

Ärendenr: Svk 2019/344

Version: 2

# Motiveringsrapport för aktivering av avhjälpande åtgärd

Begränsning av dimensionerande felfall för att  
upprätthålla driftsäkerheten avseende transient  
frekvensstabilitet i det Nordiska kraftsystemet

TILLSTYRKT

SAMRÅD



Pontus de Maré



Ulf Moberg

RAPPORTÖR

DATUM  
2019-06-24



Maja Lundbäck

## Förord

Svenska kraftnät ansvarar för att hålla kraftsystemet i, eller återföra kraftsystemet till, normaldrift genom att utforma, förbereda och aktivera stödtjänster och åtgärder.

Detta dokument beskriver hur Svenska kraftnät anpassar kraftsystemet och använder stödtjänster/åtgärder för att hålla en erforderligt transient frekvensstabilitet i kraftsystemet samt redovisar motiveringen för vidtagna åtgärder.

Under sommaren 2018 vidtogs begränsning av det Nordiska kraftsystemets dimensionerande fel, Oskarshamn 3, som avhjälpande åtgärd för att hålla kraftsystemet i normaldrift

Dokumentet syftar till att uppfylla kravet om att publikt redovisa motiveringar till vidtagna avhjälpande åtgärder enligt artikel 22.2 i EU Kommissionens förordning 2017/1485 om drift av överföringssystemet (SO GL):

*Om det är nödvändigt och motiverat för att upprätthålla driftsäkerheten får varje systemansvarig för överföringssystem förbereda och aktivera ytterligare avhjälpande åtgärder. Den systemansvarige för överföringssystem ska rapportera och motivera dessa fall till den berörda tillsynsmyndigheten och, i tillämpliga fall, till medlemsstaten minst en gång per år efter aktiveringen av de ytterligare avhjälpande åtgärderna. Rapporterna och motiveringarna i fråga ska också offentliggöras. Europeiska kommissionen eller byrån får begära att den berörda tillsynsmyndigheten lämnar ytterligare information om aktiveringen av ytterligare avhjälpande åtgärder i sådana fall där dessa påverkar ett angränsande överföringssystem.*

# Sammanfattning

Elkraftsystemets egenskaper förändras över tid. En av de mer väsentliga förändringarna är att det nordiska, synkrona elkraftsystemets totala tillgång på upplagrad rotationsenergi (svängmassa) minskar. Därför behöver åtgärder vidtas, för att möta de nya förutsättningarna, så att inte frekvensstabiliteten i kraftsystemet försämras. I driftsituationer med lägre tillgång av rotationsenergi i elkraftsystemet, bedömer Svenska kraftnät tillsammans med övriga systemansvariga i Norden, att elkraftsystemet inte klarar bortfall av den största produktionsenheten utan att frekvensen riskerar att sjunka under 49,0 Hz. 49,0 Hz är den lägsta tillåtna frekvensnivån i systemet då underfrekvensskydden som kopplar bort förbrukning aktiveras vid 48,8 Hz.

I dessa driftsituationer är det i de flesta fall inte tillräckligt att använda mer av dagens typ av reserver. Ett ”lätt” kraftsystem reagerar snabbare vid ett fel och dagens typ av reserver har inte tillräckligt snabb responstid för att återställa kraftsystemet till ett stabilt drifttillstånd.

De fysikaliska aspekterna som Svenska kraftnät kan justera för att upprätthålla transient frekvensstabilitet är:

- mängden reserver och reservernas tekniska prestanda
- dimensionerande felfall
- kraftsystemets samlade rotationsenergi

Svenska kraftnät bedömer att den mest effektiva åtgärden för att hantera transient frekvensstabilitet är en marknadsbaserad lösning, som främjar frivillighet och sprider risker i kraftsystemet. Den marknadsbaserade lösningen, som baseras på att införa en snabbare typ av reserv, planeras införas under år 2020 och fanns inte tillgänglig 2018. Därför behövde Svenska kraftnät under 2018, och behöver fram tills att en ny marknadsbaserad lösning är på plats, välja en annan åtgärd som första hands val. De åtgärder som är möjliga, för att säkerställa normaldrift, är att begränsa dimensionerande fel eller fasa in en större mängd rotationsenergi.

Begränsning av dimensionerande fel bedöms vara ett betydligt mindre ingrepp i kraftsystemet och en mindre begränsning av elmarknaden än att fasa in mer rotationsenergi som har sämre verkningsgrad. I Norden innebär detta en begränsning av kärnkraftsanläggning Oskarshamn 3:s uteffekt.

Vid begränsning av Oskarshamn 3 har hänsyn tagits till att regleringen sker inom de ramar som en kärnkraftsanläggning tekniskt ska kunna klara av i normal drift enligt SvKFS 2005:2 5 kap. 1 § om förmåga till effekterreglering. Hänsynsförfarande klargörs i de avtal som upprättats mellan Svenska kraftnät och OKG Aktiebolag.

