

Nationell förebyggande åtgärdsplan för Sveriges naturgasförsörjning

– I enlighet med Europaparlamentets och rådets
förordning (EU) 2017/1938

Dnr 2019–006087

Version 1.2 (25 mars 2020)

Förord

Som behörig myndighet skall statens energimyndighet (Energimyndigheten) enligt förordning (EU) 2017/1938 upprätta en förebyggande åtgärdsplan på nationell nivå.

Denna förebyggande åtgärdsplan avser det västsvenska naturgasnätet och baseras på den riskbedömning som gjordes 2018 utifrån förordningen.

Denna plan träder i kraft den 15 april 2019. Europeiska kommissionen inkom med yttranden om planen den 17 juli 2019 och den 14 januari 2020. Plan återutgavs därför med mindre uppdateringar den 17 oktober 2019 och den 25 mars 2020.

Eskilstuna i mars 2020,

Robert André

Generaldirektör

Gustav Boëthius

Projektledare

Innehåll

Allmän information	5
1 Beskrivning av systemet	7
1.1 Beskrivning av regionala riskgruppers naturgassystem	7
1.1.1 Riskgrupp Danmark	7
1.1.2 Riskgrupp Östersjön.....	7
1.1.3 Riskgrupp Norge	7
1.2 Beskrivning av det svenska naturgassystemet.....	7
1.2.1 Översikt - tillförel	7
1.2.2 Översikt - efterfrågan	11
2 Sammanfattning av riskbedömningen	15
2.1 Regionala riskbedömningar	15
2.1.1 Riskgrupp Danmark	15
2.1.2 Riskgrupp Östersjön.....	15
2.1.3 Riskgrupp Norge.....	16
2.2 Nationell riskbedömning	17
3 Infrastrukturnormer	18
3.1 Beräkning av N-1 på riskgruppsnivå	18
3.1.1 Riskgrupp Danmark	18
3.1.2 Riskgrupp Östersjön.....	23
3.1.3 Riskgrupp Norge.....	25
3.2 Nationell nivå.....	27
3.2.1 Kapacitet för flöden i båda riktningarna	29
4 Uppfyllande av försörjningsnormen	30
4.1 Försörjningsnormen, Artikel 6(1).....	30
4.2 Åtgärder för att uppfylla försörjningsnormen.....	30
4.2.1 Försörjning av skyddade kunder under sju dagar under extrema temperaturer, artikel 6(1)(a).....	30
4.2.2 Försörjning av skyddade kunder i minst 30 dagar med exceptionellt hög efterfrågan, artikel 6(1)(b).....	31
4.2.3 Försörjning av skyddade kunder under minst 30 dagar i händelse av störning i den enskilt största gasinfrastrukturen under en genomsnittlig vinter, artikel (6)(1)(c).....	31
5 Förebyggande åtgärder	37
5.1 Grunder för val av åtgärder för att uppfylla infrastrukturnormen och försörjningsnormen för gas	37
5.1.1 Angående sammanlänkningar, gränsöverskridande flöden, etc.....	37
5.1.2 Angående allmännyttiga tjänster med avseende påförsörjningstryggheten för gas	37

5.1.3	Kapacitet och planer avseende inmatningspunkter mot andra länder, gaslagring och LNG-försörjning	38
5.2	Åtgärder för att uppfylla infrastrukturnormen	38
5.2.1	Använda biogas i distributionsnätet	38
5.2.2	Marknadsbaserade åtgärder	38
5.2.3	Beräkning av N-1	38
5.3	Åtgärder för att upprätthålla gasförsörjningen till alla kunder	39
5.4	Allmän konsekvensbedömning av åtgärderna för att uppfylla försörjningsnormen för gas	40
6	Skyldigheter för systembalansansvarig, naturgasföretag och kunder	42
6.1	Systembalansansvarig	42
6.2	Gasleverantörer och balansansvariga	42
6.3	Innehavare av lagringsanläggning	42
6.4	Ledningsinnehavare	42
6.5	Större förbrukare	43
7	Infrastrukturprojekt	44
8	Skyldigheter att tillhandahålla allmännyttiga tjänster som avser försörjningstryggheten	45
9	Samråd med berörda parter	46
10	Den regionala dimensionen	47
10.1	Operationellt samarbete mellan systemansvariga/TSO	47

Allmän information

Försörjningstrygghetsförordningen trädde i kraft i november 2017 med syfte att säkerställa försörjningstryggheten av gas, genom att säkerställa en korrekt och kontinuerlig funktionalitet av den inre marknaden för gas. I enlighet med förordningen är frågan om försörjningstrygghet ett delat ansvar mellan gasaktörer, medlemsstater (framförallt genom sina behöriga myndigheter) och kommissionen, inom sina respektive ansvarsområden och kompetenser. Därtill anger försörjningstrygghetsförordningen att gas till skyddade kunder måste tillförsäkras. I enlighet med den möjlighet som finns i förordningen, har Sverige valt att endast inkludera hushållskunder som är anslutna till ett gasnätverk, i begreppet ”skyddade kunder”¹. Benämningen ”hushållskunder” används också i direktivet 2009/73/EG². I naturgaslagen (2005:403) har emellertid begreppet ”hushållskund” ersatts med ”konsument”.

I enlighet med försörjningstrygghetsförordningen, efter att ha samrått med behöriga myndigheter på regional nivå samt kommissionen, måste behörig myndighet uppdatera den förebyggande åtgärdsplanen, som syftar till att presentera de åtgärder som ska eliminera eller mildra de risker som identifierats i riskanalysen³, gällande Sveriges gasförsörjning. Energimyndigheten har konsulterat Danmarks behöriga myndighet. Detta dokument utgör uppdateringen av ovannämnda förebyggande åtgärdsplan.

Ikraftträdandet av den första försörjningstrygghetsförordningen (994/2010) har utmynnat i lagen (2012:273) om trygg naturgasförsörjning samt förordningen (2012:275) om trygg naturgasförsörjning, som båda trädde i kraft den 1 juli 2012 och som nu uppdateras i enlighet med den nya EU-förordningen. Lagen och förordningen bemyndigar Energimyndigheten som behörig myndighet att utfärda tvingande föreskrifter för naturgasföretag som förbrukar stora mängder naturgas att upprätta och följa en förebyggande åtgärdsplan och en krisplan för sin verksamhet, nedan kallade ”företagsplaner”. Ett av syftena med företagsplanerna är att precisera vilka åtgärder respektive företag avser att vidta vid olika krisnivåer, såväl som för att underlätta för den behöriga myndigheten att samla underlag till de nationella planerna.

Begreppen i den nationella förebyggande åtgärdsplanen baseras på begrepp från försörjningstrygghetsförordningen, som i sin tur bygger på definitionerna i direktiv 2009/73/EG och förordning (EG) nr. 715/2009⁴. Där begrepp som är

¹ Förordning 2011/12:68 Trygg naturgasförsörjning, kapitel 6

² Direktiv 2009/73/EG

³ Riskanalysen återges i dokumentet ”Risk assessment for the western Swedish natural gas system”, i enlighet med Förordning (EU) 2017/1938

⁴ Europaparlamentets och rådets förordning (EG) Nr 715/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten och om upphävande av förordning (EG) nr 1775/2005

relevanta för denna förebyggande åtgärdsplan inte förekommer i ovannämnda regelverk, har begrepp från naturgaslagen (2005:403) använts i största möjliga utsträckning.

Den nationella förebyggande åtgärdsplanen ska uppdateras vart fjärde år, såvida inte omständigheter talar för mer frekventa uppdateringar, för att återspegla uppdaterade riskbedömningar.

Anmärkning

Riskbedömningen berör det västsvenska naturgassystemet, som omfattar fyra regioner: Skåne, Halland, Västra Götaland och Jönköping.

1 Beskrivning av systemet

1.1 Beskrivning av regionala riskgruppers naturgassystem

Sverige är medlem i tre regionala riskgrupper: Danmark, Östersjön samt Norge.

1.1.1 Riskgrupp Danmark

Se riskgrupp Danmarks rapport för en sammanfattning av denna regionala riskgrupps naturgassystem.

1.1.2 Riskgrupp Östersjön

Se riskgrupp Östersjöns rapport för en sammanfattning av denna regionala riskgrupps naturgassystem.

1.1.3 Riskgrupp Norge

Se riskgrupp Norges rapport för en sammanfattning av denna regionala riskgrupps naturgassystem.

1.2 Beskrivning av det svenska naturgassystemet

1.2.1 Översikt - tillförsel

Produktion

Det sker ingen utvinning av fossil naturgas i Sverige. Däremot producerades ca 2 TWh biogas i Sverige under 2017, varav endast en begränsad mängd tillfördes det västsvenska naturgassystemet: 399 GWh under gasåret 2016/2017.

Infrastruktur

Det västsvenska transmissionsnätet för naturgas börjar i Dragör i Danmark och korsar Öresund till Klagshamn på den svenska sidan söder om Malmö, varifrån transmissionsledningen leder norrut mot Stenungssund. Den tekniska kapaciteten i transmissionsledningen och den tekniska inmatningskapaciteten i danska Dragör är 8,6 mcm/dag. Det västsvenska naturgasnätet består av ca 620 km transmissionsledning och 2 700 km distributionsledningar. Systemet har en

reningsanläggning och ett 40-tal mät- och reglerstationer (M/R), i anslutning till distributionsnätverket. Figur 1.1 ger en översikt över naturgassystemet.

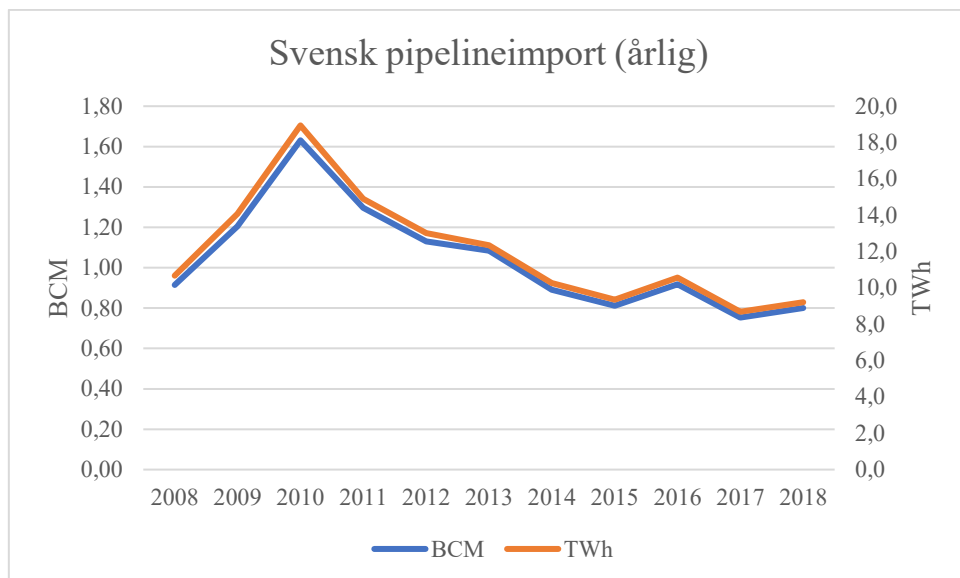


Figur 1.1: Översikt över det västsvenska naturgassystemet

Både Öresundsledningen och gaslagret Stenlille i Danmark utgör kritisk infrastruktur för det västsvenska naturgassystemet. Under perioden då Tyra inte producerar gas är även kompressorstationen i Ellund, vid den dansk-tyska gränsen en kritisk infrastruktur för det västsvenska naturgassystemet.

