

Stabilitet i det nordiska kraftsystemet

KÄRNKRAFTENS BIDRAG TILL MEKANISK SVÄNGMASSA OCH FREKVENSSSTABILITET - EN RAPPORT TILL UNIPER (2016)



Copyright © 2016 Sweco Energuide AB

All rights reserved

No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise without the prior written permission of Sweco Energuide AB.

Disclaimer

While Sweco Energuide AB ("Sweco") considers that the information and opinions given in this work are sound, all parties must rely upon their own skills and judgement when making use of it. Sweco does not make any representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this report and assumes no responsibility for the accuracy or completeness of such information. Sweco will not assume any liability to anyone for any loss or damage arising out of the provision of this report.

Rapportnamn	Stabilitet det nordiska kraftsystemet
Tillgänglighet	Publik
Datum för färdigställande	2016-06-29
Projektledare	Frank Krönert
Författare	Johan Bruce, Katarina Yuen, Amin Nasri, Tobias Jakobsson, Oskar Fängström

Innehållsförteckning

Sammanfattning för beslutsfattare	6
1 Inledning	9
2 Kraftsystemet	11
2.1 Effekt och energi	13
2.2 Spänning och reaktiv effekt.....	13
2.3 Tröghet genom svängmassa i systemet bidrar till frekvenshållning	14
2.4 Olika produktionsslag har olika egenskaper	16
2.5 Potentiella åtgärder för att hantera en minskande mängd svängmassa.....	16
3 Effekterna av snabb kärnkraftsavveckling för kraftsystemet.....	18
3.1 Energi- och effektbalans försämras vid utfasning av svensk kärnkraft	19
3.2 Lokal spänningshållning och överföringskapacitet påverkas.....	22
3.3 Minskad mekanisk svängmassa leder till minskad frekvensstabilitet	23



Sammanfattning för beslutsfattare

Slutsatser Kraftsystemet måste kontinuerligt hållas i balans, och frekvensen ska hållas vid 50 Hz, eller närmare bestämt i ett smalt frekvensband mellan 49,9 och 50,1 Hz. Storskalig produktion som kärn- och vattenkraft bidrar med så kallad svängmassa, vilket är en viktig faktor för möjligheten att hålla en stabil frekvens.

Mekanisk svängmassa utgör en första mycket viktig balansering av systemet och är fundamental för systemets frekvensstabilitet. Vid mindre produktionsplötsligt bortfall (upp till ca. 100 MW) bidrar svängmassan till att hålla frekvensen inom 0,1 Hz bandet. Vid ett större fel ger en större mängd mekanisk svängmassa mer tid för andra produktionsresurser att reagera och bromsa upp frekvensfallet.

Utan svensk kärnkraft år 2021 klarar systemet under ca. 330 timmar (ca. 2 veckor sammanlagd) inte av att hålla frekvensen över 49,0 Hz vid en plötslig stor störning i systemet. Det skulle innebära frånkoppling av gränsförbindelser samt att man underskrider den dimensionerande nivån för automatisk frånkoppling av last. I värsta fall leder störningarna till kaskadeffekter och en total mörkläggnings av hela landet. Risken ökar betydligt om inte den tredje reaktorn vid det finska kärnkraftverket Olkiluoto blir klar i tid.

En snabbavveckling av svensk kärnkraft leder också till kraftigt ökad elimport, och därmed till högre koldioxidutsläpp hos våra elhandelspartner, motsvarande ungefär 35 miljoner ton om året.

Den svenska kärn- och vattenkraften är en källa till stabilitet tack vare att dess stora generatorer och turbiner bidrar med stor mekanisk svängmassa till kraftsystemet. Denna rapport går igenom konsekvenserna för kraftsystemets stabilitet, och riskerna för frånkoppling av konsumtion om kärnkraften snabbavvecklas till år 2021. Någon liknande studie har aldrig gjorts i Sverige. Rapportens slutsatser är därför ett viktigt bidrag till diskussionen om utformningen av det svenska kraftsystemet, som hittills i stor utsträckning handlat om energi och effekt.

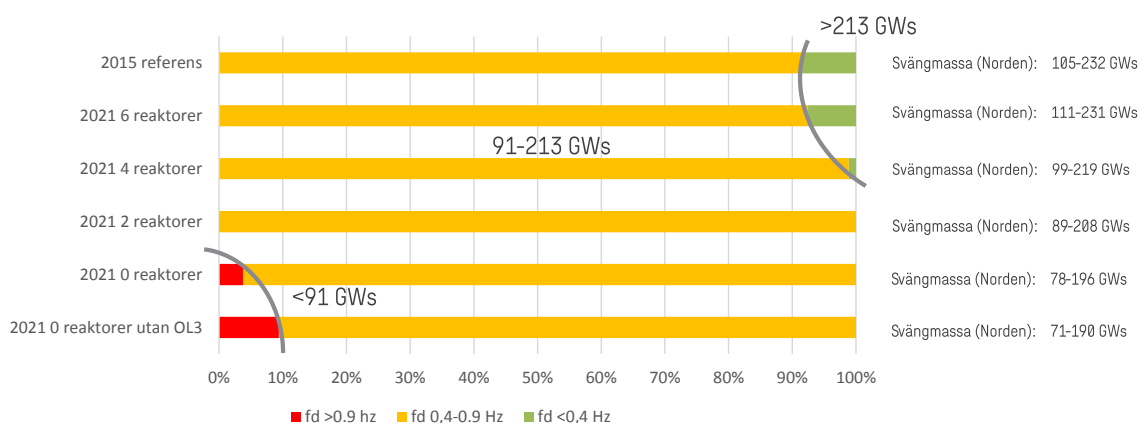
Svängmassa och frekvensstabilitet är en nordisk fråga och påverkar alla länder. Kraftsystemet måste vara i balans i varje ögonblick, där mekanisk svängmassa utgör en första mycket viktig balansering av systemet vilket är grundläggande för kraftsystemets frekvensstabilitet. Dagens kraftsystem fungerar väl och stora störningar har varit sällsynta, tack vare svängmassan från den befintliga nordiska synkrona elproduktionen, framförallt vatten- och kärnkraft, men också annan termisk kraft. För ett stabilt kraftsystem krävs helt enkelt en viss mängd svängmassa.

Utmaningen framöver gäller framförallt hur frekvensstabiliteten kan upprätthållas när mängden mekanisk svängmassa i systemet plötsligt minskar. Allt annat lika kommer den för frekvenshållningen så viktiga svängmassan minska betydligt vid en snabbavveckling av svensk kärnkraft till år 2021. Minskad svängmassa leder till minskade marginaler i hela det nordiska systemet. Konsekvenserna rör därmed hela Norden, inte bara Sverige.

Frekvenskvaliteten i hela Norden försämras avsevärt i ett scenario med snabbavstängd svensk kärnkraft. Ett produktionsbortfall på 1400 MW (vilket motsvarar det så kallade dimensionerande felet i dagens kraftsystem) resulterar alltid i frekvensavvikelse, frågan är hur stora. Redan i dagens situation leder ett plötsligt produktionsbortfall av Oskarshamn 3 till en momentan frekvensavvikelse på över 0,4 Hz större delar av året, vilket – om man utgår från en begynnelsefrekvens på 49,9 Hz – kan medföra automatisk fränkoppling av värmepumpar och elpannor. Vid ytterligare kärnkraftsavveckling i Sverige försämras marginalerna ännu mer och systemoperatörerna kommer under ca. 330 timmar (ca. 2 veckor sammanlagd) inte garanterat kunna hålla frekvensen över 49,0 Hz vid ett produktionsbortfall på 1400 MW. Det skulle innebära fränkoppling av gränsförbindelser samt att man underskrider den dimensionerande nivån automatisk fränkoppling av last, som dock sker vid 48,8 Hz. Alla dessa svenska kärnkraftscenarier förutsätter dock att finska Olkiluoto 3 (OL3) kommer på nät som planerat före 2021. Om detta inte sker blir effekterna ännu allvarigare: ett dimensionerande fel skulle nästan året runt leda till frekvensavvikelse större än 0,4 Hz och under ca. 820 timmar (mer än en månad sammanlagd) även till frekvensavvikelse större än 0,9 Hz. I tillägg skulle även mindre störningar än idag leda till att systemet lämnar normaldrift och att driftstörningsreserven behöver tas i anspråk.

Marginalerna försämras och systemoperatörerna kommer under ca. 330 timmar (ca. 2 veckor sammanlagd) inte garanterat kunna hålla frekvensen över 49,0 Hz vid ett produktionsbortfall på 1400 MW. Det skulle innebära automatisk fränkoppling av last samt fränkoppling av gränsförbindelser. Alla dessa svenska kärnkraftscenarier förutsätter dock att finska OL3 kommer på nät som planerat före 2021. Om detta inte sker blir effekterna ännu allvarigare: ett dimensionerande fel skulle nästan året runt leda till frekvensavvikelse större än 0,4 Hz och under ca. 820 timmar (mer än en månad sammanlagd) även till frekvensavvikelse större än 0,9 Hz. I tillägg skulle även mindre störningar än idag leda till att systemet lämnar normaldrift och att driftstörningsreserven behöver tas i anspråk.

Figur 1: Andel av tiden som ett plötsligt produktionsbortfall på 1400 MW resulterar i ett frekvensfall på < 0,4 Hz, 0,4–0,9 Hz respektive >0,9 Hz i normalår (gäller antalet svenska reaktorer i drift).



Källa: Sweco

Vid torrår kommer marginalerna i systemet att bli ännu mindre. Vid så kallade våtar kommer vattenkraften att producera mer och exporten från Norden kommer att öka jämförd med ett normalår. Detta leder till att den mekaniska svängmassan från vattenkraften, och därmed även marginalerna i systemet, blir större. Det motsatta gäller för torrår då nordisk vattenkraft till stor del ersätts av import som inte bidrar med mekanisk svängmassa. Marginalerna är mindre vid torrår och under ca 15 % av tiden klarar systemet inte av ett dimensionerande fel utan en frekvensavvikelse på 0,9 Hz. Den största risken för stora frekvensavvikelse vid större fel finns under sommartid, när det produceras mindre i kraftverk som bidrar med svängmassa. De tre senaste åren har vi haft 8 (2013), 7 (2014) och 4 (2015) snabbstopp som gav momentana bortfall av ett kärnkraftblock.

Nätet klarar sannolikt av en avveckling av fyra svenska reaktorer - dock med något större risk för lokal effektbrist och därmed behov av att koppla ifrån konsumenter. En avveckling av samtliga svenska reaktorer till 2021 skulle däremot vara en situation som är betydligt svårare att klara både vad gäller regional effektbalans, spänningshållning och överföringskapacitet. Frekvensstabiliteten i Norden skulle försämrats avsevärt, vilket skulle påverka alla nordiska länder.

Vid en snabbavveckling av svensk kärnkraft försämrats energi- och effektbalansen både i elprisområde 3 (SE3), där kärnkraften stängs, och på svensk och nordisk nivå. I ett snabbavvecklingsscenario för svensk kärnkraft till år 2021 sjunker den svenska kärnkraftsproduktionen med 50 TWh, energibalansen försämrats betydligt och nettoexportmöjligheterna försvinner. Samtidigt ökar den fossilbaserade termiska produktionen i framförallt angränsande handelsländer som Finland, Tyskland, Nederländerna och Polen vilket innebär att deras CO₂-utsläpp ökar med totalt 35 miljoner ton per år.

Prisområdet SE3 blir ett mycket utsatt område när det gäller energi- och effektbalans. Den tillgängliga produktionen i SE3 kan täcka lasten under de flesta av årets timmar för år 2015 och i referensfallet för år 2021. I scenariot där all kärnkraft snabbavvecklas till 2021 blir produktionsbortfallet dock så pass stort att effektmarginalen utan handel blir negativ under majoriteten av årets timmar. Med andra ord klarar SE3 i ett sådant läge endast av att hantera effektbalansen med hjälp av den tillgängliga överföringskapaciteten. Det är dock osäkert hur mycket överföringskapaciteten som finns när hela den svenska kärnkraften är avvecklad. Det är viktigt att kärnkraftens kapacitet till spänningsreglering ersätts i SE3 för att bibehålla en hög överföringskapacitet (NTC).



1 Inledning

Sammanfattning

För att kraftsystemet ska fungera optimalt måste det finnas tillgång till så kallad svängmassa. Storskalig elproduktion som vatten- och kärnkraft levererar detta. I stort sett all form av kraftproduktion har dock lönsamhetsutmaningar idag. För kärnkraften finns det en påtaglig risk att samtliga reaktorer är avvecklade till utgången av 2020. En av konsekvenserna blir minskad svängmassa som leder till sämre frekvenshållning vilket särskilt drabbar den svenska industrin.

En liknande studie som denna har tidigare inte genomförts i Sverige – sannolikt eftersom svängmassa aldrig tidigare varit ett problem. Studien är genomförd av Sweco på uppdrag av Uniper. Svenska kraftnät har ingått i en referensgrupp och har också bidragit med underlag.

Kraftsystemet måste vara i balans i varje ögonblick, där mekanisk svängmassa utgör en första mycket viktig balansering av systemet, vilket är fundamental för kraftsystemets frekvensstabilitet. Dagens kraftsystem fungerar väl och stora störningar har varit sällsynta, bland annat tack vare svängmassan från den befintliga nordiska synkrona elproduktionen. Denna utgörs framförallt av vatten- och kärnkraft, men också annan termisk kraft. En ökning av icke planerbar produktion, främst vind- och solkraft, i kombination med en minskad andel planerbar produktion innebär nya utmaningar för kraftsystemet. En sådan utveckling leder till att synkrona generatorer ersätts med icke-synkrona generatorer anslutna bakom omformare, vilket leder till minskad svängmassa. För ett stabilt kraftsystem krävs en viss mängd infasad svängmassa.

