

# **Nationell förebyggande åtgärdsplan för Sveriges naturgasförsörjning**

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

Dnr 2023-006664

Version 2.0 (31 mars 2023)

## **Förord**

Som behörig myndighet för gas ska Energimyndigheten enligt förordning (EU) 2017/1938 uppdatera den förebyggande åtgärdsplanen på nationell nivå vart fjärde år, fr.o.m. den 1 mars 2019. Denna förebyggande åtgärdsplan avser det västsvenska naturgasnätet och baseras på den riskbedömning som gjordes 2018 med utgångspunkt i förordningen.

Vid tidpunkten för denna uppdatering råder ett försämrat säkerhetsläge jämfört med 2018, då den första versionen av den förebyggande åtgärdsplanen publicerades. Mot denna bakgrund anser Energimyndigheten att det finns anledning att inte beskriva säkerhetsrisker alltför djupgående.

Denna plan träder i kraft den 31 mars 2023.

Eskilstuna i mars 2023,

Robert André

Generaldirektör

## 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 - tillförelse.....	7
1.2.2 Översikt - efterfrågan .....	10
2 Sammanfattning av riskbedömningen.....	14
2.1 Regionala riskbedömningar.....	14
2.1.1 Riskgrupp Danmark .....	14
2.1.2 Riskgrupp Östersjön.....	14
2.1.3 Riskgrupp Norge .....	15
2.2 Nationell riskbedömning .....	15
3 Infrastrukturnormer .....	16
3.1 Beräkning av N-1 på riskgruppsnivå.....	16
3.1.1 Riskgrupp Danmark .....	16
3.1.3 Riskgrupp Norge .....	17
3.2 Nationell nivå .....	17
3.2.1 Kapacitet för flöden i båda riktningarna .....	19
4 Uppfyllande av försörjningsnormen .....	20
4.1 Försörjningsnormen, Artikel 6(1) .....	20
4.2 Åtgärder för att uppfylla försörjningsnormen .....	20
4.2.1 Försörjning av skyddade kunder under sju dagar under extrema ....	20
4.2.2 Försörjning av skyddade kunder i minst 30 dagar med .....	21
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) .....	21
5 Förebyggande åtgärder.....	27
5.1 Grunder för val av åtgärder för att uppfylla infrastrukturnormen och försörjningsnormen för gas .....	27
5.1.1 Angående sammanlänknings, gränsöverskridande flöden, etc.....	27
5.1.3 Kapacitet och planer avseende inmatningspunkter mot andra.....	27

5.2	Åtgärder för att uppfylla infrastrukturnormen .....	28
5.2.1	Använda biogas i distributionsnätet.....	28
5.2.2	Marknadsbaserade åtgärder .....	28
5.2.3	Beräkning av N-1 .....	28
5.3	Åtgärder för att upprätthålla gasförsörjningen till alla kunder.....	29
5.4	Allmän konsekvensbedömning av åtgärderna för att.....	30
	uppfylla försörjningsnormen för gas .....	30
6	Skyldigheter för systembalansansvarig, naturgasföretag och kunder.....	32
6.1	Systembalansansvarig .....	32
6.2	Gasleverantörer och balansansvariga .....	32
6.3	Innehavare av lagringsanläggning.....	32
6.4	Ledningsinnehavare .....	32
6.5	Större förbrukare .....	33
6.6	Medelstora förbrukare.....	33
7	Infrastrukturprojekt .....	34
8	Skyldigheter att tillhandahålla allmännyttiga tjänster som avser försörjningstryggheten .....	35
9	Samråd med berörda parter .....	36
10	Den regionala dimensionen.....	37
10.1	Operationellt samarbete mellan systemansvariga/TSO .....	37

# Allmän information

Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2017/1938 av den 25 oktober 2017 om åtgärder för att säkerställa försörjningstryggheten för gas och om upphävande av förordning (EU) nr 994/2010 (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”<sup>1</sup>. Benämningen ”hushållskunder” används också i direktivet 2009/73/EG<sup>2</sup>. 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 riskanalysen<sup>3</sup>, gällande Sveriges gasförsörjning. 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 uppdaterats i enlighet med den nya EU-förordningen. Lagen och förordningen bemyndigar Energimyndigheten som behörig myndighet att utfärda tvingande föreskrifter för naturgasföretag som förbrukar 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. 715/2009<sup>4</sup>. Där begrepp som är

---

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

<sup>2</sup> Direktiv 2009/73/EG

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

<sup>4</sup> 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.

