Emergency også refererer til de tyske gashubs, da det efter Forsyningstilsynets vurdering øger sikkerheden for en rigtig prissætning, ligesom det er i tråd med, at ubalancegebyret i videst muligt omfang skal være omkostningsbaseret, jf. gasforordningens artikel 21, stk. 1 og stk. 3.

Til det indbyggede incitamentselement at ubalancegebyret under Emergency refererer til den højeste af de tre day-ahead Index så finder Forsyningstilsynet, at det er nødvendigt, at give transportkunderne en øget bevidsthed om, at det ikke skal kunne betale sig at transportere gas ud af det danske system hvis det sker med fare for ikke at

kunne forsyne relevante forbrugere i en kold vinter eller anden presset forsyningssituation – med en kortsigtet gevinst som følge af arbitragemulighed mellem Danmark og Tyskland. Et meget højt day-ahead Index i Tyskland vil således blive afspejlet i det ubalancegebyr, der bliver anvendt i en dansk nødsituation (Emergency). Forsyningstilsynet finder ikke, at elementet vil hindre handlen og den naturlige prisudligning mellem Danmark og Tyskland. Der vil fortsat være aktører, der reagerer på prisforskelle, og der vil alt andet lige være transportkunder, der har gas til rådighed til at handle gas på tværs af grænserne, uden at det bliver på bekostning af forbrugerne. Incitamentet skal imidlertid give transportkunderne en øget opmærksomhed på at foretage en mere langsigtet og helhedsorienteret planlægning, og bidrage til, at de forholder sig mere kritisk til den prisrisiko, der kan være ved at anvende "for meget gas" for at udnytte evt. kortsigtede prisforskelle mellem markeder – på bekostning af den mængde gas en ansvarlig "bonus pater" transportkunde skal have til rådighed for at sikre sin forbrugerportefølje i en kold vinter. Forsyningstilsynet finder på den baggrund, at dette element – den højeste af de tre day-ahead index – er rimeligt og afspejler ægte systembehov, jf. gasforordningens artikel 21.

Anvendelse af det aktuelle lagerår som reference

Forsyningstilsynet bemærker indledningsvist, at det efter Forsyningstilsynets vurdering er baseret på saglige (objektive) kriterier, jf. gasforordningens artikel 21, stk. 1, når lageråret (fra 1. maj til 30. april) anvendes som reference for fastsættelsen af ubalancegebyret i Emergency. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at lageråret er en naturlig *planlægningshorisont* for transportkunderne, og det har stor betydning for mængden af gas (udbud) på markedet, hvordan transportkunderne anvender lageret i løbet af lagersæsonen – dvs. hvor meget gas transportkunderne injicerer på lager og trækker ud af lager, og hvornår.

I forhold til at der anvendes den højeste af de tre day-ahead Index i det aktuelle lagerår så finder Forsyningstilsynet, at ubalancegebyret bliver mere gennemsigtigt og kendt for transportkunderne. Dvs. på et hvilket som helst tidspunkt i lageråret (sæsonen) vil en transportkunde vide, hvad prisen mindst bliver i en eventuel Emergency på et senere tidspunkt og dermed vil transportkunden også vide, hvad konsekvensen kan blive ved ikke at have sikret tilstrækkelige gasmængder til hele sæsonen og til pressede forsyningssituationer. Dette må formodningsvist anspore transportkunderne til at agere mere langsigtet og give en skærpet bevidsthed om at udnytte Ellund grænsepunktet optimalt i løbet af sæsonen og at sikre tilstrækkelige gasmængder på lager. I dag er det sådan, at ubalancegebyret under Emergency er den neutrale gaspris i det fremtidige gasdøgn i en Emergency. Gebyret for ubalancer i en nødsituation er således ikke kendt på forhånd.

Forsyningstilsynet skal fremhæve, at det er væsentligt, at det til enhver tid er tydeligt for transportkunderne, hvad ubalancegebyret under Emergency vil være – dvs. Energinet skal offentliggøre metoden til beregning af ubalancegebyret under Emergency samt løbende angive det aktuelle niveau på sin hjemmeside. jf. kravene om transparens og offentliggørelse af balanceringsregler og ubalancebetalinger i gasforordningens artikel 21, stk. 1 og stk. 3.