Import

Den fossila naturgasen som förbrukas i det västsvenska naturgassystemet importeras från Danmark via Öresundsledningen. Gasen kommer huvudsakligen från gasfältet Tyra i danska Östersjön, men importer från kontinentala Europa kompletterar vid behov. Som figur 1.2 visar varierar de årliga importerna och är idag ca 0,8 bcm, motsvarande 8,5 TWh per år.



Figur 1.2: (IEA Natural Gas Information)

De månatliga importerna varierar med årstiderna, som figur 1.3 visar. De största mängderna importeras under vintern/våren och importen är som lägst under sommarmånaderna.

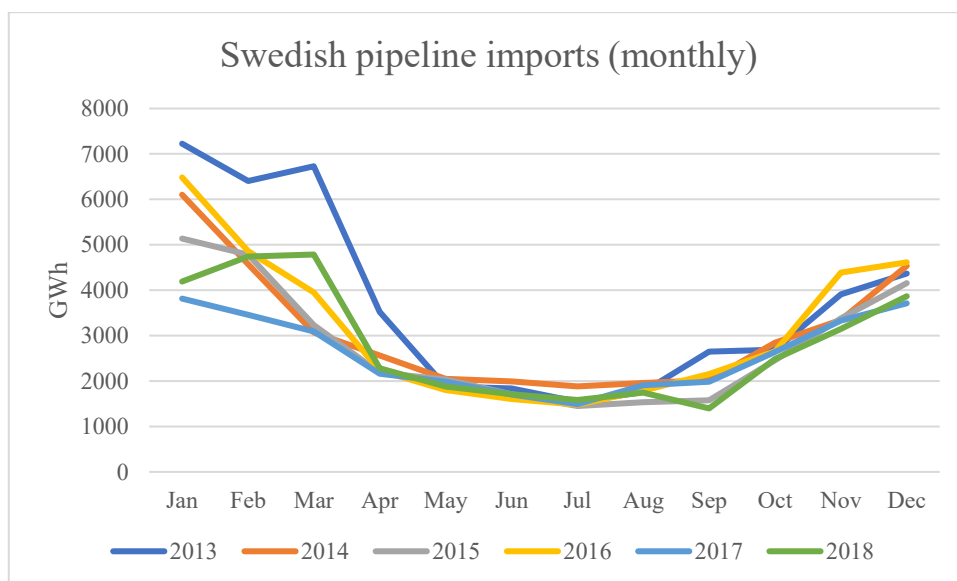


Figure 1.3: (IEA Natural Gas Information)

Värmevärdet på gasen som importeras från Danmark är omkring 12,15 kWh/Nm³, men kan variera något.

Lagring

Lagringsanläggningen Skallen är det enda gaslagret som är anslutet till det västsvenska naturgasnätet. Det är ett litet lager med en lagringskapacitet på 10 MNm³, en tillgänglig arbetsvolym på 7,3 MNm³ och en utmatningskapacitet på 40 000 MNm³ per timme. Vid en fyllnadsgrad mellan 0 och 25 procent varierar utmatningskapaciteten från 8 200 - 30 000 Nm³ per timme.

Utmatningskapaciteten påverkas dock av tryckskillnaden mellan transmissionsledningen och gaslagret. Vid en låg tryckskillnad runt 2 bar sjunker utmatningskapaciteten till ca 5 000 Nm³/h.

Skallen var tidigare tagen ur drift men återtog i bruk våren 2019 och kan bistå det västsvenska naturgassystemet med ett begränsat stöd under ansträngda försörjningssituationer. De danska gaslagren är dock av större betydelse för det västsvenska naturgasnätet, särskilt lagret i Stenlille, utanför Köpenhamn. Under vintermånaderna bistår lagret i Stenlille i försörjningen till förbrukare både i östra Danmark och i Sverige, eftersom dansk produktionen i sig då inte räcker till för de bägge marknadernas behov.

Gemensam balanseringszon

Sedan den 1 april 2019 är de svenska och danska marknaderna integrerade i en gemensam balanseringszon; Joint Balancing Zone, benämnd JBZ. Införandet av JBZ är positivt för den svenska försörjningstryggheten eftersom det ökar systemets robusthet och främjar konkurrens på den gemensamma marknaden.

Tyras nedstängning under renoveringsperioden

Från september 2019 kommer gasfälten Tyra vara avstängda för renovering till 2022. Detta påverkar Sveriges och Danmarks försörjningstrygghet på ett antal sätt.

Under Tyras renovering kommer den dansk-svenska naturgasmarknaden för första gången bli beroende av import från Tyskland via Ellund. Tyskland är i sin tur beroende av gasimporter från andra länder, och i synnerhet importer från Ryssland. Detta har på ett avsevärt sätt ökat transport rutten för den gas som försörjer Danmark och Tyskland och därmed har risken för försörjningskomplikationer ökat. Detta sker både genom ett beroende av ny kritisk infrastruktur (särskilt inmatningspunkten Ellund) men också genom en större exponering mot politiska utvecklingar avseende Europeiska unionens relationer med tredje land.

Vidare har naturgasen som importeras från Tyskland ett lägre värmevärde än den som produceras i Danmark: 11,23 kWh/Nm³ eller ca 8 procent lägre än det nuvarande värmevärdet. Detta innebär att energiinnehållet i

lagringsanläggningarna Stenlille och Skallen samt i den line-pack som finns i det västsvenska naturgassystemet kommer att vara lägre under tiden då Tyra renoveras.⁵ Detta innebär i sin tur att manövreringsutrymmet för att hantera försörjningsstörningar minskar, vilket höjer risken försörjningsrisken.

Utvecklingar framåt

Planerna för att bygga ledningen Baltic pipe från Norge till Polen via Danmark kommer att stärka försörjningstryggheten för Sverige.

Arbete pågår för att utvärdera marknadsförutsättningarna för biogasproduktion i Sverige. Detta kommer sannolikt att långsiktigt öka produktionen av biogas i Sverige.

1.2.2 Översikt - efterfrågan

Konsumtion

Under gasåret 2017/2018 uppgick den totala konsumtionen i det västsvenska naturgasnätet till 8 633 GWh, vilket motsvarar ungefär 2 procent av den totala energiförbrukningen i Sverige. Kalla vinterdagar med en temperatur på -15 grader Celsius beräknas maximal efterfrågan på gas i Sverige till 7,2 MNm³.

I Västsverige är beroendet av gas större än det nationella genomsnittet på 2 procent, som tabell 1.1 visar. Det ska noteras att data finns med högre lokal detaljeringsnivå än i tabellen, men som av kommersiella skäl endast kan redovisas som aggregat.

⁵ Energiinnehållet i svensk line-pack kommer att sjunka från och med september 2019. Däremot innehåller lagringsanläggningarna Stenlille och Skallen gas från Tyra, vilket innebär att gaslagren endast kommer att innehålla gas med ett lägre värmevärde efter att lagerpåfyllnaden tar vid under sommaren 2020.

Geografiskt område	Andel naturgas i energiförbrukningen (%)	Andel naturgas som bränsle för elproduktion (%)	Andel naturgas som bränsle för fjärrvärme-produktion (%)
Sverige	6	1	6**
Skåne	6	12	12***
Halland	2	2*	..
Västra Götaland	25	5	6
Jönköping	2	0,01	..

Tabell 1.1: Översikt av gasförbrukningen i Sverige 2017 (SCB)⁶

I ovanstående län har 33 kommuner tillgång till gas genom det västsvenska naturgasnätet. I dessa kommuner kan gas uppgå till mer än 20 procent av den totala energimixen, vilket är i linje med kontinentaleuropeisk nivå.

Användningen av gas i Sverige karakteriseras av att några få men stora förbrukare står för lejonparten av konsumtionen. Tabell 1.2 visar en fördelning mellan olika kundkategorier och deras förbrukning under gasåret 2017/2018. Tabellen visar att 80 förbrukare stod för nästan 80 procent av gaskonsumtionen. Skyddade kunder – omkring 30 000 hushåll – utgör en väldigt begränsad marknadsandel med sina ungefärliga 2 procent av den totala förbrukningen.

Konsumentkategori	Total energi-förbrukning (GWh)		Kraftbehov vid 0 deg. C (MW)		
	Antal		Andel (%)	Andel (%)	
<i>Kraftvärme och värmeanläggningar</i>	40	1 754,4	20,3	588,7	35,9
<i>Större förbrukare (x > 20 GWh/y)</i>	40	5 007,1	58,0	721,8	44,0
<i>Förbrukare (3 < x < 20 GWh/y)</i>	105	789,0	9,1	123,4	7,5
<i>Förbrukare (x < 3 GWh/y)</i>	4 364	890,0	10,3	165,1	10,1
<i>Skyddade kunder</i>	29 582	193,1	2,2	42,3	2,6
Total	34 131	8 633,6	100	1 641,2	100

Tabell 1.2: Nedbrytning per förbrukarkategori utifrån konsumtionsvolym, inkl. gas för icke energibruk, gasåret 2017/2018.

⁶ I denna uppställning definieras naturgas som aggregatet av såväl fossil naturgas som en rad andra icke-förnybara gaser. Siffrorna anger sålunda en övre gräns för naturgasens roll i de olika förbrukarkategorierna.

* Elektricitet som produceras av anläggningar som kan drivas med naturgas såväl som andra bränslen.

** Aggregatet av naturgas och förnybart i flytande form

*** Aggregatet av naturgas samt bio- och annan förnybar gas i flytande form

.. = Skyddade uppgifter

Gasens roll i elproduktionen

Som framgår av tabell 1.1 svarade naturgas 2017 för upp till en procent av den elektricitet som producerades nationellt och hade högst andel i Skåne med 12 procent. Medan den historiska andelen av gas i elproduktionen i Västsverige har varit högre, har en avsevärd skattechöjning från augusti 2019 på fossila bränslen i energiproduktionen inneburit att naturgas framöver nu endast kommer att användas till spetslast under normala förhållanden på lokal nivå framöver. Naturgasens roll i elsektorerna i Skåne, Halland, Västra Götaland anses därför nu vara marginell. Ett avbrott i gasförsörjningen kommer därför att ha en obetydlig effekt inom elsektorn.