Vid tidpunkten för denna uppdatering råder ett försämrat säkerhetsläge jämfört med 2017 när försörjningstrygghetsförordningen utformades och även jämfört med 2018 när den första versionen av den förebyggande åtgärdsplanen publicerades. Mot denna bakgrund anser Energimyndigheten att det finns anledning att inte beskriva säkerhetsrisker alltför djupgående.

Två av de tre riskgrupper som Sverige deltar i har inte tagit fram någon ny riskbedömning. De avsnitt som rör riskgrupp Östersjön och riskgrupp Norge kommer uppdateras när nya underlag har inkommit. Riskgrupp Danmarks riskbedömning refereras endast till översiktligt. Detta har även påverkat den nationella riskbedömningen, som bedömts inte ha kunnat uppdateras utan riskgruppernas underlag. Även denna kommer uppdateras när underlagen finns tillgängliga.

# 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 2,2 TWh biogas i Sverige under 2021, varav endast en begränsad mängd tillfördes det västsvenska naturgassystemet: 369 GWh under 2021.

#### *Infrastruktur*

Det västsvenska transmissionsnätet för naturgas börjar i Köpenhamnsområdet i Danmark och korsar Öresund till Malmö på den svenska sidan, varifrån transmissionsledningen leder norrut mot Stenungssund. Den tekniska kapaciteten i transmissionsledningen och den tekniska inmatningskapaciteten i Danmark 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

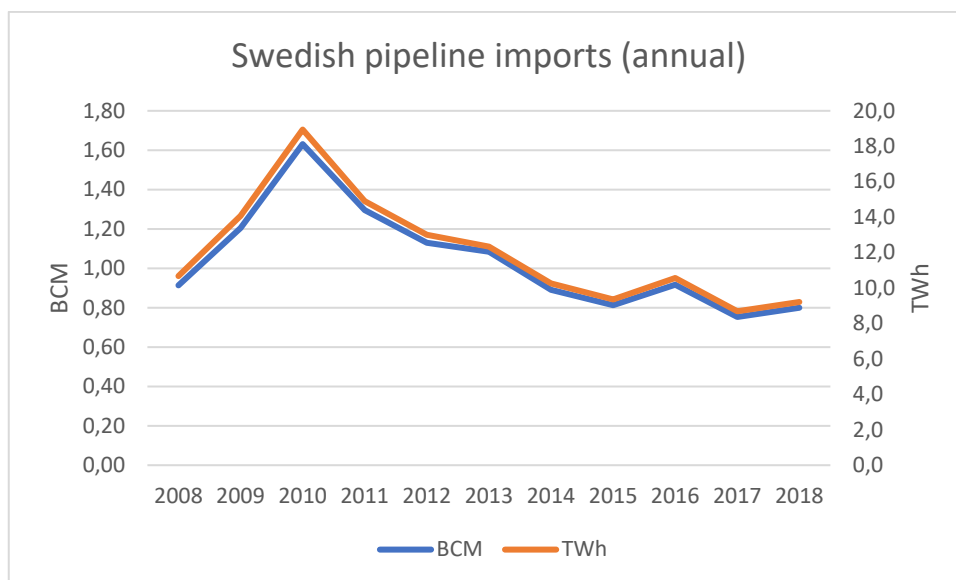
### *Baltic Pipe*

Den nya gasledningen Baltic Pipe knyter ihop Norge, Danmark samt Polen. Detta möjliggör transport av norsk gas till slutanvändare i Central- och Östeuropa. I och med Baltic Pipe finns ytterligare en källa för tillförsel av gas vilket är positivt för försörjningstryggheten i Sverige.

