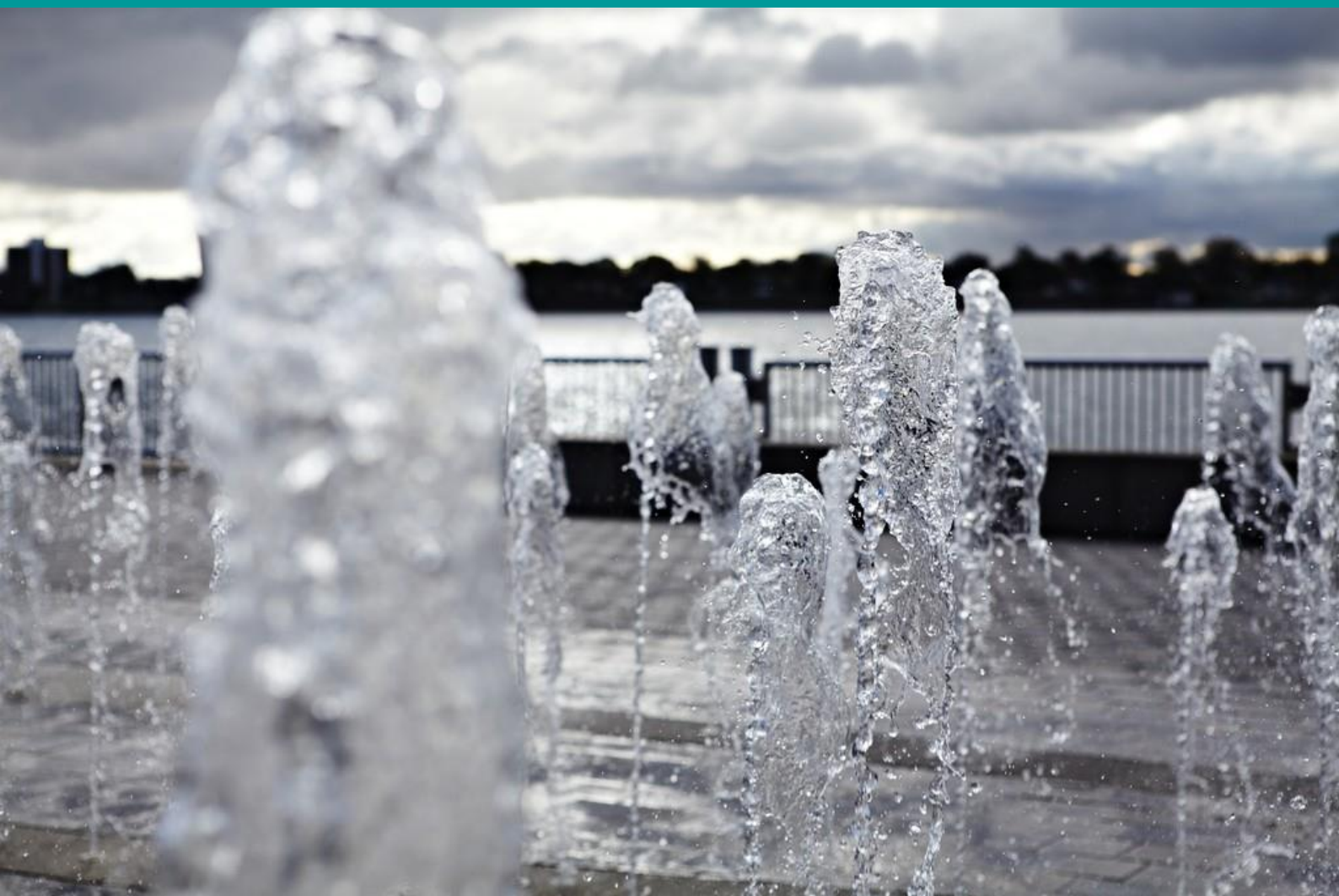


Juni 2019

Gas för effektflexibilitet i kraftproduktion

- en rapport till Energiforsk

Johan Bruce, Linda Dyab, Mathias Gustavsson, Martin Görling och Björn Klasman, Sweco.



Fördjupningsuppdrag för Energiforsk

Gas för effektflexibilitet i kraftproduktion

- en rapport till Energiforsk

Slutrapport, juni 2019

Johan Bruce, Sweco

Linda Dyab, Sweco

Mathias Gustavsson, Sweco

Martin Görling, Sweco

Björn Klasman, Sweco

SAMMANFATTNING

Den här rapporten avser att undersöka och analysera gasens potential till att bidra med effektflexibilitet i kraftsystemet, det genom att beskriva gasturbiners (OCGT) nytta som flexibilitetsresurs i olika tidshorisoner och för olika typer av flexibilitetsbehov. Rapporten inkluderar även utvärdering av kapacitet i stamnätet för gas i två scenarion samt klimataspekter kopplade till gasanvändningen.

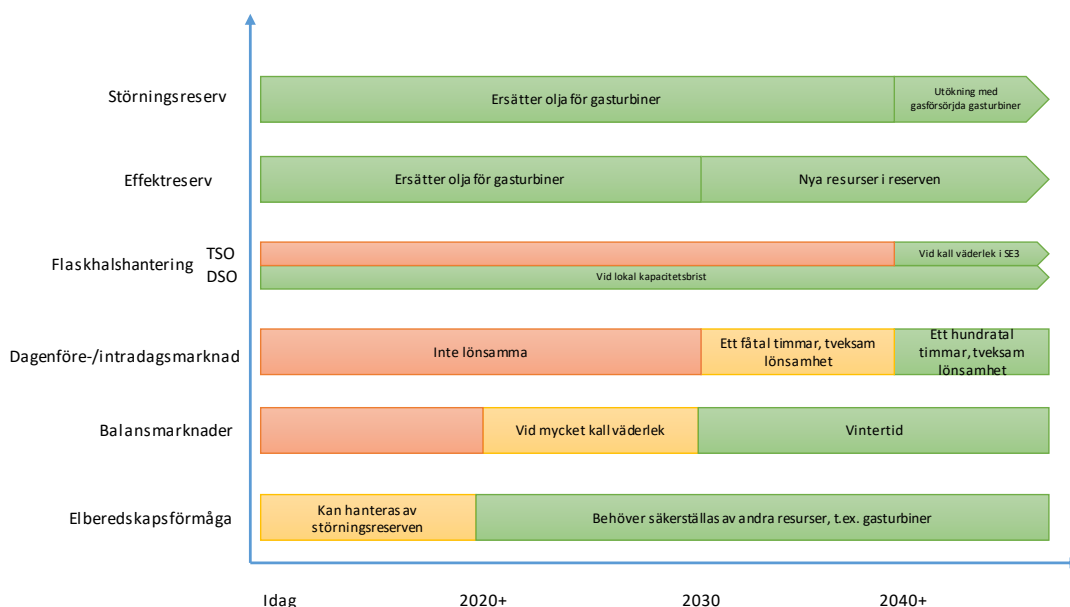
Gasturbiner kännetecknas av att de har både låga investeringskostnader (CAPEX) och låga fasta driftkostnader (OPEX_{fixed}) samt att de är snabbstartade. Däremot har gasturbiner en relativt hög rörlig kostnad, främst på grund av en relativt låg verkningsgrad och dyra bränslen. Gasturbiner används därför som spetsförsörjning i elsystemet idag.

I närtid kan gas bli aktuellt för att ersätta olja i befintliga gasturbiner som ingår i Svk:s störningsreserv med anledning av hårdare miljö- och klimatkrav, då en övergång till gas skulle minska emissionerna i jämförelse med idag. Efterhand som befintliga gasturbiner i störningsreserven byts ut av åldersskäl kan de placeras i anslutning till gasnätet och drivas med gas.

För effektreserven kan gaseldade gasturbiner tänkas ersätta det oljeeldade kondenskraftverket Karlshamnsverket vilket skulle minska emissionerna. I det fall effektreserven behöver utökas i framtiden kan det ske med gasturbiner anslutna till gasnätet eller LNG/LBG-terminaler.

I närtid finns också potential att använda gasturbiner för att minska flaskhalsar lokalt i elnätet genom att de installeras nära förbrukningen. Samma gasturbiner som används för att avhjälpa lokala flaskhalsar skulle även kunna användas som en del av effektreserven och på så sätt få två olika intäktsströmmar. Detta förfarande kräver dock att regelverket för effektreserven justeras. Gasturbiner kan också bidra till en ökad elberedskap.

På längre sikt bedöms gasturbiner få en större roll för att balansera elsystemet. Potentiellt kan flaskhalshanteringen på stamnätsnivå underlättas genom att utnyttja gasturbiner. Det är särskilt aktuellt efter det att kärnkraften avecklas.



Figur 1: Slutsats angående område och tidsspann där gasturbiner har potential att göra nytta

Det svenska gasnätet kan utan problem försörja den del av störningsreserven som ligger längs det västsvenska gassystemet eftersom gasturbinerna i fråga förväntas aktiveras endast under korta perioder. Nuvarande produktionsdel i effektreserven om 562 MW_{el} skulle också utan andra åtgärder kunna försörjas av gasnätet. En större effektreserv på upp till 1000 MW_{el} skulle kunna försörjas av gasnätet given utbyggnad av inhemsk biogasproduktion eller en stamnätsanslutning av den planerade LNG/LBG-terminalen i Göteborg.

Power to Gas skulle kunna användas för säsongslagring av el. Dock är verkningsgraden låg jämfört med andra energilagringsteknologier, 30-40 % om bränsleceller används för elproduktion och betydligt lägre om gasturbiner används. Däremot kan vätgas produceras för industriella tillämpningar så som stålproduktion och då vara en flexibel elkonsumtion som kan bidra med flexibilitet till systemet genom neddragning vid effekttoppar. Det finns en begränsad möjlighet att blanda in vätgas i gasnätet. Däremot kan vätgas kan med fördel kombineras med biogasproduktion för att bilda metan med den koldioxid som annars måste avskiljas från rågasen.

