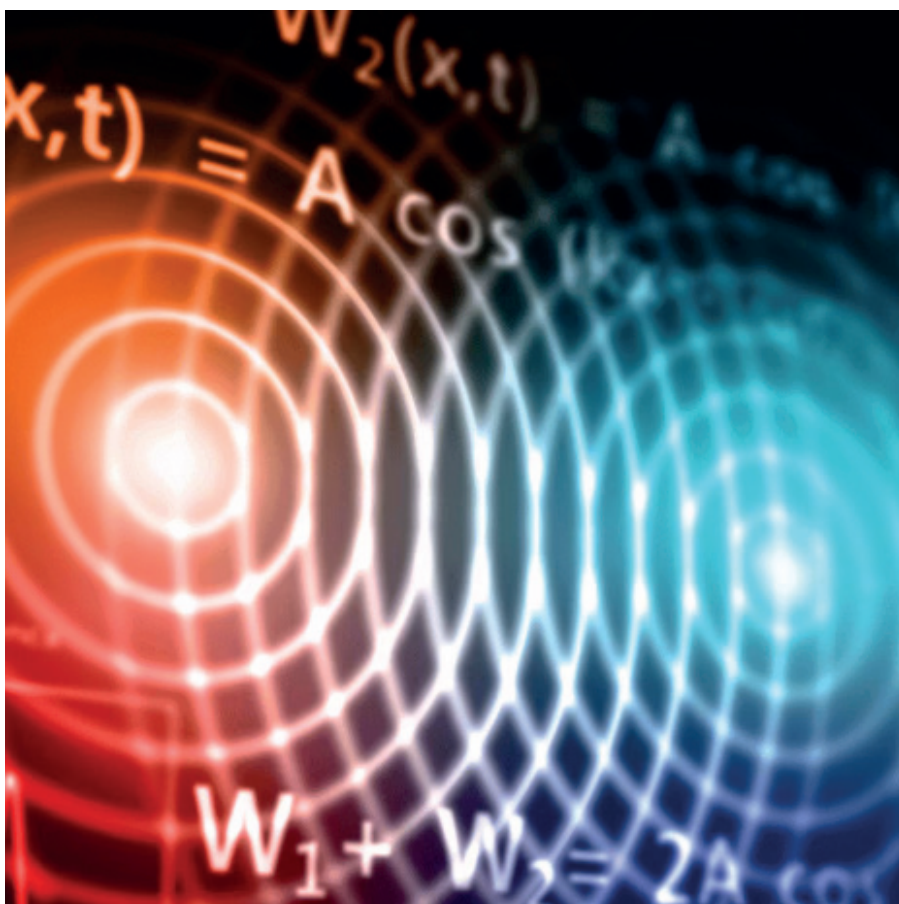


STÖRNINGSTÅLIGHET

RAPPORT 2024:1058



RISK- OCH
TILLFÖRLITLIGHETSANALYS



Störningstålighet

Påverkan på slutkunder i samband med energiomställningen och vid fel i yttre nät

SIGGE SONERUD

GUSTAV ELFVING

Förord

Programmet Risk- och tillförlitlighetsanalys har initierat projektet Störningstålighet. Projektet studerar feltålighet i relation till hur olika verksamheter påverkas i och med förändringar i elnätet, hur nätkoder implementeras i Sverige samt hur det påverkar störningståligheten.

Asynkron produktion kan till viss del mildra spänningsdippars allvarlighetsgrad genom reaktiv felströmsinjicering. Det blir dock en försämring jämfört med ett kraftsystem med konventionella synkrongeneratorer, om inga andra åtgärder vidtas. Det kan således leda till fler och längre felbortkopplingstider.

Projektet har genomförts av Sigge Sonerud och Gustav Elfving på Sweco.

Stort tack till programstyrelsen för deras engagemang i projektet:

- Jenny Paulinder, Göteborg Energi Nät (ordförande)
- Emil Welin, Vattenfall Eldistribution
- Linus Hansson, Ellevio
- Geoffrey Jordaan, Svenska kraftnät
- Fredrik Andersson, Elinorr
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät
- Mattias Jonsson, Umeå Energi
- Hampus Halvarsson, Jämtkraft Elnät
- Johan Mikkelsen, Öresundskraft
- Henric Johansson, Jönköping Energi Nät
- Fredrik Byström Sjödin, Installatörsföretagen
- Carl Johan Wallnerström, Ei (adjungerad)

Tack även till referensgruppen som stöttat projektet och bidragit med erfarenheter; Carl Berglöf från Energiföretagen, Sylvia Peretti från Svenska kraftnät, Bo Alfredsson från Vattenfall och Marcus Tjäder från Energimarknadsinspektionen.