### *Import*

Den fossila naturgasen som förbrukas i det västsvenska naturgassystemet importeras från Danmark via Öresundsledningen. Sverige importerar gas från Europa via Danmark och från och med hösten 2022 även av norsk gas då rörledningen Baltic pipe från Norge till Polen tagits i bruk. Importer från kontinentala Europa kompletterar vid behov. Som figur 1.2 visar varierar de årliga importerna.





Figur 1.2: Svensk årlig pipelineimport (IEA Natural Gas Information)

De månatliga importerna varierar med årstiderna. De största mängderna importerar under vintern/våren och importen är som lägst under sommarmånaderna.

Det övre värmevärdet för gasen som importerar från Danmark ligger omkring 11,4 kWh/Nm<sup>3</sup>, men kan variera beroende på gasens ursprung.

### Lagring

Det finns gaslager i Sverige anslutet till det västsvenska naturgasnätet. Det är ett lager med en lagringskapacitet på 10 MNm<sup>3</sup>, en tillgänglig arbetsvolym på 7,3 MNm<sup>3</sup> och en utmatningskapacitet på 40 000 MNm<sup>3</sup> per timme. Vid en fyllnadsgrad mellan 0 och 25 procent varierar utmatningskapaciteten från 8 200–30 000 MNm<sup>3</sup> per timme. Utmatningskapaciteten påverkas dock av tryckskillnaden mellan transmissionsledningen och gaslagret. Vid en låg tryckskillnad runt 2 bar sjunker utmatningskapaciteten till ca 5 000 MNm<sup>3</sup>/h.

Det svenska gaslagret kan bistå det västsvenska naturgassystemet med ett begränsat stöd under ansträngda försörjningssituationer. De danska gaslagren är dock av större betydelse för det västsvenska naturgasnätet. Under vintermånaderna bistår det danska lagret till försörjningen till förbrukare både i östra Danmark och i Sverige.

### 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. I och med att Baltic Pipe togs i drift under hösten 2022 så har även

balanseringsmodellen för JBZ förändrats till att omfatta ”within-day-obligations”. Detta görs då transitivolymer genom JBZ är ca tre gånger större än vad som används inom JBZ och detta ställer högre krav på marknaden för att hålla systemet i balans.

#### *Tyras nedstängning under renoveringsperioden*

Gasfälten Tyra har varit avstängda för renovering sedan september 2019. Tyra beräknas åter vara i bruk under första kvartalet 2024. Detta påverkar Sveriges och Danmarks försörjningstrygghet på ett antal sätt.

Under Tyras renovering har den dansk-svenska naturgasmarknaden för första gången varit beroende av import från Tyskland. Tyskland är i sin tur beroende av gasimporter från andra länder. Detta har på ett avsevärt sätt ökat transporttrutten för den gas som försörjer Danmark och Tyskland och därmed har risken för försörjningskomplikationer ökat.

Vidare har naturgasen som importeras från Tyskland ett lägre värmevärde än den som produceras i Danmark: 11,4 kWh/Nm<sup>3</sup>. Detta innebär i sin tur att manövreringsutrymmet för att hantera försörjningsstörningar minskar, vilket höjer försörjningsrisken.

#### *Rysslands krig mot Ukraina*

Med anledning av Rysslands krig mot Ukraina finns en ökad risk för allvarliga störningar eller avbrott i gasleveranserna till det västsvenska naturgasnätet. Alla berörda aktörer inklusive Energimyndigheten har uppmanats att uppdatera sina krisplaner med anledning av detta. I Sverige är den huvudsakliga icke-marknadsbaserade åtgärden fränkoppling av gaskunder i olika grad, till exempel om samhällsviktig verksamhet hotas. Detta är en tvingande åtgärd som inte behövt användas i Sverige tidigare. Privatkunder är skyddade och prioriteras samtidigt med samhällsviktig verksamhet och utifrån tekniska aspekter i gasnätet.