Gasturbiner och batterier kan anses vara kompletterande snarare än konkurrerande teknologier för att leverera flexibilitet. De skiljer sig i uppstartstid där batterier kan sättas in på millisekunder/sekunder medan gasturbiner kräver några minuter. Gasturbiner med dess relativt låga investeringskostnad är som tidigare nämnts lämplig som back-up i till exempel störning- och effektreserverna, medan batteriers snabba reaktionsförmåga gör dem lämpliga för frekvensreglering och lastutjämning på timme eller dygnsskalan. Vidare är en förutsättning för ett batteri att leverera el är att det är laddat, medan gasturbiner producerar el som en traditionell energiproduktionsenhet genom att bränsle tillförs. Kostnadsberäkningen visade att gasturbinen i dagsläget är väsentligt billigare än batteriet, särskilt i applikationer med få drifttimmar. Med fler drifttimmar per år närmar sig kostnaderna varandra. Behovet av batterier i det förnybara energisystemet och den snabba teknikutvecklingen väntas minska kostnaderna för batterier snabbt.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

SAMMANFATTNING	3
INNEHÅLLSFÖRTECKNING	5
1 INLEDNING	1
1.1 Bakgrund	1
2 GASTURBINERS KVALIFIKATIONER	2
2.1 Batteriers kvalifikationer	2
2.2 Kostnadsjämförelse mellan gasturbin och batteri	3
3 NYTTAN AV GASTURBINER	5
3.1 Störningsreserv	6
3.2 Effektreserv	6
3.3 Flaskhalshantering	6
3.4 Dagenföre- och intradagsmarknaden	7
3.5 Balansmarknader	8
3.6 Elberedskapsförmåga	8
3.7 Effektsituationen idag	8
3.8 Effektsituationen 2020+	8
3.9 Effektsituationen 2030+	9
3.10 Effektsituationen 2040+	9
4 FÖRSÖRJNINGSTRYGGHET	10
4.1 Det svenska gasnätet	10
4.1.1 Var ska (gasdrivna) gasturbiner byggas? Var finns de befintliga?	11
4.2 Gasnätets förmåga att möta effekttoppar	12
4.2.1 Gas i övriga Sverige	14

5	GAS FÖR ENERGILAGRING	15
5.1	Introduktion och användningsområden	15
5.2	Vätgasproduktion som reglerkraft	16
5.2.1	Gasnätet som energilager	17
6	STUDERADE GASLÖSNINGAR OCH BIDRAG TILL SAMHÄLLSUTVECKLING	18
6.1	Klimatpåverkan	18
6.2	Flexibla gasturbinlösningar som del i en omställning av energisystemet	21
7	SLUTSATSER	23

1 INLEDNING

Det svenska energisystemets omställning genom att fasa ut kärnkraft och ersätta med väderberoende kraftproduktion som sol och vind kommer ställa krav på konkurrenskraftig och tillförlitlig effektkraft och energilagring. Användandet av gas har potential att bidra med flexibilitet och energisystemtjänster.

1.1 Bakgrund

Energiforsk publicerade 2015 en rapport (Gasens roll i det framtida energisystemet, energiforskrapport 2015:183) där de nyttor gasen kan bidra med till det hållbara samhället kartlagts. Energisystemtjänster som rapporten redovisar inkluderar bland annat **effekthållning**: Gasturbiner och gasmotorer startar snabbt och når snabbt hög effekt vilket betyder att de kan användas för effekthållning och reglering av energisystemet. De kan användas i stor skala (hundratals megawatt) och är mer uthålliga än de flesta andra reservkraftslag och energilagringsteknologier. Vidare har gasen potential att **lagra energi i stor skala** eftersom gassystemet i sig utgör ett energilager med dedikerade gaslager som lagrar energi på ett säkert sätt över längre tider (tex. säsong). Förbränning av naturgas ger 25% lägre koldioxidutsläpp än olja. Biogas har mycket goda klimategenskaper och kan i ett systemperspektiv bidra till minskade utsläpp av växthusgaser. Förbränning av gas är dessutom mycket ren och ger få andra partiklar eller föreningar än vattenånga och koldioxid. Vidare kan gas användas för **frekvenshållning i lokala system**. Eftersom balans måste råda i varje ögonblick mellan produktion och förbrukning i elsystemet kan den snabbstartade gasturbinen eller gasmotorn lämna ett viktigt bidrag till frekvenshållningen, spänningshållning och för reaktiv effekt. Gas kan även anses tillföra **försörjningstrygghet** till kraftsystemet genom att bidra till mångfalden av olika ingredienser som vatten, sol, vind, våg, biobränsle, avfall och gas. Som tillägg till el som energibärare erbjuder gas omkopplingsmöjligheter och därmed robusthet och försörjningstrygghet.

Den här rapporten avser att beskriva gasens nytta som flexibilitetsresurs i olika tidshorisonter och för olika typer av flexibilitetsbehov.

2 GASTURBINERS KVALIFIKATIONER

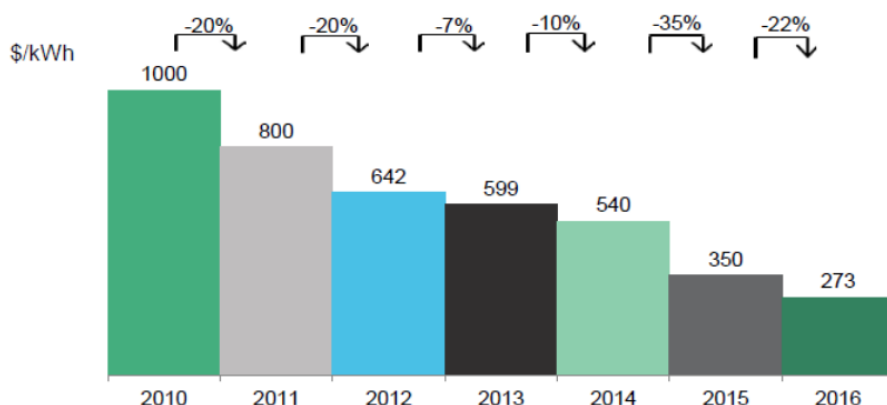
Gasturbiner kännetecknas av att de har både låga investeringskostnader (CAPEX) och låga fasta driftkostnader (OPEX_{fixed}) samt att de är snabbstartade. Däremot har gasturbiner en relativt hög rörlig kostnad, främst på grund av en relativt låg verkningsgrad och dyra bränslen. Gasturbiner används därför som spetsförsörjning i elsystemet idag. I den här rapporten ligger fokus på open cycle gasturbiner (OCGT).

Starttiden för en gasturbin i enkelt utförande är mellan 2-30 minuter beroende på storlek och utförande, vilket gör den lämplig som t.ex. störningsreserv eller effektreserv. Gasturbiner kan drivas med både gasformiga och flytande bränslen. Moderna gasturbiner med hög verkningsgrad ställer dock höga krav på bränslekvalitet. Exempel på bränslen som kan användas i gasturbiner är t.ex. naturgas, pentan+, biogas, LNG, LBG, eldningsolja, bio-olja samt även vätgas (15% volymblandning med naturgas) och syngas, beroende på gasturbinen i fråga¹. Inom snar framtid beräknas gasturbiner köras på 40 % vätgas, och senare 100 % vätgas.

Gasturbiner är uthålliga och kan i princip drivas i kontinuerlig drift i tusentals timmar. De tar liten plats och har låga emissioner, varför de kan placeras i nära anslutning till bebyggelse.

2.1 Batteriers kvalifikationer

Batterier har generellt ett brett användningsområde som exempelvis inkluderar att balansera intermittent kraftproduktion, frekvensreglering och för black-start. Flödesbatterier och litiumjon-batterier är passande typer av lagringsalternativ i elnätet. Den största skillnaden mellan dessa batterityper är att effekt- och energilagringkapaciteten för flödesbatterier är skalbara oberoende av varandra. Litium-jon batterier är å andra sidan en mer beprövad teknik där den kraftiga expansionen inom bilindustrin bidragit till att reducera produktionskostnaderna, se Figur 2. Litium-jonbatterier har hög effekt per viktenhet vilket varit en stark bidragande faktor till den frekventa användningen i konsumentprodukter, en fördel som är mindre viktig för stationära applikationer. Generellt är flödesbatterier att föredra om en stor lagringkapacitet eftersöks (eftersom det i stort endast innebär större elektrolyttankar), medan litium-jon batterier är att föredra om kravet på lagringkapacitet är lägre.



Figur 2: Kostnadsutveckling för litiumjon-batterier mellan år 2010 och 2016. Källa: Bloomberg New Energy Finance

¹ Energiforsk: Gasens roll i det framtida energisystemet, 2015

Litium-jonbatteriet är dock den överlägset dominerande tekniken med en kraftig tillväxt i installerad effekt och kommer ligga till grund i kostnadsberäkningen i den här rapporten.

Förutom de vanliga egenskaperna för energilagring som effekt och lagringskapacitet är det betydligt att i fallet med batterier väga in urladdningsdjup och hur många laddningscyklar som kan förväntas under livslängden. Urladdningsdjup refererar till den andel av lagringskapacitet som kan användas utan att påfresta batteriet på ett sätt som riskerar att förkorta livslängden. Vanligtvis anges urladdningsdjupet som en procentsats av totala lagringskapaciteten. Responstid för batterier är millisekunder till sekunder^{2,3}.

2.2 Kostnadsjämförelse mellan gasturbin och batteri

Nedan görs en jämförelse mellan kostnaden för gasturbiner och batterier. Jämförelsen har gjorts för de användningsområden som lämpar sig för gasturbiner, dvs som effekt- eller störningsreserv. För gasturbiner används data från Elforskrapporten "El från nya och framtida anläggningar 2014" och gasturbinen antas drivas med naturgas. För batterier har en bedömning gjorts baserat på den dominerande teknologin inom batteriområdet, vilket är litiumjon-batteriet, där kostnader för specifikt Saft Intensium Max har använts. Antaganden för kostnader framgår i Tabell 1.

Tabell 1 Antaganden i kostnadsjämförelsen

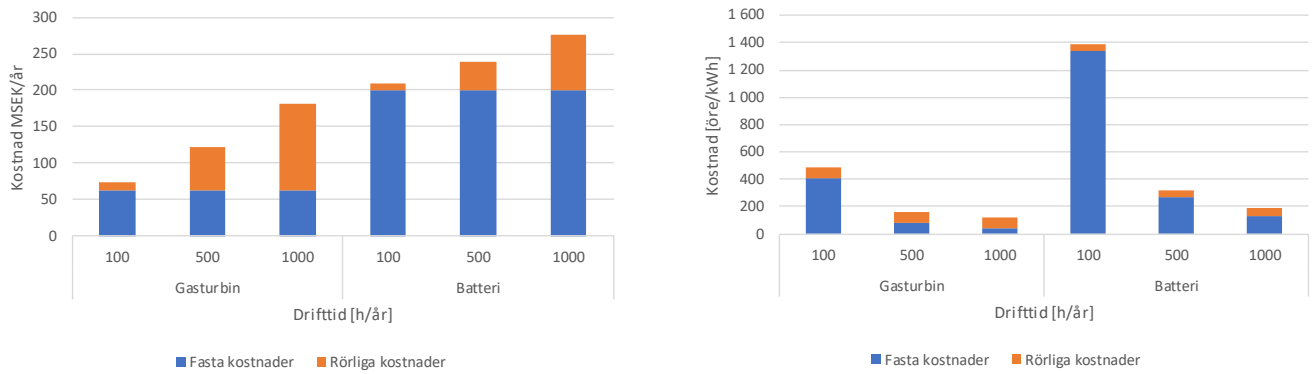
	Gasturbin	Batteri
Investeringskostnad [kr/kW]	4 600	13 000
Avskrivningstid [år]	25	15
DoU [kr/kW]	50	0
Bränslepris [kr/MWh]	280	457
CO2 [kr/ton]	200	-
Utsläpp [kg/MWh bränsle]	205	-
Verkningsgrad	40%	90%
Storlek [MW]	150	150
Kalkylränta	6%	6%

Källa: Elforsk, Saft

Kostnadsberäkningen har gjorts för 100, 500 respektive 1 000 timmars drifttid, se Figur 3. 100 timmar motsvarar hur gasturbiner används idag, medan 500-1000 timmar kan motsvara hur gasturbiner kan komma att användas i framtiden. Resultaten redovisas dels som en årlig kostnad (MSEK/år) samt som en specifik kostnad (öre/kWh). Då gasturbiner främst används som en reserv är den årliga kostnaden mest relevant i detta sammanhang. Kapitalkostnaden för gasturbinen per år är omkring 360 kr/kW,år.