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga för värdefulla insatser.

- | | | |
|-----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| • Svenska kraftnät | • PiteEnergi Elnät | • Härjeåns Nät |
| • Ellevio AB | • Karlstads El och Stadsnät | • Härnösand Elnät |
| • Vattenfall Eldistribution | • Karlskoga Elnät | • Ljusdal Elnät |
| • Göteborg Energi Elnät | • Elinorr ekonomisk förening; | • Malungs Elnät |
| • Elinorr | • Bergs Tingslags Elektriska | • Sandviken Energi Nät |
| • Jämtkraft Elnät | • Blåsjön Nät | • Sundsvall Elnät |
| • Öresundskraft | • Dala Energi Elnät | • Söderhamn Elnät |
| • Skellefteå Kraft | • Elektra Nät | • Åsele Elnät |
| • Umeå Energi | • Gävle Energi | • Årsunda Kraft & Belys.fören. |
| • Krafringen Nät | • Hamra Besparingsskog | • Övik Energi Nät |
| • Jönköping Energi Nät | • Hofors Elverk | • Ei (adjungerad) |

Stockholm i november 2024

Susanne Stjernfeldt

Energiforsk AB
Forskningsområde Elnät Vindkraft och Solel

Sammanfattning

Som konsekvens av energiomställningen utgör intermittent elproduktion, huvudsakligen vind- och solcellsproduktion, en allt större andel i förhållande till de mer traditionella produktionslagen. Den här typen av nya produktionskällor ansluts ofta asynkront eller via omriktare till nätet vilket skilljer sig från de mer traditionella kraftslagen som är, eller har varit, synkront anslutna till nätet.

Skillnaderna kan innebära en påverkan i kraftsystemets egenskaper, respons och resulterande elektriska storheter vid exempelvis ett inträffat fel i systemet, och kan således också innebära en förändrad påverkan på anslutna kunder. Då andelen intermittenta produktionskällor kan förväntas öka krävs åtgärder, exempelvis via nya regelverk som krävställer förmågor hos de olika kraftslagen som kan tillgodose kraftsystemets behov.

Föreliggande projekt är en del av Energiforsks program "Risk- och tillförlitlighetsanalys" och ska ses som en fortsättning på tidigare uppdrag "Slutkundens störningstälighet". Majoriteten av slutkundernas upplevda problem har där utpekats vara spänningsvariationer till följd av fel i närliggande eller överliggande nät. Syftet med föreliggande studie är därför att undersöka hur påverkan av spänningens djup, utbredning och felbortkopplingstid skulle kunna påverkas vid olika mängder omriktaransluten produktion, samt hur stor mildrande effekt krävställda förmågor enligt befintliga regelverk medger. Det har undersökts via principiella analyser i beräkningsprogram, via enkätundersökningar samt via litteraturstudier.

Baserat på resultaten går det att principiellt konstatera att en djupare spänningsdipp kan förväntas vid fel i yttre nät, att fler slutkunder kan förväntas påverkas samt att det finns risk för längre felbortkopplingstider som följd av ett mer dynamiskt intervall av möjliga kortslutningsströmmar beroende av driftsituation och produktionsläge hos de nya kraftslagen.

Vidare, vad gäller djupet av spänningsdippen konstateras att en försämring jämfört med ett kraftsystem uppbyggt av konventionella kraftslag är ofrånkomlig även om de intermittenta produktionskällorna bidrar med felströmsinjicering. Försämringen mildras om de intermittenta produktionskällorna bidrar med reaktiv felströmsinjicering. Den mildrande effekten på djupet av spänningsdippen är dock marginell, eller i vissa fall obefintlig, om en mer aggressiv inställning av skalfaktor och dödband i kontrollen för injiceringen tillämpas. För att inte erhålla en försämrad spänningsdipp krävs att ytterligare åtgärder vidtas så som investeringar i nätkomponenter som kan efterlikna synkrongeneratorers egenskaper alternativt att förändrade marknadsvillkor ansätts som exempelvis ger incitament för synkrongeneratorer att gå i kompensator drift.