Avtalet omfattar marknadsmässig ersättnings samt rutiner för att åtgärden tar hänsyn till eventuella begränsningar i Oskarshamn 3 reglerförmåga. En avhjälpande åtgärd, som ej är marknadsbaserad och frivillig, behöver samordnas med ansvarig för Oskarshamn 3 då kraftsystemets behov av begränsning inte alltid sammanfaller med när det är som mest optimalt att reglera en kraftproduktionsanläggning.

Överenskommelsen om reglering av Oskarshamn 3 är utformad så att den aktiverades så nära realtid som möjligt. Risken med att reglera en kärnkraftsanläggning i normal drift enligt de fastställda rutinerna bedöms vara acceptabel. Kraftsystemet kommer inneha en marginal för att klara av att det dimensionerande felfallet inträffar utan att ett sådant felfall sprider sig och får konsekvenser som gör att kraftsystemet övergår till skärpt drift eller nöddrift. Men detta sätter fokus på att hänsynsförfarandet behövde göras noggrant och att utsatta rutiner följs.

Utformning, förberedelse och aktivering av den avhjälpande åtgärden (begränsning av Oskarshamn 3) har bidragit till att det ordiska kraftsystemet kunnat köras i normaldrift avseende transient frekvensstabilitet under 2018. Samarbetet med OKG Aktiebolag har under hela perioden varit givande och utvecklande.

Oskarshamn 3 begränsades enligt tabell 1 under 2018:

<b>Datum</b>	<b>Mängden MWh</b>	<b>Begränsnings volym</b>
<b>23-25 juni</b>	5 328 MWh	100 MW
<b>6-9 juli</b>	8 587 MWh	100 MW
<b>11-13 augusti</b>	7 395 MWh	100 MW

Tabell 1 Begränsning av Oskarshamn 3 under år 2018

Bedömningen och analyserna av erfarenheterna från 2018 ger att åtgärden varit rimlig och nyttig för kraftsystemets driftsäkerhet. Åtgärden är motiverad att användas till dess införandet av marknadsbaserade åtgärder gjorts kvalitetssäkrat.

En generell reflektion efter detta samarbete är att ett utökat och tätt samarbete mellan kraftsystemets aktörer är viktigt för att hitta säkra och kostnadseffektiva lösningar nu när kraftsystemet står inför stora systemutmaningar. Det ger ökad förståelse avseende roller inom elmarknaden samt elkraftsystemets möjligheter och begränsningar.

Arbetet med att införa den avhjälpande åtgärden har bidragit till att öka förståelsen för rollerna inom elmarknaden och elkraftsystemets vilket är avgörande för att ta

tillvara på möjligheter och begränsningar för att klara av att hantera systemutmaningarna.

# Innehåll

Sammanfattning .....	4
1	Frekvensstabilitet i det nordiska kraftsystemet.....9
2	Förberedande och anskaffande av åtgärder för att säkerställa en erforderlig transient frekvensstabilitet.....11
2.1	<i>En systemansvarigs val av tjänster och åtgärder .....</i> 13
2.1.1	<i>Avhjälpan åtgärder .....</i> 14
2.2	<i>Utvärdering av möjliga val av åtgärder för transient frekvensstabilitet.....</i> 15
2.2.1	<i>Utformning av åtgärder för att hantera transient frekvensstabilitet.....</i> 17
3	Motivering till förberedande och aktivering av begränsning av dimensionerande felfall..... 19
3.1	<i>Begränsning och omfattning av vald avhjälpan åtgärd – begränsning av Oskarshamn 3.....</i> 19
3.2	<i>Aktivering av avhjälpan åtgärden 2018.....</i> 20
3.3	<i>Förändringar inför 2019-2020.....</i> 20
3.3.1	<i>Ersättning till Oskarshamn 3 .....</i> 21
3.3.2	<i>Inget nytt avtal med Forsmark 3 .....</i> 21
3.3.3	<i>Fortsatt arbete och kontinuerliga förbättringar.....</i> 21
.....	22

# 1 Frekvensstabilitet i det nordiska kraftsystemet

Som systemansvarig myndighet är Svenska kraftnät skyldig att vidta åtgärder för att kraftsystemet ska fortsatt inneha erforderlig transient frekvensstabilitet och således ha ett kraftsystem som körs i normaldrift.

Ett omfattande analysarbete av frekvensstabiliteten i det nordiska synkronområdet har genomförts och genomförs fortfarande inom ramen för nordiska analysgruppen, NAG. Syftet med studierna är att identifiera kraftsystemets behov och ta fram förslag till utformning av tjänster och åtgärder för en erforderlig frekvensstabilitet för det nordiska synkronområdet samtliga drifttimmar. Frekvensstabilitet ska upprätthållas inom följande driftgränser

- normalstabilitet ("49,9 – 50,1")
- störning ("49,0 – 49,9 / 50,1 – 51,0")
- skyddssystem (<49 Hz / > 51 Hz)

Det finns olika typer av faser inom frekvensstabilitet att ta hänsyn till:

- *Transient frekvensstabilitet*: Motsvarar transient stabilitet inom rotorvinkelstabilitet men för global synkron frekvensreglering. Det beskriver systemets förmåga att vara stabilt när det utsätts för en stor störning i form av en stegvis obalans, t.ex. bortkoppling av stor produktionskälla.
- *Kontinuerlig dämpning*: Kraftsystemets förmåga att kontinuerligt dämpa kontinuerliga stokastiska störningar, motsvarar småsignalstabilitet inom rotorvinkelstabilitet. Är den kontinuerliga dämpningen för låg ökar risken att det uppstår frekvenspendlingar som leder till bortkoppling av generatorer och förbrukning.