² Sweco: Energilager i det svenska elsystemet, 2016

³ Sweco: Energilager del 2, en rapport till Svenska Kraftnät, 2016



Figur 3: Kostnadsjämförelse mellan gasturbin och batteri för 100, 500 respektive 1000 timmars drifttid per år

Batteriets höga fasta kostnad gör att en batterilösning blir betydligt mycket dyrare än gasturbinen. Ur en ekonomisk synpunkt passar därför batterier bättre för applikationer där de används ofta upp till flera gånger per dag. Om kostnadsutvecklingen för batterier fortsätter som idag kan skillnaden mot gasturbiner minska över tid. Batteriers mycket korta responstid gör batterier mycket lämpade för t.ex. frekvensreglering. Den begränsade uthålligheten hos batterier, typiskt 1-4 timmar, gör att det kan bli mycket kostsamt att använda batterier som störnings- eller effektreserv om det finns krav på uthållighet. Sammanfattningsvis så är batterier mest lämpade för balansering i det korta perspektivet (sekunder till dygn) medan gasturbiner passar som reserv och säsongsbalansering.

3 NYTTAN AV GASTURBINER

Gasturbiners främsta nytta för kraftsystemet är att bidra med flexibilitet. Nyttan av gas genom användning i gasturbiner kan indelas i följande områden på elmarknaden:

- Störningsreserv
- Effektreserv
- Flaskhalshantering
- Dagenföre-/ och intradagsmarknaden
- Balansmarknader
- Elberedskapsförmåga

Användningsområdena och gasturbinernas primära bidrag kommer att komma i fokus vid olika tidpunkter. I Tabell 2 visas vilka områden på elmarknaden gasturbiner kan bidra i olika tidshorisonter samt vems ansvar respektive område är.

Tabell 2 Gasturbiners primära bidrag i olika tidshorisonter för olika användningsområden. 2020+: Efter avveckling av Ringhals 1 och 2, 2040+: I ett 100 % förnybart kraftsystem.

Område & ansvar /År	Idag	2020+	2030	2040+
Störningsreserv <i>Svk</i>	Ersätter olja för gasturbiner	Ersätter olja för gasturbiner	Ersätter olja för gasturbiner	Utökning med gasförsörjda GT
Effektreserv <i>Svk</i>	Ersätter olja för gasturbiner	Ersätter olja för gasturbiner	Nya resurser i reserven	Nya resurser i reserven
Flaskhalshantering <i>TSO (Svk)</i>	—	—	—	Vid kall väderlek i SE3
Flaskhalshantering <i>DSO</i>	Vid lokal kapacitetsbrist	Vid lokal kapacitetsbrist	Vid lokal kapacitetsbrist	Vid lokal kapacitetsbrist
Dagenföre-/ intradagsmarknad <i>Nord Pool</i>	Inte lönsamma som spetslast i dagens marknad	Inte lönsamma som spetslast i dagens marknad	Ett fåtal timmar, tveksam lönsamhet	Ett hundratal timmar, tveksam lönsamhet
Balansmarknader <i>Svk</i>	—	Vid mycket kall väderlek	Vintertid	Vintertid
Elberedskapsförmåga <i>Svk</i>	Kan hanteras av störningsreserven	Behöver säkerställas av andra resurser	Behöver säkerställas av andra resurser	Behöver säkerställas av andra resurser

Källa: Sammanställd av Sweco

3.1 Störningsreserv

Det är Svenska kraftnäts ansvar att kraftsystemet alltid kan hantera störningar och snabbt återställa elsystemet till normaldrift. Störningsreserven säkerställer att Svenska kraftnät lever upp till det här ansvaret och består i dag av en installerad effekt på 1350 MW i elområdena SE3 och SE4. I dagsläget består störningsreserven av gasturbiner med en medelålder på drygt 40. Reservdelar till så pass gamla gasturbiner samt personer med rätt kompetens att hantera gasturbiner kan komma att bli svårare att få tillgång till. Det finns behov av förstärkning för störningsreserven och våren 2019 har Svenska kraftnät genomfört en upphandling av den snabba aktiva störningsreserven som omfattar Vattenfall med 50 MW och Fortum Sverige med 60 MW belägna i SE3. Svk anger inte vilken typ av produktion de har handlat upp. Ett tänkbart alternativ längre fram kan vara att de gasturbiner som byts ut av åldersskäl placeras i anslutning till gasnätet.

Gasturbinerna som ingår i störningsreserv kan inte reserveras för andra ändamål än för störningsreservens. De kan till exempel inte användas för flaskhalshandling eller i effektreserven.

3.2 Effektreserv

Svenska kraftnät handlar upp en effektreserv som är tillgänglig mellan 16 november och 15 mars. Effektreserven kan bestå av både produktion och förbrukning och är i dagsläget begränsad till max 2000 MW. I dagsläget består produktionsdelen av 562 MW i Karlhamnsverket som är beläget i SE4⁴. Betalning består i en fast del samt en rörlig del vid aktivering.

I dagsläget konkurrerar gasturbiner med existerande oljekondenskraftverk. Kostnaden för effektreserven 2017 uppgick till 65 Mkr för 994 MW, det vill säga cirka 65 kr/kW,år. För samma effekt skulle kapitalkostnaden för gasturbiner motsvara omkring 360 Mkr. I och med stängningen av Ringhals 1 och 2, 2020 respektive 2019, kan Svenska kraftnät göra bedömningen att produktionsdelen i effektreserven ska ökas, vilket skulle kunna öppna upp för att nya gasturbiner kan delta i upphandlingen. På längre sikt, bortom 2040, när övriga kärnkraftreaktorer avvecklas kan ett behov av en utökad effektreserv uppstå, då främst i SE3. Tidigare studier⁵ pekar på att en sådan reserv skulle kunna behöva vara på ca 4000 MW utöver dagens reserv.

3.3 Flaskhalshandling

Stamnätsoperatörerna använder idag bud från balansmarknaden (mFRR) för att hantera flaskhalsar i nätet. Med en ökad andel intermittent produktion kommer troligen behovet av flaskhalshandling att öka, men eftersom stamnätet överför el mellan alla elområden inom Sverige (och till utlandet) finns en stor mängd produktion att välja mellan. Vattenkraften som reglerkraft är ett exempel, vilket medför svårigheter för gasturbiner att konkurrera både kapacitet- och lönsamhetsmässigt.

Ökat antal invånare och nya elanvändningsområden som elbilar, datahallar med mera väntas bidra till ökade utmaningar för elnätsöverföringen. Det finns osäkerheter kring vem som ansvarar för åtgärderna som kan tänkas underlätta situationen. Under timmar då elbehovet är högt och anstränger elnätet över dess kapacitet kommer

⁴Svk

⁵ NEPP: Stora effektfrågan, 2018

det inte nödvändigtvis reflekteras i elpriset eftersom det är elnätsbegränsningar som skapar utmaningen, inte elproduktionen. Prissignal förmedlar då inte information om att situationen är ansträngd.

För att underlätta situationen bör man bibehålla och/eller bygga elproduktion inom de geografiska områden som riskerar underskott. Laststyrning, efterfrågeflexibilitet genom användandet av exempelvis effektvakter eller smart laddning av elfordon, energieffektivisering, avtal om bortkoppling av last vid ansträngda situationer och etablering av elintensiv verksamhet på geografiska platser där flaskhalsar saknas är exempel på åtgärder för flaskhalsproblematiken⁶.

Enligt ellagen 1997:857 3 kapitlet 6 § anges att nätkoncessionen är skyldig att ansluta en elektrisk anläggningen till eldningen såvida det inte finns särskilda villkor att inte göra så. Vidare i ellag Proposition 1996/97:136 förtydligas att lednings kapacitet avgör anslutningsskyldigheten. Om koncessionshavaren inte har ledig kapacitet befrias denna från sin anslutningsskyldighet⁷.

Ett nyligen uppmärksammat problem är lokala kapacitetsbrister, främst i anslutning till storstäderna. Då det tar 10-15 år att få en förstärkning av elnätet på plats måste dessa flaskhalsar lösas lokalt med andra medel. Ett alternativ kan vara att handla upp produktionskapacitet lokalt under tiden som elnätet förstärks. Det ställer krav på att det finns resurser tillgängliga i samtliga elområden.

Vem som ytterst ska komma att ansvara för flaskhalshanteringen återstår att se. En tänkt lösning kan komma bli att lokalnätsbolagen får en ny roll för balansering genom att slå på produktion eller dra ner förbrukning, möjligtvis genom elnätstariffer. Gasturbiner har möjlighet att lösa flaskhalsar på lokal nivå då elproduktion eftersöks lokalt.

3.4 Dagenföre- och intradagsmarknaden

Dagenföre- och intradagsmarknaden är så kallade energy-only-marknader där producenter endast får betalt för den energi som levereras. Produktionen bjuds normalt in till sin marginalkostnad på dessa marknader. För att täcka de rörliga kostnaderna för en naturgaseldad gasturbin krävs ett elpris på över 500-1000 sek/MWh beroende på priset på bränsle och utsläppsrätter. I dagsläget är det sällan som priserna är tillräckligt höga för att gasturbiner ska vara konkurrenskraftiga på de här marknaderna och det är endast ett fåtal timmar under kalla vintrar som priserna är höga nog för att gasturbiner skulle kunna få tillslag på marknaden, se Tabell 3. Då det endast är ett fåtal timmar då gasturbinerna kan producera krävs mycket höga priser under de timmarna för att täcka även de fasta kostnaderna. I närtid är det inte troligt att det går att räkna hem en investering i gasturbiner för att agera på dessa marknader. I det fall kärnkraften energimässigt ersätts med förnybara kraftslag kommer behovet av flexibilitet att öka, och lönsamheten för gasturbiner kan komma att öka. Tidigare studier⁸ pekar dock på att det endast rör sig om ett hundratal timmar under vintrar då priserna är tillräckligt höga, vilket inte är nog för att motivera investeringen i en gasturbin.