Slutligen underbyggs eller kompletteras analysresultaten via de svar som erhållits från enkätundersökningen där representanter från både nätägare och produktionsägare besvarat ett antal frågeställningar som relaterar till den principiella analys som genomförts.

Nyckelord

Störningstålighet, elkvalitet, nätkoder, RfG, feltålighet, övertoner, spänningsdippar, Power Factory DIGSILENT, felströmsinjicering

Summary

As a consequence of the energy transition, intermittent electricity production, mainly from wind and solar power, is making up an increasingly large share in relation to more traditional types of production. These new sources of production are often connected asynchronously or through converters to the grid, which differs from the more traditional power sources that are, or have been, synchronously connected to the grid.

The differences could impact the power system's characteristics, response, and resulting electrical magnitudes, for example, in the event of a fault in the system, and could thus also mean a changed impact on connected customers. As the proportion of intermittent production sources is expected to increase, measures are required, such as through new regulations that impose requirements on the capabilities of the various types of power sources that can meet the needs of the power system.

The present project is part of Energiforsk's program "Risk- och tillförlitlighetsanalys" and should be seen as a continuation of the previous project "Slutkundens störningstålighet." Most of the end customers' perceived problems have been identified as voltage variations due to faults in adjacent or overlying grids. Therefore, the purpose of the current study is to investigate how the impact of the voltage depth, spread, and fault disconnection time could be affected by different amounts of converter-connected production, as well as how much of a mitigating effect the capabilities required by existing regulations allow. This has been examined through principal analyses in calculation programs, via surveys, and through literature studies.

Based on the results, it can be principally stated that a deeper voltage dip can be expected in the event of faults in external grids, that more end customers can be expected to be affected, and that there is a risk of longer fault disconnection times as a result of a more dynamic range of possible short-circuit currents depending on the operating situation and production situation of the new types of power sources.

Furthermore, regarding the depth of the voltage dip, it is observed that a deterioration compared to a power system composed of conventional power sources is inevitable even if the intermittent production sources contribute with fault current injection. The deterioration is mitigated if the intermittent production sources contribute with reactive fault current injection. However, the mitigating effect on the depth of the voltage dip is small, or in some cases non-existent, if a more aggressive setting of scale factor and dead band in the control for the injection is applied. To avoid a worsened voltage dip, additional measures are required, such as investments in grid components that can emulate the characteristics of synchronous generators, or alternatively, revised market conditions that for example provide incentives for synchronous generators to operate in compensator mode.

Finally, the analysis results are supported or supplemented by the responses obtained from the survey in which representatives from both grid owners and production owners have answered a number of questions relating to the principal analysis that has been conducted.

Nomenklatur

RES	RES är förkortning av "Renewable Energy Source" och åsyftar i rapporten till förnyelsebara produktionskällor som är anslutna till nätet via omriktare innehållandes kraftelektronik.
Synkronområde	Ett synkronområde avser ett område inom vilket elnätet är förbundna med varandra via växelströmsförbindelser. I samma synkronområde är elnäten således synkroniserade med varandra. Det nordiska synkronområdet består av Norge, Sverige, Finland och Själland i Danmark.
Förmåga/teknisk förmåga	Syftar till produktionskällornas förmåga till att undvika, hantera och svara på händelser i kraftsystemet. Exempelvis genom förmåga till reglering av reaktiv effekt samt reglera den aktiva effekten, eller möjlighet till inmatning av felström.
HVDC	HVDC är förkortning av "High Voltage Direct Current" (Högspänd likström på svenska.
FACTS	FACTS är förkortning av "Flexible Alternating Current Transmission System" och används i rapporten som ett samlingsnamn för en grupp teknikslag som bidrar till ökad kapacitet och/eller kontroll i kraftsystemet.
STATCOM	STATCOM är en förkortning av "Static Synchronous Compensator" vilket är en nätkomponent som använder kraftelektronik för att på så sätt väldigt hastigt bidra till att producera eller konsumera reaktiv effekt.
Transponering	Transponering innebär att luftledningar vid trefas-kraftöverföring med jämna mellanrum byter plats med varandra med syfte att erhålla en likvärdig reaktans i varje fasledare.
DSO	Distribution System Operator (DSO) är de företag som äger region- och lokalnäten. De har systemansvar för distributionssystemet.
TSO	Transmission System Operator (TSO) är systemansvarig för överföringssystemet. I Sverige är det Svenska kraftnät som är TSO.