#### *Utvecklingar framåt*

Efterfrågan på biogas har ökat inom flera sektorer de senaste åren och viktiga styrmedel har kommit på plats som förväntas bidra till en stor utbyggnad av produktionskapaciteten i Sverige under kommande år. För tillfället råder dock stor osäkerhet på området, främst till följd av Landvärme- domen som förhindrar den planerade förlängda skattebefrielsen för svenska biogasanvändare.

### **1.2.2 Översikt - efterfrågan**

#### *Konsumtion*

Under gasåret 2021/2022 uppgick den totala konsumtionen i det västsvenska naturgasnätet till 8 097 GWh<sub>0</sub>, 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 MNm<sup>3</sup>.

I Västsverige är beroendet av gas större än det nationella genomsnittet 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.

2021	Andel gas (icke förnybar)		
	i energiförbrukning	som bränsle för elproduktion*	som bränsle för fjärrvärmeproduktion**
<b>Riket</b>	7%	1%	3%
<b>Skåne</b>	7%	..	0%
<b>Halland</b>	1%	0%	0%
<b>Västra Götaland</b>	27%	..	..
<b>Jönköping</b>	..	0%	1%

\* avser elproduktion från kraftvärme + industriellt mottryck och övrig värmekraft

\*\* Med fjärrvärmeproduktion avses produktion från kraftvärmeverk och fristående värmeverk

(..) Sekretessmarkerad

Tabell 1.2: Översikt av gasförbrukningen (både flytande och rörbunden gas) i Sverige 2021<sup>5</sup>

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 – utgjorde en väldigt begränsad marknadsandel med sina ungefärliga 2 procent av den totala förbrukningen.

<sup>5</sup> Slut användning (MWh), efter län och kommun, förbrukarkategori samt bränsletyp. År 2009 - 2021. PxWeb (scb.se).

### *Gasens roll i elproduktionen*

Naturgas svarar under ett normalår för ca upp till en procent av den elektricitet som produceras nationellt och har högst andel i Skåne med ca 12 procent. Naturgasens roll i elsektorerna i Skåne, Halland, Jönköping och Västra Götaland kan under vissa förutsättningar vara en viktig komponent för elförsörjningen. Ett avbrott i gasförsörjningen kan därför ha effekt på 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 har en total installerad och aktiv effekt på ca 1600 MW, varav 1000 MW i elkraftsområde SE3 och 600 MW i SE4. Detta är en lösning för att upprätthålla systembalansen i elnätet och den anskaffade kapaciteten har i viss omfattning 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*

<b>Konsumentkategori</b>	<b>Total energi- förbrukning (GWh)</b>		<b>Kraftbehov vid 0 deg. C (MW)</b>		
	Antal		Andel (%)	Andel (%)	
<i>Kraftvärme och värmeanläggningar</i>	40	1 754,4	20,3	588,7	35,9
<i>Större förbrukare (x &gt; 20 GWh/y)</i>	40	5 007,1	58,0	721,8	44,0
<i>Förbrukare (3 &lt; x &lt; 20 GWh/y)</i>	105	789,0	9,1	123,4	7,5
<i>Förbrukare (x &lt; 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
<b>Total</b>	<b>34 131</b>	<b>8 633,6</b>	<b>100</b>	<b>1 641,2</b>	<b>100</b>

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

På nationell nivå svarade naturgas för upp till 3 procent av fjärrvärmeproduktionen 2021. 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.

Fjärrvärmesektorns beroende av naturgas bedöms 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 uppskattningsvis ca 1,5 GW<sup>6</sup> 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 och 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.

---

<sup>6</sup> Värdet är äldre. Under 2022 har flera större förbrukare säkerställt förmåga att använda alternativa bränslen vilket indikerar att siffran kan vara högre.