Tabell 3: Antal timmar per år som elpriser i SE3 under åren 2014-2018 översteg 1000, 2000 och 5000 sek/MWh

	2014	2015	2016	2017	2018
>1000 sek/MWh	0	3	29	5	17
>2000 sek/MWh	0	0	1	0	3
>5000 sek/MWh	0	0	0	0	0

Källa: Nord Pool, sammanställt av Sweco

⁶ NEPP: Halvtidsrapport, 2019

⁷ Ibid.

⁸ NEPP: Stora effektfrågan, 2018

3.5 Balansmarknader

Svenska kraftnät handlar upp reglerresurser under olika tidshorisonter och med olika tekniska krav. Primärregleringen, FCR-N och FCR-D, liksom den automatiska sekundärregleringen, aFRR, ställer alla högra krav på aktiveringstider som är kortare än vad en gasturbin normalt har (om den inte redan går på tomgång). Den manuella sekundärregleringen, mFRR, har en aktiveringstid på 15 minuter vilket passar gasturbiner väl. mFRR handlas upp på balansmarknaden där stamnätsoperatörerna ropar av bud från en gemensam budlista med hänsyn taget till flaskhalsar i nätet. Balansmarknaden är i dagsläget endast en energy-only-marknad. I dagsläget är inte priserna på balansmarknaden höga nog för att motivera en utökning av gasturbiner.

De nordiska stamnätsoperatörerna håller för närvarande på att utveckla ett nytt balanseringskoncept, Nordic Balancing Concept (NBC). Det nya med detta koncept är att varje elområde ansvarar för sin egen balansering, antingen genom att tillse att det finns tillräckliga resurser (FCR, aFRR och mFRR) i det egna elområdet, eller att avtala om kapacitet från angränsande områden förutsatt att överföringskapacitet säkerställs genom reservation av transmissionskapacitet. Detta kan medföra att stamnätsoperatören handlar upp kapacitet i förväg, vilket på sikt kan betyda att till exempel gasturbiner kan täcka hela eller delar av sina fasta kostnader genom dessa kapacitetsmarknader. Det bör gälla primärt SE4 som saknar reglerbara resurser, men även SE3 efter det att kärnkraften avvecklats.

3.6 Elberedskapsförmåga

Idag kan störningsreserven även användas för att återstarta kraftsystemet efter nätsammanbrott. I nätkoderna (GL SO samt GL EB) samt i artikel 54 i EU-kommissionens nyligen presenterade "Clean Energy Package" finns krav som skulle kunna innebära att Svenska kraftnät i framtiden inte kan kombinera flera nyttor på det sätt som har gjorts vid upphandlingarna av gasturbinerna i störningsreserven⁹.

3.7 Effektsituationen idag

Fram till våren 2025 har Sverige en effektreserv enligt lag (2003:436). Effektreservens storlek bestäms av hur SvK inför varje år bedömer leveranssäkerhetsituationen inför kommande vinterperiod. Vintern 2018/2019 har Svenska kraftnät kontrakterat 767 MW i effektreserv. Effektreserven ska finnas tillgänglig perioden 16 november till 15 mars varje vinterperiod. I sin senaste prognos från juni 2018 räknar SvK med ett underskott på 1 500 MW under en 10-årsvinter. Effektsituationen är med andra ord redan idag ansträngd, åtminstone om man undantar importmöjlighet.

3.8 Effektsituationen 2020+

Efter nedläggningen av Ringhals 1 och Ringhals 2 kommer situationen från januari 2021 och framåt vara ytterligare mer ansträngd än idag. De båda reaktorerna i Ringhals som försvinner har en installerad effekt på 1 786 MW. Enligt senaste förordning (2016:423) skall effektreserven vara högst 750 MW. Om särskilda skäl finns kan dock systemansvarig myndighet handla upp en större reserv. Lagen om effektreserv maximerar dock effektreservens storlek till 2 000 MW. Det skulle med andra ord vara möjligt att möta det mesta av bortfallet från Ringhals med en utökad effektreserv. Denna utökning skulle kunna bestå av nya gasturbiner i Ringhals (SE3) och på lämplig plats i SE4.

⁹ SvK: Systemutvecklingsplan 2018-2027

3.9 Effektsituationen 2030+

Situationen 2030+ kommer präglas av tillkommande vindkraft och en förbrukningsökning som bedöms som svag. Den storskaliga ökningen av förbrukningen som kan komma är i form av nya användningsområden för el såsom alternativa industriprocesser baserade på vätgas (exempelvis HYBRIT) och en elektrifiering av transportsektorn. Denna utveckling förväntas ta fart först på 2030-talet. Precis som för situationen 2020+ kan gasen fortsatt spela en roll med att säkra effektbalansen. För att gasturbiner ska finnas tillgängliga behövs sannolikt en förlängning av effektreserven eller någon annan marknadsmodell som premierar effekt.

De modelleringar som gjorts av kraftsystemet i NEPP-projektet med inslag av gasturbiner i olika omfattning pekar på ett mycket litet utnyttjande av gasturbinerna. De ska alltså främst ses som en försäkring för att säkerställa leveranssäkerheten. I Tabell 4 visas de antal timmar som gasturbiner används i ett scenario för år 2030 gjort inom NEPP. De pekar på ett mycket lågt utnyttjande och intäkter som inte täcker kostnaderna.

Tabell 4: Installerad effekt från gasturbiner 2030 samt utnyttjande timmar per år

2030	SE3	SE4
GT installerad effekt (MW)	1 672	1 226
Antal timmar körning	2	4

Källa: NEPP¹⁰

3.10 Effektsituationen 2040+

Effektsituationen efter 2040 med all svensk kärnkraft avvecklad ställer effektfrågan på sin spets. Övergången till ett förnybart kraftsystem innebär stora mängder vindkraft men också mycket solkraft. Solkraften ger dock ett mycket litet bidrag till effekt de timmar med högst förbrukning då det i allmänhet är mörkt ute. Framtidens vindkraft förväntas var distribuerad med viss tyngdpunkt på norra Sverige. Vindkraften har också fördelen av en säsongsmässigt större energivolym på vinterhalvåret. Effekten varierar dock starkt mellan dygn och ibland även mellan timmar. I NEPP-projektet har effektfrågan studerats¹¹ för år 2040 med olika scenarion avseende installerad effekt på gasturbiner. I ett scenario byggdes kapaciteten i Sverige ut med drygt 4 000 MW gasturbiner för att klara effektsituationen. Tabell 5 visar att gasturbinerna kommer köras betydligt fler timmar än i scenariot för 2030. Simuleringarna visade även att när gasturbinerna väl aktiverades så krävdes en viss uthållighet och de var aktiverade i upp till 16 timmar i sträck.

Tabell 5: Installerad effekt från gasturbiner 2040 samt utnyttjande timmar per år vid en utbyggnad av drygt 4000 MW gasturbiner

2040	SE3	SE4
GT installerad effekt (MW)	2 083	2 168
Antal timmar körning	95	84

¹⁰ NEPP: Stora effektfrågan, 2018

¹¹ Ibid

4 FÖRSÖRJNINGSTRYGGHET

4.1 Det svenska gasnätet

Det svenska natur- och biogasnätet, härfter benämnt gasnätet, sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungsund och är vidare kopplat till Danmark, som i sin tur är sammanlänkat med det europeiska nätet. Gasnätet introducerades i Sverige i mitten av 1980-talet och är koncentrerat till västkusten i södra Sverige. Det transporteras och distribueras cirka 10 TWh naturgas och biogas per år i ledningarna. Ungefär 60 mil utgörs av transmissionsledningarna och ungefär 280 mil av distributionsledningarna¹³.



Figur 4: Det svenska stamgasnätet. Källa: Swedegas

I Sverige äger och driver Swedegas AB transmissionsnätet, dvs. stamledning för natur- och biogas som sträcker sig från Dragör i Danmark till Stenungsund i Sverige inklusive grenledningar. Distributionsnäten ägs av de fem aktörerna Weum, Krafringen Nät AB, Öresundskraft AB, Varberg Energi AB och Göteborg Energi Gasnät AB. I Stockholmsområdet finns ett distributionsnät som är frikopplat från stamnätet och ägs av Gasnätet Stockholm.

¹² Ibid

¹³ Energimyndigheten: Västsvenska naturgasnätet, <http://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/naturgas/vastsvenska-naturgasnätet/>, hemsida senast besökt 19 mars 2019

Längs grenledningarna finns (på både transmissionsnätet och distributionsnätet) mät- och reglerstationer. En sådan station består av gasmätare, avstängningsventiler, säkerhetsventiler, filter, snabbstängningsventiler, manometrar, tryckregulatorer, rör och termometrar. En MR-station mäter samt justerar trycket i gasnätet och består av två parallella linjer med likadan utrustning för att höja drifttillgängligheten. I transmissionsledningar förs gas vid höga drifttryck, vanligen tryck mellan 35 och 80 bar. Stationerna som finns i distributionsnätet sänker vanligtvis trycket från 4 bar till det tryck som kunden/förbrukarens utrustning kräver¹⁴. I det svenska stamnätet för gas leds gasen mellan Malmö till Mölndal (Rävekärr) i 70 bar, och sänks sedan ner till 35 bar upp till Stenungssund.

4.1.1 Var ska (gasdrivna) gasturbiner byggas? Var finns de befintliga?

I den snabba aktiva störningsreserven ingår idag flertalet gasturbiner som ägs av Svenska Kraftnät, Uniper samt Fortum. Se Tabell 6. Totalt finns 797 MW i SE3 och 590 MW i SE4.