Innehåll

1	Inledning	13
1.1	Bakgrund och Syfte med utredningen	13
1.2	Rapportens struktur	14
2	Metod	16
3	Litteraturstudier	17
3.1	Omvärldsbevakning - spänningsdippar	17
3.1.1	Energiomställningen – Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys	17
3.1.1.1	Elnätets kortslutningseffekt med avseende på produktionslag	19
3.1.2	Spänningsdippar	20
3.1.2.1	Spänningsdippar med avseende på kortslutningseffekt	22
3.2	Övriga fenomen	24
3.2.1	Introduktion	24
3.2.2	Långsamma spänningsändringar	24
3.2.3	Snabba spänningsändringar	24
3.2.4	Flimmer	25
3.2.5	Osymmetri	25
3.2.6	Övertoner	25
4	Nätkoder	28
4.1	Requirements for Generators (RfG)	29
4.1.1	RfG-kravens relation till systemstabilitet	31
4.2	Feltålighetskravens påverkan på konsekvens vid en störning samt Jämförelse med nordiska länder	33
4.2.1	Symmetriskt fel och återhämtning av aktiv effekt	33
4.2.2	Ströminjicering vid kortslutning i yttre nät	34
4.2.3	Prioritering mellan aktiv och reaktiv effekt under feltillstånd	37
5	Enkätstudier	38
5.1	Redogörelse för svar	38
6	Analys	41
6.1	Ansats	41
6.2	Beskrivning av utförda studier	42
6.2.1	Studerade scenarion – Spänningsdipp, utbredning vid fel & magnitud av kortslutningsström	42
6.3	Modellbeskrivning	44
6.3.1	Nätmodell - Nordic test system	44
6.3.2	Modell kraftelektronikansluten produktionskälla	46
6.3.3	Beräkningsmodell för felströmsinjicering	47
6.4	Analysförutsättningar	48
6.4.1	Scenario (1) – (6)	49

6.4.2	Avgränsningar och antaganden	50
6.5	Resultat	51
6.5.1	Påverkan av ökad mängd RES på kortslutningseffekter	51
6.5.2	Påverkan på djup av spänningsdipp	52
6.5.3	Påverkan på utbredning av spänningsdipp	54
6.5.4	Påverkan på magnitud av kortslutningsström	54
6.6	Diskussion	57
6.7	Summering	62
7	Diskussion	64
8	Slutsats	66
9	Referenser	68
Bilaga A:	Enkät riktad mot synkrona produktionsanläggningar	72
Bilaga B:	Enkät riktad mot regionnätägare	73
Bilaga C:	Enkät riktad mot asynkront anslutna produktionsanläggningar	74

1 Inledning

I takt med energiomställningen sker flera förändringar som påverkar kraftsystemet. Det handlar om förändringar i nätet, i produktionsmixen och i anslutna laster. Avseende förändringar i produktionsmixen så publicerade Svenska kraftnät år 2021 en långsiktig marknadsanalys med fyra tänkbara scenarier gällande den pågående energiomställningen för det svenska elsystemet fram till år 2050 [1].

I marknadsanalysen antas vattenkraftens produktionskapacitet förbli opåverkad och intakt oavsett vilken utvecklingsväg som väljs. För de övriga energislagens produktionskapacitet förändrades den baserat på vald utvecklingsväg. I tre av de fyra scenarierna minskade eller försvann kärnkraftens produktionskapacitet helt. Samtidigt ökade den samlade produktionskapaciteten från sol- och vindkraft i alla scenarier med minst en faktor 4, vilket understryker förändringen i produktionsmix.

Förändringen i produktionsmix innebär en storskalig integrering av omriktaranslutna produktionskällor i kraftsystemet. Dessa har annorlunda egenskaper och förmågor jämfört med de mer konventionella produktionskällorna vilket innebär en förändring i hur kraftsystemet är utformat.