Skærpede krav til systembalance relateret til Emergency

Forsyningstilsynet bemærker, at når det drejer sig om at give incitamenter til at sikre den overordnede systembalance med henblik på at undgå eller udskyde Emergency, så er det afgørende, at de indbyggede incitamenter i ubalancegebyret bliver yderligere skærpede – da konsekvensen ved at transportkunderne ikke selv tager skridt til at balancere er, at Energinet må erklære Emergency eller erklære Emergency tidligere end nødvendigt. Forsyningstilsynet henviser i den sammenhæng til, at Energitilsynet i sin tidligere praksis har udtalt, at det er rimeligt, at transportkunderne gives skærpede incitamenter til at agere hensigtsmæssigt og ikke spekulere i mulige arbitragegevinster i krisesituationer, da dette kan få store konsekvenser for hele systemet og dermed for alle forbrugere og brugere af systemet.[6]

Kriteriet om at metoden ikke må udgøre en barriere for handlen

Forsyningstilsynet finder ikke, at metodeelementet udgør en barriere for handel med gas, hverken inden for det danske gassystem eller over grænsen. Den nye beregningsmodel for ubalancebetalinger i Emergency vurderes imidlertid at kunne give en skærpet opmærksomhed hos transportkunderne om at tage et større ansvar for egne gasporteføljer til forbrugerne, men der er, jf. betragtningerne nedenfor, fortsat mulighed for at transportkunderne kan agere efter prissignaler.

Det bør altid være op til den enkelte transportkunde at vurdere den konkrete risiko i den aktuelle situation og det må ikke være sådan, at der kan være økonomisk gevinst for transportkunden ved at overlade balanceringen til TSOen. Metodeelementet skal bidrage til at give incitament for transportkunderne til at sikre nok gas på lager og injicere tilstrækkeligt gas ind i lageret i tide til vintersæsonen – og give incitament til at have transportkapacitet på Ellund og udnytte denne effektivt. Forsyningstilsynet lægger her vægt på, i tråd med Energinets redegørelse (jf. sagsfremstillingen), at transportkunderne fortsat frit kan følge prissignalerne – men at de må forventes at løbe en økonomisk risiko, hvis lageret tømmes for tidligt i sæsonen, og særligt hvis lageret tømmes på grund af høje markedspriser, som efterfølgende vil afspejle sig i ubalancegebyret i Emergency. Forsyningstilsynet finder, at det er et rimeligt og objektivt (sagligt) hensyn og i tråd med kravet om at afspejle ægte systembehov og at anspore transportkunderne (netbrugerne) til effektivt at balance, jf. artikel 21, stk. 1 og stk. 3, at transportkunderne med metoden bliver mere bevidst om, at handel med gas på kort sigt ikke må ske på bekostning af at kunne forsyne forbrugerne senere i sæsonen, både i en normal og kold vinter. Endelig finder Forsyningstilsynet, i lighed med Energinet, at der ikke er grund til at tro, at priskorrelationen mellem Danmark og Tyskland (GPN og de tyske gashubs) bliver påvirket af metoden.

Kravet om at ubalancegebyrer ikke må medføre krydssubsidiering

Forsyningstilsynet lægger vægt på, at der er tale om en helt særlig situation med et meget udsat system og en kritisk forsyningssituation, når systemet nærmer sig en Emergency situation eller er i Emergency. I disse situationer er det afgørende, at der ikke blot transporteres gas ud af det danske system, når gassystemet er i negativ ba-

[6] Jf. Energitilsynets afgørelse af 25. september 2012 - "Energinet.dk's forsyningssikkerhedsmodel – metodegodkendelse gas". I den konkrete sag blev et ubalancegebyr på 200 pct. af day-ahead prisen anset for rimeligt til at give rette incitamenter til hensigtsmæssig adfærd.

lance, da dette vil forværre en allerede sårbar forsyningssituation. Dette kunne fx være tilfældet, hvis der transporteres gas til Sverige eller Tyskland uden at der bliver ført tilsvarende gasmængder ind i det danske transmissionssystem. Et højere ubalancegebyr relateret til de mængder, der føres ud af transmissionssystemet i Emergency, skal give transportkunderne incitament til at lade gassen blive i transmissionssystemet, jf. gasforordningens artikel 21, stk. 1 om at balanceringsreglerne skal afspejle ægte systembehov.