Tabell 6: Gasturbiner i den snabba aktiva störningsreserven^{15,16}

Aggregat	Idrifttagning (år)	Märkeffekt (MW)	Elområde	Avstånd till stamnätet för gas (km)
Barsebäck G13	1974	37	SE4	9,0
Barsebäck G14	1974	37	SE4	9,0
Karlshamn G13	1974	37	SE4	För långt bort
Halmstad G11	1973	70	SE4	8,5
Halmstad G12	1993	166	SE4	8,5
Malmö G24	1971	63	SE4	<1
Malmö G25	1972	63	SE4	<1
Oskarshamn G13	1974	37	SE4	För långt bort
Oskarshamn G23	1974	37	SE4	För långt bort
Högdalen G5	1973	43	SE3	För långt bort
Värtan G3	1969	54	SE3	För långt bort
Arendal B1	1974	60	SE3	<1
Hallstavig B3	1975	60	SE3	För långt bort
Hallstavig B4	1975	60	SE3	För långt bort
Kimstad B1	1972	70	SE3	För långt bort
Kimstad B2	1972	70	SE3	För långt bort
Lahall B1	1970	60	SE3	9,5
Lahall B2	1970	60	SE3	9,5
Lahall B3	1973	60	SE3	9,5
Lahall B4	1973	60	SE3	9,5
Stallbacka B1	1975	70	SE3	För långt bort (35,8)
Stallbacka B2	1975	70	SE3	För långt bort (35,8)
Helsingborg	1999	43	SE4	Ansluten till distributionsnät
Totalt		1387		

¹⁴ Sweco: Regelmässiga avskrivningar av naturgasanläggningar, 2014

¹⁵ SvK: Störningsreservens långsiktiga hantering. 2013

¹⁶ SGC: Utvärdering av gasturbin GTX100 i Helsingborg, 2003

Källa: SvK, SGC

Gasturbiner som ligger längs med och nära gasnätet kan ha potential att kopplas till nätet. De närliggande gasturbinerna från Tabell 6 återfinns i Barsebäck, Halmstad, Malmö, Arendal, Lahall samt Helsingborg och har en samlad installerad effekt på 779 MW. Illustration av deras placering finns markerat i Figur 5 nedan.



Figur 5: Närliggande gasturbiner (i den snabba aktiva störningsreserven) till stamnätet för gas samt gränsen mellan SE3 och SE4. Källa: Sammanställd av Sweco

4.2 Gasnätets förmåga att möta effekttoppar

Försörjningstryggheten kommer att belysas ur två perspektiv, dels hur gasturbiner kan bidra med en ökad försörjningstrygghet för kraftsystemet, men även belysa i vilken mån gassystemet uthålligt kan leverera gas till de tänkta gasturbinerna. Detta exemplifieras baserat på kapaciteten i dagens gasnät, kapaciteten i gaslagret i Skallen samt kapacitet i befintliga och planerade LNG-anläggningar.

Vad gäller gasnätets förmåga att möta effekttoppar tittar den här rapporten på två scenarier:

1. Konvertering av störningsreserven på 779 MW som ligger i anslutning till gasnätet med drifttid 45 minuter och verkningsgrad 30 %. Maximal volym gas som gasnätet måste försörja gasturbinerna med skulle i det här fallet vara ca 2 GWh (1947,5 MWh) under ett dygn.
2. En utbyggd effektreserv på 1000 MW plus störningsreserv på 779 MW. Drifttid för effektreserven beräknas vara 16 timmar och verkningsgraden 40%. Maximal volym gas som gasnätet måste försörja gasturbinerna med skulle i det här fallet vara ca 42 GWh under ett dygn.

Stamnätet har störst överföringskapacitet i Skåne där ledningen är 600 mm. I Halland är ledningen 500 mm och från Mölndal (Rävekärr) och norrut begränsas överföringskapaciteten ytterligare i och med att trycket sänks till 35

bar. Med denna bakgrund är det fördelaktigt ju längre uppströms (söderut) gasturbinerna är lokaliserade. Norr om Mölndal finns det begränsade möjligheter att ansluta nya gasturbiner.

Scenario 1

Eftersom störningsreserven kan aktiveras när som helst under året och startas med väldigt kort framförhållning, normalt runt 15 min, är det högst sannolikt inte möjligt att gasturbinernas uttag av gas kan balanseras momentant. Stamledningen kommer i detta fall att fungera som ett lager där trycket i ledningen kommer att sjunka ju längre gasturbinerna är i drift. Gasturbinernas balansansvarig får i efterhand balansera gassystemet. Gasmarknadens balanseringsmodell innebär att balansering sker på dygnsbasis där avräkning av balansansvarigas obalanser sker 06.00 varje dygn. Under antagande att samtliga gasturbiner är i drift i 45 minuter skulle det medföra ett tryckfall i stamledningen som understiger 1,5 bar från normalläget runt 68-70 bar. En sådan variation kan gasnätet hantera och anslutning av närliggande gasturbiner för användning i störningsreserven bedöms vara fullt genomförbart ur ett gasnätsperspektiv.

Scenario 2

Scenariot omfattar gasturbiner i effektreserven om 1000 MW_{el} vilket motsvarar 2500 MW_{gas}. Effektreserven aktiveras under höglastperioder för att säkerställa effekt till elsystemet och korrelerar högst sannolikt med en höglastsituation även för gassystemet. Effektreserven skiljer sig mot störningsreserven i och med att uthålligheten är betydligt längre och drifttiden är antagen till 16 h i scenariot. Idag aktiveras effektreserven med upp till en dags framförhållning, varför effektreservens balansansvarig bör ha möjlighet att avropa den gas som behövs. Detta innebär att det finns större möjligheter för gasturbinernas balansansvarig att balansera uttaget momentant. Hur snabbt uttaget kan balanseras beror på vilken flexibilitet som kan avtalas med gasleverantören (balansansvarig) samt om lagerkapacitet bokas inom Sverige. En timme där gasturbinerna körs fullt innebär ett uttag på 2500 MW_{gas} och om detta inte balanseras med motsvarande tillförsel kommer det att innebära ett tryckfall på mellan 1,0-2,5 bar i stamledningen per timme. Gassystemet kan hantera ett antal timmar utan balansering men sannolikt inte 16 timmar utan att tillförsel sker. Det innebär att gasturbinernas uttag behöver balanseras med högre precision än vad nuvarande balanseringsmodell föreskriver. I ett sådant läge aktualiseras frågan om en kortare balanseringsperiod än dygnsnivå för att säkerställa balanseringen.

Gasnätets högsta uttag under vintern är för närvarande runt 2200 MW_{gas}. På medel-/lång sikt finns det betydande osäkerheter kring högsta effektuttaget men en rimlig ansats är att anta att det är på samma nivå som idag. Utgångspunkten i ett framtida scenario är därmed en grundförbrukning på 2200 MW_{gas} under höglast vintertid när effektreserven kan aktiveras med maximalt uttag på 2500 MW_{gas}. Det här ger ett totalt teoretiskt maximalt uttag på 4700 MW. Kapaciteten i gränspunkten från Danmark uppgår till 3300 MW_{gas} (prima) men den tekniska kapaciteten kan uppgå till runt 3900 MW. Detta innebär ett underskott på -1400 MW_{gas} med ett konservativt antagande om att endast den prima kapaciteten är tillgänglig från Danmark. Om kapacitet reserveras i gaslager Skallen utanför Halmstad kan ytterligare 330 MW_{gas} tillföras och underskottet uppgår då till knappt 1100 MW. Under förutsättning att maximal tillförsel från Danmark respektive gaslager Skallen sker momentant medför underskottet ett tryckfall på i storleksordningen 0,5-1,1 bar/h. För att kunna säkerställa maximal tillförsel från Danmark är det en förutsättning att även lagerkapacitet bokas i Danmark för att säkerställa tillförseln till Sverige. Gaslager Sten Lille på Själland har en nyckelfunktion för gasförsörjningen till östra Själland och Sverige och upprätthållandet av trycknivån i det svenska gassystemet.

Det beräknade underskottet runt 1100 MW_{gas} skulle kunna täckas antingen av tillkommande inhemsk biogasproduktion eller av en stamnätsansluten LNG/LBG-terminal i Göteborg. Ur effektsynpunkt kan biogasproduktion likväl anslutas direkt till transmissionsnätet eller nedströms till distributionsnätet med minskat effektuttag i distributionsnätet som följd. Den svenska försörjningstryggheten förbättras betydligt med båda

alternativen där en tillförselpunkt i Göteborg är speciellt viktig med tanke på att anslutningen är belägen nedströms flaskhalsen i Mölndal. Kapaciteten på stamnätsanslutningen från LNG-terminalen har på ett tidigt stadie antagits till 1100 MW_{gas}. Båda alternativen kan därmed möjliggöra en stamnätsansluten effektreserv på runt 2500 MW_{gas}.

Tabell 7: Balansberäkning för gasnätets, gaslagret Skallens och eventuell inhemsk biogasproduktion samt eventuell LNG/LBG-terminals förmåga att försörja gasefterfrågan

Uttag vintertid vid höglast	2 200 MW
Gasturbiner effektreserv	2 500 MW
Totalt uttag	4 700 MW
Maxkapacitet	3 300 MW
Balansberäkning	-1 400 MW
Gaslager Skallen	330 MW
Balansberäkning	-1 070 MW
Inhemsk biogasproduktion och/eller LNG/LBG-terminal	1100 MW
Balansberäkning	+30 MW
→ Gaskapaciteten svarar mot efterfrågan i Scenario 2	

Källa: Sammanställd av Swedegas

Notera att störningsreserven kan behöva aktiveras samtidigt som effektreserven är aktiverad, vilket vi inte tagit höjd för i beräkningen ovan.

4.2.1 Gas i övriga Sverige

Utöver det svenska stamnätet finns det LNG-terminaler i Lysekil och Nynäshamn. Dessa har en storlek på 30 000 respektive 20 000 m³. De här LNG-terminalerna har kapacitetsmässigt möjlighet att försörja störningsreserven enligt scenario 1.

Vidare med hänseende mot scenario 2, kommer en gasturbin på 150 MW_{el} med verkningsgrad 40% som är i drift i 16 timmar konsumera 6 GWh_{gas} vilket motsvarar runt 900 m³ LNG. I relation till befintliga terminaler i Lysekil och Nynäshamn innebär det en nyttjande grad på 3,0-4,5 % av terminalernas kapacitet. Eftersom LNG-terminaler fylls på med jämna mellan rum finns det potential för reservändamål för gasturbiner om de placeras i anslutning till dagens LNG-terminaler. En relevant uthållighet för ändamålet kan uppnås.