En konsekvens av en större andel omriktaransluten produktion är att elkvaliten påverkas. Elkvalité är ett brett begrepp som kan definieras som elens förmåga att uppfylla nätkundernas behov. För att undvika en oacceptabel elkvalitet i kraftsystemet krävs att åtgärder vidtas som hanterar de förändringar som energiomställningen innebär. Åtgärderna handlar om att tillgodose kraftsystemet med de förmågor som krävs för att upprätthålla dess robusthet. Att realisera åtgärderna kan göras via olika tillvägagångssätt; via marknadsbaserade lösningar, via regelverk eller via nätinvesteringar från systemansvariga.

Detta uppdrag utreder hur slutkunder i nätet kan påverkas av elkvalitetsfenomenet "*Spänningsdipp*", i samband med energiomställningen och större andel omriktaransluten produktion. Utredningen görs med koppling mot de förmågor som krävs mot omriktaransluten produktion via det regelverk som utgörs av nätkoden RfG 2016/631 (Requirements for Generators) som ställer krav på anslutning av generatorer.

1.1 BAKGRUND OCH SYFTE MED UTREDNINGEN

Utredningen har gjorts som en fortsättning på projektet *Slutkundens störningstälighet* som genomförts inom Energiforsks program Risk- och tillförlitlighetsanalys på uppdrag av Svenska kraftnät [2]. Bakgrunden till det projektet var kopplat till att stora elanvändare har en viktig roll i kraftsystemet och att det fanns behov av att öka kunskapen om deras förutsättningar för att hantera problem med elkvaliteten. Studien genomfördes i form av intervjuer med stora slutanvändare av el från olika branscher, samt med ägare av elnät på regionnätetsnivå.

Resultaten visade att stora slutkunder påverkas av variationer i elkvaliteten och att det då främst rör sig om avvikelser i spänning. Tio utav de elva slutkunder som intervjuades under projektet upplevde elkvalitetsproblem och sex av dem upplevde också det som en prioriterad fråga. Intervjuerna visade också att det är korta spänningsvariationer beroende på närliggande fel eller fel i överliggande nät som utgör det största problemet. Bara ett fåtal hade problem med frekvensvariationer och övertoner.

Vidare visade resultatet på att slutkunderna upplevde en risk för att elkvaliteten försämras i framtiden, beroende på ett antal olika faktorer. En av faktorerna som man upplevde som en risk handlade om en större mängd förnybar energi i elsystemet, som följd av energiomställningen, och hur denna utökade andel förnybar energi kan påverka elnätets kortslutningseffekt och stabilitet negativt. En negativ påverkan som riskerar medföra att djupet och utbredningen av spänningsdippar samt felbortkopplingstiden vid fel i närliggande eller överliggande nät förvärras.

Som fortsättning på ovanstående projekt och dess resultat och slutsatser avser denna utredning därför att besvara följande frågeställningar:

- Hur påverkas karakteristiken hos spänningsdippar vid fel i yttre nät till följd av energiomställningen?
- Vad är konsekvensen av en utökad andel förnybar energi, med avseende på spänningsdippar vid fel i yttre nät?
- Hur påverkas behovet om bidrag till felström från kraftparksmoduler för att mildra spänningsdippar, som följd av energiomställningen?
- Hur förväntas implementeringen av RfG påverka karakteristiken av spänningsdippar vid fel i yttre nät?

1.2 RAPPORTENS STRUKTUR

Rapporten är uppbyggd i fem huvuddelar enligt följande:

- Metodbeskrivning som övergripande beskriver tillvägagångssätt för respektive delmoment.
- Litteraturstudier som redogör för en omfattning kring fenomenet "Spänningsdippar" och hur energiomställningen kan påverka dessa.
- Kartläggning av RfG som ger en kort beskrivning och introduktion till vad nätkoder innebär och syftar till, samt mer ingående redogör för de feltålighetskrav som ingår i nätkoden. En jämförelse av Danmark, Finland och Sveriges tillämpning av feltålighetskraven görs.
- Enkätstudier som redogör för svaren, viktiga slutsatser och ämnen som diskuterats kopplat till störningstålighet och elkvalitet med produktionsägare och elnätsägare.
- Analysdel som principiellt undersöker hur djupet och utbredningen av en spänningsdipp påverkas i olika scenarion med varierande omfattning av

asynkron ansluten produktion. Även den förmildrande inverkan från förmågan till reaktiv felströmsinjicering samt hur kortslutningsströmmens karakteristik påverkas i de olika scenariona undersöks.