Forsyningstilsynet bemærker i den forbindelse, at de danske forbrugere betaler en nødtarif, som dækker de omkostninger, som Energinet TSO har ved at have lagret gas til en Emergency situation. Hvis der ikke blev givet stærkere incitament (dvs. lidt dyrere ubalancegebyr) til øvrige mængder (end mængder til exitzonen i DK), ville det i yderste konsekvens kunne betyde, at Energinets nødgas – der udelukkende bliver betalt af danske forbrugere – bliver transporteret ud af det danske transmissionssystem, uden at modtagerne kom til at betale for nødgassen. Dette ville være krydssubsidiering til ugunst af de danske forbrugere i strid med gasforordningens artikel 21, stk. 3. Et højere ubalancegebyr til øvrige mængder vurderes derfor at være sagligt begrundet.

Konsekvens ved Emergency

Hvis transportkundernes omkostninger ved en Emergency bliver videreført til forbrugerne, kan en Emergency blive dyrt, særligt for en industrikunde. En stor industrikunde kan risikere en omkostning på ca. 200.000 DKK under en Emergency på 10 døgn i en kold vinter, og en omkostning på ca. 600.000 DKK i en ekstrem situation med Emergency i 30 dage i en kold vinter, jf. tabel 4 ovenfor. En Emergency vil "ramme" de transportkunder, der har sikret tilstrækkelig gas til hele vintersæsonen mindre hårdt end de transportkunder, der har ageret mere kortsigtet og har løbet en større risiko ved ikke have tilstrækkelig gas på lager eller ved ikke at have sikret adgang til at kunne transportere gas fra Tyskland.

Såfremt Energinet må erklære Emergency kan det i yderste konsekvens gå hårdt ud over industrien i både Danmark og Sverige. Det skyldes, at de mængder, der først bliver afbrudt - hvis markedet ikke har sikret tilstrækkelige mængder – er de ubeskyttede kunder i Danmark og Sverige. For Sveriges vedkommende er det næsten 98 pct. af gasmængderne, der vil blive reduceret, idet kun godt 2 pct. af gasforbruget i Sverige kommer fra de såkaldte beskyttede forbrugere. I Danmark er de ikke-beskyttede kunder en række store industrivirksomheder som fx Novo Nordisk, Carlsberg, Danish Crown og Arla Foods.

Samlet set kan Forsyningstilsynet således godkende Energinets nye metode til beregning af ubalancegebyr under Emergency, jf. gasforordningens artikel 21.

SAMLET KONKLUSION

Denne sag drejer sig om at forbedre de incitamenter som transportkunderne i det danske transmissionssystem skal gives for at varetage en mere effektiv balancering. Særligt skal de ændrede metodeelementer rette op på de uhensigtsmæssigheder i den nuværende balancemodel, som kan opstå, når transmissionssystemet kommer under pres. Disse uhensigtsmæssigheder i form manglende incitament til at balancere blev tydelige i forbindelse med kriseniveauet Early Warning i februar og marts 2018. Endvidere er det særligt vigtigt, at gasmarkedet reagerer hensigtsmæssigt i den nærmeste fremtid, hvor den primære gaskilde, Tyra feltet, er under genopbygning.

Det er Forsyningstilsynets samlede vurdering, at de ændrede metodeelementer i Energinets balancemodel kan bidrage til en mere effektiv balancering i transmissionssystemet i Danmark. Det gælder såvel fjernelsen af begge price caps som ændringen i beregningen af small adjustment step 2. Det er endvidere Forsyningstilsynets vurdering, at ændringen af metoden for beregning af ubalancegebyret under Emergency på passende vis kan anspore transportkunderne til at balancere effektivt.

Med venlig hilsen

Carsten Smidt
Direktør