Utmaningen framöver gäller framförallt frekvensstabiliteten under perioder med låg svängmassa i systemet. Kraftsystemet tillåts under normaldrift variera mellan 49,9 och 50,1 Hz. Den lägsta frekvens som anses acceptabel i Norden efter ett produktionsbortfall är 49,0 Hz, dock leder redan frekvenser lägre än 49,4 Hz till automatisk frånkoppling av förbrukning så som elpannor och värmepumpar. Vid frekvenser lägre än 48,8 Hz börjar även annan förbrukning frånkopplas. Leveranssäkerhet och elkvalitet är av stor betydelse för industrin. Till exempel tål inte kylvattenpumpar i skogsindustrin och blåsmaskiner till masugnar i stålindustrin några större frekvensstörningar. För känslig drivmaskinutrustning i kemiindustrin upphör garantin att gälla vid frekvenser under 49,5 Hz. Svenska kraftnäts utgångspunkt i planeringen är därför att ett bortfall av ett kärnkraftsblock på 1400 MW (vilket idag är det största och därmed dimensionerande felet) inte ska ge en momentan frekvens under 49,0 Hz och en stadigvarande frekvens lägre än 49,5 Hz.

Den planerbara delen av svensk elproduktion är mycket viktig för svängmassan och frekvensstabiliteten. Denna utgörs till stor del av de tre kärnkraftverken som idag är i drift, och som samtliga är ekonomiskt ansträngda. Enligt Swecos referensscenario för elpriset kommer intäktsituationen att vara ansträngd åtminstone fram till mitten av 2020-talet. Det låga elpriset är till stor del drivet av låga kol- och CO₂-priser samt låg elanvändning och en kraftfull utbyggnad av subventionerad förnybart. Samtidigt har de löpande elproduktionskostnaderna för kärnkraften hittills stigit vilket huvudsakligen beror på skatthöjningar och ökade kärnavfallsavgifter. Kärnavfallsavgifterna och effektskatten på kärnkraft utgör för närvarande tillsammans 30-40 procent av de löpande kostnaderna. Kostnader kopplade till drift och underhåll varierar dock för de olika kärnkraftverken beroende på tekniska skillnader, ålder, nuvarande investeringar och tillgänglighet.

Kärnkraftsägarna står samtidigt inför viktiga investeringsbeslut. Oberoende härdkylning är ett krav från Strålsäkerhetsmyndigheten SSM och har en tidsfrist till december 2020. Investeringsnivån bedöms ligga mellan 0,5-1 miljard kronor per reaktor för permanent oberoende härdkylning och investeringsbesluten måste fattas under 2016 för att systemen ska vara på plats till utgången av 2020. Den ekonomiskt ansträngda situationen har redan lett till avvecklingsbeslut för fyra av de tio svenska kärnkraftreaktorerna. Energiöverenskommelsens beslut om utfasning av effektskatten från 2017 kommer vara en mycket viktig förutsättning för investeringar i de återstående sex reaktorer. Samtidigt saknas för närvarande incitament för investering i annan elproduktion med större frekvensstabiliserande svängmassa.

En snabbavveckling av svensk kärnkraft kan därmed – utöver marknads-, försörjningsmässiga och samhällsekonomiska konsekvenser – ha effekter på elsystemet som hittills inte är tillräckligt belysta. Risken för sjunkande svängmassa i det nordiska systemet och därmed risken för större frekvensavvikelse än idag är en sådan effekt som de nordiska systemoperatörerna (TSOerna) har identifierat. I det sammanhanget är det endast den nordiska svängmassan som är intressant, då nuvarande HVDC-länkar (högspänd likström) inte bidrar med svängmassa. Den finska systemoperatören Fingrid har delvis belyst denna risk för sjunkande svängmassa i en ny studie¹. Samtidigt har Svenska kraftnät identifierat att omställningen av produktionsapparaten och försämrade tillgång till systemtjänster kan leda till ett ökat antal timmar med ofrivillig fränkoppling av elkunder². Svenska kraftnät har inlett ett arbete för att identifiera nya och korrigerade funktionsvärden för systemtjänsterna och adekvata marginaler.

Även om de nordiska systemoperatörerna har väckt frågorna, så har systemeffekterna av ett snabbavvecklingsscenario för svensk kärnkraft till 2021 inte belysts kvantitativt tidigare. I denna rapport diskuteras därför översiktligt elsystemets funktion och olika begrepp, betydelsen av bl.a. svängmassa för kraftsystemets stabilitet och konsekvenserna av en möjlig snabbavveckling av ytterligare kärnkraftreaktorer redan 2021. Sweco har analyserat ett antal scenarier med olika snabb avveckling av den svenska kärnkraften. I referensscenariot avvecklas fyra reaktorer R1, R2, O1 och O2 till slutet av 2020. Sålunda finns sex reaktorer tillgängliga. Utöver referensscenariot har tre olika scenarier för en snabbavveckling av kärnkraften analyserats med fyra, två respektive noll återstående reaktorer år 2021. Alla analyser jämförs också med situationen under 2015.

Rapporten har tagits fram på uppdrag av Uniper under maj 2016. Som en kvalitetssäkring i projektet har Svenska kraftnät löpande getts möjlighet till kommentarer. Svenska kraftnät har också bidragit med data för analys av olika felfall.

¹ Electricity Market needs fixing – what can we do?

<http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/Ajankohtaista%20liitteet/Lehdist%C3%B6tiedoteliitteet/2016/FINGRID-Electricity-Market-Needs-Fixing-2016-WEB.PDF>

² Svk 2015: Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion

<http://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/anpassning-av-elsystemet-med-en-stor-mangd-fornybar-elproduktion.pdf>



2 Kraftsystemet

Sammanfattning

Frekvensen i kraftsystemet hålls konstant genom att produktionen av el hela tiden anpassas till konsumtionen. Om produktionen understiger konsumtionen så sjunker frekvensen.

Mekanisk svängmassa utgör en första mycket viktig balansering av systemet och är fundamental för systemets frekvensstabilitet. Vid mindre produktionsbortfall (upp till ca. 100 MW) bidrar svängmassan till att hålla frekvensen inom 0,1 Hz bandet. Vid ett större fel ger en större mängd mekanisk svängmassa mer tid för andra produktionsresurser att reagera och bromsa upp frekvensfallet.

Stora kraftverk med roterande massa, såsom vattenkraftverk och kärnkraftverk, ger per automatik många systemfördelar, systemtjänster, som gör att vi har goda marginaler, god leveranssäkerhet och bra elkvalitet. Ju mindre mekanisk svängmassa i systemet, desto mer påverkan har en till- eller frånkoppling av en viss effekt. Svängmassa skapar alltså motståndskraft mot snabba svängningar. I ett sårbart system kan även ett mindre fel leda till att hela kraftsystemet slås ut.

Vatten- och kärnkraften står idag för majoriteten av svängmassan i Norden, medan till exempel vindkraft inte bidrar med mekanisk svängmassa.

För att kompensera för att den svängmassa kärnkraften bidrar med minskar finns ett antal åtgärder. På kort sikt kan det ske operativt genom att de största anläggningarna och gränsförbindelserna begränsas. På längre sikt går det att installera nybyggda synkronkompensatorer, bygga om avställda generatorer från kärnkraftverk utrustade med och utan svänghjul, eller utveckla syntetisk svängmassa, t.ex. i vindkraftverk och HVDC-förbindelser. Framförallt synkronkompensatorerna och ombyggnationer innebär dock betydande kostnader, som ännu inte är kartlagda.

Det nordiska kraftsystemet är ett komplext system med många aktörer och mycket utrustning som ska fungera ihop, hela tiden. Idag har vi ett system som har vuxit fram över lång tid och är i balans.

Tidigt producerades elektricitet av lokalt belägna kraftverk - vattenkraftverk eller termiska kraftverk som man framförallt eldade med kol. Från kraftverkens generatorer spreds elektriciteten i koppartrådar till användarna. Leveranssäkerheten och spänningskvaliteten var inte så god som idag, men den var tillräcklig för att göra nytta. Successivt byggdes de isolerade systemen med enskilda generatorer ihop. I och med det kunde man få bättre nyttjandegrad av kraftverken, fler elanvändare kunde nås, och leveranssäkerheten och spänningskvaliteten ökade.

Kraftsystemet utvecklades under 1900-talet utifrån de behov som fanns och de förutsättningar som rådde. Snabbt konstaterades att elektricitet var en väldigt praktisk energiform. Den kunde användas till oerhört mycket - belysning, transporter, tvätt, matlagning, kommunikation, och så mycket mer. Och den gick att transportera på ett effektivt sätt. Elektriciteten ersatte ångan som drivkälla i industrin, vars produktionskapacitet utvecklades och ledde fram till den storskaliga industri som idag står för en betydande del av svensk exportproduktion.

Kraftsystemet som vi har idag har inte skapats utifrån en masterplan, utan har vuxit fram successivt över mer än ett sekel. Ibland har dock stora, välgenomtänkta, steg tagits såsom utvecklandet av stamnätet på 400 kV, vattenkraftsutbyggnaden i norra Sverige och kärnkraftsutbyggnaden i södra Sverige som tog ordentlig fart till följd av oljekrisen som dessutom gjorde vårt kraftsystem mer eller mindre fossilfritt.

På 1980-talet fanns i Sverige en känsla av att kraftsystemet var ganska färdigt. Produktionsresurserna var tillräckliga, liksom överföringskapaciteten. Men med avregleringen av elmarknaden, insikten om människans påverkan på klimatet, och teknikutvecklingen som innebär såväl nya möjligheter för kraftsystemet och nya användningsområden för elektricitet, står kraftsystemet nu inför nya utmaningar. Småskalig och väderberoende elproduktion har tillförts systemet i stor omfattning de senaste tio åren. Fördelarna med dessa energislag är uppenbara, men nackdelen är att det inte går att välja hur mycket el som ska produceras i varje ögonblick. Användningen av elektricitet följer inte heller riktigt samma mönster som tidigare.

Faktaruta

Varför är frekvensen viktig?

Frekvensen i det nordiska kraftsystemet tillåts under normaldrift variera mellan 49,9 och 50,1 Hz. Den normala frekvensvariationen inom det tillåtna frekvensbandet mellan 49,9 och 50,1 Hz hanteras med den *automatiska primärregleringen (FCR-N)*. Vid större störningar, t.ex. när en stor produktionsanläggning eller likströmsförbindelse faller ur, minskar eller ökar frekvensen utanför det tillåtna frekvensbandet. Då aktiveras *driftstörningsreserven (FCR-D)* som är fullt aktiverad vid en frekvens på 49,5/50,5 Hz.

49,0 Hz är den lägsta momentana frekvens som anses acceptabel i Norden efter ett produktionsbortfall. Utöver det är Svenska kraftnäts utgångspunkt i planeringen att ett bortfall av ett kärnkraftsblock (vilket idag är det största och därmed dimensionerande felet) inte ska ge en stadigvarande frekvens lägre än 49,5 Hz. Frekvensen har trots detta fallit momentant under denna gräns vid ett antal tillfällen. Enligt Svenska kraftnät har det inte lett till någon större störning eller avbrott i elleveranserna eftersom det funnits ett överskott av systemtjänster¹ och därmed större marginaler. Dessa marginaler minskar när planerbar produktion försvinner.

Vad händer när frekvensen faller?

Vid en frekvens under 49,4 Hz räcker inte längre de ordinarie reglerresurserna och extraordinära resurser behöver aktiveras. I det ingår automatisk fränkoppling av "sekundär" last (elpannor och värmepumpar inom fjärrvärme, viss industriell last samt pumpkraftverk), start av gasturbiner, övergång till aktiv produktion hos vattenkraftaggregat som producerar reaktiv effekt samt nödeffektgrepp på HVDC-(högspänningslikströms-) förbindelser, vilket innebär att importen automatiskt ökar vid fallande frekvens. I kemiindustrin påverkas pumpar och kompressorer redan vid denna frekvens och garantier upphör att gälla.

Faller frekvensen under 49,0 Hz börjar fränkoppling av gränsförbindelser, exempelvis de mot östra Danmark. 49,0 Hz används också som dimensionerande mål för automatisk fränkoppling av ordinarie last, som börjar vid 48,8 Hz. Inom industrin sjunker luftflödet av blåsmaskiner till masugnar med 10% vid 49,0 Hz, vilket kan ge störningar i masugnens process och leda till minskad produktivitet eller i värsta fall så kallad kallgång. Enligt energibranschens kartläggning skulle även elektrisk säkerhetsutrustning i kärnkraftverk, generatorer, turbiner och kylpumpar behöva bytas ut.

Skulle frekvensen gå under 47,5 Hz börjar termiska kraftverk att kopplas bort av skyddsskäl för att skydda den egna

För att förstå utmaningarna vi står inför idag behövs förståelse för olika mekanismer som finns i kraftsystemet, men också för det kraftsystem vi har idag, med alla dess specifika egenskaper. Historiskt sett har vi inte behövt fundera på en del av det här, eftersom marginalerna varit stora i vårt system. Stora kraftverk med roterande massa, såsom vattenkraftverk och kärnkraftverk, ger per automatik många

systemfördelar, systemtjänster, som gör att vi har goda marginaler, god leveranssäkerhet och bra elkvalitet. De är därför viktiga för dagens kraftsystem. Det är viktigt att vi förstår marginalerna, och vilka marginaler som behövs i olika situationer. Här följer en beskrivning av några begrepp man behöver känna till och förstå.

2.1 Effekt och energi

Ett begrepp som är fundamentalt när det gäller förståelsen av kraftsystemet är effekt. Rent matematiskt är effekt energi per tidsenhet. I kraftsystemet behöver den producerade elektriska effekten hela tiden matcha den konsumerade elektriska effekten. Det som vi i normal språkbruk betecknar som effekt är egentligen den *aktiva* effekten.

Hur mycket elektrisk energi man använder per sekund anges i enheten watt [W]. Enheten kilowatt [kW] och megawatt [MW] är 1 000 respektive 1 000 000 gånger större än en watt. På hushållsnivå rör det sig om W eller kW. För industrier och elproducenter rör det sig om kW eller MW. För Sverige som helhet varierar effektbehovet mellan drygt 8000 MW och drygt 26 000 MW.

Energi anges ofta i enheten kWh (kilowattimmar), och 1 kWh är den energimängd som behövs för att kunna använda effekten 1 kW kontinuerligt under en timmes tid.

Exempel

Kraftsystemet kan jämföras med en bil som håller en viss hastighet – man måste gasa lagom mycket hela tiden. Energin är bensinen i tanken, och hur mycket man måste gasa återspeglar effekten. I en brant uppförbacke räcker det inte med att ha bensin (energi) i tanken – motorn behöver vara kraftig nog, alltså ha en viss effekt.