Detta dokument handlar enbart om **transient** frekvensstabilitet.

De tekniska aspekter/förmågor som påverkar och upprätthåller elkraftsystemets transienta frekvensstabilitet är:

- mängden reserver och deras tekniska prestanda
- mängden ansluten rotationsenergi (svängmassa)
- dimensionerande felfall

Frekvenshållningsreserver FCR-D tillsammans med automatisk förbrukningsfrånkoppling, AFK, har historiskt varit de åtgärder som funnits för att hantera transienta frekvensstabiliteten i nordiska elkraftsystemet. Systemförändringarna medför att elkraftsystemets svängmassa minskar vilket gör att elkraftsystemet innehåller låg mängd upplagrad roterande energi. För att hantera denna utveckling och säkerställa att elkraftsystemet innehåller erforderlig frekvensstabilitet behöver nya tjänster och åtgärder tillföras.

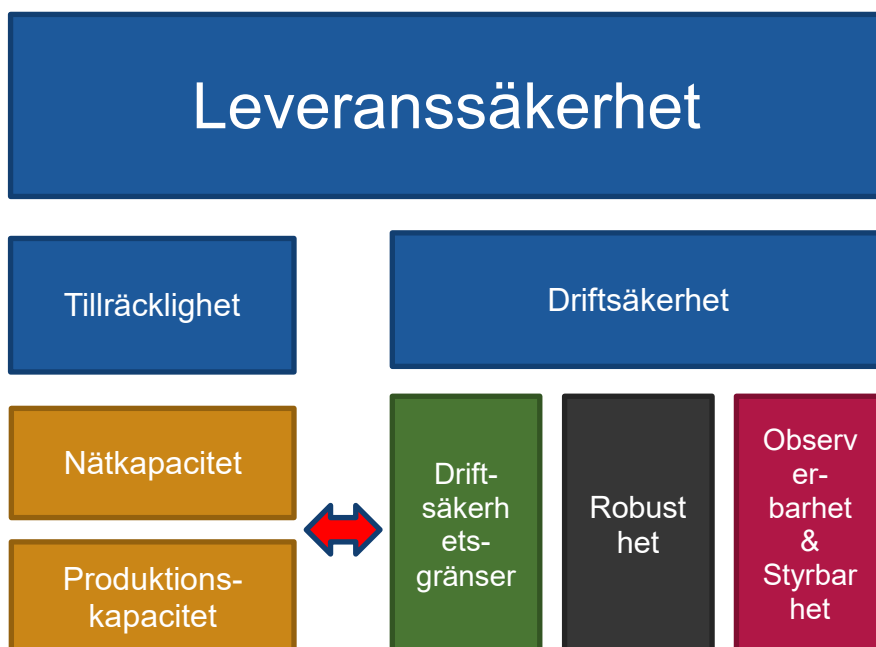
Högst sannolikhet för att en situation uppstår med minskad rotationsenergi i kraftsystemet som påverkar kraftsystemets transienta frekvensstabilitet som kräver åtgärd, är under perioden maj - september (och främst under helger). Behovet av nya tjänster och åtgärder ses också sammanfalla med en större mängd ej synkrona anslutningar i det nordiska synkronområdet, t.ex. vid låg förbrukning, hög vindkraftproduktion och import på HVDC-länkar.

Vid låg rotationsenergi riskerar ett större N-1-fel att resultera i att frekvensen kortsiktigt faller under 49,0 Hz vilket medför att elkraftsystemet hamnar i systemdrifttillstånd **Nöddrift** och vilket ger risk för aktivering av AFK.



## 2 Förberedande och anskaffande av åtgärder för att säkerställa en erforderlig transient frekvensstabilitet

Elkraftsystemets leveranssäkerhet är beroende av tillräckligt bra driftsäkerhet men även av att kapacitet för att leverera effekt och energi (tillräcklighet) finns i rätt omfattning och speglar samhällets behov av el. Detta illustreras i figur 1. Svenska kraftnät ansvarar för driftsäkerheten, men driftsäkerheten och tillräckligheten påverkar varandra, se figur 1. Ändras till exempel produktionskapaciteten kommer det att påverka kraftsystemets driftsäkerhet vilket Svenska kraftnät som systemansvarig myndighet måste hantera. Det innebär att Svenska kraftnät måste



Figur 1 Leveranssäkerhet uppnås genom tillräcklighet i nät- och produktionskapacitet samt genom en tillräcklig driftsäkerhet.

anpassa driften av kraftsystemet efter vad som finns tillgängligt i aktuell driftimme. Driftsäkerheten säkerställer att el kan transporteras på ett säkert och effektivt sätt så att behovet av elkraft för landets förbrukare kan mötas. Att kraftsystemets olika delar samverkar driftsäkert är av yttersta vikt då det avgör produktions- och förbrukningsmiljön för samtliga anslutande parter. Detta kan beskrivas som att driftsäkerheten säkerställer att de tekniska grundvillkoren för att

kunna överföra el från en produktionskälla till där elen förbrukas uppfylls. En god driftsäkerhet gynnar samtliga anslutande parter<sup>1</sup>.