5 GAS FÖR ENERGILAGRING

5.1 Introduktion och användningsområden

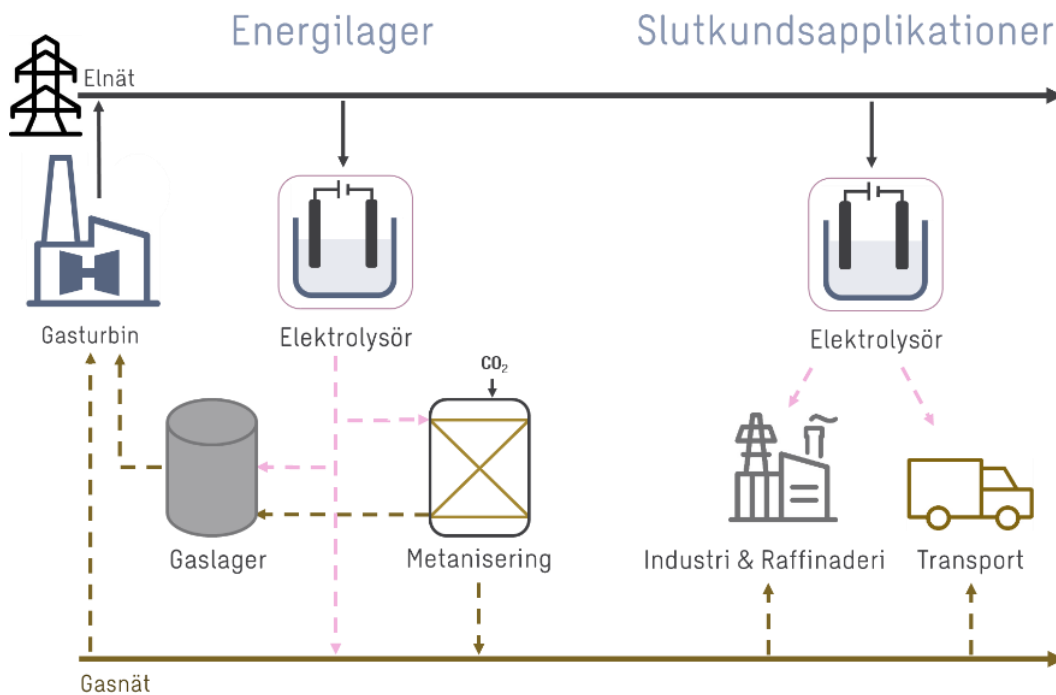
Power to Gas (PtG) är en bred benämning av ett antal systemlösningar där elektricitet används för att i en elektrolysör spjälka vatten till dess beståndsdelar, vätgas och syrgas. Verkningsgraden för att framställa vätgas med hjälp av el uppgår till ca 55-60% (LHV). Beroende på vad gasen ska användas till kan vätgasen vidare omvandlas till metan (motsvarande naturgas) genom att låta den reagera med koldioxid. En fördel med omvandlingen till metan är att gasen då kan användas i befintlig gasinfrastruktur utan begränsningar. Omvandlingen till metan förutsätter dock tillgången till en kolkälla (koldioxid) samt innebär en mindre energiförlust då ca 10% av vätgasens energiinnehåll avgår som värme vid omvandlingen.

PtG-processen diskuteras i ett antal olika sammanhang exempelvis som energilager, där elektrolysören kan utgöra en variabel last i elnätet och producera gas under timmar med exempelvis låg efterfrågan men hög produktion av intermittenta kraftslag. Totalverkningsgraden för PtG som energilager, medräknat hela cykeln (el – gas – el), blir förhållandevis låg (30-40% om bränsleceller används för elproduktion) jämfört med andra energilagringssystem. Vidare pågår det även en utveckling där vätgas framställd från el ska ersätta fossila bränslen i industriella processer och som förnybar insatsråvara i bio-/raffinaderier. Figur 6 nedan illustrerar olika användningsområden för Power to Gas-tekniken. En grov uppdelning utifrån användningsområde har gjorts i energilagerapplikationer (Power-to-Storage) respektive slutkundsapplikationer (Power-to-Use) där det finns en dedikerad användare för gasen. I ett energilagerperspektiv finns det ett antal olika möjligheter beroende på behov och tillgänglig infrastruktur:

- Omvandling till metan och injicerat i gasnätet
- Direktinjicering av vätgas i gasnätet (begränsad volym)
- Lokalt lager av vätgas/metan

Exempel på slutkundsapplikationer som kan bidra till flexibilitet i efterfrågan och energibärare är exempelvis:

- Transportsektorn (inklusive järnväg och sjöfart)
- Raffinaderier och bioraffinaderier
- Ståltillverkning
- Cementindustrin



Figur 6: Översikt av möjligheter att för att sammanlänka el- och gasanvändningen genom vätgasproduktion

5.2 Vätgasproduktion som reglerkraft

En elektrolysör har goda egenskaper för att utgöra en reglerbar last i elnätet eftersom den omedelbart reagerar på inmatad el, oavsett elleffekt. Den vanligaste och mest beprövade typerna av elektrolysör är alkaliska samt PEM (Polymer Electrolyte Membrane). Främsta fördelen med PEM är att de kan drivas på låga dellaster samt är kompakta, men kostar generellt mer än alkaliska elektrolysörer. Förenklat består en alkalisk elektrolysör av elektroder nedsänkta i elektrolytlösning bestående av vatten och kaliumhydroxid. Vattenspjälkningen påbörjas direkt när el matas till elektrolysören vilket inte gör rampningen till ett problem ur reglerkraftssynpunkt. Dock förutsätter detta att elektrolysören drivs på dellast samt att det kan ta en tid mellan upprampning och att optimal drift uppnås (exempelvis drifttemperatur), det vill säga en uppstartstid innan drift med full verkningsgrad.

Independent Electricity System Operator (IESO) som ansvarar för driften av elmarknaden och elsystemet i provinsen Ontario i Kanada har genomfört ett projekt där frekvensreglering med hjälp av elektrolysör testats. Under testet kördes elektrolysören på 50% av den installerade effekten för att både kunna reglera upp och ned produktionen. Testen visade på snabb responstid och god förmåga att följa referenssignalen¹⁷.

En alkalisk elektrolysör måste generellt köras med en viss baslast, vanligtvis 25–40 % på stacknivå. Eftersom en elektrolysör i MW-storlek ofta utgörs av ett antal stackar kan den faktiska systembaslasten minska till ett par procent då de stackar som inte används helt kan stängas och startas vid behov. Dock dröjer det en stund innan de andra stackarna är uppvärmda för att effektivt köras om de varit avstängda innan. PEM elektrolysören klarar, på stacknivå, att köras på endast 5 % baslast vilket gör den mer flexibel. Denna ökade flexibilitet måste dock ställas mot den ökade kostnaden.

Slutkundsapplikationerna nämns i detta sammanhang eftersom dessa kan bidra till elnätets reglering genom att slutkunden bidrar med efterfrågefleksibilitet:

¹⁷ Hydrogenics

- Tillfälligt minska tillverkningen för att minska vätgasbehovet och därigenom elbehovet
- Investera i lokalt lager för att kunna styra vätgasproduktionen utifrån energipriser
- Flexibilitet i vilket energibärare som används, el för vätgasproduktion respektive naturgas från naturgasnätet

5.2.1 Gasnätet som energilager

Tekniken för att nyttja gasnätet som ett energilager har testats i ett antal platser i Europa, både i form av vätgas och som metan efter metanisering¹⁸. Regelverket för hur mycket vätgas som kan direktinjiceras i gasnätet varierar i Europa, 0 – 12 vol%. I Sverige finns ingen uttalad gräns för inblandning av vätgas i naturgasnätet men den ligger i praktiken kring 2 %. På grund av att vätgas har lägre energitäthet (kWh/nm³) motsvarar den nämnda gränsen endast 0,6 % sett till energiinnehållet. En nätägare kan göra avsteg från denna gräns i hela eller delar av nätet, beroende på kundernas krav på gaskvalitet. Exempelvis kräver standarden på fordongas att metaninnehållet i gasen minst ska uppgå till 97 vol-%. Detta innebär en begränsning för inmatningen av vätgas i naturgasnätet om det finns en ansluten gastankstation nedströms. I Tyskland finns en begränsning på 2% vol-% inblandning av vätgas uppströms av gastankstationer. I Sverige används årligen ca 12 TWh naturgas. Potentialen för inblandning av vätgas i nätet utifrån dagens förutsättningar uppgår således till ca 70 GWh vid inblandning av 2 vol-% vätgas.

Metanisering av vätgasen är en förutsättning för att öka potentialen för energilagring i naturgasnätet. För att bilda metan från vätgas krävs även koldioxid, företrädesvis med biologiskt ursprung. Överskottet på koldioxid (pga. underskott av väte) vid biogasframställning är en möjlig källa. Det finns ett antal tekniker och demonstrationsanläggningar för att omvandla koldioxid till metan, både från ren koldioxid och rågas från biogasframställning. Rågasen består av en blandning av koldioxid (40-45%) och metan (55-60%) som måste uppgraderas för att kunna injiceras i nätet alternativt säljas som fordonsgas. Metanisering av koldioxiden i rågasen ökar mängden metan med drygt 60% och ersätter samtidigt behovet av konventionella uppgraderingstekniker (koldioxidavskiljning) som både är kostsamma och energikrävande.

¹⁸ Power to Gas system solutions, Strategieplattform Power to Gas, German Energy Agency

6 STUDERADE GASLÖSNINGAR OCH BIDRAG TILL SAMHÄLLSUTVECKLING

Som beskrivits i rapporten kommer gasturbiner kunna komma in med olika funktioner i ett framtida energisystem. De styrkor som tekniken uppvisar i snabba uppstarter och möjlighet till reglering ger möjlighet att hantera utbyggnad av andra intermittenta kraftslag, men ger även möjlighet att dra nytta av och etablera nya elanvändningstjänster som till exempel elbilsladdinfrastruktur, tjänsteverksamheter och nybyggnationer i områden som ligger innanför flaskhalsar och därmed har risk för effektbrist. Samtidigt har Sverige sedan 2016 en ramöverenskommelse inom energiområdet som beskriver ett mål att år 2040 skall Sveriges elproduktion vara 100% förnybar¹⁹. Denna överenskommelse kopplar an till det överbryggande klimatmålet om att Sverige 2045 inte skall ha några netto-utsläpp av växthusgaser till atmosfären för att därefter nå negativa utsläpp²⁰. I detta sammanhang kan behovet av reglerkapacitet i olika tidsrymder, samt flexibla lösningar som skapar förutsättningar för ett energisystem som utvecklas mot fler smarta lösningar och större öppenhet för distribuerad eltilförsel och effektstyrning komma att ökas.

Beskrivningen här redovisar aspekter av klimatpåverkan från gasdrivna gasturbiner diskuterade tidigare och ger sedan en beskrivning av de möjligheter som dessa kan erbjuda i olika tänkbara applikationer.

6.1 Klimatpåverkan

Klimatpåverkan från de ovan diskuterade kommer till stor del bero på vilket ursprung som gasen kommer ha – biogasbaserade lösningar kommer baseras på ett förnybart ursprung och kommer därmed ha mycket låga associerade utsläpp kopplade till slutprodukten el. I de fall naturgas används kommer utsprunget vara fossilt och därmed erhålls ett nettotillskott av växthusgaser till atmosfären.

Tabell 8: Emissionsfaktorer gasbränslen ur ett livscykelperspektiv. EO1 inkluderas som jämförelse.