Som en allmän försörjningstrygghetsåtgärd har TSO:n Svenska Kraftnät anskaffat reservkapacitet för att kunna möta hög efterfrågan såväl som för att kunna hantera störningar. Dessa reserver används för att stabilisera elnätet vid ansträngda situationer. Kapaciteten för att hantera störningar har anskaffats genom ett flertal avtal med energileverantörer och omfattar 22 generatorer i elkraftsområdena SE3 och SE4, med en total installerad och aktiv effekt på 1 469 MW. Detta är en lösning för att upprätthålla systembalansen i elnätet och den anskaffade kapaciteten är inte beroende av tillförseln av gas i det västsvenska naturgasnätet.

För information om installerad kapacitet för elproduktionen, se nedanstående resonemang om installerad kapacitet för fjärrvärme.

Gasens roll för fjärrvärme

På nationell nivå svarade naturgas för upp till 6 procent av fjärrvärmeproduktionen 2017. Som framgår av tabell 1.1 är dessa data till stor utsträckning föremål för kommersiell sekretess och siffrorna utgör en övre nivå för gasens direkta bidrag till fjärrvärmeproduktionen. Överskottsvärme som säljs från industrin till fjärrvärmenät syns dessutom inte i denna redovisning. En enkät från 2018 indikerade att ca 1 760 GWh överskottsvärme såldes årligen till lokala fjärrvärmenät i Västsverige, men det är värme med ursprung från samtliga energislag, alltså inte bara naturgas. Gasens roll i försäljningen av överskottsvärme till fjärrvärmemarknaden betraktas därför som begränsad.

Det finns ingen produktionsanläggning i Västsverige som drivs av naturgas, som enbart producerar elektricitet. Den installerade kapaciteten som brukar naturgas är antingen kraftvärmeverk eller värmeverk. Uppdelningen i produktion mellan el och värme i kraftvärmeverk kan justeras från 1:1 till 1:2 i de flesta fall.

Nuvarande värme- och kraftvärmeverk i Västsverige som antingen är helt beroende av naturgas eller som kan använda gas som ett av flera bränslen, är 1

235 GW. Av denna installerade effekt var det endast 124 MW som någonsin förbrukade naturgas under 2017.

Således bedöms fjärrvärmesektorns beroende av naturgas i dagsläget vara begränsad, och effekterna av ett avbrott i gasförsörjningen inom fjärrvärmesektorn bedöms därför vara små. Dock finns viss osäkerhet i denna bedömning.

Möjlighet för bränslebyte

Inom kraftsektorn kan ca 1,5 GW av den installerade effekten för värme och el växla mellan naturgas och alternativa bränslen. Naturgasen kan företrädesvis ersättas av olja men också av biobränslen och avfall. För närvarande beräknas det att den gasförbrukande fjärrvärmesektorn i Västsverige kan upprätthålla normal produktion under ett fullständigt avbrott i gasleveranserna i ungefär en vecka, men därefter kommer produktionen att behöva minska. Ekonomiska faktorer kan ytterligare minska denna tidsperiod. Dessutom krävs i vissa fall gas som startbränsle innan ett bränslebyte kan genomföras.

Omkring hälften av företagen som svarade på enkäten 2018 bekräftade att det finns förmåga att byta från naturgas till alternativa bränslen. Valfriheten mellan olika bränslen beror på den specifika installationen och omfattar biogas, eldningsolja, LNG, LPG, avfall och elektricitet. I vilket fall som helst tvingas företagen till omfattande och i vissa fall oåterkalleliga investeringsbeslut när naturgas ersätts av annat bränsle. Omställningstiden för att byta från naturgas till alternativa bränslen varierar dessutom mellan några timmar till flera månader.

Den preliminära slutsatsen är att kraftsektorn och industrin kan hantera en ansträngd gasförsörjningssituation under åtminstone en kort period med bränslebyten. Dock finns viss osäkerhet i denna bedömning.

2 Sammanfattning av riskbedömningen

2.1 Regionala riskbedömningar

2.1.1 Riskgrupp Danmark

Riskgrupp Danmark fokuserar på innevarande period när Tyraplattformarna renoveras från november 2019 till 2022. Under denna period kommer den dansk-svenska marknaden vara beroende av gasimporter från Tyskland. Perioden präglas också av att naturgassystemet används till full kapacitet: fullt kapacitetsutnyttjande av importen vid den tysk-danska gränsen samt fullt utnyttjande av danska lager.

Scenariot som valdes för analys blev därför en teknisk störning vid inmatningspunkten Ellund, i form av en händelse som involverar Quarnstedt kompressorstation. Vid ett minimitryck på 60 bar skulle den tillgängliga kapaciteten fortfarande vara ca 52 procent av maxkapaciteten 5 186 MW. Skulle trycket sjunka till 55 bar så skulle den tillgängliga kapaciteten öka till 65 procent genom att utnyttja kompressorn i Ellund. Därför är det låg risk för att kapaciteten i Ellund blir noll.

Följande scenarier analyserades: Totalt avbrott från Tyskland, respektive 65 procent gasimport från Tyskland. I båda fallen antas de danska lagren vara fyllda och scenarierna simulerades utifrån tre olika antaganden:

- Historiskt hög vinterefterfrågan
- En tvåveckorsperiod av exceptionellt hög efterfrågan
- En dags exceptionellt hög efterfrågan

Resultatet av simuleringen visade att om lagren var tillräckligt fyllda, skulle de danska och svenska marknaderna klara av att hantera situationen även vid ett totalt avbrott i Ellund.

2.1.2 Riskgrupp Östersjön

Två scenarier valdes med olika avbrottslängder och avbrottsförhållanden. Det första scenariot var en 50 procentig störning av inmatningspunkten i Greifswald, med följande avbrottslängder och förhållanden:

- Två månader med genomsnittliga vinterförhållanden

- Extrema temperaturer under en 14-dagsperiod, med en statistisk sannolikhet för att inträffa vart 20:e år
- En dag med extremt hög efterfrågan med en statistisk sannolikhet för att inträffa var 20:e år

Det andra scenariot var ett totalt avbrott i inmatningspunkt Greifswald, med följande avbrottslängder och förutsättningar: Extrema temperaturer under en 14-dagarsperiod med extremt hög efterfrågan med en statistisk sannolikhet för att inträffa var 20:e år, och en dag med extremt hög efterfrågan med en statistisk sannolikhet för att inträffa var 20:e år

Först analyserade tysk behörig myndighet effekterna av ett 50-procentigt respektive ett 100-procentigt leveransavbrott på alla gränsöverskridande punkter i Greifswald. Detta gjordes genom att titta på de olika kapacitetsprodukter som levererades på de olika gränsöverskridande, baserat på historiska uppskattningar såväl som historiskt maxuttag från nätverket.

Nästa steg i analysen var för varje medlemsstat att ta de för sina marknader relevanta kapacitetsänkringar från de gränsöverskridande punkterna och tillämpa dessa på inhemsk marknad, för att identifiera dess inverkan. Riskgruppen fann att det inte finns någon särskild högriskexponering och att varje medlemsstat kan hantera effekterna av avbrottsscenarierna med hjälp av egen infrastruktur och alternativ tillförsel.

Inget av dessa scenarier fick någon effekt på den svenska marknaden.

2.1.3 Riskgrupp Norge

Riskgruppen använde tre olika scenarier: Avbrott i den största sjöledningen till Storbritannien (Langeled pipeline); avbrott i den största havsbaserade infrastrukturen till kontinentala Europa (EUROPIPE II); respektive avbrott i den största landbaserade infrastrukturen i Norge (Emden-stationen). För respektive scenario simulerades tre fall, för att bedöma effekten av tre olika situationer av hög efterfrågan: En dag med extremt hög efterfrågan samt längre perioder av hög efterfrågan (en period av historiskt hög efterfrågan och två veckors hög efterfrågan som historiskt sett inträffar vart på 20 år).

Försörjningspotentialen i vart och ett av scenarierna baserades på genomsnittet av en femårsperiod: Gasimporter från Norge översteg inte 669 TWh och den genomsnittliga importen översteg inte 3 854 GWh per dag. Dock nåddes vissa dagar den dagliga gränsen på 4 100 GWh per dag.

Inget av dessa scenarier fick någon effekt på den svenska marknaden.

2.2 Nationell riskbedömning

Den nationella riskbedömningen utfördes i september 2018. Riskbedömningen baserades på information om infrastruktur från 1 januari 2018, vilket omfattar transmissionsnätet i Västsverige, Öresundsledningen och transmissionsnätet i Danmark.

Slutsatserna av riskbedömningen är följande:

1. Händelserna som skulle ha störst påverkan på gasförsörjningen i det västsvenska naturgassystemet är en störning i leveranserna i det svenska transmissionsnätet och i synnerhet Öresundsledningen, eller en störning i leveranserna till den dansk-svenska gasmarknaden från danska Nordsjön, från Tyskland via Ellund eller gaslagret i Stenlille.
2. I händelse av en störning i den enskilt största infrastrukturen under en dag med exceptionellt hög efterfrågan på gas (artikel 5(1)) kan endast en begränsad del av marknaden försörjas med gas.
3. I händelse av extremt låga temperaturer under en 7-dagarsperiod (artikel 6(1)(a)) kan marknaden förse alla skyddade kunder med gas.
4. I händelse av en 30-dagarsperiod med exceptionellt hög efterfrågan på gas (artikel 6(1)(b)) kan marknaden förse alla skyddade kunder med gas.
5. I händelse av en störning på den enskilt största infrastrukturen under normala vinterförhållanden (artikel 6(1)(c)) kan marknaden förse alla skyddade kunder med gas under 30 dagar.

De relevanta riskerna som skulle kunna leda till störningarna enligt punkt 1 ovan har rapporterats i 2018 års riskbedömning för det västsvenska naturgassystemet. Underlaget bedöms som känsligt och har därför ej infogats i denna plan.

3 Infrastrukturnormer

3.1 Beräkning av N-1 på riskgruppsnivå

3.1.1 Riskgrupp Danmark

Denna gemensamma riskbedömning för riskgrupp Danmark avser en period då den huvudsakliga gaskällan i Danmark och Sverige, Tyra-plattformen, byggs om och gasförsörjningen till Danmark kommer därför att reduceras betydligt. Den huvudsakliga gaskällan under ombyggnadsperioden är importerad gas från Tyskland. Den enskilt största infrastrukturen i det område som är relevant för riskgruppen Danmark är därför inmatningspunkten Ellund.

Den danska TSO:n Energinet tittar för närvarande på olika initiativ som kan genomföras för att stärka systemet och öka flexibiliteten under ombyggnaden av Tyra. Några av dessa initiativ omfattar en ökning av kapaciteten för uttag av lagring vid Lille Torup lagringsanläggning samt en ökning av importkapaciteten vid Ellund genom förstärkning i det nordtyska transmissionsnätet. Den regionala N – 1 beräkningen i riskgruppen är därför baserad på den nuvarande kapaciteten och på den förväntat ökade kapaciteten.