Systemdrifttillstånden som visas i figur 2 är en metod för att hantera driftsäkerhet och gränstörna mellan driftsäkerhet och tillräcklighet, se figur 1. Med hjälp av dessa förtydligas vilka åtgärder som finns tillgängliga för den systemansvariga och är en metod för att ta fram och värdera åtgärder för att säkerställa en erforderlig driftsäkerhet. Syftet med systemdrifttillstånden avseende är att förebygga och säkerställa tillräcklig frekvensstabilitet, skydda kraftsystemet avseende frekvensstabilitet om ett fel skulle uppstå samt begränsa konsekvenserna om felet inte hanteras av det förebyggande och skyddande åtgärderna. Detta för att säkerställa att alla rimliga åtgärder har vidtagits så att kraftsystemet kan förbli i normaldrift eller tas tillbaka till normaldrift.



Figur 2 Visar de fem systemdrifttillstånden som regleras EU kommissionens förordning 2017/1485 om drift av överföringssystem (SO GL).

Det finns fyra kriterier (artikel 18 SO GL) som avgör hur kraftsystemet dimensioneras driftsäkert: att säkerställa att kraftsystemet är **inom acceptabla driftgränser**. För det behövs bland annat gränsvärden för frekvens, spänning och effekt/energi. Mätvärden för de elektriska storheterna ger i varje ögonblick kraftsystemets aktuella tillstånd och är bl.a. en avgörande faktor för hur mycket kapacitet som kan tillgängliggöras till marknaden.

**Robusthet** och dimensioneringsprinciper, att kraftsystemet t.ex. ska klara N-1<sup>2</sup>-kriteriet för att kunna stå emot störningar och fortsatt vara inom acceptabla gränsvärden med en tillräcklig driftsäkerhet.

Vidare behöver kraftsystemet **observerbarhet och styrbarhet** för att vara operativt körbart.

Enligt artikel 20 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av överföringssystem (SO GL) ska en systemansvarig för överföringssystemet vidta de avhjälpande åtgärder som krävs för att bibehålla kraftsystemet i normal drift. Att inte klara av dimensionerande felfall innebär hög risk för att gränsen för lägsta tillåtna frekvens underskrids och innebär att en erforderlig robusthet eller driftsäkerhetsgränser för frekvensstabilitet inte erhålls. I

<sup>1</sup> <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/natkoder/generell-beskrivning-angaende-syftet-och-behovet-med-formagor-i-kraftsystemet.pdf>

<sup>2</sup> N-1 är en robusthetsprincip som innebär att kraftsystemet ska klara att hantera att en komponent faller bort och ha förmågan att anpassa sig till den nya driftsituationen och samtidigt upprätthålla områdets leveranssäkerhet.

det nordiska kraftsystemet är det dimensionerade felfallet oftast bortfall av största produktionsenheten i kraftsystemet. Kraftsystemet uppfyller därmed inte kriterierna för normal drift utan övergår till drifttillståndet skärpt drift eller nöddrift om inte åtgärder vidtas.

## 2.1 En systemansvarigs val av tjänster och åtgärder



Figur 3 I bilden visas ett exempel för att illustrera vilka åtgärder som en systemansvarig kan välja på och hur dessa kan anskaffas. Rutorna under exemplifierar några av förutsättningarna som behöver tas i beaktande vid utformning av åtgärder för att upprätthålla kraftsystemets driftsäkerhet. Bilden illustrerar att det finns ett flertal sätt att anskaffa stödtjänster och avhjälpan åtgärder för att upprätthålla driftsäkerheten i kraftsystemet.

Syftet med åtgärderna är för att upprätthålla driftsäkerheten och att möjliggöra en sådan effektiv användning av infrastrukturen som möjligt genom att delge systemets maximala kapacitetspotential till elmarknaden årets alla drifttimmar till minsta möjliga kostnad. Kostnaderna för respektive typ av åtgärd som en systemansvarig ska utforma ska redovisas öppet och transparent då Svenska kraftnät finansieras av kollektiva medel.

Tjänster och åtgärder måste utformas på olika sätt för att vara ändamålsenliga utifrån kraftsystemets behov av att kunna samverka driftsäkert i samtliga systemdrifttillstånd.