## **2 Sammanfattning av riskbedömningen**

### **2.1 Regionala riskbedömningar**

#### **2.1.1 Riskgrupp Danmark**

Riskgrupp Danmark fokuserar på ett huvudscenario: ett totalt avbrott från Ryssland från 1 oktober 2022 till slutet av mars 2023. Åtta varianter av scenariot har analyserats i syfte att ta hänsyn till olika möjliga val av hantering av en gaskris samt kapacitet vid gränsöverskridande sammanlänkningsfall. Där har man tittat på effekten av ett totalt avbrott från Ryssland i fall där medlemsländerna i den regionala gruppen samarbetar mellan länderna för att hantera potentiella avbrott, samt fall där medlemsländerna inte samarbetar. Vidare har man valt att dela upp kapacitet enligt ENTSOGs underlag för "business-as-usual" samt den kapacitet enligt medlemsländernas underlag för det specifika krisscenariot. Man har även valt att titta på effekten av kortsiktig gaslagringshantering kontra långvarig gaslagringshantering. Man har även tittat på sex ytterligare fall men endast för varianten där det är samarbete mellan länderna och "business as usual" men med alternativen kortsiktig eller långsiktig lagringshantering. I dessa varianter är det tre olika nivåer på förbrukningsminskning: 5 %, 10 % samt 15 % på de två olika varianterna - därmed sex fall.

Man uppskattar sannolikheten av ett totalt avbrott i gasförsörjningen att vara 0,95 sannolikt under den avsatta perioden på en skala där 0 är osannolikt och 1 är mycket hög sannolikhet. Vidare bedömer man sannolikhet för att medlemsländerna kommer välja att samarbeta till att vara 0.8 på samma skala och att sannolikheten är 0.9 att man kommer ha en kortsiktig hantering av gaslager samt att förbrukningsminskningen sannolikt kommer ligga på runt 10 %.

Analysen visar att det finns scenarion där Sverige löper risk att behöva stänga av gas för vissa användare. Analysen visar också att förbrukningsdämpning, och storleken på den, får effekt för gastillgången sett till ett något längre perspektiv.

#### **2.1.2 Riskgrupp Östersjön**

Vid tidpunkten för framtagandet av denna rapport hade ingen ny riskbedömning inkommit från riskgrupp Östersjön. Avsnittet kommer uppdateras när riskgruppens underlag inkommer.

### 2.1.3 Riskgrupp Norge

Vid tidpunkten för framtagandet av denna rapport hade ingen ny riskbedömning inkommit från riskgrupp Norge. Avsnittet kommer uppdateras när riskgruppens underlag inkommer.

## 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. De slutsatser som gjordes vid riskbedömningen 2018 har bedömts vara fortsatt aktuella för det västsvenska naturgasnätet. Slutsatserna har rapporterats i 2018 års riskbedömning.

Slutsatserna av riskbedömningen är följande:

1. Exempel på händelser som skulle ha påverkan på gasförsörjningen i det västsvenska naturgassystemet är en störning i leveranserna i det svenska transmissionsnätet eller en störning i leveranserna till den dansk-svenska gasmarknaden från danska Nordsjön eller från Tyskland.
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 har bedömts som känsligt och har därför inte infogats i denna plan. En uppdaterad nationell riskbedömning kommer göras när samtliga underlag har inkommit från riskgrupperna.

## 3 Infrastrukturnormer

### 3.1 Beräkning av N-1 på riskgruppsnivå

#### 3.1.1 Riskgrupp Danmark

N1-formeln beräknas enligt följande:

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

N1-beräkningar har gjorts för fyra scenarion, som i riskbedömningen kallas 2022, 2022-09, NR 2022 och NR 2022-09. Scenario 2022 och 2022-09 utgår från en förlust av rysk gas i riskgrupp Danmarks system. I scenario NR 2022 och NR 2022-09 beaktas inte de största sammankopplingspunkterna (Interconnection Points, IPs) som huvudsakligen transporterar rysk gas och inte längre tillhandahåller fysiskt flöde (Greifswald, Kondratki, Tietrowka och Wysokoje) och deras kapacitet tas bort från beräkningarna. IP Drozdovichi (UA-PL) visar fortfarande vissa flöden och ingår. Efter uteslutningen av dessa kapaciteter blir IP Emden (NO-NL) den största kapacitetsinfrastrukturen. Följaktligen antar NR 2022 och NR 2022-09 störningar av Emden IP för beräkning av N-1-formeln.

En översikt av N-1 och insamlad relevant data visas nedan i tabell 3.1.