När det gäller den nationella riskbedömningen bör beräkningen av N - 1 baseras på två olika lagringsvolymnivåer: 100 procent och 30 procent. De danska gaslagringsanläggningarna har emellertid olika uttagskapacitet oberoende på dessa lagringsvolymnivåer. Energinet lagrar strategiska volymer för kris (mindre än 30 procent av den maximala lagringsvolymen) både för kort- och långsiktiga incidenter för att säkerställa att maximal uttagskapacitet finns tillgänglig på denna nivå.

Parametervärden baserade på kapacitet visas i tabell 3.1 nedan.

Parameter	Mcm/d	Beskrivning
D_{max}	25.5	Total daglig förbrukning under en exceptionellt kall dag (20 års förekomst med en medeltemperatur på -13 grader Celsius). Den danska förbrukningen förväntas bli 19,5 mcm / d (inklusive BNG) och den svenska förväntas bli 6 mcm / d.
EP_m	10.3	Total teknisk kapacitet för alla inmatningspunkter som kan leverera till det beräknade området, exklusive produktion, lagring och LNG-anläggningar. Värdet på denna parameter är lika med inmatningskapaciteten på den danska sidan av Ellund-punkten baserat på den maximala befintliga kapaciteten på den tyska sidan (kapaciteten på den danska sidan är mycket högre).
P_m	1.0	Maximal teknisk produktionskapacitet. Prognosen för gasproduktionen i den danska delen av Nordsjön används istället för den maximala tekniska produktionskapaciteten. Under perioden 2020–2022 förväntas värdet på denna parameter minska avsevärt från 10,1 mcm / d till 0,5 mcm / d. Vidare inkluderar denna parameter den danska biogasproduktionen, som förväntas vara 0,5 mcm / d 2020.
S_m	16.2	Maximal befintlig teknisk uttagskapacitet från alla lagringsanläggningar. Värdet på denna parameter är summan av uttagskapaciteten vid de två danska lagringsanläggningarna: Stenlille 8,2 mcm / d och Lille Torup 8,0 mcm / d. Uttagskapaciteten för de två lagringarna är desamma oavsett lagringsnivå på antingen 30% eller 100% av den maximala arbetsvolymen. Kapaciteten på den svenska Skallen-lagringsanläggningen ingår inte eftersom den låg i malpåse när analysen utfördes.
LNG_m	-	Maximal teknisk kapacitet vid alla LNG-anläggningar. Det finns inga LNG-anläggningar anslutna till gasnätet i Danmark eller Sverige. En LNG-anläggning kommer att finnas tillgänglig i Göteborg, antas dock ej vara anslutet till det västsvenska transmissionsnätet.
I_m	10.3	Teknisk kapacitet för den enskilt största infrastrukturen. Danska Ellund inmatningspunkt.

Parameter	Mcm/d	Beskrivning
D_{eff}	0.5	Mängden gasbehov som kan täckas med marknadsbaserade åtgärder på efterfrågesidan. Det danska konceptet ”kommersiell avbrytbarhet” innebär att Energinet betalar gaskunder i Danmark och Sverige för att frivilligt minska sin gasförbrukning inom tre timmar om krisnivån Beredskap har utlysts i det danska gassystemet. Dagens nivå har valts som en konservativ nivå.

Tabell 3.1: Efterfrågan och kapacitet innan genomförandet av initiativ

Beräkning av $N - 1$:

$$N - 1[\%] = \frac{\frac{10.3 \text{ mcm}}{d} + 1 \frac{\text{mcm}}{d} + \frac{16.2 \text{ mcm}}{d} + 0 - \frac{10.3 \text{ mcm}}{d}}{\frac{25.5 \text{ mcm}}{d}} \cdot 100 = 67\%$$

Beräkning av $N - 1$ med marknadsbaserade åtgärder på efterfrågesidan:

$$N - 1[\%] = \frac{\frac{10.3 \text{ mcm}}{d} + 1 \frac{\text{mcm}}{d} + \frac{16.2 \text{ mcm}}{d} + 0 - \frac{10.3 \text{ mcm}}{d}}{\frac{25.5 \text{ mcm}}{d} - 0.5 \frac{\text{mcm}}{d}} \cdot 100 = 69\%$$

Parametervärden inklusive ökad inmatningskapacitet (EP_m) och ökad lagringsuttagkapacitet (S_m) visas i tabellen nedan.

Parameter	Mcm/d	Beskrivning
D_{max}	25.5	Total daglig förbrukning under en exceptionellt kall dag (20 års förekomst med en medeltemperatur på -13 grader Celsius). Den danska förbrukningen förväntas bli 19,5 mcm / d och den svenska förväntas bli 6 mcm / d.
EP_m	12.3	Total teknisk kapacitet för alla inmatningspunkter som kan leverera till det beräknade området, exklusive produktion, lagring och LNG-anläggningar. Värdet på denna parameter är lika med inmatningskapaciteten på den danska sidan av Ellund-punkten.
P_m	1.0	Maximal teknisk produktionskapacitet. Prognosen för gasproduktionen i den danska delen av Nordsjön används istället för den maximala tekniska produktionskapaciteten. Under perioden 2020–2022 förväntas värdet på denna parameter minska avsevärt från 10,1 mcm / d till 0,5 mcm / d. Vidare inkluderar denna parameter den danska biogasproduktionen, som förväntas vara 0,5 mcm / d 2020.

Parameter	Mcm/d	Beskrivning
S_m	18.5	Maximal befintlig teknisk uttagskapacitet från alla lagringsanläggningar. Värdet på denna parameter är summan av uttagskapaciteten vid de två danska lagringsanläggningarna: Stenlille 8,2 mcm / d och Lille Torup 10,3 mcm / d. Uttagskapaciteten för de två lagringarna är desamma oavsett lagringsnivå på antingen 30% eller 100% av den maximala arbetsvolymen. Kapaciteten på den svenska Skallen-lagringsanläggningen ingår inte eftersom den låg i malpåse när analysen utfördes.
LNG_m	-	Maximal teknisk kapacitet vid alla LNG-anläggningar. Det finns inga LNG-anslutningar anslutna till gasnätet i Danmark eller Sverige. En LNG-anläggning kommer att finnas tillgänglig i Göteborg. Det antas dock inte vara anslutet till det svenska transmissionsnätet.
I_m	12.3	Teknisk kapacitet för den enskilt största infrastrukturen. Danska Ellund inmatningspunkt.
D_{eff}	0.5	Förbrukning som kan täckas med marknadsbaserade åtgärder på efterfrågesidan. Det danska konceptet ”kommersiell avbrytbarhet” innebär att Energinet betalar gaskunder i Danmark och Sverige för att frivilligt minska sin gasförbrukning inom tre timmar om krisnivån Beredskap har utlysts i det danska gassystemet. Dagens nivå har valts som en konservativ nivå.

Tabell 3.2: Efterfrågan och kapacitet efter genomförande av initiativ

Beräkning av $N - 1$ med utvidgningar:

$$N - 1[\%] = \frac{\frac{12.3 \text{ mcm}}{d} + 1 \frac{\text{mcm}}{d} + \frac{18.5 \text{ mcm}}{d} + 0 - \frac{12.3 \text{ mcm}}{d}}{\frac{25.5 \text{ mcm}}{d}} \cdot 100 = 76\%$$

Beräkning av $N - 1$ med utvidgningar och marknadsbaserade åtgärder på efterfrågesidan:

$$N - 1[\%] = \frac{\frac{12.3 \text{ mcm}}{d} + 1 \frac{\text{mcm}}{d} + \frac{18.5 \text{ mcm}}{d} + 0 - \frac{12.5 \text{ mcm}}{d}}{\frac{25.5 \text{ mcm}}{d} - 0.5 \frac{\text{mcm}}{d}} \cdot 100 = 78\%$$

En sammanfattning av resultaten från alla beräkningar visas i tabellen nedan.

Största infrastrukturen	Im (mcm/d)	N - 1 (%)
N - 1 baserat på nuvarande kapacitet	10	67
N - 1 baserat på nuvarande kapacitet med åtgärder på efterfrågesidan	10	69
N - 1 baserat på ny kapacitet	12	76
N - 1 baserat på ny kapacitet med åtgärder på efterfrågesidan	12	78

Tabell 3.3: Resultat

Beräkningen av den regionala N - 1 för det beräknade området i riskgruppen Danmark visar att N - 1 <100% för alla scenarier. Därför lever inte det beräknade regionala området upp till de krav som finns i artikel 5 (infrastrukturstandard) i förordningen under tiden då den danska nationella produktionen är förminskad på grund av ombyggnaden av Tyra-området.

Det måste dock noteras att Sverige har ett undantag från infrastrukturkriterierna och endast kan försörja de skyddade kunderna med gas i händelse av en större störning.

Från norr till söder är den fasta kapaciteten 8,2 MCM/dag. Från söder till norr är kapaciteten 10,3 MCM/dag

3.1.2 Riskgrupp Östersjön⁷

För beräkningen av N-1 formeln antas det att hela regionen ses som ett ”beräknat område”. Detta innebär att endast de inmatningspunkter som förbinder regionen med länder utanför regionen tas med i beräkningen. Kapacitet vid gränsöverskridande punkter inom regionen ingår inte.

N-1-formeln beräknas med följande formel

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100, N - 1 \geq 100 \%$$

Där:

EP_m : teknisk kapacitet för inträdesplatser, andra än produktion, LNG och lagringsanläggningar, avser summan av den tekniska kapaciteten för alla gränspunkterna som kan leverera gas till det beräknade området

P_m : maximal teknisk produktionskapacitet

S_m : maximal leverans av teknisk lagring

LNG_m : maximal teknisk LNG-anläggningskapacitet

I_m : största gasinfrastruktur för teknisk kapacitet

D_{max} : 1 av 20 efterfrågan på gas

D_{eff} : marknadsbaserat svar på efterfrågesidan

Den enskilt största infrastrukturen i denna region är den slovakiska inmatningspunkten Velke Kapusany. Analysen som vi kommer att göra fokuserar också på inmatningspunkten Greifswald, som är något mindre än Velke Kapusany. Beräkningen av N-1 kommer att utföras för båda inmatningspunkterna.

⁷ Denna information kommer från den tyska förebyggande handlingsplanen, som lämnades in i juni 2019.