En systemansvarig kan välja bland följande åtgärder:

- helt marknadsbaserade stödtjänster där ett kontinuerligt budförande sker och där all deltagande är frivilligt.
- avhjälpan åtgärder anskaffade genom:
  - o upphandling i konkurrens

- direkt beordring med rätt till ersättning
- krav för att vara avsluten till kraftsystemet

En systemansvarig ska så långt det är möjligt utforma och använda sig av marknadsbaserade stödtjänster. Det är upp till ansvarig för en produktions- eller förbrukningsanläggning att välja att delta med resurser till i de marknadsbaserade lösningarna om dessa uppfyller de tekniska kraven för en specifik stödtjänst. Några av fördelarna med marknadsbaserade lösningar är att dessa är frivilliga och lämpligheten i att reglera dessa anläggningar i kraftsystemet lämnas till de som har bäst kunskap och som även har ansvaret för att regleringarna sker på ett säkert sätt. Vidare sprids risker både ur ett tekniskt och ett ekonomiskt perspektiv eftersom flera aktörer kan bidra, vilket gör att beroendet av en specifik aktör minskar samt att en god konkurrens och prissättning uppnås.<sup>3</sup>

Att marknadsbaserade åtgärder är att föredra är självklart då det gynnar driftsäkerheten ur flera aspekter, men det finns åtgärder som inte går att göra marknadsbaserade då kraftsystemets fysikaliska aspekter och konstruktion gör att möjligheterna är begränsade att få välfungerande marknadsbaserad lösning. Spänningsreglering är ett sådant exempel där det inte går att få en konkurrens då det i Sverige oftast endast finns en aktör i varje anslutande punkt. Figur 3 visar på några exempel med för- och nackdelar avseende val av åtgärder.

### 2.1.1 Avhjälpande åtgärder

Avhjälpande åtgärder definieras som åtgärder som krävs för att hålla driftsäkerheten i kraftsystemet. Som systemansvarig ska Svenska kraftnät säkerställa att åtgärder utformas efter kraftsystemets behov, förbereda dessa samt säkerställa att de kan aktiveras. I artikel 22.1 i SO GL finns avhjälpande åtgärder listade. Enligt artikel 22.2 kan även ytterligare åtgärder tas fram. Avhjälpande åtgärder kan användas för att hantera dynamisk stabilitet (39.1 SO GL), stationära fenomen som överträdelse av driftsäkerhetsgränser (20 SO GL) och hantering av N-1 felfall.

I de fall avhjälpande åtgärder inte kan vara fullt marknadsbaserade (marknadsplats med budgivning) finns principer som ska tillämpas vid utformning och anskaffande:

- De mest ändamålsenliga och ekonomiskt effektiva avhjälpande åtgärderna ska aktiveras.

<sup>3</sup> [https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/natkoder/erfarenheter\\_atgarder\\_etter\\_overfrekvens-\\_9maj\\_2018.pdf](https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/natkoder/erfarenheter_atgarder_etter_overfrekvens-_9maj_2018.pdf)

- Avhjälpande åtgärder ska aktiveras i så nära realtid som möjligt med beaktande av den förväntade aktiveringstiden och angelägenhetsgraden hos den systemdriftsituation som åtgärderna är avsedda att lösa.
- När de tillgängliga avhjälpande åtgärderna vidtas ska riskerna för misslyckande beaktas, liksom åtgärdernas inverkan på driftsäkerheten i form av t.ex
  - o risken för avbrott orsakade av förändringar av aktiv eller reaktiv effekt i kraftproduktionsmoduler eller förbrukningsanläggningar
- Företråde ska ges till de avhjälpande åtgärder som gör störst kapacitet mellan elområden tillgänglig för kapacitetstilldelning, och samtidigt håller sig inom samtliga gränser för driftsäkerhet

Avhjälpande åtgärder som påverkar synkronområdet ska samordnas med berörda systemansvariga (TSO:er). Vidare ska åtgärder som påverkar en anslutande anläggning göras i samarbete med ansvariga för anläggningen. Ansvariga för en anslutande anläggning är skyldiga att delge information till Svenska kraftnät så att åtgärder kan utformas, förberedas och aktiveras så att det gynnar hela kraftsystemets driftsäkerhet.

Vilka avhjälpande åtgärder som en enskild anläggning ska kunna bidra med är de förmågor som de omfattas av i anslutningskraven. Att information delges vid utformning av en avhjälpande åtgärd är avgörande för att ett erforderligt hänsynsförfarande ska kunna ske så att inga överträdelser av tekniska begränsningar sker i vare sig kraftsystemets komponenter eller de anläggningar som påverkas av åtgärderna. Även minimering av risker och slitage ska tas i beaktande vid bedömning av prioritering av åtgärd.

## 2.2 Utvärdering av möjliga val av åtgärder för transient frekvensstabilitet

Svenska kraftnät har tillsammans med övriga nordiska TSOer värderat följande alternativ avseende transient frekvensstabilitet:

- införa en snabbare reserv s.k. FFR, som komplement till FCR-D. FFR bedöms gå att göra tillgängligt, full marknadsbaserat. De tekniska kraven är i princip klara och FFR planeras pilottestas sommaren 2020. Den potentiella mängden FFR för hela nordiska kraftsystemet bedöms vara mindre än FCR-D (några hundra MW i kapacitet).
- fasa in kraftproduktion för att öka mängden rotationsenergi i kraftsystemet. Ett stort ingrepp i kraftsystemet då det kräver att Svenska kraftnät synkroniserar en stor mängd synkronproduktion på minimi-

körning. I projekt Future System Inertia 4 kom de Nordiska TSO:erna fram till att en ökning av rotationsenergin med 20 GWs i snitt innebär en höjning av 0,1 Hz av största frekvensavvikelsen. 20 GWs är ungefär infasning av 115 enheter på 50 MVA med 3,5 s tröghetskonstant. Som jämförelse ger en 120 MW nedreglering av dimensionerande fel en förändring på 0,1 Hz i ett 80 GWs system.