2.2 Spänning och reaktiv effekt

Kraftsystemet är gjort för olika spänningsnivåer, och det är fundamentalt för driften av nätet och användningen av el att spänningsnivåerna hålls inom tillåtna intervall. Utan rätt spänningsnivåer fungerar inte överföringen av el i nätet. Vidare finns krav på spänningskvalitet för slutkunder angivna i Energimarknadsinspektionens föreskrifter³, vilket kräver att spänningen hålls rätt i flera led. Elektrisk utrustning är utformad för en viss spänningskvalitet, och felaktig spänning kan leda till att den inte fungerar korrekt, tar skada, eller orsakar skada.

För att hålla spänningsnivån rätt finns därför en hel del utrustning i nätet just för detta ändamål. Denna utrustning måste finnas utspridd i nätet och anpassa spänningen lokalt. Grundläggande för spänningshålningen är *reaktiv* effekt. Förmågan att producera eller konsumera reaktiv effekt finns inneboende i de flesta synkrona generatorer. I dagsläget bidrar kärnkraftverken till att hålla spänningsnivåerna rätt genom att producera eller konsumera reaktiv effekt, något som de är förpliktigade till så länge som de levererar aktiv effekt till nätet. Vid mottagningsstationer för HVDC-länkar (VSC typ) kan det finnas kapacitet att producera eller konsumera reaktiv effekt⁴. Det finns också utrustning som nätföretagen placerat på lämpliga ställen specifikt för att justera spänningsnivåer.

Exempel

Spänning i elektriska sammanhang handlar om ett tryck, en kraft på elektronerna. Spänning behövs för elen på liknande sätt som tryck behövs för att vatten ska komma igenom en slang. Med ett stort rör och mycket tryck kan man lätt forsla mycket vatten – som i en transmissionsledning med stor kapacitet och hög spänning. Liksom trycket sjunker i vattenledningen när grannen duschar påverkas också spänningen av hur mycket el som används.

Spänning har enheten Volt [V]. Aktiv effekt anges i Watt [W] medan reaktiv effekt anges i Volt Ampere *reaktiv* [var]. Enheten Volt Ampere [VA] kan användas för aktiv och reaktiv effekt samlat, så kallad skenbar effekt.

För att undvika situationer med ett instabilt kraftsystem begränsas den tillåtna överföringen utifrån rådande förutsättningar. Svenska kraftnät gör detta genom att bedöma förhållandena i nätet och meddela vilken

³ EIFS 2013:1 Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet.

⁴ Det är endast från HVDC-länkar av typen VSC som det går att reglera den reaktiva effekten kontinuerligt. CSC konsumerar i grunden reaktiv effekt men på grund av shuntar kan denna typ också producera reaktiv effekt.

överföringskapacitet, Net Transfer Capacity (NTC) som finns tillgänglig för elhandel mellan elområdena i Sverige. En faktor som påverkar NTC är möjligheterna att hålla spänningen korrekt, och därmed även tillgång till produktion och konsumtion av reaktiv effekt lokalt. Vid en avveckling av kärnkraften behöver dess bidrag till spänningsreglering ersättas.

2.3 Tröghet genom svängmassa i systemet bidrar till frekvenshållning

Frekvensen i kraftsystemet hålls konstant genom att produktionen av el hela tiden anpassas till konsumtionen. Om produktionen understiger konsumtionen så sjunker frekvensen. Om produktionen istället är större än konsumtionen så ökar frekvensen.

De flesta generatorer och en del motorer har en axel som roterar med en hastighet som motsvarar nätets elektriska frekvens. Alla de här roterande hjulen har en rörelseenergi och utgör nätets mekaniska svängmassa. Svängmassan är på kort tidshorisont ett energilager i kraftsystemet och fungerar som elnätets första motstånd mot frekvensavvikelse. Ju färre synkront snurrande maskiner desto mindre mekanisk svängmassa i systemet, och desto mer påverkan har en till- eller frånkoppling av en viss effekt. I teorin går det att hålla frekvensen vid en viss nivå även med lite mekanisk svängmassa, men systemet blir väldigt känsligt för till- och frånkoppling av stora laster eller produktionsenheter. Risken är större att systemet faller utanför gränserna för vad det klarar om ett fel inträffar i nätet. När ett fel inträffar som sänker frekvensen sjunker även spänningen, och om systemet är sårbart kan detta i värsta fall leda till en negativ spiral av kaskadeffekter som till slut släcker stora delar av, eller till och med hela det nordiska kraftsystemet.

Faktaruta

Svängmassan i en specifik maskin kan beskrivas med en så kallad tröghetskonstant. Tröghetskonstanten H är maskinens rörelseenergi delad med dess märkeffekt, och har enheten sekund [s]. Tröghetskonstanten för en specifik maskin beror på hur stor och tung den roterande delen av maskinen är, samt hur fort den roterar. Typiska värden för stora vattenkraftverk $H=3,4$ s, kärnkraftverk $H=6,4$ s, och icke synkront kopplade generatorer som vindkraftverk $H=0$ s, se Tabell 2. En generators märkeffekt gånger dess tröghetskonstant ger därmed dess rörelseenergi, som anges i enheten MWs eller GWs och även kallas svängmassa.

För ett kraftsystem som det Nordiska synkrona systemet (Sverige, Norge, Finland och östra Danmark) varierar svängmassan över året beroende på vilka generatorer som är inkopplade. Produktionssidan utgör merparten av svängmassan, förbrukningssidan står för endast ca 5% av den mekaniska svängmassan i systemet. Den exakta mängd svängmassa som finns i systemet har historiskt sett inte varit något som systemoperatörerna behövt känna till, men uppskattningar visar att energimängden varierat mellan ca 110 GWs och 280 GWs under de senaste åren.⁵

Normalt talar man om behovet av mekanisk svängmassa för hela det Nordiska synkrona systemet, eftersom HVDC-länkar inte bidrar med svängmassa. Det finns dock en mer regional geografisk dimension: det är önskvärt att svängmassan är utspridd över ett större område och framförallt att det finns mekanisk svängmassa i närheten av ett fel. I annat fall uppstår stora effektlöden genom kraftsystemet och frekvenspendlingar. Utöver att stabilisera frekvensen i kraftsystemet bidrar svängmassan till att skapa tillräckligt stor kortslutningseffekt vid fel, vilket är kritiskt för att skyddsmekanismer i nätet ska reagera på rätt sätt.

⁵ Nordic report Future System Inertia,

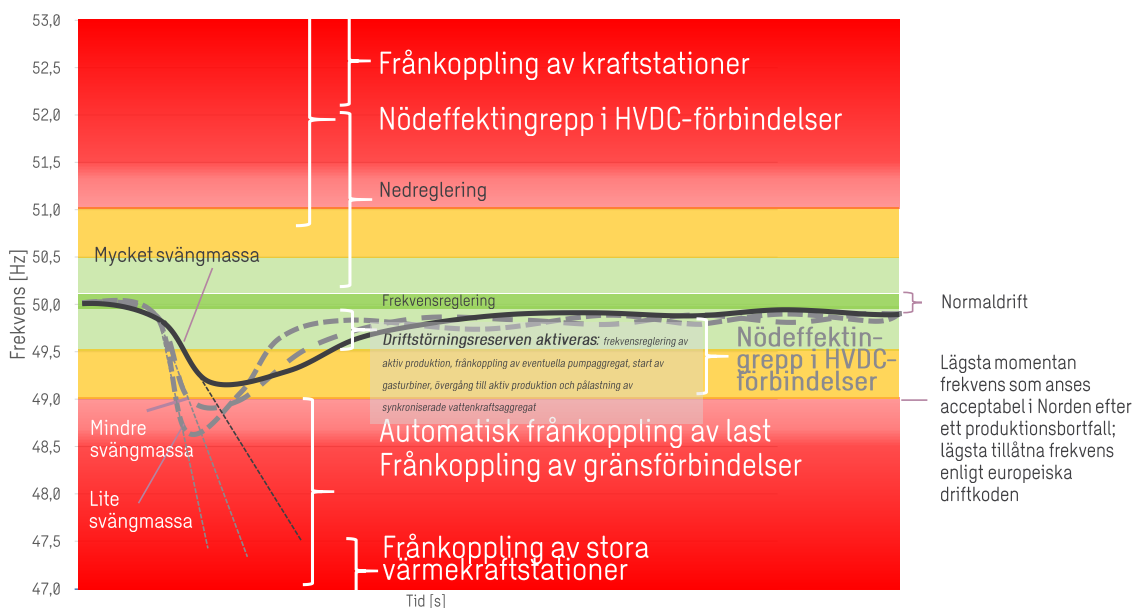
https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_report_Future_System_Inertia.pdf

Mekanisk svängmassa utgör en första mycket viktig balansering av systemet och är fundamental för systemets frekvensstabilitet. Vid mindre produktionsbortfall (upp till ca. 100 MW) bidrar svängmassan till att hålla frekvensen inom 0,1 Hz bandet. Vid ett större fel ger en större mängd mekanisk svängmassa mer tid för andra produktionsresurser att reagera och bromsa upp frekvensfallet. I Figur 2 illustreras det att en större mängd mekanisk svängmassa resulterar i ett långsammare frekvensfall och ger mer tid till reserver att reagera. Där frekvensfallet stoppas och vänder har primärregleringen reagerat och frekvensen återställs genom att flera generatorer har ökat sin produktion. Frekvensen ska normalt ligga inom det mörkgröna fältet (50,0 +/- 0,1 Hz). Det regleras av primärregleringen (FCR-N). Faller frekvensen under 49,9 Hz aktiveras driftstörningsreserven (FCR-D), som är fullt aktiverad vid 49,5 Hz. Vid en frekvens under 49,5 Hz räcker inte längre den ordinarie driftstörningsreserven till och extraordinära åtgärder som nödeffektingrepp på HVDC-förbindelser och frånkoppling av sekunda aktiveras automatiskt. Vid frekvenser under 48,8 Hz sker automatisk frånkoppling av last, det dimensionerande målet är dock 49,0 Hz. För att skydda systemet kan gränsförbindelser koppas ifrån om frekvensen inte återställs inom t.ex. 9 sekunder. Vid frekvenser under 47,5 Hz börjar termiska kraftverk kopplas bort automatiskt för att skydda den egna utrustningen. En mindre mängd svängmassa gör kraftsystemet mer känsligt, dvs. det behöver regleras mer för att stanna inom normalfrekvensbandet vid mer normala last/produktionssituationer.

Exempel

Att hålla frekvensen konstant kan liknas vid att en bil ska hålla en viss hastighet, oavsett terrängen. Kommer man till en uppförbacke (= mer el används) behöver man gasa mer, och när det planar ut (= mindre el används) behöver man lätta på gasen. Om man släpper gasen kommer en tung bil att fortsätta med samma hastighet längre än en lätt bil, eftersom den har större rörelsemängd. Så är det även med kraftsystemet - en stor och tung generator påverkas inte så mycket av att en dammsugare slås av eller på.

Figur 2: Frekvensreglerande funktioner i det nordiska synkrona systemet samt effekten av mängden mekanisk svängmassa på frekvensen med (tjocka linjer) och utan (tunna streckade linjer) primärreglering vid större fel (illustrativt)



Källa: Svenska kraftnät, Sweco

Idag är det största och därmed dimensionerande felet Oskarshamn 3 med 1400 MW netto. Vid en avveckling av kärnkraften i Sverige kommer det dimensionerande felet fortsatt vara 1400 MW på grund av nya gränsförbindelser från Norge. Om några år förväntas Olkiluoto 3 i Finland att starta med en effekt på 1600 MW netto. Dock planerar man att införa ett system där industriell last automatiskt kopplas bort i samband med en störning, vilket resulterar i att det dimensionerande felet begränsas till ca 1300 MW. Inom en snar framtid kommer det att finnas ett antal nya gränsförbindelser på 1400 MW (Norge-Tyskland 2020 samt Norge-Storbritannien 2021) som även de blir dimensionerande för systemet. I rapporten kommer därför 1400 MW användas som dimensionerande fel för samtliga år och scenarier.

Om det inte finns tillräckligt med svängmassa i systemet tvingas systemoperatörerna att begränsa det största felet t.ex. genom att reglera ner de generatorer som vid ett fel ger ett frekvensfall under 49,0 Hz.

2.4 Olika produktionslag har olika egenskaper

Väderberoende, icke-reglerbara, produktionslag. Vindkraft och solkraft är produktionslag som inte har bränsledepåer, är väderberoende och som därmed inte alltid kan producera vid behov. Det innebär att andra produktionslag behöver producera mer eller mindre vid olika tillfällen än vad de hade gjort annars. Delar av vattenkraften har vattenmagasin och därmed möjlighet att producera olika mycket – men inte hur mycket som helst. Den installerade effekten hos vattenkraftverken är begränsad, men även inom dessa ramar kan det finnas begränsningar för hur man använder vattenkraften beroende på att vattennivåerna i magasinerna längs med hela älven måste hållas inom vissa nivåer. Dessutom kan inte vattenkraften användas för reglering i samma utsträckning när den måste täcka mer av baslasten, vilket skulle vara fallet i ett scenario utan svensk kärnkraft.

Produktion utan mekanisk svängmassa. Solkraften och vindkraften bidrar inte till svängmassan i systemet eftersom den inte utgörs av synkront inkopplade generatorer. I princip finns det möjlighet att få icke-synkrona produktionsresurser att leverera en sorts syntetisk svängmassa, vilket dock inte är samma produkt som mekanisk svängmassa. Exempelvis i Kanada, i kraftsystemet Hydro-Quebec, krävs en "tröghetsliknande respons" från nya vindkraftverk vid frekvensfall. Vindkraftsleverantörer har visat att vindkraftverken kan öka sin uteffekt under en begränsad tidsperiod. Därefter behöver vindkraftverket en återhämtningsperiod där uteffekten är lägre än före frekvensfallet. Studier har också visat att syntetisk svängmassa från vindkraft i vissa fall kan förvärra situationen⁶. För att denna typ av funktioner ska komma på plats behövs därför mer utförliga undersökningar om hur och när det ska avropas. Vidare behövs förändringar i regelverken.