Member State [GWh/d]	EP _m	P _m	S _m	LNG _m	I _m	D _{max}	D _{eff}
Austria	0.0	40.4	470.6	0.0		595.2	0.0
Belgium	1247.5	0.0	169.5	461.6		1356.8	0.0
Czech R.	0.0	4.3	754.9	0.0		709.4	
Denmark	0.0	12.1	196.0	0.0		236.0	0.6
Germany	3915.3	272.5	7453.0	0.0	1 776.0	5202.0	0.0
France	795.0	0.0	2 400.0	1		4 020.0	0.0
Luxembourg	0.0	0.0	0.0	0.0		52.0	0.0
Netherlands	2266.0	2156.0	3421.0	399.0		3678.0	0.0
Slovakia	2204.8	2.1	560.2	0.0	2 028.0	470.9	0.0
Sweden	0.0	1.9	0.0	0.0		78.0	0.0
Σ Sum	10 428.6	2 489.3	15 425.2	2190.6	3 804.0	16 398.3	0.6

Tabell 3.4: Uppgifter för N-1-formeln från varje medlemsstat

N – 1: Single largest infrastructure

N-1 for region with failure of:	EP _{VK} [GWh/d]	P _m [GWh/d]	S _m [GWh/d]	LNG _m [GWh/d]	I _m [GWh/d]	D _{max} [GWh/d]	D _{eff} [GWh/d]
Velke Kapusany (SLO)	9168.1	2478.2	15245.4	2190.6	3804.0	16187.8	0.5

$$N - 1 [\%] = \frac{11372.9 + 2478.2 + 15245.4 + 2190.6 - 2028.0}{16187.8 - 0.5} * 100 = 203\%$$

N – 1: Second single largest infrastructure

N-1 for region with failure of:	EP _G [GWh/d]	P _m [GWh/d]	S _m [GWh/d]	LNG _m [GWh/d]	I _m [GWh/d]	D _{max} [GWh/d]	D _{eff} [GWh/d]
Greifswald (D)	9596.9	2478.2	15245.4	2190.6	3804.0	16187.8	0.5

$$N - 1 [\%] = \frac{11372.9 + 2478.2 + 15245.4 + 2190.6 - 1776.0}{16187.8 - 0.5} * 100 = 206\%$$

N – 2: the two single largest infrastructures

N-1 for region with failure of:	EP _{VK+G} [GWh/d]	P _m [GWh/d]	S _m [GWh/d]	LNG _m [GWh/d]	I _m [GWh/d]	D _{max} [GWh/d]	D _{eff} [GWh/d]
Velke Kapusany (SLO) + Greifswald (D)	7568.9	2478.2	15245.4	2190.6	3804.0	16187.8	0.5

$$N - 2 [\%] = \frac{11372.9 + 2478.2 + 15245.4 + 2190.6 - (2028.0 + 1776.0)}{16187.8 - 0.5} * 100 = 193\%$$

Den gemensamma infrastrukturen för riskgrupper består av flera operativa anläggningar. Även med störningar på de två största infrastrukturerna förblir den resulterande N-1-beräkningen över 100 procent med marginal. Detta bevisar att säkerheten för gasförsörjning inte beror på några få stora anläggningar eftersom den totala infrastrukturen erbjuder fler möjligheter att transportera och distribuera gas.

3.1.3 Riskgrupp Norge

Beräkningen använder följande formel:

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100, N - 1 \geq 100 \%$$

Där:

- EP_m : teknisk kapacitet för inmatningspunkter, förutom produktion
- P_m : maximal teknisk produktionskapacitet
- S_m : maximal leverans av teknisk lagring
- LNG_m : maximal teknisk LNG-anläggningskapacitet
- I_m : teknisk kapacitet för den enskilt största gasinfrastrukturen
- D_{max} : totalt dagligt gasbehov
- D_{eff} : åtgärder på efterfrågesidan

För EP_m har sammankopplingen mellan medlemsländerna inom riskgruppen och sammankopplingen med Schweiz inte beaktats. Dessa beräkningar tar inte hänsyn till den möjliga begränsningen av flödet inom riskgruppen på grund av begränsad kapacitet genom Schweiz. Ytterligare beräkningar har också genomförts med beaktande av endast medlemsländer som är direkt anslutna.

För beräkningen har omfattat störningar på de största infrastrukturerna som levererar norsk gas:

- Störning av Emden-stationen (från Norge till kontinenten)
- Störning av Langed-rörledningen (från Norge till Storbritannien)

				Projected Data		
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	GWh/d	GWh/d	GWh/d	GWh/d	GWh/d	GWh/d
Technical capacity of entry points (EPm)*	11 696	11 637	11 372	11 269	11 269	11 269
Maximal technical production capacity (Pm)	4 878	4 193	4 208	4 562	4 397	4 172
Maximal technical storage deliverability (Sm)	16 218	16 200	15 992	16 132	16 183	16 300
Maximal technical LNG facility capacity (LNGm)	5 945	6 464	6 464	6 464	6 464	6 464
1 in 20 gas demand (Dmax)	26 714	26 637	27 020	27 706	27 706	27 731
Market-based demand side response (Deff)	5	5	5	35	35	35

* only entry point from outside the risk group

Technical capacity largest gas infrastructures (Im)			2015	2016	2017	2018	2019	2020
DE/NL	Norway	Emden EPT	989	989	989	989	989	989
UK	Norway	Langeled	770	770	770	770	770	770

N-1 for region	Historical Data			Projected Data		
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	GWh/d	GWh/d	GWh/d	GWh/d	GWh/d	GWh/d
Emden EPT	141%	141%	137%	135%	135%	134%
Langeled	142%	142%	138%	136%	136%	135%

Tabell 3.5: Regional översikt

Resultaten av N-1-beräkningen är långt över 100 procent, vilket betyder att vid störningar av en större infrastruktur som tillhandahåller norsk gas kommer de andra inmatningskapaciteterna vara tillräckliga för att täcka den maximala efterfrågan som kan inträffa en gång på 20 år.

Beträffande frågan om transittransport genom Schweiz är båda N-1-beräkningarna för Italien på ena sidan och de andra medlemsländerna i riskgruppen på andra sidan över 100 procent.

3.2 Nationell nivå

I enlighet med denna artikel ska de nödvändiga åtgärderna vidtas så att kapaciteten hos den återstående infrastrukturen kan leverera den gas som krävs under en dag med exceptionellt hög efterfrågan som inträffar med en statistisk sannolikhet en gång på 20 år (-15 ° C).

Det maximala gasbehovet i Sverige under en kall vinterdag (20 år vinter) beräknas vara 87 GWh_g / dag (7,2 MNm³ / dag). Gaslagringsanläggningen i Skallen har en lagringskapacitet på 10 miljoner Nm³ med en tillgänglig volym på 7,3 miljoner Nm³. Eftersom den tekniska uttagskapaciteten är 40 000 Nm³ / h är det maximala dagliga uttaget 0,96 MNm³.

I enlighet med artikel 5.1 måste infrastrukturstandarden uppfyllas. Sverige har beviljats ett undantag från infrastrukturnormen enligt artikel 5.9, men Energimyndigheten genomför fortfarande beräkningen för att ge en indikation på försörjningssituationen vid en N-1-händelse.

Det västsvenska naturgassystemet är enbart anslutet till det danska naturgassystemet. Det finns endast en anslutning, Öresundsledningen, som därmed utgör den största enskilda infrastrukturen.

Det beräknade området är det geografiska området som tillförs gas genom det västsvenska naturgassystemet.

Kravet i artikel 5.1 i förordningen antas utgöra en vinterdag med extrema temperaturer när värmebehovet i lokaler och bostäder ökar konsumtionen.

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100, N - 1 \geq 100 \%$$

Parameter	Värde	Kommentarer
	[MNm ³ /dag]	
D_{max}	7,2	"D _{max} " betyder det totala dagliga gasbehovet för det beräknade området under en dag med exceptionellt hög förbrukning som uppstår med en statistisk sannolikhet en gång på 20 år.
D_{eff}	0	"D _{eff} " betyder den del av D _{max} som vid störning av gasförsörjningen kan täckas tillräckligt och snabbt med marknadsbaserade åtgärder på efterfrågesidan i enlighet med artikel 6.1 c och artikel 5.2.
EP_m	8,6	"EP _m ": teknisk kapacitet för inträdesplatser, utom produktion, LNG och lagringsanläggningar som omfattas av P _m , LNG _m och S _m , betyder summan av den tekniska kapaciteten för alla gränserna som kan leverera gas till beräknad area.
P_m	0,18	"P _m ": maximal teknisk produktionsförmåga betyder summan av den maximala tekniska dagliga produktionsförmågan för alla gasproduktionsanläggningar som kan levereras till ingångspunkterna i det beräknade området.
S_m	0,96	"S _m ": maximal teknisk lagringsleverans betyder summan av den maximala tekniska dagliga uttagskapaciteten för alla lagringsanläggningar som kan levereras till ingångspunkterna för det beräknade området, med beaktande av deras respektive fysiska egenskaper.
LNG_m	0	'LNG _m ': maximal teknisk LNG-anläggningskapacitet: summan av den maximala tekniska dagliga utsändningskapaciteten vid alla LNG-anläggningar i det beräknade området, med hänsyn till kritiska element som avlastning, tillhörande tjänster, tillfällig lagring och omförgasning av LNG samt teknisk utsändningskapacitet till systemet.
I_m	8,6	"I _m " betyder den tekniska kapaciteten för den enskilt största gasinfrastrukturen med den högsta kapaciteten att leverera det beräknade området. När flera gasinfrastrukturer är anslutna till en gemensam uppströms eller nedströms gasinfrastruktur och inte kan drivas separat, ska de betraktas som en enda gasinfrastruktur.

Tabell 3.6: Definitioner och värden för parametrarna för *N - I*-formeln

$$N - 1[\%] = \frac{8.6 + 0.18 + 0.96 + 0 - 8.6}{7.2} * 100 = 15.83\%$$

För Sverige är resultatet 15,8 procent på grund av begränsad inhemsk biogasproduktion, en liten lagringsanläggning och en enda leveransväg. Den

huvudsakliga slutsatsen av resultatet av N-1-beräkningen är att det västsvenska naturgassystemet inte uppfyller kraven. Sverige har däremot beviljats ett undantag från infrastrukturnormen under förutsättning att följande kriterier gäller:

- (a) ingen gastransit till andra medlemsstater på dess territorium,
- (b) en årlig bruttoinvändning på inre gaser på mindre än 2 Mtoe. och
- (c) mindre än 5% av den totala användningen av primär energi från gas.

3.2.1 Kapacitet för flöden i båda riktningarna

Sammankopplingen mellan Sverige och Danmark präglas av att all gas flödar enkelriktat, till Sverige via den danska gränsstationen i Dragör och genom Öresunds stamlinje. Sverige har ingen produktion av naturgas eller någon betydande gaslagring, och biogasproduktionen är inte heller betydande. Detta innebär att Sverige inte kan bidra till försörjningstryggheten i det danska eller europeiska gassystemet, och det finns därför inget behov av omvänd flöde över anslutningen till Danmark. Detta undantag bekräftades den 1 september 2019.