En ökning av rotationsenergin med 20 GWs ger även upphov till ytterligare obalans för frekvensregleringen att hantera. Vidare påverkar det hela systemets driftsäkerhet då omdirigeringen av kraftproduktion blir omfattande. Dessutom påverkas driftsäkerheten i andra aspekter så som begränsningar avseende överlastar med resultat att mindre mängd kapacitet kan delges elmarknaden. Lämpligheten i minimi-körning av kraftproduktionsanläggningar behöver beaktas. Hänsynsförfarandet avseende minimering av risk för ökat slitage och andra begränsningar blir svårt att genomföra i dessa extremlägen när åtgärderna ska aktiveras så nära realtid som möjligt.

- begränsa dimensionerande felfall, i norden identifierat som Oskarshamn 3. Åtgärden kan inte göras marknadsbaserad men ingreppet och begränsningen av kapacitet bedöms påverka kraftsystemet i betydligt mindre omfattning än t.ex. infasning av rotationsenergi. Volymen som hittills uppskattats nödvändig är begränsad till ca 100-200 MW. Åtgärden har hög verkningsgrad för att höja frekvensavvikelsen om Oskarshamn 3 skulle kopplas bort. Reglering av kraftproduktion är en förväntad och kravställd åtgärd som ska kunna levereras av t.ex. kärnkraftsanläggningar som grundläggande anslutningskrav för kraftsystemet<sup>5</sup>. Att göra detta i begränsad omfattning med en eller ett par aktörer gör hänsynsförfarandet genomförbart och kan användas i operativt skede där risken för att följdfel är minimerat.

Sammanfattningsvis bedöms åtgärden att begränsa dimensionerande fel mer lämplig än t.ex. att fasa in mer rotationsenergi till kraftsystemet. Nackdelen är en något ökad risk för kraftsystemet att initiera en störning som vid just detta tillfälle kan leda till en frekvensavvikelse ned och under 49,0 Hz. På ENTSO-E:s webbplats och/eller Svenska kraftnäts webbplats<sup>6</sup> finns en rad nordiska

<sup>4</sup> <https://docstore.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/nordic/Pages/default.aspx>

<sup>5</sup> SvkFS 2005:2 5 kap

<sup>6</sup>

[https://docstore.entsoe.eu/\\_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=/Documents/Publications/SOC/Nordic/2018/Executive-summary-Studies\\_on\\_frequency\\_stability\\_in\\_the\\_Nordic\\_system.pdf&action=default](https://docstore.entsoe.eu/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=/Documents/Publications/SOC/Nordic/2018/Executive-summary-Studies_on_frequency_stability_in_the_Nordic_system.pdf&action=default)

rapporter publicerade gällande det omfattande analysarbete av frekvensstabiliteten i det nordiska synkronområdet som NAG genomfört.

### 2.2.1 Utformning av åtgärder för att hantera transient frekvensstabilitet

Att genomföra åtgärder är nödvändigt för att kraftsystemets stora aktörer ska fortsätta kunna producera och föra över el på ett effektivt sätt trots minskande rotationsenergi i kraftsystemet. Enligt kriterierna för val av åtgärder har nedanstående bedömning gjorts för att upprätthålla en erforderlig driftsäkerhet där risker, mängden ingrepp och nyttan med åtgärderna har värderats enligt avsnitt 2.2 ovan. Varje åtgärd är utformad för att uppfylla kraven för driftsäkerhetsgränser, robusthet, observerbarhet och styrbarhet.

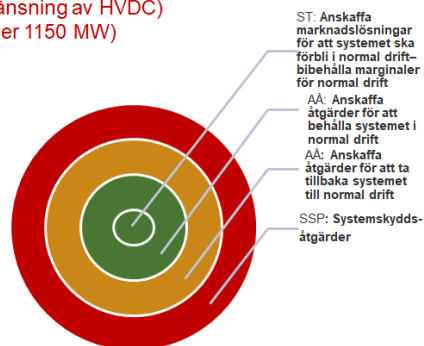
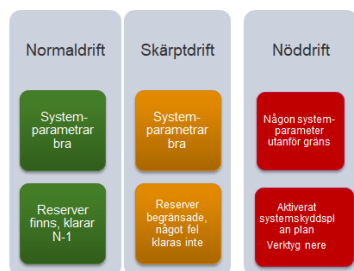
#### Frekvens – transient frekvensstabilitet

1) FFR, FCR-D

2) Begränsning av dim. felfall

3) Nöddriftsåtgärder:

- Tillgodoräkna nödeffekt från HVDC (eventuell begränsning av HVDC)
- Oplanerade beordring av dimensionerande fel (under 1150 MW)
- Beordrad infasning av synkronkraftprodukt
- AFK



ST: Anskaffa marknadslösningar för att systemet ska förbli i normal drift – bibehålla marginaler för normal drift  
 AA: Anskaffa åtgärder för att behålla systemet i normal drift  
 AA: Anskaffa åtgärder för att ta tillbaka systemet till normal drift  
 SSP: Systemskyddsåtgärder

Figur 4 Övergripande bild för att beskriva vilka åtgärder Svenska kraftnät tillgodoräknar för att hantera frekvensstabilitet med stöd av systemdrifttillstånden.