Produktion som inte anpassar spänningen. Som de är utformade idag bidrar inte vindkraftverk och solpaneler till att hålla rätt spänningsnivå. Även detta är en funktion som skulle kunna aktiveras, men idag saknas incitament eller regelverk som kräver det. Exakt hur det borde implementeras rent tekniskt är inte självklart, men det är mindre avancerat än syntetisk svängmassa eftersom spänningen endast påverkas lokalt.

2.5 Potentiella åtgärder för att hantera en minskande mängd svängmassa

Vid en minskad andel kärnkraft i det nordiska systemet kommer den mekaniska svängmassan att minska oavsett vad den ersätts med. Om mängden mekanisk svängmassa i systemet är för låg finns det kortsiktiga operativa lösningar och ett antal långsiktiga tekniska lösningar.

Kortsiktigt och operativt måste det dimensionerande felet minskas. I praktiken kan det innebära att de största anläggningarna och gränsförbindelser måste gå på dellast under de tider då mängden svängmassa i systemet är för låg, vilket inte är en optimal lösning för elmarknaden. Alternativt skulle produktion med svängmassa kortsiktigt kunna bli prioriterad vid behov.

Långsiktigt finns det ett antal *tekniska lösningar* att tillgå:

- Synkronkompensatorer som bidrar med svängmassa
- Vindkraftverk med särskild utrustning för syntetisk svängmassa
- HVDC förbindelser med utrustning för syntetisk svängmassa

Synkronkompensatorer är i princip elmotorer som går på tomgång och kan ersätta mekanisk svängmassa fullt ut. Flera synkronkompensatorer har nyligen byggts i både Norge och Danmark.⁷ Det tar dock tid att få dessa på plats och det är inte troligt att de skulle finnas tillgängliga innan 2021. Synkronkompensatorer används ofta för att tillföra reaktiv effekt i svaga punkter i nätet, men bidrar också med svängmassa i viss

⁶ Wall, D., Lidström, E., Persson, J. A Novel Approach for Studying Possibilities with Synthetic Inertia from Wind Power Plants, Vattenfall Research and Development, Stockholm, Sweden. 2015.

⁷http://www.energy.siemens.com/ru/pool/hq/power-transmission/FACTS/Synchronous%20Condenser/Synchronous_Condenser.pdf

mån. Om synkronkompensatorer kopplas till ett svänghjul kan dessa bidra väsentligt mer med mekanisk svängmassa. Nya synkronkompensatorer bidrar enligt Svk med ett H-värde på ca. 5s, men detta förutsätter att maskinen förses med svänghjul.

Generatorerna från avställda kärnkraftverk kan också användas som synkronkompensatorer. Detta är en relativt komplex lösning och naturligtvis förknippat med stora investeringskostnader och förluster vid drift. Att bygga om generatorer vid kärnkraftverk till synkronkompensatorer innebär också en påverkan på avvecklingen av anläggningen, och kräver en särskild försiktighet under den tid reaktorinneslutningen finns intill. Biblis A (1640 MVA) i Tyskland är konverterad till en synkronkompensator främst för spänningshållning och kan leverera från -400 upp till +900 MVA. Ombyggnationen av Biblis krävde ett omfattande mekaniskt och elektriskt arbete.⁸ Utan tröghetsmomentet från turbinen utgör en synkronkompensator ett mindre bidrag till systemets svängmassa än ett kärnkraftverk med samma effekt. H-konstanten för ett ombyggt aggregat beror på hur aggregatet är utformat, hur mycket av turbinen och axeln som kopplas bort, hur mycket eventuell extrautrustning som behövs på den roterande axeln och hur mycket extra massa som tillförs för svänghjulseffekt. Indikativt kan det röra sig om H mellan 1 och 1.25⁹, dvs. 10-20% av vad ett kärnkraftverk bidrar med. Även högre värden kan nås vid omfattande ombyggnation. Nya synkrongeneratorer har enligt leverantörernas uppgift möjlighet att leverera ett H-värde på ca. 5 inklusive svänghjul.

Oavsett lösning innebär detta dock betydande kostnader som per idag inte är kartlagda.

Vindkraftverk kan förses med särskild utrustning för att bidra med så kallad syntetisk svängmassa. Tekniken finns tillgänglig idag, men inställningen är avgörande och det saknas ett regelverk för hur denna utrustning ska ställas in så att den gör mest nytta för systemet. Idag saknas krav eller ekonomisk incitament för vindkraftproducenter att investera i utrustning som möjliggör syntetisk svängmassa. Syntetisk svängmassa skulle kunna vara effektiv vid stora frekvensfall, men kan troligtvis inte ersätta den mekaniska svängmassan fullt ut, bland annat för att det är en reglerteknisk utmaning att hantera små frekvensavvikelser. Utrustning för syntetisk svängmassa skulle i teorin kunna implementeras omgående för nyinstallationer och inom ett par år för befintliga vindkraftparker. Det krävs dock ytterligare forskning och utveckling för att besluta hur utrustningen ska ställas in innan den kan implementeras i stor skala utan att riskera stabiliteten i kraftsystemet.

HVDC-förbindelser kan på ett liknande sätt som vindkraft förses med utrustning för att leverera syntetisk svängmassa. Även här krävs det fortsatta undersökningar innan dessa kan implementeras i full skala.

⁸ http://www.energy.siemens.com/us/pool/hq/energy-topics/technical-papers/Paper_GenoSynchronousCondenser_EN.pdf

⁹ D.P. Kothari, I.J. Nagrath, Modern Power System Analysis, Tata McGraw-Hill, New Delhi, 2003



3 Effekterna av snabb kärnkraftsavveckling för kraftsystemet

Sammanfattning

En avveckling av samtliga reaktorer till 2021 leder till en situation som är betydligt svårare att klara både vad gäller regional effektbalans, spänningshållning och överföringskapacitet.

Energi- och effektbalansen försämras. Norden och Sverige går från nettoexportör till nettoimportör av el. Sverige blir nettoimportör av el från Norge, Danmark, Tyskland och Polen. Detta leder till att CO₂-utsläppen ökar med totalt 35 miljoner ton per år.

I SE3 blir effektmarginalen negativ under större delen av året vilket innebär att SE3 blir helt beroende av tillgänglig överföringskapacitet från andra områden.

Vid en snabbavveckling av svensk kärnkraft minskar svängmassan betydligt, och det blir svårare att hålla frekvensen i hela Norden, särskilt under torrår. I och med att de nya norska gränsförbindelserna byggs, samt att OL3 antas tas i drift ökar också antalet möjliga felkällor och därmed risken för att ett dimensionerande fel inträffar. Frekvenskvaliteten i Norden försämras avsevärt. Ett plötsligt produktionsbortfall av Oskarshamn 3 leder redan i dagens situation (2015) till en momentan frekvensavvikelse på över 0,4 Hz större delar av året, vilket – om man utgår från en begynnelsefrekvens på 49,9 Hz – kan medföra automatisk fränkoppling av värmepumpar och elpannor.

Marginalerna försämras och systemoperatörerna kommer under ca. 330 timmar (ca. 2 veckor sammanlagd) inte garanterat kunna hålla frekvensen över 49,0 Hz vid ett plötsligt produktionsbortfall på 1400 MW. Det skulle innebära fränkoppling av gränsförbindelser samt att man underskrider den dimensionerande nivån för automatisk fränkoppling av last. Alla dessa svenska kärnkraftscenarier förutsätter dock att finska OL3 kommer på nät som planerat före 2021. Om detta inte sker blir effekterna ännu allvarigare: ett dimensionerande fel skulle nästan året runt leda till frekvensavvikelse större än 0,4 Hz och under ca. 820 timmar (mer än en månad

sammanlagd) även till frekvensavvikelser större än 0,9 Hz. I tillägg skulle även mindre störningar än idag leda till att systemet lämnar normaldrift och att driftstörningsreserven behöver tas i anspråk.

Därmed blir den närliggande operativa lösningen att begränsa det dimensionerande felet. En begränsning av det dimensionerande felet på 100 MW ger ett lägre behov för nordisk svängmassa på ungefär 6,5 GWs. En sådan begränsning påverkar dock elmarknaden eftersom den begränsar handelsmöjligheterna. Prisskillnaderna mellan bodområden ökar därmed. Vi har dock inom ramen för denna studie inte kunnat kvantifiera effekterna.

Resultaten ovan är baserade på en prognos för en rimlig produktionssammansättning 2021 med en måttlig andel vind- och solkraft i det nordiska systemet motsvarande existerande planer. I en framtid med ytterligare vind- och solkraft i systemet kommer mängden mekanisk svängmassa i systemet att minska ännu mer om inga särskilda åtgärder vidtas.

Sweco har analyserat ett antal scenarier där den installerade effekten hos den svenska kärnkraften skiljer sig åt år 2021. I referensscenariot avvecklas de fyra annonserade reaktorer - R1, R2, O1 och O2 - och sålunda finns sex reaktorer tillgängliga. Därefter har tre olika scenarier för en snabbavveckling av kärnkraften analyserats med fyra, två respektive noll återstående reaktorer år 2021. I scenariot med fyra återstående reaktorer avvecklas R3 och R4 utöver de som avvecklas i referensscenariot och i scenariot med två återstående reaktorer avvecklas dessutom F1 och F2. De återstående reaktorerna, F3 och O3, avvecklas slutligen i scenariot med noll reaktorer. I rapporten kommer för översiktlighetens skull framförallt referensscenariot samt scenariot där alla reaktorer snabbavvecklas redovisas.

Tabell 1: Scenariobeskrivning

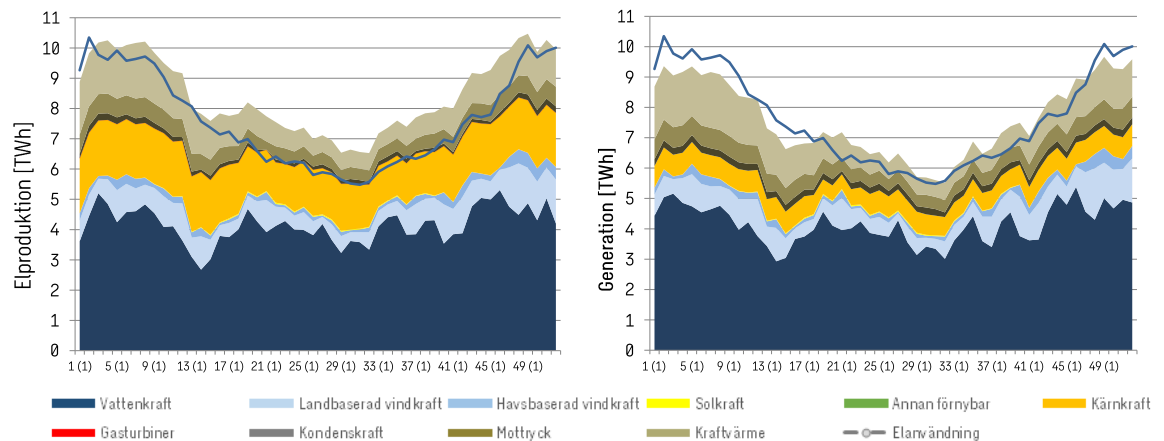
Scenarionamn	Scenariobeskrivning
Referens 2015	Efterliknar normalår 2015 (europeisk och nordisk produktionssammansättning, elanvändning och bränslepriser)
Referens 2021 ("2021 6 reaktorer")	Förutsätter en rimlig produktionssammansättning 2021 med en måttlig andel vind- och solkraft i det nordiska systemet, R1,R2, O1 och O2 avvecklade samt OL3 i drift (scenariot kallas även 2021 6 reaktorer)
2021 4 reaktorer	Scenario Referens 2021 med R3, R4 snabbavvecklade
2021 2 reaktorer	Scenario Referens 2021 med R3, R4, F1 och F2 snabbavvecklade
2021 0 reaktorer	Scenario Referens 2021 med R3, R4, F1, F2, F3 och O3 snabbavvecklade
2021 0 reaktorer utan OL3	Scenario Referens 2021 med R3, R4, F1, F2, F3 och O3 snabbavvecklade samt finska OL3 försenad och därmed inte i drift

3.1 Energi- och effektbalans försämras vid utfasning av svensk kärnkraft

På nordisk nivå ökar elproduktionen i referensscenariot för 2015 till 2021, vilket stärker elenergiebalansen och ger exportmöjligheter. Elproduktionen på nordisk nivå uppgår till 441 TWh i referensscenariot 2021 vilket är en ökning med 24 TWh jämfört med den simulerade elproduktionen år 2015. Ökningen drivs primärt av ökad elproduktion från land- och havsbaserad vindkraft samt ny kärnkraft i Finland (Olkiluoto 3). Utöver det sker en mindre ökning av kraftvärme samt en viss ökning av kraftvärmekondens/kondensproduktion i Finland, vilket beror på att lägre antagna fossilbränslepriser år 2021 gör dessa produktionslag mer ekonomiskt fördelaktiga att använda.

Den nordiska elenergiebalansen, dvs. elproduktion minus efterfrågan, stärks i referensfallet för år 2021 jämfört med 2015. Detta beror primärt på att ny elproduktion tillkommer i kombination med en relativt modest ökning av elanvändningen. I referensfallet för år 2021 är den nordiska elenergiebalansen positiv, d v s det finns ett överskott på 43 TWh.