4 Uppfyllande av försörjningsnormen

4.1 Försörjningsnormen, Artikel 6(1)

Skyddade kunder

Den svenska definitionen av skyddade kunder är hushållskunder som är anslutna till gasdistributionssystemet, totalt cirka 30 000 kunder. Deras totala årliga konsumtion är 193,1 GWh vilket motsvarar 2,2 procent av den nationella årliga konsumtionen.

I enlighet med artikel 6.1 ska den behöriga myndigheten begära att naturgasföretag vidtar åtgärder för att säkerställa gasleveranser till de skyddade kunderna i medlemsstaten i följande fall:

- a) extrema temperaturer under en 7-dagarsperiod som inträffar med en statistisk sannolikhet en gång på 20 år, motsvarande 13 GWh₀;
- b) under en 30-dagarsperiod med exceptionellt hög efterfrågan, som inträffar med en statistisk sannolikhet en gång på 20 år, motsvarande 47 GWh₀;
- c) under en period av upp till 30 dagar i händelse av störning av den enskilt största gasinfrastrukturen (Öresundsledningen) under genomsnittliga vinterförhållanden - motsvarande 34 GWh₀.

4.2 Åtgärder för att uppfylla försörjningsnormen

Åtgärderna som finns tillgängliga för Sverige från och med den 1 januari 2018 för att uppfylla försörjningsnormen beskrivs nedan.

4.2.1 Försörjning av skyddade kunder under sju dagar under extrema temperaturer, artikel 6(1)(a)

När efterfrågan är hög kan trycket i transmissionsnätet sjunka om ingångstrycket i Dragör är otillräckligt. Vid trycknivåer som är lägre än cirka 45 bar, stängs anslutningarna från kunder med högt tryckkrav av automatiskt. Kundkategorier vars anslutningar stängs av först är kraftvärmeverk och stora industrikunder. Kunder med krav på lågt tryck kan fortsätta att förses med gas även när trycknivåerna i transmissionsnätet sjunker. Skyddade kunder hör till gruppen med lägst tryckkrav.

Slutsatsen är därför att ingen förebyggande åtgärd krävs för att uppfylla denna del av försörjningsnormen.

4.2.2 Försörjning av skyddade kunder i minst 30 dagar med exceptionellt hög efterfrågan, artikel 6(1)(b)

I det svenska gassystemet förväntas exceptionellt högt gasbehov uppstå vid extremkyla vintertid. När efterfrågan är hög kan trycket i transmissionsnätet sjunka om kapaciteten i Dragör är otillräcklig, men de skyddade kunderna kan fortsätta att förses med gas.

Slutsatsen är därför att ingen förebyggande åtgärd krävs för att uppfylla denna del av försörjningsnormen.

standard.

4.2.3 Försörjning av skyddade kunder under minst 30 dagar i händelse av störning i den enskilt största gasinfrastrukturen under en genomsnittlig vinter, artikel (6)(1)(c)

Kraven på att försörja de skyddade kunderna under 30 dagar under genomsnittliga vinterförhållanden uppgår till 33,5 GWh, eller cirka 2,98 MNm³. Deras nettokapacitetskrav är 42,3 MW. Reparationstiden vid fullständigt avbrott i den enskilt största infrastrukturen, undervattensledningen mellan Danmark och Sverige, kan dock vara 40–50 dagar. Kravet på försörjningsnormen är *minst 30 dagar*. Flera av de händelser som kan orsaka läckage eller avbrott i undervattensledningen har en betydligt kortare reparationstid än 40–50 dagar. Detta innebär att det är rimligt att de skyddade kundernas försörjningskrav motsvarar 30 dagars gasförbrukning.

Inga beslut har fattats om investeringar i infrastrukturen för att minska sannolikheten eller konsekvenserna av en N-1-händelse.

Åtgärder som kan bidra till att försörjningsnormen uppfylls omfattar:

- Använda gasen i transmissionsnätet (s.k. line pack);
- Använda biogas som tillförs det västsvenska naturgassystemet;
- Använda strategiska gaslager;
- Påbjuden utmatning från lager;
- Omedelbart minska icke-skyddade kunders förbrukning manuellt eller beordrad förbrukningsminskning inom en angiven tidsperiod;

Ovanstående åtgärder beskrivs mer detaljerat nedan och sammanfattas i tabell 4.1.

Använda line pack

Allmän beskrivning: Åtgärden innebär att systembalansansvarig ser till att driftstrycknivån i transmissionsnätet inte går under 45 bar vid normal drift. Denna nivå är i linje med tidigare praxis.

Normalt tryck (nollpunkt) i transmissionsnätet är 60 bar, medan den lägsta arbetsnivån är 45 bar. I det senare fallet kan cirka 38 GWh_g gas (3,4 MNm³)

användas innan trycket når 7 bar, vilket med viss reservkapacitet är tillräckligt för att förse de skyddade kunderna med gas.⁸

<i>Typ:</i>	Icke-marknadsbaserad, utbudssida. Denna åtgärd är nödvändig och proportionell eftersom Sveriges marknadsbaserade åtgärder är otillräckliga för att garantera leveranser till skyddade kunder och för att uppfylla försörjningsnormen. Se tabell 4.1
<i>Vem åtgärden riktar sig till:</i>	Systembalansansvarig, transmissionsnätoperatör
<i>Tillsyn:</i>	Energimyndighetens allmänna tillsyn
<i>Sanktionssystem:</i>	SFS 2012:273, 7 §
<i>Ekonomisk effekt:</i>	N/A
<i>Ändamålsenlighet/effektivitet:</i>	Detta är en viktig del av Sveriges gaskrishantering. Se tabell 4.1
<i>Miljökonsekvens:</i>	Denna åtgärd kommer att ha en indirekt miljöpåverkan om kunder som automatiskt kopplas bort från tryckfallet byter till bränslen som ger högre utsläpp av koldioxid och andra föroreningar.
<i>Inverkan på kunderna:</i>	Kunder med ett tryckbehov på mer än 45 bar kopplas automatiskt bort
<i>Inverkan på DK SoS:</i>	Ingen
<i>Inverkan på nationell marknad:</i>	Denna åtgärd har en allvarlig inverkan på den nationella marknadens funktionssätt eftersom den automatiskt kopplar bort stora kunder och på ett artificiellt sätt minskar efterfrågan på gas på den nationella marknaden. Detta kommer tillfälligt att sänka gaspriserna på den återstående marknaden.
<i>Inverkan på inre marknaden:</i>	Ingen

Använda biogas

Allmän beskrivning: Under en nödsituation förväntas biogasproducenter fortsätta att leverera gas till det västsvenska naturgassystemet i enlighet med affärsavtalen de har ingått med gasleverantörer. Detta motsvarar 24,1 GWh.

<i>Typ:</i>	Marknadsbaserad, utbudssida
<i>Vem åtgärden riktar sig till:</i>	Biogasproducenter
<i>Tillsyn:</i>	Energimyndighetens allmänna tillsyn

⁸ Distributionsnät som ligger direkt efter en M/R-station har ett maximalt tryck på 4 bar och ett minimalt tryck på 1 bar, men skyddade kunder kan anslutas vid ett ännu lägre tryck (0,1 bar) efter tryckminskning i reglerstationer. Från 56 bar till 7 bar finns det cirka 53 GWh₀ i systemet.

<i>Sanktionssystem:</i>	SFS 2012:273, 7 §
<i>Ekonomisk effekt:</i>	N/A
<i>Ändamålsenlighet/effektivitet:</i>	Detta är en viktig del av Sveriges gaskrishantering. Se tabell 4.1
<i>Miljökonsekvens:</i>	Ingen
<i>Inverkan på kunderna:</i>	Ingen
<i>Inverkan på DK SoS:</i>	Ingen
<i>Inverkan på nationell marknad:</i>	Ingen
<i>Inverkan på inre marknaden:</i>	Ingen

Använda strategiska gaslager

Allmän beskrivning: Systembalansansvarig säkerställer att en viss mängd gas i enlighet med ett beslut från den behöriga myndigheten reserveras som strategisk gaslagring. För närvarande har 4 GWh gas tilldelats som nödgas.

<i>Typ:</i>	Icke-marknadsbaserad, utbudssida. Denna åtgärd är nödvändig och proportionell eftersom Sveriges marknadsbaserade åtgärder är otillräckliga för att garantera leveranser till skyddade kunder och för att uppfylla försörjningsnormen. Se tabell 4.1
<i>Vem åtgärden riktar sig till:</i>	Systembalansansvarig
<i>Tillsyn:</i>	Energimyndighetens allmänna tillsyn
<i>Sanktionssystem:</i>	SFS 2012:273, 7 §
<i>Ekonomisk effekt:</i>	Energimyndigheten beslutar varje år det strategiska gaslager som är reserverat för att Sverige ska uppfylla försörjningsnormen, vilket bokas av systembalansansvarig. Den ekonomiska effekten av detta beslut (kostnad för lagrad gas) överförs till ledningsinnehavarna. Lagringskostnaden är cirka 40 000 SEK per GWh.
<i>Ändamålsenlighet/effektivitet:</i>	Detta är en mindre del av Sveriges gaskrishantering. Se tabell 4.1
<i>Miljökonsekvens:</i>	Ingen
<i>Inverkan på kunderna:</i>	Ingen
<i>Inverkan på DK SoS:</i>	Ingen
<i>Inverkan på nationell marknad:</i>	Denna åtgärd kommer att ha en tillfällig prissänkande effekt på den (kvarvarande) marknaden.
<i>Inverkan på inre marknaden:</i>	Ingen

Påbjuden utmatning från lager

Allmän beskrivning: På begäran av Energimyndigheten beordrar systembalansansvarig de aktörer som har bokat lagringskapacitet i Skallen att släppa den gasen till skyddade kunders förbrukning.

<i>Typ:</i>	Icke-marknadsbaserad, utbudssida. Denna åtgärd är nödvändig och proportionerlig eftersom Sveriges marknadsbaserade åtgärder är otillräckliga för att garantera leveranser till skyddade kunder och för att uppfylla försörjningsnormen.
<i>Vem åtgärden riktar sig till:</i>	Systembalansansvarig, balansansvariga
<i>Tillsyn:</i>	Energimyndighetens allmänna tillsyn
<i>Sanktionssystem:</i>	SFS 2012:273, 7 §
<i>Ekonomisk effekt:</i>	Den ekonomiska effekten av denna åtgärd är okänd eftersom det inte går att veta icke-strategiska gaslagernivåer på förhand.
<i>Ändamålsenlighet/effektivitet:</i>	Ändamålsenligheten och effektiviteten av denna åtgärd är okänd eftersom det inte går att veta icke-strategiska gaslagernivåer på förhand. Denna åtgärd ingår därför inte i tabell 4.1-beräkningen.
<i>Miljökonsekvens:</i>	Ingen
<i>Inverkan på kunderna:</i>	Ingen
<i>Inverkan på DK SoS:</i>	Ingen
<i>Inverkan på nationell marknad:</i>	Beroende på mängden gas som lagras av aktörer i gaslagret kan denna åtgärd ha en tillfälligt prissänkande effekt på den (återstående) marknaden.
<i>Inverkan på inre marknaden:</i>	Ingen

Beordra förbrukningsminskning bland icke-skyddade kunder

Allmän beskrivning: På begäran av Energimyndigheten kan systembalansansvarig beordra en minskning av gasförbrukningen av icke-skyddade kunder via ledningsinnehavare. Detta kan antingen göras genom att beordra ett helt förbrukningsstopp för alla icke-skyddade kunder under allvarliga försörjningsstörningar eller genomföras gradvis genom att koppla bort icke-skyddade kunder enligt en förinställd prioriteringslista (se avsnittet ”Styrgas” i nationell krisplan).