Parameter	2022	2022-09	NR 2022	NR 2022-09
$D_{\max}$ [GWh/d]	9698.15	9698.15	9698.15	9698.15
$EP_m$ [GWh/d]	8355.4	8348.3	5936.1	5918.8
$P_m$ [GWh/d]	836.4	836.4	836.4	836.4
$S_m$ [GWh/d]	10309.39	10309.39	10309.39	10309.39
$LNG_m$ [GWh/d]	931.2	931.2	931.2	931.2
$I_m$ [GWh/d]	1394.8	1394.8	955.9	955.9
N-1 [%]	196.3	196.2	175.9	175.7

Tabell 3.1: Efterfrågan och kapacitet

Dessutom måste IP Wilhelmshaven LNG-terminalen övervägas i händelse av att projektet ger ytterligare kapacitet för Riskgrupp Danmark-systemet. De resulterande förändringarna i N-1-beräkningar presenteras i tabell 3.2. nedan.



Parameter	2022	2022-09	NR 2022	NR 2022-09
$D_{max}$ [GWh/d]	9698.15	9698.15	9698.15	9698.15
$EP_m$ [GWh/d]	8355.4	8348.3	5936.1	5918.8
$P_m$ [GWh/d]	836.4	836.4	836.4	836.4
$S_m$ [GWh/d]	10309.39	10309.39	10309.39	10309.39
$LNG_m$ [GWh/d]	1290.59	1290.59	1290.59	1290.59
$I_m$ [GWh/d]	1394.8	1394.8	955.9	955.9
N-1 [%]	200	199.9	179.6	179.4

Tabell 3.2: Efterfrågan och kapacitet med Wilhelmshaven

Beräkningen av den regionala N - 1 för det beräknade området i riskgruppen Danmark visar att N - 1 >100% för alla scenarier. Därför lever det beräknade regionala området upp till de krav som finns i artikel 5 (infrastrukturstandard) i förordningen för alla scenarier i denna riskbedömning.

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.

### 3.1.2 Riskgrupp Östersjön

Vid tidpunkten för framtagandet av denna rapport hade ingen ny riskbedömning inkommit från riskgrupp Östersjön. Avsnittet kommer uppdateras när riskgruppens underlag inkommer.

### 3.1.3 Riskgrupp Norge

Vid tidpunkten för framtagandet av denna rapport hade ingen ny riskbedömning inkommit från riskgrupp Norge. Avsnittet kommer uppdateras när riskgruppens underlag inkommer.

## 3.2 Nationell nivå

I enlighet med artikel 5 i försörjningstrygghetsförordningen 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<sub>0</sub>/dag (7,2 MNm<sup>3</sup>/dag). Det svenska gaslagret har en lagringskapacitet på 10 miljoner Nm<sup>3</sup> med en tillgänglig volym på 7,3 miljoner Nm<sup>3</sup>. Eftersom den

tekniska uttagskapaciteten är 40 000 Nm<sup>3</sup>/h är det maximala dagliga uttaget 0,96 MNm<sup>3</sup>.

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 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.

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

Parameter	Värde	Kommentarer
	[MNm <sup>3</sup> /dag]	
<b>D<sub>max</sub></b>	7,2	"D <sub>max</sub> " 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.
<b>D<sub>eff</sub></b>	0	"D <sub>eff</sub> " betyder den del av D <sub>max</sub> 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.
<b>EP<sub>m</sub></b>	8,6	"EP <sub>m</sub> ": teknisk kapacitet för inträdesplatser, utom produktion, LNG och lagringsanläggningar som omfattas av P <sub>m</sub> , LNG <sub>m</sub> och S <sub>m</sub> , betyder summan av den tekniska kapaciteten för alla gränserna som kan leverera gas till beräknad area.
<b>P<sub>m</sub></b>	0,18	"P <sub>m</sub> ": maximal teknisk produktionsförmåga betyder summan av den maximala tekniska dagliga produktionsförmågan för alla gasproduktionsanläggningar som kan levereras till ingångspunkterna i det beräknade området.