Figur 3: Nordisk elproduktion per vecka över året 2021 med (vänster) och utan svensk kärnkraft (höger)



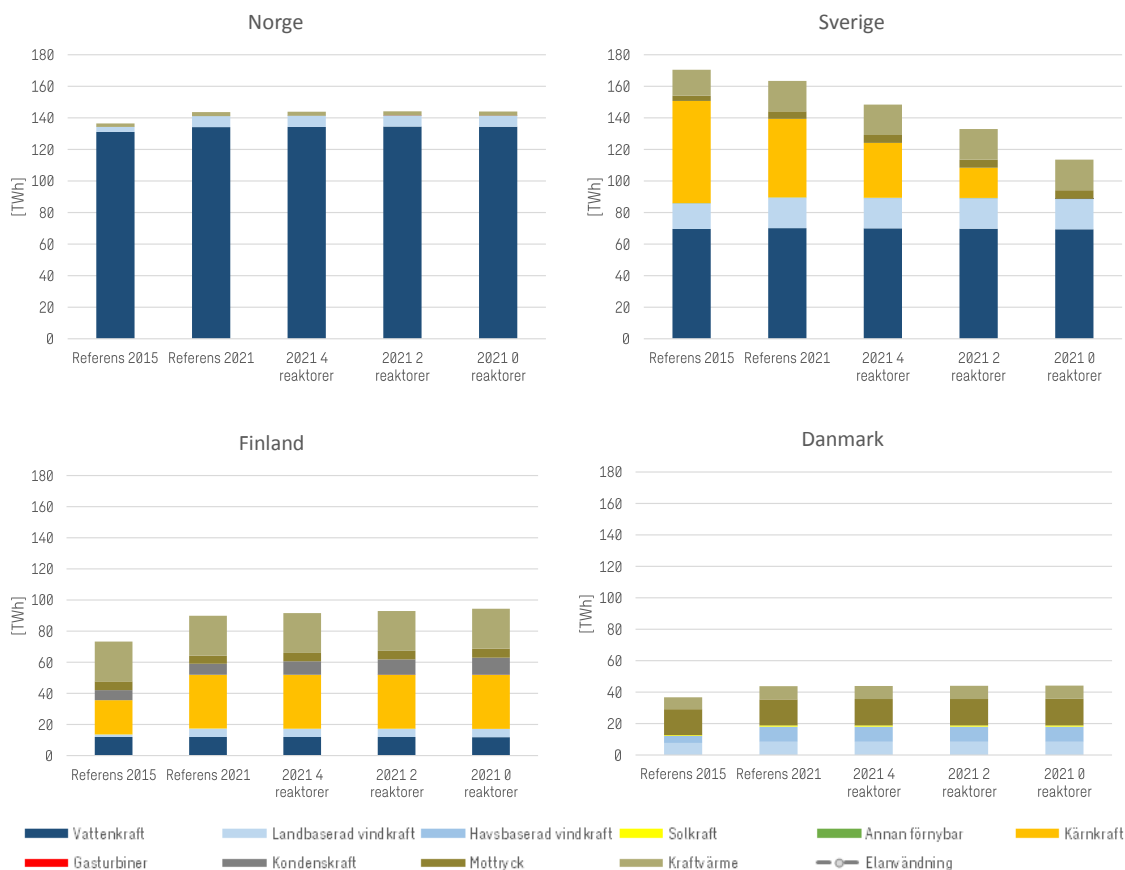
Källa: Swecos modellsimuleringar

I ett snabbavvecklingsscenario för svensk kärnkraft år 2021 sjunker den svenska kärnkraftsproduktionen med 50 TWh, elenergibalansen försämras och nettoexportmöjligheterna försvinner. Den samlade nordiska elproduktionen uppgår då till 396 TWh. Samtidigt ökar produktionen från fossilbaserad kondenskraftvärme/kondenskraft i Finland med 6 TWh då elpriserna stiger i samband med att produktionen från svensk kärnkraft minskar. I Figur 3 ovan redovisas den nordiska elproduktionen över året för år 2021 tillsammans med elproduktionen för scenariot för år 2021 med en fullständig avveckling av den svenska kärnkraften. Den nordiska elenergibalansen försämras kraftigt och uppgår till minus 1 TWh.

För Sverige försämras naturligtvis elenergibalansen i högre utsträckning i takt med att kärnkraften avvecklas och importbehovet ökar. Den försämrade nordiska elenergibalansen innebär att handelsmönstret förändras. Sverige går från att ha varit nettoexportör år 2015 samt i referensfallet för år 2021 till att bli nettoimportör i scenariot för år 2021 med en fullständig avveckling av kärnkraften. I det sistnämnda scenariot vänder kraftflödet och Sverige blir nettoimportör från Norge, Danmark, Tyskland och Polen. Samtidigt blir både Danmark och Norge transitland för tysk och nederländsk elexport till Sverige.

I Figur 4 nedan redovisas elproduktionen per land i Norden.

Figur 4: Elproduktion i de nordiska länderna i olika scenarier för år 2015 och 2021 (olika utfasningsscenarier för svensk kärnkraft)



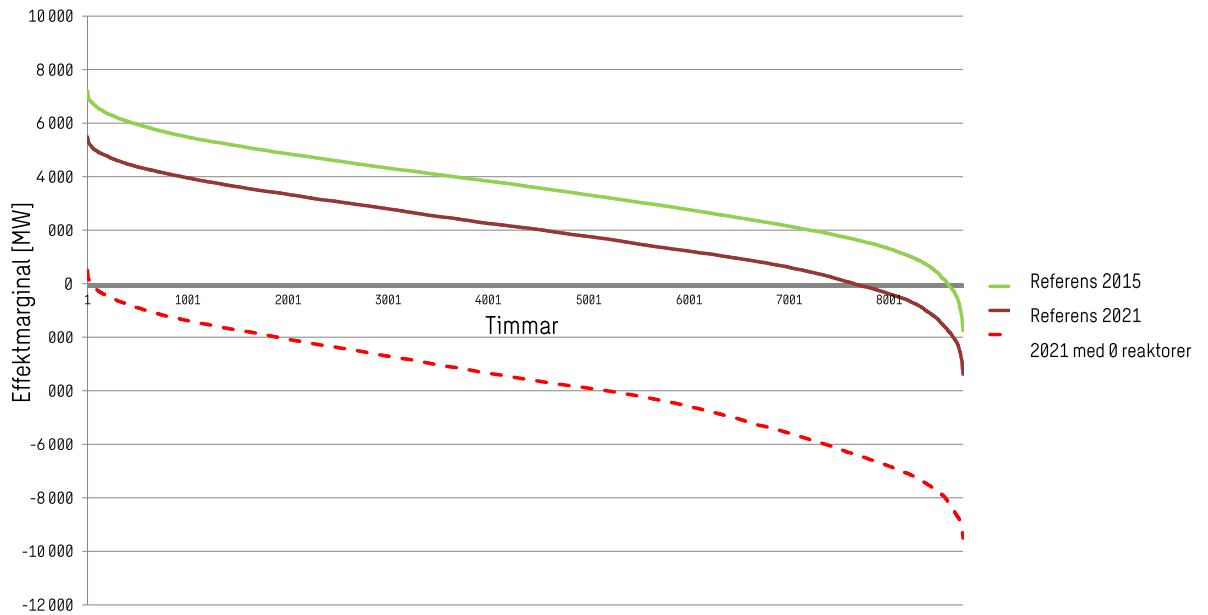
Källa: Swecos modellsimuleringar

Avvecklingen av alla svenska kärnkraftsreaktorer till år 2021 innebär också att fossilbaserad termisk produktion i framförallt angränsande handelsländer som Tyskland, Nederländerna och Polen och därmed dess utsläpp av CO₂ ökar. Den svaga nordiska kraftbalansen innebär att Norden, under vintertid och under flera veckor, är starkt beroende av import från kontinenten. På grund av de låga kol- och CO₂-priserna kommer större delen av den ersättande elproduktionen att släppa ut väsentligt mer CO₂. CO₂-utsläppen beräknas därför öka med 5 miljoner ton/år i Norden och ca. 30 miljoner ton/år på kontinenten, allt annat lika.

Prisområdet SE3, där kärnkraften stängs och där bl.a. Stockholm och Göteborg ligger i, blir det mest utsatta området när det gäller energi- och effektbalans. I Figur 5 nedan redovisas effektmarginalerna i SE3 för år 2015, referensfallet för 2021 samt scenariot där all kärnkraft är avvecklad fram till 2021. Med effektmarginal avses den maximalt tillgängliga produktionskapaciteten per timme minus motsvarande last per timme. Effektmarginalen säger därför bland annat hur mycket egen produktion inom prisområdet kan täcka effektbehovet och hur beroende en region är av handel för att klara effektbehovet. Den tillgängliga produktionen i SE3 kan täcka lasten under de flesta av årets timmar för simuleringarna för år 2015 och i referensfallet för år 2021. I scenariot där all kärnkraft snabbavvecklas till 2021 blir produktionsbortfallet så pass stort att effektmarginalen blir negativ under majoriteten av årets timmar.

Överföringskapaciteten från och till SE3 blir därmed helt avgörande. Vid en snabbavveckling av kärnkraften till år 2021 är det endast med hjälp av den tillgängliga överföringskapaciteten som SE3 klarar av att hantera effektbalansen. Sammantaget innebär detta att överföringskapaciteten blir mycket viktigare, både för SE3 men även för Sverige som helhet, för att hantera effektbalansen. Det är dock osäkert om den överföringskapaciteten finns när hela den svenska kärnkraften är avvecklad. Med mindre kärnkraft tillgänglig begränsas nämligen idag överföringskapaciteten från SE3 till SE4 och från SE2 till SE3. Även om vi inte kan kvantifiera och dra några slutsatser om den framtida utvecklingen av överföringskapaciteten i snittet, så behöver oavsett detta kärnkraftens kapacitet till spänningsreglering ersättas i SE3 för att bibehålla en hög överföringskapacitet (NTC).

Figur 5: Varaktighetsdiagram effektmarginaler över året i SE3 utan handel, enbart produktion



Källa: Modellsimuleringar från Swecos elmarknadsmodell Apollo

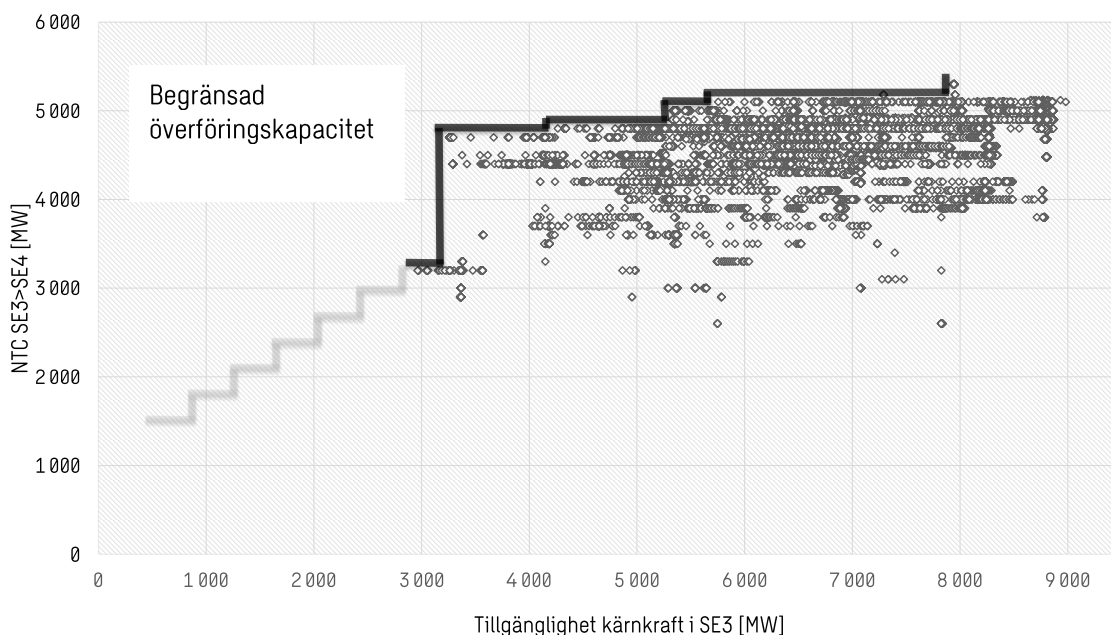
3.2 Lokal spänningshållning och överföringskapacitet påverkas

Med mindre kärnkraft tillgänglig begränsas idag överföringskapaciteten från SE3 till SE4 och från SE2 till SE3. Tillgängligheten hos kärnkraftverken och sambandet med överföringskapaciteten (NTC) mellan elområdena har analyserats för åren 2012 till 2015. I Figur 6 visas tillgänglighet hos kärnkraften och NTC från SE3 till SE4 de timmar då NTC begränsats av nätstabilitetskäl.

Den maximala överföringskapaciteten från SE3 till SE4 är 5300 MW. När tillgängligheten på kärnkraften är begränsad behöver också överföringen begränsas för att bibehålla ett stabilt system. Man kan säga att kärnkraften är *en* viktig förutsättning för hög överföringskapacitet. Medan vi kan ha en låg NTC av andra orsaker även vid hög tillgänglighet för kärnkraft, verkar dock en låg kärnkrafttillgänglighet begränsa NTCn vid den övre svarta linjen. Effekten skulle kunna fortsätta vid ännu lägre tillgänglighet (grå markering). Under den period som det finns data för har tillgängligheten hos kärnkraften varit relativt god, men det är möjligt att den begränsande effekten fortsätter nedåt för tillgängligheten under 3000 MW. Tillfällen då överföringskapaciteten begränsas av planerade avbrott är inte medtagna i dataunderlaget.

För överföringen i andra riktningen, dvs från SE4 till SE3, samt över övriga snitt har en motsvarande effekt inte framgått under 2012-2015. Huruvida den stegvisa avvecklingen av kärnkraft i våra scenarier påverkar överföringskapaciteten exakt på detta sätt framöver kan inte kvantifieras inom ramen för detta projekt, eftersom också andra faktorer påverkar.

Figur 6: Överföringskapacitet (NTC) från SE3 till SE4 och tillgänglighet på svensk kärnkraft 2012-2015



Källa: Sweco

Oavsett behöver kärnkraftens kapacitet till spänningsreglering ersättas i SE3 för att bibehålla en hög överföringskapacitet (NTC). Kommande HVDC-länkar i området kan kompensera bortfallet av reaktiv effekt från reaktorerna till viss del, men om alla reaktorer skulle tas ur drift till 2021 finns risk att spänningsregleringen i SE3 är otillräcklig. I så fall kan överföringen i snitten behöva begränsas vilket påverkar elmarknaden och kan öka risken för effektbrist i södra Sverige.