Åtgärder för att hantera transient frekvensstabilitet i normaldrift och undvika nöddrift är i första hand FCR-D samt komplement till FCR-D som omnämns som FFR. Upphandling av FCR sker enligt en marknadsbaserade lösning vilket bidrar till att sprida de tekniska och ekonomiska riskerna i kraftsystemet. Upphandling av FFR beräknas göras tidigast under år 2020.

I andra hand är det att begränsa dimensionerande fel ned till 1150 MW för att hantera transient frekvensstabilitet. Detta är den åtgärd som efter nordisk värdering och analys bedömts effektivast då den leder till minst ingrepp i systemet samt kan aktiveras nära realtid.

För att hantera transient frekvensstabilitet i nöddrift krävs stora begränsningar av felfall (mer än två aktörer), beordra start av aktörer för infasning av svängmassa eller säkerställa EPC-funktion eller att Svenska kraftnät förlitar sig på AFK. Om kraftsystemet är i nöddrift tillgodoses omfattande åtgärder och ingrepp i kraftsystemet som ska, som namnet indikerar, endast användas i nödfall för att säkerställa ett intakt system och hindra stora fel att eskalera och påverka stora delar av synkronområdet. Sådana åtgärder används mycket sällan, men är helt klart beroende av att åtgärder i normal- och skärpt drift är utformade och används för att säkerställa att fel i kraftsystemet förebyggs.

Att begränsa det dimensionerande felfallet eller att fasa in anläggningar för att höja rotationsenergi i kraftsystemet gör att ingreppen i kraftsystemet blir omfattande, vilket medför risken för ytterligare följdfel blir så pass stor att dessa endast får användas i nödfall. Detta är också en av motiveringarna till varför en begränsning av dimensionerande felfall inte bör understiga 1150 MW för att vara en åtgärd som används i normal- eller skärpt drift, se även avsnitt 3.3.



### 3 Motivering till förberedande och aktivering av begränsning av dimensionerande felfall

Möjligheten att begränsa uteffekten för den största produktionsanläggningen är ett nödvändigt verktyg för systemdriften under 2018-2020 då andra beprövade tjänster eller åtgärder ännu inte finns tillgängliga eller skulle innebära ännu större ingrepp och risker för följdfelet.

Det är viktigt att vid införandet av nya lösningar för säkra systemdriften ta hänsyn till att det finns förutsättningar för att genomföra åtgärden och att man provar de nya lösningarna och utvärdera resultatet kontinuerligt. Därför har arbetet med att utforma den avhjälpande åtgärden, att begränsa uteffekten på det dimensionerande felet, tillsammans med Oskarshamn 3 gjorts stegvis.

Som exempel överenskoms 1 års avtalstid för 2018 för att säkerställa att en uppföljning av erfarenheter görs mellan parterna och ger möjlighet till justering av kommande avtal. Avtalet förenklar även möjligheter till justeringar i aktiveringsförfarandet som gör processen enklare och framförallt säkrare.

Det är av stor vikt att övervaka kraftsystemets utveckling och att på ett tydligt sätt involvera och engagera berörda kraftproducenter och övriga marknadsaktörer i processen. Stabil kärnkraftsproduktion är en viktig faktor för kraftsystemet under många av årets drifttimmar och gynnar hela kraftsystemets driftsäkerhet. På motsvarande sätt är ett stabilt kraftsystem centralt för kärnkraftsanläggningarnas möjlighet att vara anslutna och kunna producera el.

#### 3.1 Begränsning och omfattning av vald avhjälpande åtgärd – begränsning av Oskarshamn 3

Den åtgärd som Svenska kraftnät bedömt har minst påverkan på kraftsystemet för att avhjälpa systemdriften är begränsning av kärnkraftsanläggning Oskarshamn 3:s uteffekt.

Regleringen av Oskarshamn 3 sker inom de ramar som en kärnkraftsanläggning tekniskt ska kunna klara av i normal drift enligt SvkFS 2005:2 5 kap. 1 § om förmåga till effektreglering. Hänsynsförfarande klargörs i avtal och samverkan med OKG Aktiebolag som ansvarar för anläggningens säkra drift görs kontinuerligt för att säkerställa att inget felande ingrepp görs<sup>7</sup>. En avhjälpande åtgärd, som ej är marknadsbaserad och frivillig, behöver samordnas då kraftsystemets behov inte

---

<sup>7</sup> Svk 2018/549, Svk 2019/344

alltid sammanfaller med när det är som mest optimalt att reglera en kraftproduktionsanläggning.