<b>S<sub>m</sub></b>	0,96	"S <sub>m</sub> ": 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.
<b>LNG<sub>m</sub></b>	0	'LNG <sub>m</sub> ': 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.
<b>I<sub>m</sub></b>	8,6	"I <sub>m</sub> " 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-1-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 bruttointvändning 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 gränstationen. 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 2021/2022 var 178,6 GWh<sub>6</sub> 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 GWh<sub>6</sub>;
- b) under en 30-dagarsperiod med exceptionellt hög efterfrågan, som inträffar med en statistisk sannolikhet en gång på 20 år, motsvarande 47 GWh<sub>6</sub>;
- c) under en period av upp till 30 dagar i händelse av störning av den enskilt största gasinfrastrukturen (Öresundsledningen) under genomsnittliga vinterförhållanden - motsvarande 26 GWh<sub>6</sub> för 2021/2022.

### 4.2 Åtgärder för att uppfylla försörjningsnormen

Åtgärderna som finns tillgängliga för Sverige från och med den 1 januari 2023 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 Danmark 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 Danmark 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.

#### **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 2021/2022 till 26 GWh<sub>6</sub>, eller cirka 2,3 MNm<sup>3</sup>. 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;
- Förbrukningsminskning genom att minska icke-skyddade kunders förbrukning manuellt eller beordrad förbrukningsminskning inom en angiven tidsperiod;
- Möjlighet till solidaritetsåtaganden och gemensamma uppköp av gas inom EU

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<sub>6</sub> gas (3,4 MNm<sup>3</sup>) användas innan trycket når 7 bar, vilket med viss reservkapacitet är tillräckligt för att förse de skyddade kunderna med gas.<sup>7</sup>

*Typ:* 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

*Vem åtgärden riktar sig till:* Systembalansansvarig, transmissionsnätsoperatör

*Tillsyn:* Energimyndighetens allmänna tillsyn

*Sanktionssystem:* SFS 2012:273, 7 §

*Ekonomisk effekt:* N/A

*Ändamålsenlighet/effektivitet:* Detta är en viktig del av Sveriges gaskrishantering. Se tabell 4.1

*Miljökonsekvens:* 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.

*Inverkan på kunderna:* Kunder med ett tryckbehov på mer än 45 bar kopplas automatiskt bort

*Inverkan på DK SoS:* Ingen

*Inverkan på nationell marknad:* 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.

*Inverkan på inre marknaden:* 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 ca 32 GWh<sub>6</sub> per månad.

*Typ:* Marknadsbaserad, utbudssida

*Vem åtgärden riktar sig till:* Biogasproducenter

*Tillsyn:* Energimyndighetens allmänna tillsyn

---

<sup>7</sup> 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 GWh<sub>6</sub> 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.

*Typ:* 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 en svensk lagringsanläggning att släppa den gasen till skyddade kunders förbrukning.

***Typ:*** 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.

***Vem åtgärden riktar sig till:*** Systembalansansvarig, balansansvariga

***Tillsyn:*** Energimyndighetens allmänna tillsyn

***Sanktionssystem:*** SFS 2012:273, 7 §

***Ekonomisk effekt:*** Den ekonomiska effekten av denna åtgärd är okänd eftersom det inte går att veta icke-strategiska gaslagernivåer på förhand.

***Ändamålsenlighet/effektivitet:*** 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.

***Miljökonsekvens:*** Ingen

***Inverkan på kunderna:*** Ingen

***Inverkan på DK SoS:*** Ingen

***Inverkan på nationell marknad:*** Beroende på mängden gas som lagras av aktörer i gaslagret kan denna åtgärd ha en tillfälligt prissänkande effekt på den (återstående) marknaden.

***Inverkan på inre marknaden:*** 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 ickeskyddade 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, transmissionsnätsoperatör, 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.