3.3 Minskad mekanisk svängmassa leder till minskad frekvensstabilitet

3.3.1 Svängmassa på nordisk nivå

Olika kraftverk bidrar i olika utsträckning till mekanisk svängmassa. Det beror på rotationshastighet, vikt och utformning av generator och turbin. Ett kraftverks bidrag till svängmassa i relation till den installerade effekten kan beskrivas med tröghetskonstanten H som anges i s (sekund). Av Tabell 2 framgår det att kärnkraftverk bidrar med överlägset störst mekanisk svängmassa i förhållande till installerad effekt jämförd med andra kraftslag. Det är också värt att notera att tröghetskonstanten för enskilda vattenkraftverk kan variera mellan 1-7 s. Värdet för vattenkraft i tabellen är därmed ett uppskattat medelvärde utifrån befintlig kraftverkspark. Mekanisk svängmassa kan inte heller importeras via HVDC kablar från Kontinentaleuropa, Baltikum eller Ryssland.

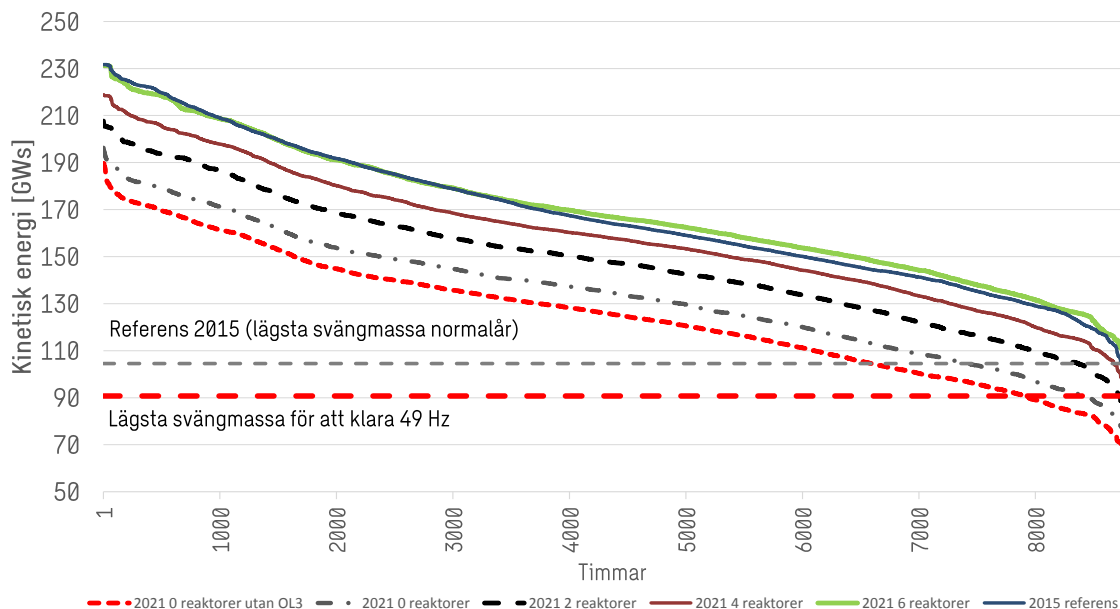
Tabell 2: Antagna värden för tröghetskonstanten för olika produktionslag

Produktionslag	Tröghetskonstant H (s)
Kärnkraft	6,4
Vattenkraft	3,4
Termisk kraft	2,8
Vind- och solkraft	0
Import via HVDC	0

Källa: Svk, Anpassning av kraftsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion, december 2015

Ur marknadssimuleringarna som beskrivs i kapitel 3.1 får vi fram produktion per produktionsslag för varje timme. Genom att multiplicera produktionen för varje timme (MW) med tröghetskonstanten (s) för respektive produktionsslag får man fram systemets mekaniska svängmassa (MWs). Genom att sortera dessa i storleksordning får man fram ett varaktighetsdiagram, se Figur 7. I diagrammet framgår att den mekaniska svängmassan i systemet är högre i ett scenario 2021 med sex reaktorer jämfört med 2015, vilket kan förklaras av ny kärnkraftskapacitet i Finland. Med ett minskande antal reaktorer i drift i Sverige minskar sedan den mekaniska svängmassan i systemet.

Figur 7: Varaktighetsdiagram med svängmassa i det nordiska synkrona systemet för olika scenarier



Källa: Sweco

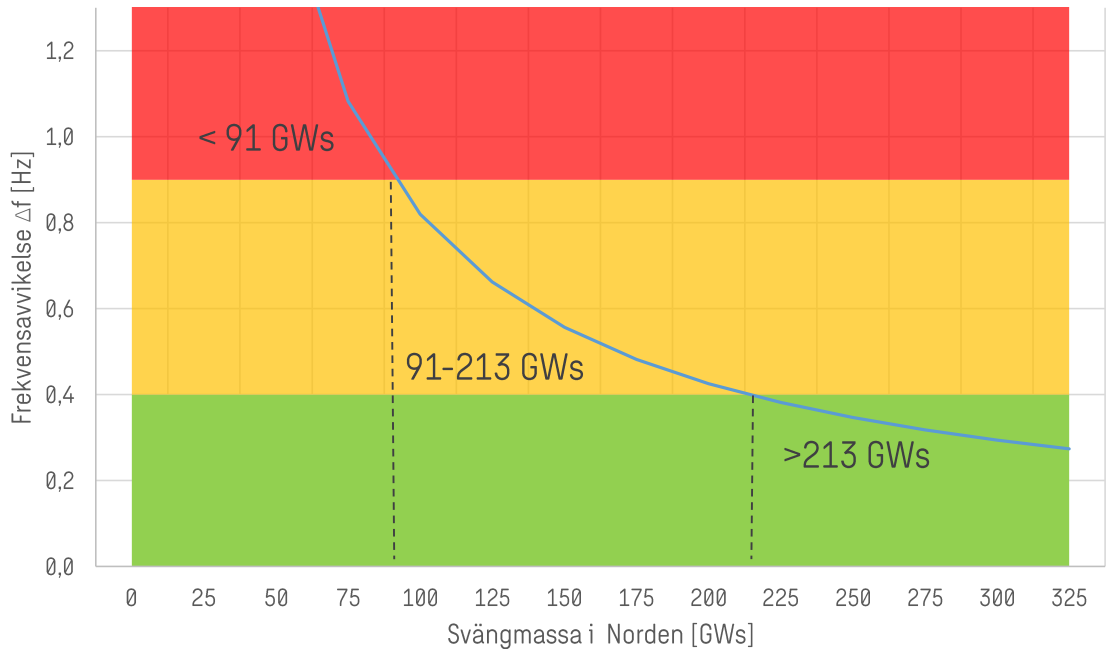
Resultaten ovan är baserade på en prognos för en rimlig produktionssammansättning 2021 med en måttlig andel vind- och solkraft i det nordiska systemet. I en framtid med en ytterligare vind- och solkraft i systemet kommer mängden mekanisk svängmassa i systemet att minska ännu mer om inga särskilda åtgärder vidtas.

Baserat på historiska observationer av frekvensavvikelser vid faktiska produktionsbortfall kan frekvensavvikelsen vid olika storlekar på störningen vid en viss mängd svängmassa uppskattas. I Figur 14 i bilagan kan ett linjärt samband mellan frekvensavvikelsen och kvoten mellan det dimensionerande felet och den mekaniska svängmassan avläsas. Analysen är baserad på ett antal fel från år 2014¹⁰. Ur detta samband kan vi uppskatta en miniminivå för mekanisk svängmassa i systemet givet en viss storlek på det dimensionerande felet, även lite utanför det observerade förhållandet mellan fel och befintlig svängmassa i systemet. Det är viktigt att poängtera att detta gäller med dagens storlek och aktiveringshastighet på primärregleringen. Det är också viktigt att poängtera att vi i analysen extrapolerar sambandet linjärt utanför det observerade felområdet, medan sambandet kan ändra sig utanför dess gränser.

Baserad på detta samband visar Figur 8 sambandet mellan svängmassa i systemet och frekvensavvikelse för ett dimensionerande fel på 1400 MW. Det framgår att det krävs minst 213 GWs svängmassa för att klara ett momentant frekvensfall på maximalt 0,4 Hz och minst 91 GWs för att klara ett momentant frekvensfall mindre än 0,9 Hz, baserad på Swecos analys. Skulle man däremot använda den ekvationen som de nordiska systemoperatörerna har tagit fram, skulle det krävas ännu mer svängmassa för att klara samma frekvensfall. Alternativt skulle samma svängmassa resultera i en ännu högre frekvensavvikelse, se Figur 15 i bilagan.

¹⁰ Analysen är baserad på data från ENTSO-E "Future Inertia" rapporten, justerad för startfrekvensen med data från Svk

Figur 8: Sambandet mellan frekvensavvikelse (Δf) och den mekaniska svängmassan vid ett dimensionerande fel på 1400 MW

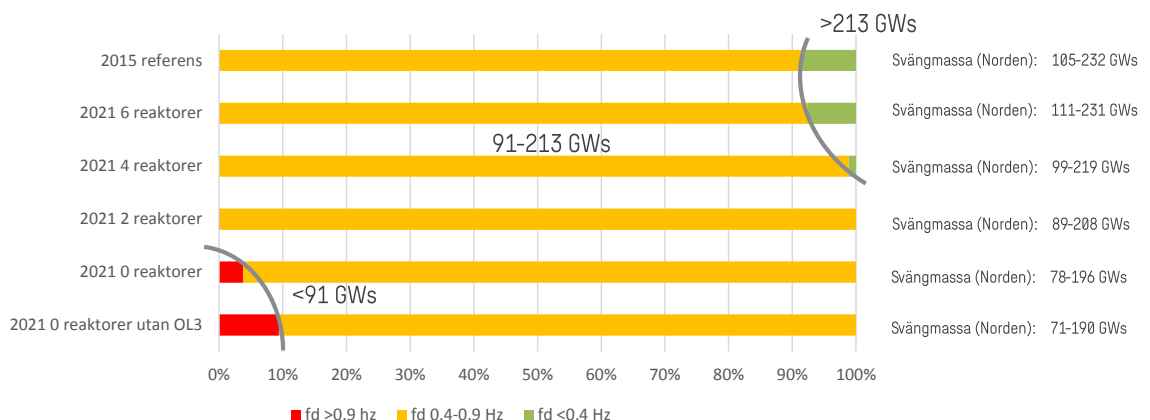


Källa: Sweco med data från Svenska kraftnät

Frekvenskvaliteten i Norden försämras avsevärt i ett scenario med snabbavstängd svensk kärnkraft. I Figur 9 visas den andel av tiden som ett produktionsbortfall på 1400 MW ligger utanför normaldrift och resulterar i en momentan frekvensavvikelse på $< 0,4$ Hz, $0,4-0,9$ Hz respektive $> 0,9$ Hz. Resultaten baseras på att frekvensen i normaldrift tillåts variera mellan 49,9-50,1 Hz. Det innebär att systemet bör planeras för att tåla ett dimensionerande fel även vid en begynnelsefrekvens av 49,9 Hz och därmed för ytterligare 0,1 Hz marginal vilket görs enligt SvK.

Det framgår att ett produktionsbortfall av Oskarshamn 3 redan i dagens situation (scenario 2015) leder till en momentan frekvensavvikelse på över 0,4 Hz större delar av året, vilket – om man utgår från en begynnelsefrekvens på 49,9 Hz – kan medföra automatisk frånkoppling av värmepumpar och elpannor. Eftersom vi inte ser frekvensavvikelser $> 0,9$ Hz krävs dock inga ytterligare lastfrånkopplingar eller frånkoppling av gränsförbindelser.

Figur 9: Andel av tiden som ett produktionsbortfall på 1400 MW resulterar i ett frekvensfall på $< 0,4$ Hz, $0,4-0,9$ Hz respektive $> 0,9$ Hz i normalår; spannet anger minimum (sommar) och maximum svängmassa (vinter)



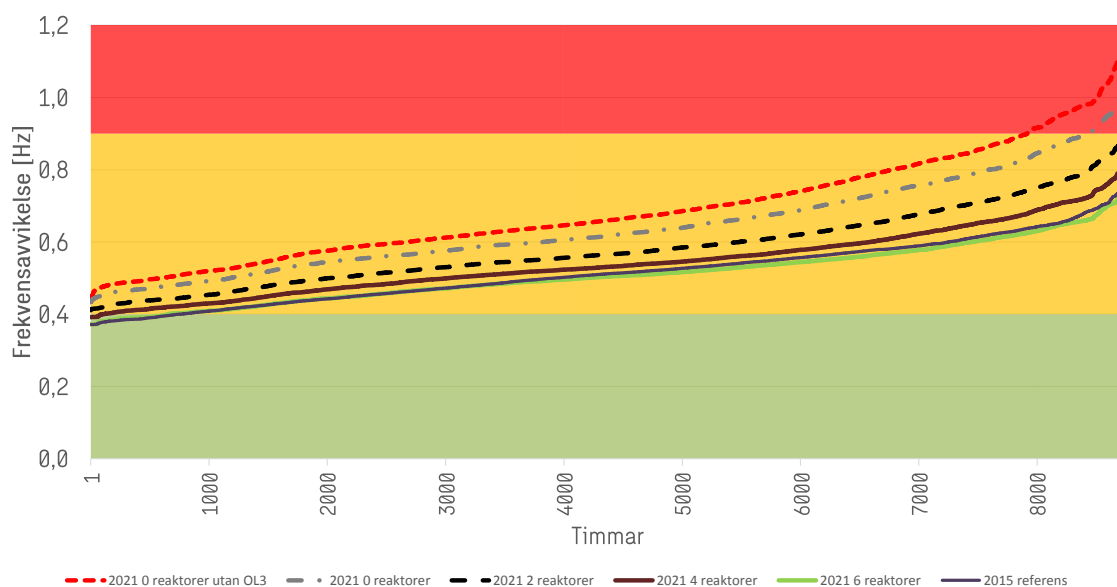
Källa: Sweco

I ett scenario med sex reaktorer i drift i Sverige 2021 är marginalerna i systemet något bättre än 2015, vilket beror på att ny kärnkraft och därmed svängmassa tillkommit i Finland som kompenserar för den kärnkraft som tagits ur bruk i Sverige.