Ledningsinnehavare måste kunna genomföra beslutet att minska konsumtionen inom de tidsgränser som anges i den nationella krisplanen. Icke-skyddade kunder kommer därför att förbruka omkring 32 GWh gas när ett komplett konsumtionsstopp beordras.

<i>Typ:</i>	Icke-marknadsbaserad efterfrågesida. Denna åtgärd är nödvändig och proportionerlig eftersom Sveriges marknadsbaserade åtgärder är otillräckliga för att garantera leveranser till skyddade kunder och för att uppfylla försörjningsnormen.
<i>Vem åtgärden riktar sig till:</i>	Systembalansansvarig, transmissionsnätoperatör, ledningsinnehavare, naturgaskonsumenter (icke skyddade)
<i>Tillsyn:</i>	Energimyndighetens allmänna tillsyn
<i>Sanktionssystem:</i>	SFS 2012:273, 7 §
<i>Ekonomisk effekt:</i>	Den ekonomiska effekten av denna åtgärd är betydande. Kostnaden för en fullständig fränkoppling av alla icke-skyddade kunder beräknas vara 2 miljarder SEK per månad, eller 0,7 procent av Sveriges månatliga BNP.
<i>Ändamålsenlighet/effektivitet:</i>	Detta är den största delen i Sveriges gaskrishantering. Se tabell 4.1
<i>Miljökonsekvens:</i>	Denna åtgärd kommer att ha indirekta miljökonsekvenser om fränkopplade kunder byter till bränslen som orsakar högre utsläpp av koldioxid och andra föroreningar.
<i>Inverkan på kunderna:</i>	Denna åtgärd fränkopplar icke-skyddade kunder
<i>Inverkan på DK SoS:</i>	Ingen
<i>Inverkan på nationell marknad:</i>	I praktiken stänger denna åtgärd ner den nationella marknaden för naturgas. Det kommer att ha en prissänkande effekt på den tillgängliga gasen som skyddade kunder kan köpa.
<i>Inverkan på inre marknaden:</i>	Ingen

Sammanfattning av de nuvarande åtgärdernas kapacitet att uppfylla försörjningsnormen

Resultaten av de åtgärder och förutsättningar som beskrivs ovan sammanfattas i tabell 4.1. Tabellen inräknar inte solidaritetsgas till Sverige.

Fas / åtgärd	Tillförsel/förbrukning (GWh)	Anmärkningar
Använda linepack (a)	38	Baserat på det "värsta fallet", dvs från lägsta driftsgräns (45 bar) ner till 7 bar
Använd biogas (b)	24,1	Baserat på 30 dagars produktion
Använda strategiska gaslager (c)	4	Användning av strategisk gaslagring
Konsumtion av icke-skyddade kunder (d)	32,3	Med hänsyn till den tid som krävs för att utföra frångopplingen enligt beskrivningen i den nationella krisplanen
Konsumtion av skyddade kunder (e)	33,5	
Nettoeffekt	0,3	(a) + (b) + (c) - (d) - (e)

Tabell 4.1: Sammanfattning av de nuvarande åtgärdernas kapacitet att följa artikel 6.1 c.

5 Förebyggande åtgärder

Strategierna, åtgärderna och volymerna för att hantera de risker och scenarier som är beskrivna i föregående kapitel redogörs för nedan. Åtgärderna är prioriterade i första hand för att uppfylla infrastrukturnormen och försörjningsnormen för gas, och i andra hand för att stärka försörjningstryggheten överlag.

5.1 Grunder för val av åtgärder för att uppfylla infrastrukturnormen och försörjningsnormen för gas

5.1.1 Angående sammanlänkningar, gränsöverskridande flöden, etc.

Det västsvenska naturgasnätet är endast sammanlänkat med det danska naturgasnätet. Sammanlänkningen består endast av Öresundsledningen som av den anledningen är den största enskilda infrastrukturen. Inga beslut om att skapa alternativa försörjningsvägar har tagits.

Gasflödet i Öresundsledningen är enkelriktad från Danmark till Sverige. Idag är det inte möjligt att vända om flödet så att gasen från Sverige till Danmark. Sverige har ingen naturgasproduktion eller större lagringsanläggningar. Fastän beslut och planer om att utöka biogasproduktionen i Sverige finns sker detta idag inte i någon större utsträckning. Detta betyder att Sverige inte kan bidra till den danska eller den europeiska försörjningstryggheten för gas, och att det därför inte föreligger skäl för flöden i båda riktningarna i sammanlänkningen med Danmark.

Idag finns inga avtal om tillgång till danska gaslager för att försörja svenska kunder under en kris. Dock finns det inga formella hinder för sådana avtal, men det ska noteras att tillgång till gaslager i Danmark inte påverkar infrastrukturnormen eller delar av försörjningsnormen för gas när dessa baseras på ett avbrott i Öresundsledningen (Artikel 6(1)(c)).

5.1.2 Angående allmännyttiga tjänster med avseende påförsörjningstryggheten för gas

Ingen aktör på den svenska naturgasmarknaden är skyldig att tillhandahålla allmännyttiga tjänster med avseende påförsörjningstryggheten för gas.

Vissa kraftvärmeverk och några stora industrikunder har teknisk möjlighet att byta till alternativa bränslen. Dock finns det inga krav på dessa kunder att lagra alternativa bränslen i proportion till deras gasförbrukning.

5.1.3 Kapacitet och planer avseende inmatningspunkter mot andra länder, gaslagring och LNG-försörjning

Transmissionskapaciteten från Danmark till Sverige är 95 GWh_u/dag (8.6 MNm³/dag).

Idag finns det inga beslut om att öka antalet inmatningspunkter mot andra länders naturgassystem.

Det finns inga beslut om att sammankoppla LNG-anläggningar med det västsvenska naturgassystemet.

5.2 Åtgärder för att uppfylla infrastrukturnormen

Sverige har beviljats ett undantag för att uppfylla infrastrukturnormens krav (Artikel 5.9)

5.2.1 Använda biogas i distributionsnätet

Som ett resultat av beslut och planer om anläggningar för biogasproduktion till distributions- och transmissionsnäten kommer tillförselskapaciteten att successivt öka. Under 2017 var produktionskapaciteten för biogasinmatning i distributions- och transmissionsnäten 66 MW_u. Detta motsvarar 2 procent av naturgassystemets maximala behov.

5.2.2 Marknadsbaserade åtgärder

Sedan 2014 har det funnits en marknadsbaserad åtgärd⁹ på efterfrågesidan där större förbrukare i Sverige kan delta i det danska systemet för avbrytbarhet. Där kan kunderna ingå avtal om att mot ersättning snabbt minska sin gasförbrukning på begäran av dansk TSO. Dessa avtal kallas även hyperavbrytbara kontrakt. Denna åtgärd hjälper till stor utsträckning till att inte bara upprätthålla trycket för fler kunder än skyddade kunder i händelse av en störning i Danmark.

5.2.3 Beräkning av N-1

Utsträckningen av efterlevandet av infrastrukturnormen demonstreras av en teknisk beräkning avseende kapaciteten av de anläggningar som ansvarar för landets försörjning i relation till kundernas behov. I Sveriges fall är de relevanta anläggningarna Öresundsledningen och anläggningarna för biogasproduktion.

⁹ En marknadsbaserad åtgärd är en åtgärd som marknadsaktörer själva kan vidta för att öka naturgassystemets robusthet och flexibilitet under normal drift och på alla krisnivåer. Marknadsbaserade åtgärder kan regleras genom avtal om finansiell kompensering och kan kräva att krisnivå "beredskap" har tillkännagivits. Icke-marknadsbaserade åtgärder kan endast vidtas när marknadsbaserade åtgärder inte längre kan upprätthålla försörjningstryggheten, och i synnerhet skyddade kunders försörjning. En icke-marknadsbaserad åtgärd är obligatorisk för berörda aktörer att vidta. Att tillgripa icke-marknadsbaserade åtgärder förutsätter att krisnivå "kris" har tillkännagivits.

Beräkningen enligt formeln i bilaga II till försörjningstrygghetsförordningen gör gällande att N-1 för Sveriges del 15,8 procent. Det formella kravet är 100 procent.

Variabel	Värde (MNm ³ /dag)	Kommentar
D _{max}	7.2	Den totala dygnsvisa efterfrågan på gas i det beräknade området under en dag med exceptionellt hög efterfrågan på gas, vilket statistiskt sett inträffar en gång vart tjugonde år.
D _{eff}	0	Den del av D _{max} som vid ett avbrott i gasförsörjningen i tillräcklig utsträckning i tid kan täckas av marknadsbaserade åtgärder på efterfrågesidan.
EP _m	8.6	Inmatningspunkternas tekniska kapacitet, förutom vid produktions-, LNG- och lagringsanläggningar som omfattas av P _m , LNG _m och S _m – summan av den tekniska kapaciteten vid alla inmatningspunkter vid gränserna som har kapacitet att leverera gas till det beräknade området.
P _m	0.18	Högsta möjliga tekniska produktionskapacitet – summan av den högsta möjliga tekniska dygnsvisa produktionskapaciteten hos alla anläggningar för produktion av gas som kan levereras till det beräknade områdets inmatningspunkter.
S _m	0,96	Högsta möjliga tekniska lagerförsörjning.
LNG _m	0	Högsta möjliga tekniska LNG-anläggningskapacitet.
I _m	8.6	Den tekniska kapaciteten hos den största enskilda gasinfrastrukturen.

Tabell 5.1: N – 1 formelns variablers definitioner och värden

5.3 Åtgärder för att upprätthålla gasförsörjningen till alla kunder

I enlighet med artikel 9 presenterar den förebyggande åtgärdsplanen de åtgärder som krävs för att till största möjliga mån upprätthålla gasförsörjningen till alla kunder.

Inga lämpliga åtgärder är tillgängliga för att minska risken för störningar i gasleveranserna från Danmark.