<b>Fas / åtgärd</b>	<b>Tillförsel/förbrukning (GWh)</b>	<b>Anmärkningar</b>
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 av Öresundsledningen. 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 på försörjningstryggheten för gas

Ingen aktör på den svenska naturgasmarknaden är skyldig att tillhandahålla allmännyttiga tjänster med avseende på försörjningstryggheten 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<sub>u</sub>/dag (8,6 MNm<sup>3</sup>/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 2021 var produktionskapaciteten för biogasinmatning i distributions- och transmissionsnäten 434 GWh.

### **5.2.2 Marknadsbaserade åtgärder**

Sedan 2014 har det funnits en marknadsbaserad åtgärd<sup>8</sup> 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 kan hjälpa till att inte bara upprätthålla trycket för fler kunder än skyddade kunder i händelse av en störning i Danmark. I dagsläget finns inga aktuella avtal med svenska användare.

### **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.

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.

---

<sup>8</sup> 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.

Variabel	Värde (MNm <sup>3</sup> /dag)	Kommentar
D <sub>max</sub>	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 <sub>eff</sub>	0	Den del av D <sub>max</sub> som vid ett avbrott i gasförsörjningen i tillräcklig utsträckning i tid kan täckas av marknadsbaserade åtgärder på efterfrågesidan.
EP <sub>m</sub>	8.6	Inmatningspunkternas tekniska kapacitet, förutom vid produktions-, LNG- och lagringsanläggningar som omfattas av P <sub>m</sub> , LNG <sub>m</sub> och S <sub>m</sub> – summan av den tekniska kapaciteten vid alla inmatningspunkter vid gränserna som har kapacitet att leverera gas till det beräknade området.
P <sub>m</sub>	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 <sub>m</sub>	0,96	Högsta möjliga tekniska lagerförsörjning.
LNG <sub>m</sub>	0	Högsta möjliga tekniska LNG-anläggningskapacitet.
I <sub>m</sub>	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 krishanteringen, men frånkopplingstiderna har formaliserats i denna plan.

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

Behörig myndighet kan också fatta beslut om bibehållen förbrukning hos kritiska förbrukare eller besluta att leda om gas till kritiska förbrukare.

Rådets förordning (EU) 2022/1369 av den 5 augusti 2022 om samordnade åtgärder för att minska efterfrågan på gas innehåller regler om frivillig förbrukningsminskning, men även om möjligheten för rådet att tillkännage så kallad unionsberedskap. Vid utlyst unionsberedskap blir de frivilliga förbrukningsminskningsnivåerna tvingande för medlemsstaten. Sverige har i Nationella krisplanen från 9 november 2022 också angett vilka åtgärder som vidtas hos förbrukare för att uppnå frivillig samt tvingande förbrukningsminskning.

### *Påverkan på elsektorn i Västsverige*

Vid en situation med brist på elproduktion främst i södra Sverige kan möjligheten att producera el av gas vid kraftvärmeverken längs västsvenska naturgasnätet vara en åtgärd för att öka överföringsförmågan och stärka stabiliteten i elsystemet, stabiliteten i elsystemet samt för överföringskapacitet mellan elområden.

### *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 att orsaka störningar i kommunala transportsystem och orsaka ökade kostnader och koldioxidutsläpp samt påverka samhällets funktionalitet i och med den stora användningen av gasdrivna bussar. 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*

Åtgärden kommer att etableras inom kort.

#### *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 krishanteringsprinciper och naturgasmarknadens särskilda behov.

Försörjningssituationen kommer att förbättras inom de närmaste åren när biogas förväntas utgöra en växande andel av den tillförda gasen, och i framtiden kan det komma att täcka de skyddade kundernas och kritiska förbrukarnas 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 frånkoppling av icke-skyddade kunder när detta är nödvändigt.

Systembalansansvarig ska säkerställa att en tillräcklig mängd gas finns i gaslagringsanläggningen för att genomföra en kontrollerad förbrukningsminskning och frånkoppling 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.

## **6.6 Medelstora förbrukare**

Medelstora 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 nationella 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**

Samråd har genomförts med Swedegas (svensk systembalansansvarig för gasöverföringssystem/TSO) och Energigas Sverige (svensk branschorganisation).

## 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.

### 10.2 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. 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.

#### *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.

### **10.3 Förebyggande åtgärder**

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