Vid ytterligare kärnkraftsavveckling i Sverige försämras dock marginalerna och vid ett scenario utan reaktorer i Sverige klarar systemet under ca. 330 timmar (ca. 2 veckor sammanlagd) inte av att garanterat hålla frekvensen över 49,0 Hz vid ett produktionsbortfall på 1400 MW. Det skulle innebära automatisk frånkoppling av förbrukning samt frånkoppling av gränsförbindelser. Alla dessa svenska kärnkraftscenarier förutsätter dock att finska Olkiluoto 3 är i drift som planerat före 2021. Om detta inte sker blir effekterna ännu allvarigare: ett dimensionerande fel skulle nästan året runt leda till frekvensavvikelser större än 0,4 Hz och under ca. 820 timmar (mer än en månad sammanlagd) även till frekvensavvikelser större än 0,9 Hz. I tillägg skulle även mindre störningar än idag leda till att systemet lämnar normaldrift och att driftstörningsreserven behöver tas i anspråk.

Frekvensavvikelsen kan även beskrivas i ett varaktighetsdiagram, se Figur 10. Även här framgår det att systemet inte klarar att hålla en frekvens på över 49,0 Hz vid ett produktionsbortfall på 1400 MW under scenarier där alla 10 svenska reaktorer är snabbavvecklade.

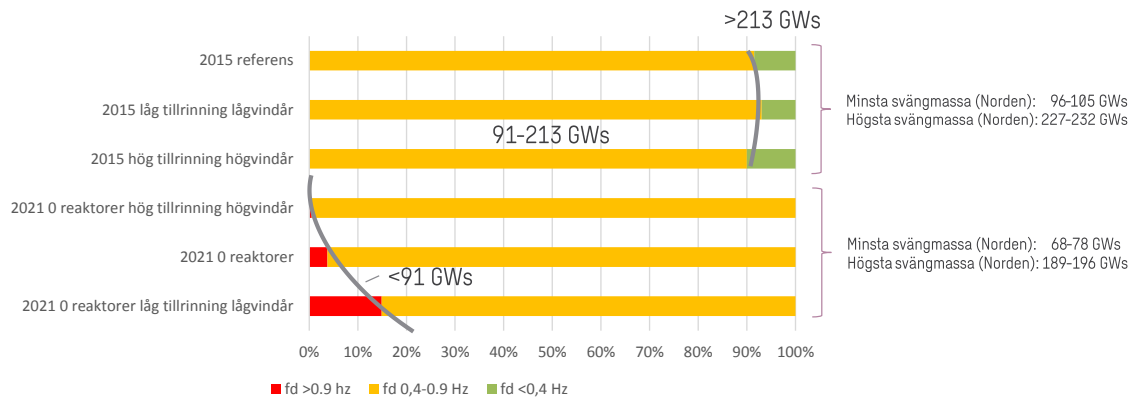
Figur 10: Varaktighetsdiagram med frekvensavvikelsen vid ett dimensionerande fel



Källa: Sweco

Vid torrår kommer marginalerna i systemet att bli ännu mindre. Vid så kallade våtår kommer vattenkraften att producera mer och exporten från Norden kommer att öka. Detta leder till att den mekaniska svängmassan från vattenkraften, och därmed även marginalerna, i systemet generellt blir större. Det motsatta gäller för torrår då nordisk vattenkraft till stor del ersätts av import som inte bidrar med mekanisk svängmassa. I Figur 11 illustreras marginalerna i systemet vid normalår, våt- och torrår. Det framgår tydligt att marginalerna är mindre vid torrår och att systemet under ca 15 % av tiden inte klarar ett dimensionerande fel utan att det kan leda till automatisk frånkoppling av last i ett scenario utan kärnkraft i Sverige.

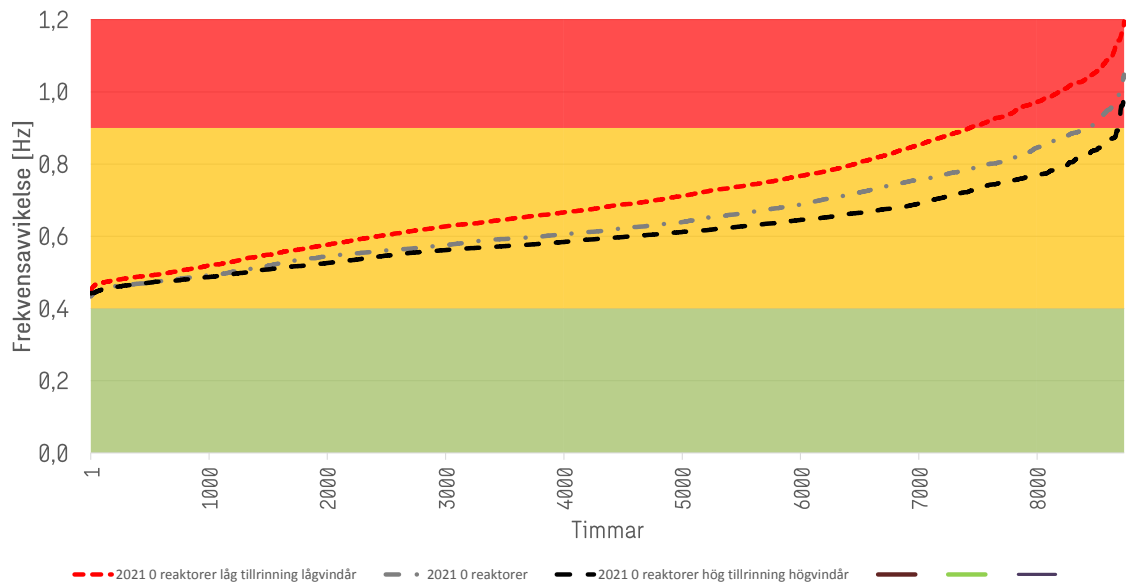
Figur 11: Inverkan av våtår, normalår samt torrår på marginalerna vid ett produktionsbortfall på 1400 MW i olika scenarier



Källa: Sweco

Den största risken för större frekvensavvikelse vid större fel finns under sommartid, när det produceras mindre i kraftverk som bidrar med svängmassa. Figur 18 visar både när under året svängmassan i det nordiska systemet är lägre samt resulterande frekvensavvikelser vid största fel (höger i grafen), som varaktighetsdiagram och i kronologisk ordning. Det är tydligt att svängmassan under en väsentlig del av året skulle vara lägre än den lägsta svängmassan i systemet under ett normalår idag (som visas med den streckade linjen) och leda till betydligt större frekvensavvikelser än idag (se Figur 16 i bilagan).

Figur 12: Svängmassa (vänster) och frekvensavvikelser vid största felet (höger), 2021 utan svenska reaktorer, normalår, våt- och torrår



Källa: Sweco

För att klara 49,0 Hz gränsen för ett dimensionerande fel på kort sikt, dvs utan andra långsiktiga tekniska åtgärder, måste den nordiska svängmassan ligga på minst 91 GWs i varje ögonblick. Detta värde beräknas utifrån ett maximalt frekvensfall på 0,9 Hz från den lägsta möjliga begynnelsefrekvensen 49,9 Hz för normaldrift. Eftersom svängmassan avviker ca. 10-15 GWs från ett normalår till ett torrår med mycket vind borde därmed den nordiska svängmassan i normalår ligga mellan 101-106 GWs. Bortfallet av två ytterligare svenska kärnreaktorer minskar svängmassan med ca. 10 GWs, medan OL3 bidrar med ungefär

7 GWs. Detta betyder att vi klarar situationen i 2021 med minskad svängmassa och fyra avvecklade svenska reaktorer framförallt med hjälp av finska OL3, vilket skulle ge ca. 111 GWs.

Utan OL3 och med ytterligare en avveklad svensk reaktor kan inte 49,0 Hz gränsen garanteras vid ett dimensionerande fel på 1400 MW under alla timmar på året. Därmed blir den närliggande operativa lösningen att begränsa det dimensionerande felet. En begränsning av det dimensionerande felet på 100 MW ger ett lägre behov för nordisk svängmassa på ungefär 6,5 GWs. En sådan begränsning påverkar dock elmarknaden eftersom den begränsar handelsmöjligheterna och prisskillnaderna mellan budområden förväntas öka som konsekvens. Vi har dock inom ramen för denna studie inte kunnat kvantifiera effekterna.

Det ska framhållas att resultaten ovan är baserade på få observationer för frekvensavvikelser inom ett begränsat spann (max 1170 MW) med observationer från ett enstaka år. Systemet kan bete sig annorlunda vid större fel och det är möjligt att effekterna underskattas i exemplen ovan. Vidare beskriver de valda scenarierna ett begränsat utfallsrum. Resultaten ger dock en bra indikation på storleksordningen på problematiken och historiska frekvensavvikelser på över 0,5 Hz indikerar att resultaten är i rätt storleksordning.

Det är också viktigt att poängtera att antalet dimensionerande fel ökar och tiden är knapp till 2021. Antalet dimensionerande fel på 1400 MW ökar i och med att nya norska gränsförbindelser byggs samt att OL3 antas sättas i drift. Alla dessa är antingen på 1400 MW eller – i OL3s fall – det dimensionerande felet har dragits ner till ca. 1300 MW. I och med ökad antalet dimensionerande fel ökar också att risken för att ett sådant fel inträffar.

3.3.2 Den regionala fördelning av svängmassa har betydelse

I de analyserade scenarierna sker inte bara en minskning av svängmassan, utan även en regional omfördelning av var den mesta svängmassan finns. Som framgår av Figur 13 minskar svängmassan i Sverige samtidigt som den ökar i Finland. Sett per elområde är det i SE3 som minskningen sker, medan ökningen sker i Finland, framförallt på grund av Olkiluoto 3, men delvis också på grund av att existerande kondenskraft producerar mer vid låga bränslepriser. Svängmassan trängs därmed till utkanten av det nordiska systemet. Oavsett de extremscenarier vi diskuterar i denna rapport har Fingrid gjort en analys¹¹ som kommer fram till liknande slutsatser för den regionala fördelningen av svängmassan och den generella trenden för sjunkande svängmassa i det nordiska systemet fram till 2025.

Medan svängmassan i SE3 minskar, finns stora möjliga felfall kvar i regionen. I dagsläget utgörs flera av de största möjliga felfallen av att kärnkraftverk kopplas ifrån nätet. Eftersom alla svenska kärnkraftverk återfinns i SE3 innebär det att de stora felen kan inträffa i SE3, men att det även i ett sådant fall finns svängmassa på nära håll. I scenariot som analyserats där samtliga svenska reaktorer läggs ner till 2021 återfinns fortsatt många av de stora felfallen i södra Sverige i form av stora överföringsförbindelser, samtidigt som svängmassan i området minskat kraftigt. De regionala effekterna av svängmassa har dock inte studerats kvantitativt i Norden i denna studie på grund av avsaknad av en relevant nätmodell för Norden. I den rapport som de nordiska TSOerna publicerade 2015¹² har dessa effekter inte heller studerats.

Snabba lokala frekvenspendlingar som uppstår i samband med fel skulle kunna förvärras. Vid en snabb frånkoppling av produktion eller last uppstår lokalt snabba frekvenspendlingar, varefter systemet hittar en ny gemensam frekvens. Såväl en förändring av svängmassan i systemet som en omfördelning av var svängmassan finns kan påverka RoCoF (Rate of Change of Frequency) lokalt vid ett fel och därmed riskera att skydd löser ut utrustning på ett sätt som förvärrar situationen. Skyddsinställningar kan i viss mån anpassas till nya förutsättningar, men om felsignalen för en godtagbar situation liknar den för en felaktig situation kan skyddet inte skilja på dessa.

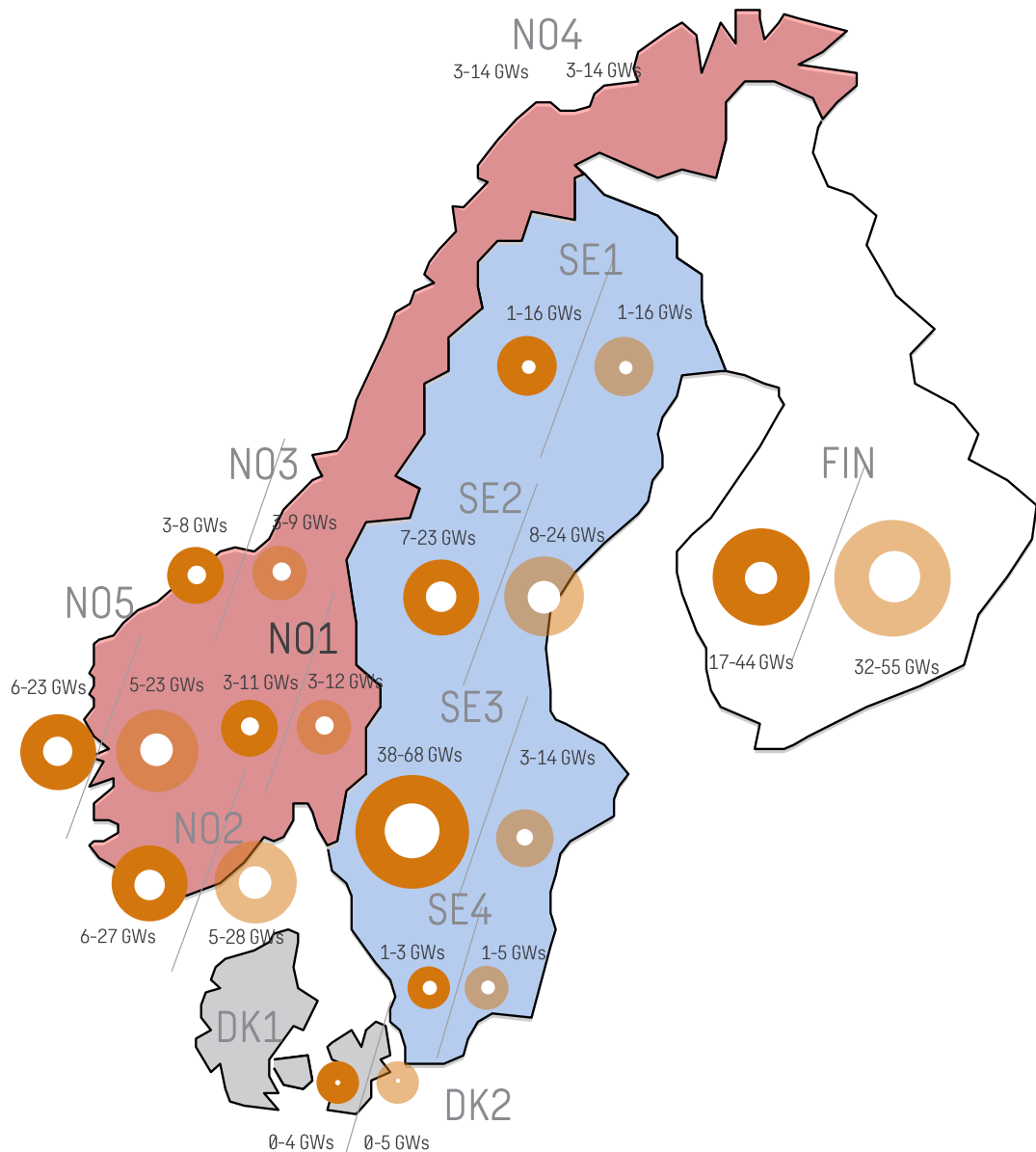
¹¹ Electricity Market needs fixing – what can we do?