Bränsle	Emissionsfaktor	Källa
Biogas*	12,8 CO ₂ /MJ _{bränsle} (46 g CO ₂ /kWh _{bränsle})	Energimyndigheten, 2018 ²¹
Naturgas	56,9 CO ₂ /MJ _{bränsle} (205 g CO ₂ /kWh _{bränsle})	Naturvårdsverket, 2019 ²²
Eldningsolja 1 (EO1)	74.3 CO ₂ /MJ _{bränsle} (267 g CO ₂ /kWh _{bränsle})	Naturvårdsverket, 2019 ²³

¹⁹ Regeringskansliet: Ramöverenskommelse mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet och Kristdemokraterna 2016.. Not: Ramöverenskommelsen har mån diskuterats under 2019 i och med att Kristdemokraterna och Moderaterna uppfattar att överenskommelsen implicit exkluderar kärnkraft då denna energiform inte är att betrakta som förnybar. Samtidigt finns skrivningar i överenskommelsen som något oklart tyder på möjlighet att inkludera kärnkraft inom ramen för målet.

²⁰ Regeringen: Ett klimatpolitiskt ramverk för Sverige, 2017.

²¹ Energimyndigheten: Drivmedel 2017 redovisning av uppgifter enligt drivmedelslagen och hållbarhetslagen, 2018.

²² Naturvårdsverket: Emissionsfaktorer koldioxid, 2019.

²³ Ibid.

* Avser nyckeltal för biogas som fordonsbränsle, dvs en ren gas under tryck. Emissionsfaktorn är baserad på genomsnitt för hållbarhetsredovisningar inrapporterade till Energimyndigheten 2017.

Biogas är ett förnybart bränsle men emissioner uppstår längs värdekedjan vilka ger en klimatpåverkan associerad med bränslet. För biogas kan emissionsfaktorn variera stort beroende på vilken biomassa som rötas i den anaeroba processen. I studier på svenska biogas fall uppvisas att den har bra klimatprestanda²⁴. Biogas kan i vissa fall resultera i en *netto*reduktion av växthuspåverkan som en del i att metan infångas från tex gödselhögar.

För ett fossilt bränsle domineras klimatpåverkan av den CO₂ som frigörs vid förbränning, medan för ett förnybart bränsle antas nettotillförd koldioxid vid förbränningen vara noll i och med att den frigjorda koldioxiden är en del av de naturliga kretsloppen. För alla typer av produkter, även naturgas och biogas, kommer produktionen, transport, upparbetning och hanteringen resultera i emissioner av växthusgaser i varierande mängder. Dessa så kallade uppströms emissioner inkluderas i emissionsfaktorerna Tabell 8.

Biogas och naturgas kan transporteras i samma nät och det finns ett motsvarande system för att kunna välja en "biogasprodukt" ur ett gemensamt nät som det finns för elnätet där ursprungsgarantier ger möjlighet till val av visst av elprodukten. Detta innebär att en kund kan välja en biogas (förnybar) produkt till sin anläggning, förutsatt att ursprungsgarantier för biogas finns tillgängligt på marknaden.

Emissionsfaktor för svensk elproduktionsmix är mycket låg då systemet domineras av energikällor med låga emissioner per levererad enhet elektricitet. En siffra för elproduktionsmix i Sverige vilken återfinns i regelverk för produktion av biobränslen är 47 g CO_{2e}/kWh_{el} vilken är framräknad för 2013²⁵.

Gasflexlösningarnas klimatpåverkan definieras utifrån den funktion som den kommer ha i kraftsystemet. Som beskrivits i tidigare i Kapitel 3 kan en gasturbin ha ett antal olika funktioner och den kommer då ersätta annan existerande anläggning (Tabell 9).

Tabell 9: Gasturbinensfunktion och vad den ersätter (baserat på kapitel 2)

Område	Gasturbinen ersätter vad
Störningsreserv	Existerande gasturbin, många gånger baserad på EO1 bränsle
Effektreserv	Oljekondens (EO2-5)
Flaskhalshantering	Nyinstallation, skapar förutsättningar
Dagenföre-/ intradagsmarknad	Gasturbin troligtvis <u>inte</u> aktuellt för denna funktion
Balansmarknader	Ersätter produktion beroende på marknad och område
Elberedskapsförmåga	Gasturbiner bidrar till elberedskap oberoende av bränsle

Källa: Sammanställd av Sweco

För att kunna ge jämförelser kommer den funktionella enheten vara den el som produceras och som levereras till nätet. I alla fallen ovan (Tabell 9) levererar gasturbinen endast elektricitet. Rent principiellt kan man ha gasturbiner

²⁴ P. Börjesson och M. Berglund: Environmental systems analysis of biogas systems—Part II: The environmental impact of replacing various reference systems, 2007, P. Börjesson, *et al.*: Life Cycle Assessment of Biofuels in Sweden, 2010.

²⁵ Energimyndigheten: Hållbara bränslen, 2019.

som även levererar värme ut till en värmesänka (till exempel ett fjärrvärmenät) och då höjs även verkningsgraden. Associerade utsläpp allokeras till de båda energibärarna (värme och el) via någon allokeringmetod.

Alla anläggningar kommer ha unika resultat i avseende på emissioner per producerad enhet elektricitet. I Tabell 10 återfinns ett antal typexempel med emissionsfaktorer på slutprodukten, dvs per enhet elektricitet, i de relevanta fallen i denna studie. För oljekondens, samt gasturbin EO1 avses källa som ersätts med en gasdriven gasturbin.

Tabell 10: Anläggning och emitterad CO₂ per generad enhet elektricitet

Anläggningstyp	Bränsle	Verkningsgrad	Emissionsfaktor [g CO _{2e} /kWh _{el}]	Källa
Oljekondens	Tungolja (EO2-5)	Stand-by	1 500	Avser stand-by anläggning olja ²⁶
Gasturbin	EO1	30-45%*	593-890	Emissionsfaktor baserad på bränslefaktor och verkningsgrad
Gasturbin	Naturgas	30-45 %*	455-683	Emissionsfaktor baserad på bränslefaktor och verkningsgrad
Gasturbin	Biogas	30-45 %*	102-153**	Emissionsfaktor baserad på bränslefaktor och verkningsgrad

* Antagande om verkningsgrad baserad på Persson and Olsson (2002)²⁷ och beaktande av ålder på anläggningar i Tabell 6.

** För biogas varierar gasens emissionsfaktor stort beroende på substrat och hantering.

De rapporterade emissionsfaktorerna i Tabell 10 ger vid hand relativt stora variationer. I fallet med oljekondens är emissionsfaktorn troligtvis baserad på en europeisk stand-by anläggning. I beräkningen finns en betydande mängd utsläpp kopplad till "infrastruktur" vilket kan relateras till att produktionen i anläggning är mycket begränsad²⁸. Man har till exempel behov av att ligga i stand-by läge utan produktion för att snabbt kunna tillföra effekt till kraftsystemet. En gasturbin har inte samma behov av uppstart och varmhållning.

²⁶ Vattenfall: Life Cycle Assessment for Vattenfall's electricity generation. Including a case study for the Nordic countries, 2018.

²⁷ C. Persson och J. Olsson: Jämförelse mellan olika kraftvärmeteknologier, 2002.

²⁸ Enligt J. Giuntoli, *et al.*: Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions - Calculated according to the methodology set in COM(2016) 767 Version 2, 2017. är en motsvarande emissionsfaktor för typ-exempel oljekraft i EU omkring 764 g CO_{2e}/kWh_{el}.

Tabell 11: Uppskattning av skillnad i emissionsfaktorer enligt funktionslösningar (NG-naturgas, BG-biogas)

Område	Emissionsfaktor idag	Emissionsfaktor gasturbin (gas)	Skillnad (+ tillskott, - reduktion)
Dagenföre-/ intradagsmarknad	Gasturbin troligtvis <u>inte</u> aktuellt för denna funktion		
Balansmarknader	47 (beror på tillfälle)*	455-683 (NG) 102-153 (BG)	+ 408 – 636 (NG) + 0 – 216 (BG)
Flaskhalshantering	Nyinstallation	455-683 (NG) 102-153 (BG)	+ 455 – 683 (NG) + 102 – 153 (BG)
Störningsreserv	593 – 890	455-683 (NG) 102-153 (BG)	-435 – +90 (NG) - 788 – -440 (BG)
Effektreserv	1 500	455-683 (NG) 102-153 (BG)	- 1 045 – -817 (NG) -1 398 – -1 347 (BG)
*Detta avser typvärde för svensk elproduktionsmix			

För fallet balansmarknad kommer påverkan vara helt avgörande mot vilken del som ersätts. Emissionsfaktorn angiven för idag är ett medelvärde för hela Sverige produktionsmix. Med gaslösningar kommer ett nettotillskott ofta bli fallet om ersättningen avser något kraftslag inom baskraften i Sverige.

För fallet med flaskhantering handlar det om att undvika en uppkommen situation – det är alltså inget som ersätts och således blir det nettotillskott i alla lägen. Det är fullt möjligt att se detta i skenet av olika alternativa metoder för samma funktion. I ett sådant fall kommer batterilösningar vara en, möjligen skulle ett konventionellt generatorset kunna fungera om behovet är marginellt. Dock är det centralt att nämna att detta tillskott kan motiveras via möjligheter som genereras inom området påverkat av flaskhalsen. Möjligheter kan potentiellt ha positiv klimatpåverkan (tex möjliggörande av transmission av kraft).

I fallen med störningsreserv och effektreserv skapas netto minskningar för utsläpp av emissioner per funktionell enhet i kWh. Dock bör nämnas att båda dessa funktioner har generellt liten produktion per år vilket innebär att reduktionspotentialen över ett år återspeglas inte i skillnaden i emissionsfaktor. Dock kan siffran ytterligare ge aspekter till Figur 5 där närliggande gasturbinanläggningar till gasnätet återfinns.

6.2 Flexibla gasturbinlösningar som del i en omställning av energisystemet

Samhällets omställning mot ambitionen och målen satta i Parisavtalet kommer kräva stora förändringar. Nya tekniker och lösningar för att tillse tjänster och produkter i samhället kommer behövas. En trend på senare år är att elektricitet framstår som en allt viktigare energibärare, med nya funktioner och möjligheter kopplade till sig. Bland annat har power-to-gaslösningar blivit alltmer realistiska och stora förhoppningar kopplas till att detta ger möjligheter för koldioxidsnåla produktionsmöjligheter, men även för olika transportlösningar. Med möjligheterna kommer dock även en lång rad nya utmaningar för kraftsektorn i att tillse att elsystemet även framgent kan erbjuda kostnadseffektiva och leverenssäkra eltjänster.