Begränsningen av Oskarshamn 3 är utformad så att den aktiverades så nära realtid som möjligt. Risken med att reglera en kärnkraftsanläggning i normaldrift enligt de fastställda rutinerna bedöms vara acceptabel eftersom kraftsystemet kommer inneha en marginal för att klara av att det dimensionerande felfallet inträffar utan att ett sådant felfall sprider sig och får konsekvenser som gör att systemet övergår till skärpt drift eller nöddrift. Men detta sätter fokus på att hänsynsförandet görs noggrant och att utsatta rutiner följs med givna larmgränser.

Samordning för bedömning av åtgärdens inverkan och potentiella konsekvens för kraftsystemets driftsäkerhet har skett med OKG i förberedande skede, men även en löpande kommunikation och samordning har vid behov skett vid aktivering av åtgärd. OKG Aktiebolag har lämnat uppgifter som behövs för att göra förberedelser och utformning av åtgärden. OKG Aktiebolag har löpande lämnat uppgifter vid eventuella avvikelser som påverkar förmågan till reglering till Svenska kraftnät.

### 3.2 Aktivering av avhjälpande åtgärden 2018

Oskarshamn 3 begränsades enligt tabell 2 under 2018:

Datum	Mängden MWh	Begränsnings volym
<b>23-25 juni</b>	5 328 MWh	100 MW
<b>6-9 juli</b>	8 587 MWh	100 MW
<b>11-13 augusti</b>	7 395 MWh	100 MW

Tabell 2 Begränsning av Oskarshamn 3 under år 2018

Den ersättning OKG AB erhållit är kostnadsbaserad då detta inte är en marknadsbaserad åtgärd. Den ersättning som utgick för 2018, enligt avtal, var 150 000 kr i riskpremie samt 40 kr/MWh. Svenska kraftnät stod för uppkommen obalans under hela tiden som Oskarshamn 3 uteffekt var begränsad.

### 3.3 Förändringar inför 2019-2020

Ett flertal viktiga erfarenheter har identifierats och tagits tillvara under året 2018. Det gäller framförallt hänsynsförandet och hanterbarhet för kontrollrummen att aktivera och följa upp påbörjad begränsning när larm kommer. Ökad förståelse/erfarenhet för vid vilka driftlägen som behovet av åtgärder behöver vidtas uppnåddes. En erfarenhet är att lastens beteende är en avgörande faktor som gjorde att begränsningen behövde vidtas främst under helger och semesterperiod. Vidare uppdateras den modell som uppskattar frekvensminimum och som avgör

när larm i realtid delges kontrollrummet hos Svenska kraftnät att behov av åtgärd finns.

### 3.3.1 Ersättning till Oskarshamn 3

En justering inför 2019 kommer ske av vilken lägsta nivå av begränsning som bedöms vara acceptabel för att räknas som en förebyggande avhjälpande åtgärd som är skälig att aktivera ett flertal gånger under ett år.

Utformningen av åtgärden för 2018 var kantad av många osäkerheter avseende Oskarshamn 3:s flexibla förmåga vilket gjorde att många schabloner användes. Ersättningsnivån kommer att justeras avseende att införa en extra komponent som täcker kostnader för hårdplanering och hårdanalyser som blev större än förväntat för 2018. Ett mer kostnadsbaserat värde av de uppkomna driftkostnaderna kan nu uppskattas för 2019 och kommer att justeras. Ersättning för ej marknadsbaserade åtgärder ska även harmoniseras med uppdateringen av elhandelsförordningen artikel 13.7<sup>8</sup> som träder i kraft 4 juli 2019.

### 3.3.2 Inget nytt avtal med Forsmark 3

Avtalet med Forsmark 3 som antas inneha ca 1150 MW i maximal produktion under sommarmånaderna kommer inte att förnyas. Anledningen är att prognoser visar att sannolikheten för att en reglering under 1150 MW är låg samt att en sådan åtgärd innebär att fler anläggningar skulle behöva begränsas. Detta skulle innebära ett större ingrepp i kraftsystemet.

### 3.3.3 Fortsatt arbete och kontinuerliga förbättringar

Driftsäkerhetsaspekterna med att begränsa dimensionerande felfall när kraftsystemet innehar låg rotationsenergi är en av faktorerna som kommer att spela in när en minsta nivå av tillgänglig tröghet ska bestämmas enligt artikel 39 i SO GL. Arbetet med att ta fram en minsta nivå för tröghet görs av de nordiska TSO:erna under 2019. Andra aspekter som spelar in för en minsta nivå av tröghet är bland annat småsignalstabiliteten.

Beroende på hur kraftsystemet utvecklas kan bedömningen av lämpliga åtgärder omvärderas. Nuvarande åtgärd bedöms i dagsläget vara den mest lämpliga under rådande förutsättningar.

---

<sup>8</sup> EU Kommissionens nya förordning om den inre marknaden för el, <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-9-2019-INIT/sv/pdf>