5.4 Allmän konsekvensbedömning av åtgärderna för att uppfylla försörjningsnormen för gas

Beordrad förbrukningsminskning (frånkoppling)

Den grundläggande åtgärden i händelse av allvarliga störningar (krisnivå ”kris”) är en beordrad förbrukningsminskning genom frånkoppling av icke-skyddade kunder. Detta är en drastisk åtgärd, men idag är den nödvändig för att skydda skyddade kunders försörjning. Frånkoppling har sedan länge varit ett alternativ inom krishantering, men frånkopplingstiderna har formaliserats i denna plan.

De största kunderna kommer att frånkopplas först. Användandet av gas i line-pack, användandet av biogas och utmatning av lagrad gas ger aktörerna viss framförhållning innan frånkopplingen verkställs och frånkopplingstiderna har utformats därefter.

Påverkan på elsektorn i Västsverige

Detta bedöms ha en liten eller negligierbar påverkan på elsektorn i Västsverige.

Påverkan på fjärrvärmesektorn och industrin i Västsverige

En frånkoppling kan påverka fjärrvärmesektorn i Västsverige. Idag beräknas fjärrvärmesektorn kunna bibehålla normal produktionsnivå en vecka under normala vinterförhållanden genom byten till alternativa bränslen. Därefter kommer produktionen att minska. Påverkan på fjärrvärmesektorn genom frånkoppling av industrier som säljer spillvärme till lokala fjärrvärmenät bedöms vara marginell.

Det beräknas att omkring hälften av industrin kan byta till alternativa bränslen som biogas, eldningsolja, LNG, LPG, avfall och elektricitet. Att ersätta naturgas tvingar ofta företag att göra stora och ibland oåterkalleliga investeringsbeslut, och tiden för att genomföra ett byte kan variera från några timmar till flera månader. Industrierna som använder naturgas som råvara blir nödgade att avbryta produktion. Vidare kan en frånkoppling i värsta fall orsaka skada på anläggningarna inom vissa industrier.

Påverkan på transport

Tunga gasdrivna fordon (huvudsakligen bussar) kommer i värsta fall inte att kunna tanka på vissa platser/områden som är kopplade mot det västsvenska naturgassystemet. Detta kommer, åtminstone i början, att orsaka störningar i kommunala transportsystem och orsaka ökade kostnader och koldioxidutsläpp. Mindre gasdrivna fordon kan tanka med oljebaserade bränslen eller tanka på tankställen som inte är kopplade mot det västsvenska naturgassystemet.

Miljöpåverkan

Ett byte från naturgas till eldningsolja kommer att öka utsläppen av koldioxid, svaveldioxid och partiklar. Ett byte från naturgas till bensin och diesel inom transportsektorn leder också till högre utsläpp.

Använda line-pack

Åtgärden omfattar en formalisering av etablerade rutiner och kommer därför inte att i allmänhet inskränka marknadens funktion eller procedurer.

Använda gaslagring

Åtgärden omfattar en formalisering av etablerade rutiner och kommer därför inte att i allmänhet inskränka marknadens funktion eller procedurer.

Leveranser av solidaritetsgas från Danmark

Den här åtgärden har ännu inte etablerats.

Åtgärdernas påverkan på den europeiska marknaden

De gällande åtgärderna på den svenska marknaden kommer inte att ha någon negativ påverkan på den europeiska gasmarknaden.

Åtgärdernas koppling till krishanterings principer

Frånkoppling av icke-skyddade kunder kommer i största möjliga utsträckning att genomföras i prioritetsordning, iaktta Sveriges krishanterings principer och naturgasmarknadens särskilda behov.

Försörjningssituationen kommer att förbättras inom de närmaste åren när biogas förväntas utgöra en växande andel av den tillförda gasen, och om ett antal kan det tänkas täcka de skyddade kundernas behov. I en sådan situation kan även andra kunder tänkas få gas i händelse av en störning i gasleveranserna från Danmark.

6 Skyldigheter för systembalansansvarig, naturgasföretag och kunder

Skyldigheterna för systembalansansvarig, naturgasföretag och kunder med anledning av åtgärderna beskrivs nedan.

6.1 Systembalansansvarig

Swedegas AB som är systembalansansvarig i Sverige ska agera för att säkerställa att trycket i transmissionsnätet inte understiger 45 bar under:

- Normaldrift
- Krisnivå ”tidig varning”
- Krisnivå ”beredskap”

När krisnivå ”kris” har tillkännagivits ska systembalansansvarig genom ledningsinnehavare genomföra förbrukningsminskning eller fränkoppling av icke-skyddade kunder när detta är nödvändigt.

Systembalansansvarig ska säkerställa att en tillräcklig mängd gas finns i gaslager Skallen för att genomföra en kontrollerad förbrukningsminskning och fränkoppling av icke-skyddade kunder. Detta för att säkerställa att skyddade kunder kan förses med gas under 30 dagar i enlighet med artikel 6(1)(c) i försörjningstrygghetsförordningen. Inför varje vinter ska behörig myndighet beräkna den mängd gas som måste lagras i detta syfte.

6.2 Gasleverantörer och balansansvariga

I samarbete med balansansvarig ansvarar gasleverantörer för att skyddade kunder förses med gas. Detta ska ske både under normaldrift och under krissituationer.

6.3 Innehavare av lagringsanläggning

Innehavare av lagringsanläggning måste tillgängliggöra den lagerkapacitet som enligt systembalansansvarig är nödvändig för strategisk gaslagring enligt den behöriga myndighetens beslut.

6.4 Ledningsinnehavare

Ledningsinnehavare är ansvariga för att säkerställa att icke-skyddade kunder minskar eller stoppar sin förbrukning inom den tid som anges i den nationella krisplanen, när detta beordras av systembalansansvarig.

6.5 Större förbrukare

Större förbrukare ska samarbeta med ledningsinnehavaren för att minska sin förbrukning så snabbt som möjligt när detta krävs, i enlighet med rådande omständigheter och enligt instruktion från ledningsinnehavaren.

7 Infrastrukturprojekt

Det finns inga pågående infrastrukturprojekt som kommer att påverka försörjningstryggheten i det västsvenska naturgasnätet.

8 Skyldigheter att tillhandahålla allmännyttiga tjänster som avser försörjningstryggheten

I Sverige finns det inga skyldigheter att tillhandahålla allmännyttiga tjänster som avser försörjningstryggheten.

9 Samråd med berörda parter

När den nationella krisplanen och den förebyggande åtgärdsplanen skrevs arrangerade Energimyndigheten samråd med berörda parter som fick möjligheten att läsa och återkoppla på utkastet.

Följande berörda parter fick möjlighet till återkoppling:

- Regionala riskgrupper: Danmark, Norge och Östersjön
- Swedegas (svensk systemansvarig för gasöverföringssystem/TSO)
- Svenska kraftnät (svensk systemansvarig för elektricitetsöverföringssystem/TSO)
- Energigas Sverige (svensk branschorganisation),
- Energimarknadsinspektionen
- Naturgasföretag
- Organisationer som representerar hushåll:
 - Konsumenternas Energimarknadsbyrå
 - Energikontor Väst
 - Villaägarna i Göteborg
 - Villaägarna i Malmö
 - Bostadsrättsföreningar

De nationella planerna fick ett positivt mottagande från de berörda parterna. Det noterades att de nya planerna hade få skillnader i sak jämfört med de gamla nationella planerna, och att de flesta ändringar berodde på de nya formkraven för planerna enligt förordningen. De flesta av kommentarerna var därför av redaktionell karaktär. Energimyndigheten förtydligade hur fördelningen av en beordrad förbrukningsminskning mellan distributionsnäten påverkas av att vissa distributionsnät har en hög andel lokalt producerad biogas.

Vissa av de berörda parterna som kontaktades svarade att dessa planer låg utanför deras organisationsmandat eller att de inte hade förmåga att utvärdera dem på ett effektivt sätt.

10 Den regionala dimensionen

10.1 Operationellt samarbete mellan systemansvariga/TSO

Svensk och dansk TSO har skapat en gemensam balanseringszon för svenska och danska balansansvariga (Joint Balancing Zone - JBZ). Denna zon etablerades den 1 april 2019. Huvudsyftet med JBZ är att höja effektiviteten inom den gränsöverskridande handeln mellan den svenska och den danska gasmarknaden och att harmonisera balanseringsproceduren. Etableringen av en dansk-svensk balanseringszon förväntas också höja försörjningstryggheten i regionen.

Balanseringsområdet omfattar den svenska marknadens in- och utförselpunkter. Detta innebär att svenska balansansvariga har anpassats till en balanseringsmodell som överensstämmer med det europeiska regelverket för balansering (NC BAL). Swedegas, systemansvarig för det svenska gasöverföringssystemet, hade ett undantag från att genomföra NC BAL som gick ut den 1 april 2019, och genom etableringen av JBZ är detta regelverk nu gällande i Sverige.

11.2 Mekanismer som utvecklats för samarbete

I sin roll som behörig myndighet under förordning (EU) 2017/1938 har Energimyndigheten en samordningsroll för bilateralt och multilateralt samarbete för försörjningstryggheten för gas.

Bilateralt samarbete

Energimyndigheten har en nära dialog och samarbete med Energistyrelsen - sin danska motsvarighet. Detta samarbete omfattar regelbundna möten och informationsutbyten gällande frågor rörande den dansk-svenska naturgasmarknaden, i synnerhet effekten av genomförandet av den gemensamma balanseringszonen och praktisk hantering av störningar i försörjningen. Informationsutbyten inför gasfältet Tyras nedstängning under hösten 2019 har också ägt rum. Den här mekanismen för bilateralt samarbete med Danmark kommer också att användas när de bestämmelser som är nödvändiga för att tillämpa artikel 13 utformas och antas.

Under tiden för Tyras nedstängning är Danmark och Sverige beroende av naturgasimporter från Tyskland. Det är därför även viktigt för Sverige samarbetsmekanismerna med tysk motsvarighet stärks under denna period.

Samarbete inom EU och de regionala riskgrupperna

Som behörig myndighet för trygg naturgasförsörjning närvarar representanter från Energimyndigheten regelbundet i gruppen för samordning av gasförsörjningen för att följa genomförandet av förordning (EU) 2017/1938 samt att bevaka andra

övriga frågor och utvecklingar med bäring på försörjningstryggheten för gas på den europeiska marknaden.

Energimyndigheten är del av tre regionala riskgrupper: Östersjön, Danmark och Norge. Samarbetet inom dessa gruppen har huvudsakligen genomförts genom telefonkonferenser. Fysiska möten mellan Energimyndigheten och dansk motsvarig har skett gällande omfattningen av riskgrupp Danmark eftersom denna har bäring på Sveriges försörjningstrygghet.

11.3 Förebyggande åtgärder

Idag finns det inga förebyggande åtgärder som har beslutats inom riskgrupperna.