Effektbrist som del av flaskhalsproblematik kan till exempel hanteras under övergångsperioder via installation av gasturbin inuti området påverkat av flaskhalsen. Via detta kan tillskotts effekt tillföras och möjliggöra att begränsningar som effektbristen skapar kan hanteras. I ett sådant scenario kan lösningen inkludera att man säkrar upp drift med biogas och därmed kan associerade utsläpp hållas på en begränsad nivå. De samhällsekonomiska

kostnaderna av flaskhalsproblematik kommer till stor del bero på vilka begränsningar i utveckling och verksamheter som den ger upphov till. I Stockholm finns flaskhalsproblematiken på agendan²⁹ och det finns även en handlingsplan kallad "Stockholm Ström" för att etablera ny överföringskapacitet som skall bygga bort problemet³⁰. Dock finns prognoser som visar potentiell effektbrist uppemot 300MW. Exakt vad som skulle ske i ett fall där denna effektbrist *de facto* skulle infinna sig diskuteras. I flaskhalshantering är alternativet lagring i form av batterier, men även frågan om att begränsningar i laster kan ställas inom flaskhalsområdet – hindra etablering av lösningar/nya initiativ. Men det kan även bli en barriär för att dra full nytta av nya elbilstjänster, eller andra verksamheter som ökar belastning elnätet.

I en rapport från Pöyrö³¹ beskrivs problematiken med begränsade möjligheter till kraftöverföring och effektbrist som ett växande problem som kan få stora samhällsliga konsekvenser. I rapporten beskrivs detta som ett växande problem med tydliga effekter på samhällsutvecklingen.

Ett tänkt fall skulle kunna innebära etablering av nya verksamheter, som på grund av uppfattade brister i tillgång till el kapacitet, väljer att etablera verksamheten på annan plats. Sveriges goda förutsättningar att leverera el med låga associerade klimatutsläpp kan vara en variabel som elintensiva verksamheter beaktar vid nyetableringar idag. Exempel här är serverhallar och batteritillverkning. Dock är det inte enbart energitillgång som krävs för att övertyga en potentiell initiativtagare, utan även effekttillgång.

Detta kopplar således an till arbetstillfällena, regionala och lokala utvecklingspotentialer. I Gustavsson och Matschke Ekholm (2019)³² beskrivs hur rollen för energibranschens aktörer påverkar den sociala hållbarheten i samhället. I rapporten lyfts bland annat hur leveranssäkerhet påverkar regioner och ger samhällsekonomiska konsekvenser, direkta kostnader för aktörer som har behov av säker elleverans, men även funktioner som internettillgång och mobiltelefon kan påverkas av elavbrott och osäkra leveranser av el.

Gasbaserade gasturbinlösningar kan bidra för att erbjuda och förstärka säkra elleveranser. Klimatmässigt ger de många gånger reducerade utsläpp jämfört med dagens situation (Tabell 11). En utmaning som föreligger i att hantera effektbristsituationer är vem som betalar, och för den skull har ansvar för att säkerställa, att effekttillgång är tillräcklig. Att hantera den uppkomna situationen innebär en kostnad i systemet vilket i slutänden bör hanteras via betalning från kunderna. Troligtvis kommer det affärsmodellen utvecklas i syfte för att kunna hantera dessa utmaningar.

²⁹ NEPP: Energisystemet i en ny tid. Halvtidsrapport från NEPP:s andra etapp, 2019.

³⁰ Stockholm Ström: Stockholm Ström, 2019.

³¹ Pöry: Trångt i Elnäten - Ett hinder för omställning och tillväxt? Slutrapport, 2018.

³² M. Gustavsson och H. Matschke Ekholm: Social hållbarhet - en introduktion kring begreppet och dess relevans för energisektorns aktörer, 2019.

7 SLUTSATSER

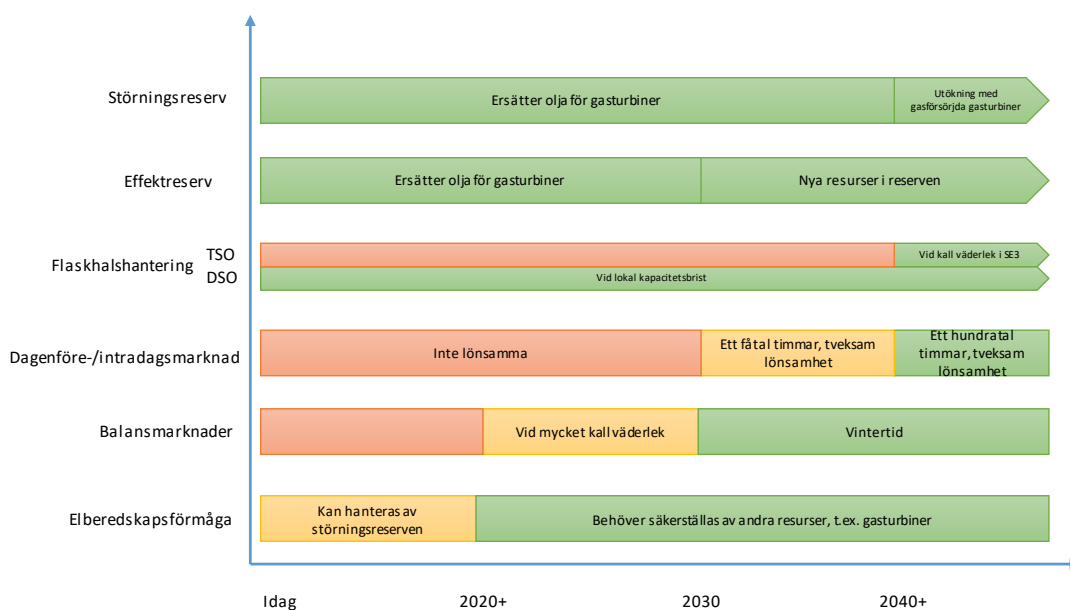
Vår analys visar att gasturbiner har goda möjligheter till att kunna bidra med utökad effektillförsel i det framtida energisystemet med mer intermitterent kraftproduktion. I närtid kan gas bli aktuell att ersätta olja i befintliga gasturbiner som ingår i störningsreserven med anledning av hårdare miljö- och klimatkrav, då en övergång till gas skulle minska emissionerna i jämförelse med idag. Efterhand som befintliga gasturbiner i störningsreserven byts ut av åldersskäl kan de placeras i anslutning till gasnätet.

För effektreserven kan gaseldade gasturbiner tänkas ersätta det oljeeldade Karlshamnsverket vilket skulle minska emissionerna. Eftersom effektreserven verkar med ett dygns framförhållning och gasnätet också balanseras på dygnsbasis matchar aktiveringen av effektreserven med hur gasnätet balanseras. Samma framförhållning i aktivering av effektreserv och balansering (och planering) av stamgasnätets drift kan underlätta användandet av gasturbiner försörjda på gas i effektreserven när ett sådant effektbehov uppstår. I det fall effektreserven behöver utökas i framtiden kan det ske med gasturbiner anslutna till gasnätet eller LNG/LBG-terminaler.

I närtid finns också potential för gasturbiner att minska flaskhalsar lokalt i elnätet genom att installeras nära förbrukningen. Samma gasturbiner skulle kunna användas både som en del av effektreserven och för att avhjälpa lokala flaskhalsar och på så sätt få två olika intäktsströmmar. När de aktiveras i effektreserven avlastar de samtidigt den lokala flaskhalsen och på tvärt om så bidrar de med effekt till hela systemet när de aktiveras för att avlasta en lokal flaskhals. Detta förfarande kräver dock att regelverket för effektreserven justeras.

Gasturbiner kan också bidra till elberedskap. I dagsläget kan gasturbinerna i störningsreserven bidra till detta, men de nya nätkoderna kommer att kräva att andra resurser används för detta ändamål. Gasturbiner som används i effektreserven och/eller för lokal flaskhalshantering skulle kunna användas för elberedskapsändamål.

På längre sikt beräknas gasturbiner få en större funktion för att balansera elbehovet. Potentiellt kan flaskhalshanteringen på TSO-nivå underlättas genom att utnyttja gasturbiner. Det är särskilt aktuellt efter det att kärnkraften avvecklas. Då gasturbiner förväntas användas främst för störnings- och effektreserv får Svk en nyckelroll för hur gasturbiner kan komma att användas i närtid.



Figur 7: Slutsats angående område och tidsspänn där gasturbiner har potential att göra nytta

Det svenska gasnätet har en kapacitet på ca 3 300 MW_{gas} och kan utan problem försörja den del av störningsreserven som ligger längs gasnätet med gas då dessa förväntas aktiveras endast under korta perioder. En effektreserv på ca 500 MW_{el} skulle utan andra åtgärder kunna försörjas av det svenska gasnätet. En större effektreserv på upp till 1 000 MW_{el} skulle kunna försörjas om en planerad LNG/LBG-terminalen i Göteborg kommer till stånd. Vidare skulle en storskalig utbyggnad av biogasproduktion i anslutning till gasnätet avlasta kapaciteten mellan Sverige och Danmark och möjliggöra ett större effektuttag. Den bästa placeringen för en effektreserv är söder om Hallandsåsen där kapaciteten är som högst.

Power to Gas skulle kunna användas för säsongslagring av el. Dock är verkningsgraden låg jämfört med andra energilagringsteknologier, 30-40 % om bränsleceller används för elproduktion och betydligt lägre om gasturbiner används. Däremot kan vätgas produceras för industriella tillämpningar så som stålproduktion och då vara en flexibel elkonsument som kan bidra med flexibilitet till systemet genom neddragning vid effekttoppar. Det finns en begränsad möjlighet att blanda in vätgas i gasnätet. Däremot kan vätgas kan med fördel kombineras med biogasproduktion för att bilda metan med den koldioxid som annars måste avskiljas från rågasen.

Gasturbiner och batterier kan anses vara kompletterande teknologier för att leverera flexibilitet snarare än konkurrerande. De skiljer sig i uppstartstid där batterier kan sättas in på millisekunder/sekunder medan gasturbiner kräver några minuter. Gasturbiner med dess relativt låga investeringskostnad är som tidigare nämnt lämplig som back-up i till exempel störning- och effektreserverna, medan batteriers snabba reaktionsförmåga gör de lämpliga för frekvensreglering och lastutjämning på timme eller dygnsskalan. Vidare är en förutsättning för ett batteri att leverera el är att det är laddat, medan gasturbiner producerar el som en traditionell energiproduktionsenhet genom att bränsle tillförs. Kostnadsberäkningen visade att gasturbinen i dagsläget är väsentligt billigare än batteriet, särskilt i applikationer med få drifttimmar. Med fler drifttimmar per år närmar sig kostnaderna varandra. Behovet av batterier i det förnybara energisystemet och den snabba teknikutvecklingen väntas minska kostnaderna för batterier snabbt.



North European Energy Perspectives Project



WWW:NEPP:SE