<http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/Ajankohtaista%20liitteet/Lehdist%C3%B6tiedoteliitteet/2016/FINGRID-Electricity-Market-Needs-Fixing-2016-WEB.PDF>

¹² Nordic report Future System Inertia,

https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_report_Future_System_Inertia.pdf

Figur 13: Utveckling av svängmassa i Norden och regionalt för 2015 (vänster) och 2021 utan svensk kärnkraft (höger)

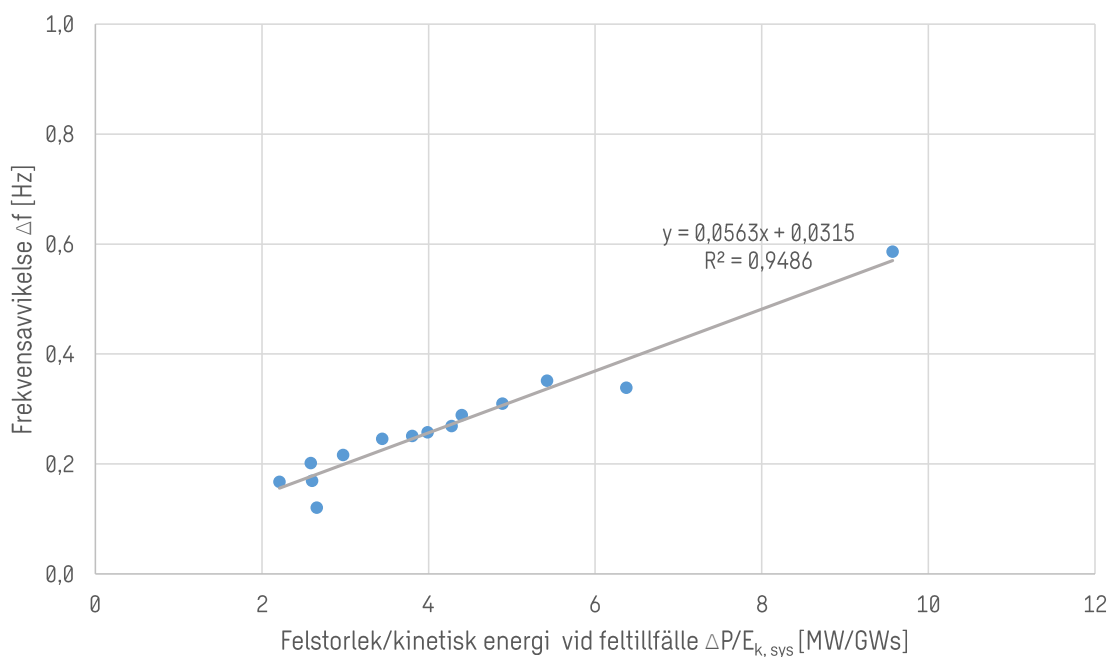


Källa: Sweco

Långsamma frekvenspendlingar påverkas av var svängmassa och last finns i kraftsystemet. Stora förändringar i den geografiska spridningen av svängmassan kommer att förändra hur dessa frekvenspendlingar ser ut, men utan närmare analyser vet vi inte hur. Förändrade långsamma pendlingar kan hanteras av systemoperatören, men behöver analyseras, kan kräva ny utrustning, och tar tid.

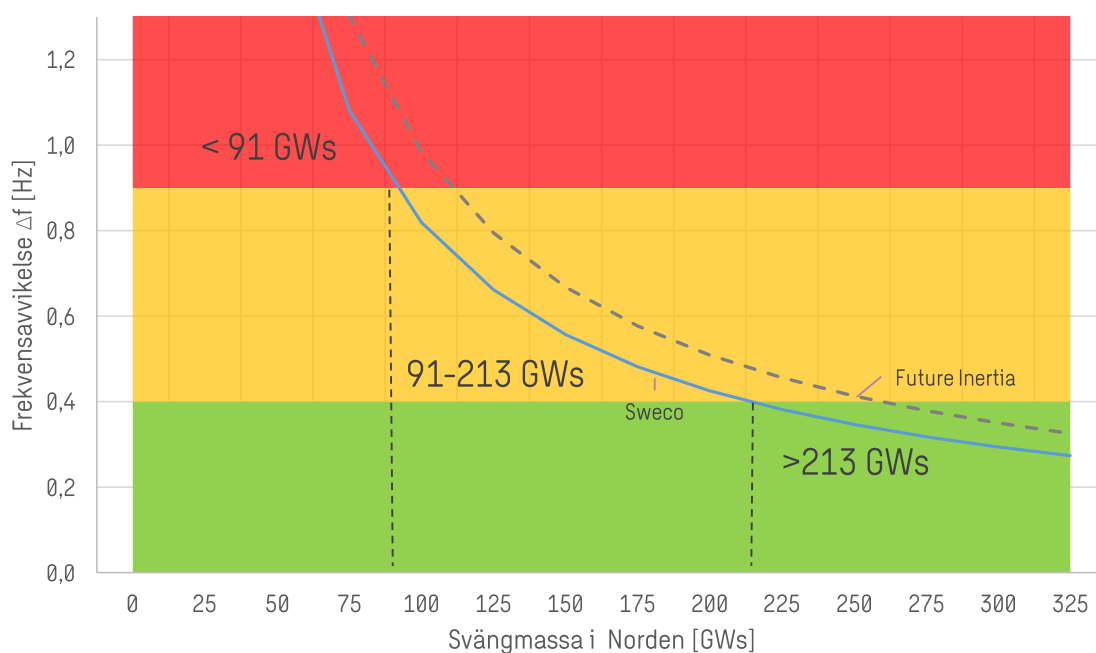
Bilaga

Figur 14: Sambandet mellan frekvensavvikelsen (Δf) och kvoten mellan felstorleken (ΔP) och den mekaniska svängmassan vid feltillfället ($E_{k,sys}$), Sweco analys av data från 2014



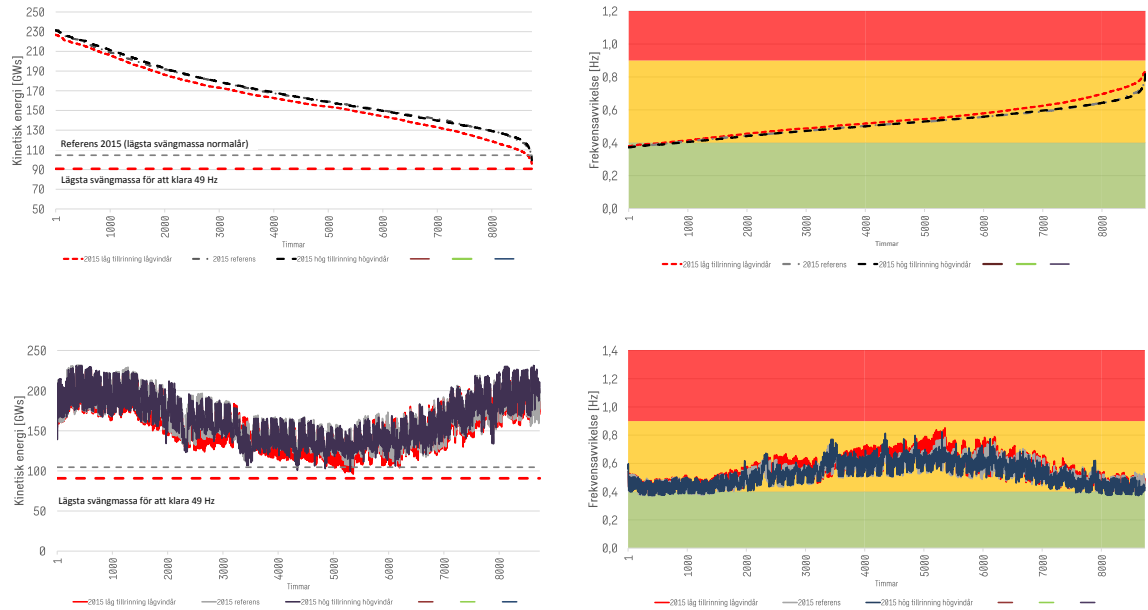
Källa: Sweco med data från Svenska Kraftnät

Figur 15: Jämförelse av sambandet mellan svängmassa och frekvensavvikelse från de nordiska systemoperatörerna (streckad linje) och Sweco (heldragen linje)

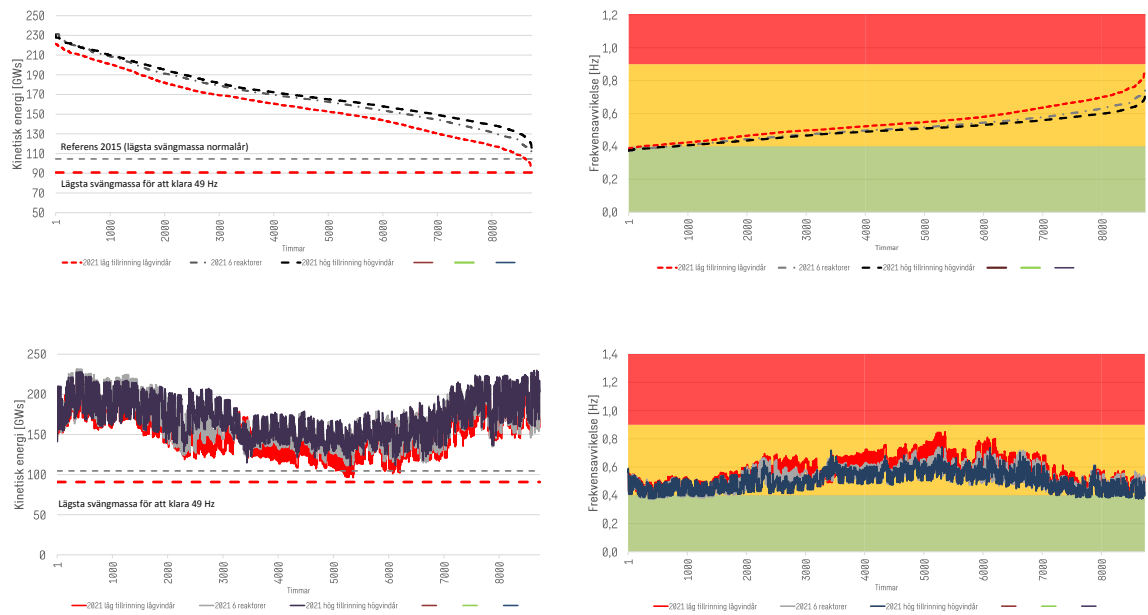


Källa: Sweco med data från Svenska kraftnät

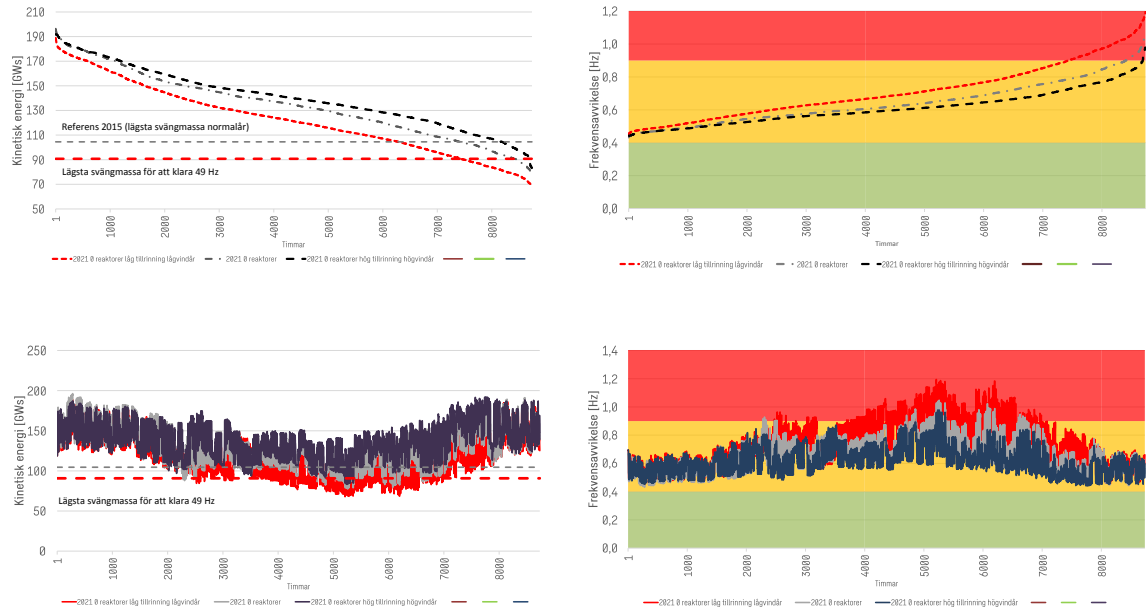
Figur 16: Svängmassa i Norden och frekvensavvikelse vid största felet (plötsligt bortfall av O3) i 2015, normalår, våtår och torrår



Figur 17: Svängmassa i Norden och frekvensavvikelse vid största första felet (plötsligt bortfall av O3, OL3 eller 1400 MW förbindelse) i referensfall 2021, normalår, våtår och torrår



Figur 18: Svängmassa (vänster) och frekvensavvikelse vid största felet (höger) 2021 utan svenska reaktorer (plötsligt bortfall av OL3 eller 1400 MW förbindelse), normalår, våt- och torrår



Källa: Sweco