2 Metod

Denna utredning har i huvudsak bestått av följande delar:

- Litteraturstudie som fokuserar på hur sannolikhet, påverkan, samt konsekvenser av spänningsdipp förändras med avseende på förändringar i nätet. Litteraturstudien bidrar till att skapa förutsättningar för att i enkätstudierna och analysarbetet kunna fokusera på rätt frågor inom ämnet.
- Övergripande litteraturstudie av övriga fenomen exempelvis, övertoner och flimmer, för att beskriva hur dessa förändras i takt med att kraftsystemet förändras.
- En kartläggning av RfG för att utreda hur kravställningen tillämpas i Sverige, Danmark och Finland och hur dessa skulle kunna användas för att exempelvis minska konsekvensen av en störning.
- Enkätstudier med produktionsanläggningar och elnätsföretag för att skapa relevanta underlag för analysarbetet samt för att möjliggöra underbyggnad av de principiella analysresultaten.
- Analysarbete relaterat till feltålighet som undersöker hur Sveriges kraftsystem principiellt skulle kunna påverkas vid ersättande av synkrogeneratorer mot kraftelektronikansluten produktion. Analysen avgränsas till att undersöka påverkan i ett 130 kV-nät vid ansättande av fel på olika platser samt vid olika scenarion av andel kraftelektronikansluten produktion i förhållande till synkrogeneratorer. Påverkan studeras med avseende på utbredning av spänningsdipp i nätet, djupet av spänningsdippen samt inverkan på kortslutningsströmmars magnitud och karakteristik.

3 Litteraturstudier

3.1 OMVÄRLDSBEVAKNING - SPÄNNINGSDIPPAR

Följande avsnitt ger en omvärldsbevakning av spänningsdippar och hur de påverkar elnätet, samt hur energiomställningen kan komma att förändra spänningsdipparnas påverkan på elnätet.

I 3.1.1 ges en introduktion till energiomställningen och svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys från år 2021 där fyra olika tänkbara utvecklingsvägar presenteras.

I 3.1.1.1 diskuteras hur olika produktionsslag inverkar på elnätets kortslutningseffekt.

I 3.1.2 presenteras definitionen av en spänningsdipp, hur spänningsdippar kan påverka slutkunder och de frågeställningar som finns med avseende på spänningsdippar.

I 3.1.2.1 diskuteras hur energiomställningen kan komma att påverka spänningsdippar i framtiden.

3.1.1 Energiomställningen – Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys

Omställningen till ett mer hållbart energisystem är kritisk för att bemöta de pågående klimatförändringarna, och elbranschen har en nyckelroll i denna process. För närvarande pågår intensiva insatser för att modifiera det befintliga elnätet för att tillgodose en växande efterfrågan på förnybar energi, en efterfrågan som drivs på av en alltmer elektrifierad samhällsstruktur.

Att integrera energieffektiva och miljömässigt anpassade teknologier är essentiellt för att uppnå de uppsatta energi- och klimatmålen på både europeisk nivå och inom enskilda nationer. Sverige har särskilt förbundit sig till ett ambitiöst klimatmål: att år 2040 generera hundra procent av sin el från förnybara källor.

Svenska kraftnät publicerade 2021 en långsiktig marknadsanalys [1] där de presenterade långsiktsscenarier för det svenska elsystemet fram till 2050. Fyra tänkbara utvecklingsvägar presenterades gällande den pågående energiomställningen och utvecklingen mot ett förnybart energisystem;

1. Småskaligt förnybart (SF)
I scenario Småskaligt förnybart stiger elanvändningen jämfört med i dag, men inte i samma utsträckning som övriga scenarier. Scenariot präglas av en kraftig utbyggnad av solkraftsproduktion.
2. Färdplaner mixat (FM)
I scenario Färdplaner mixat ökar elanvändningen, främst i Norden. Vind- och solkraft byggs ut medan termisk produktion minskar. I Sverige drivs två kärnkraftsreaktorer vidare efter 60-års livslängd. Vätgasekonomin och sektorsintegrationen får inte fullt genomslag.

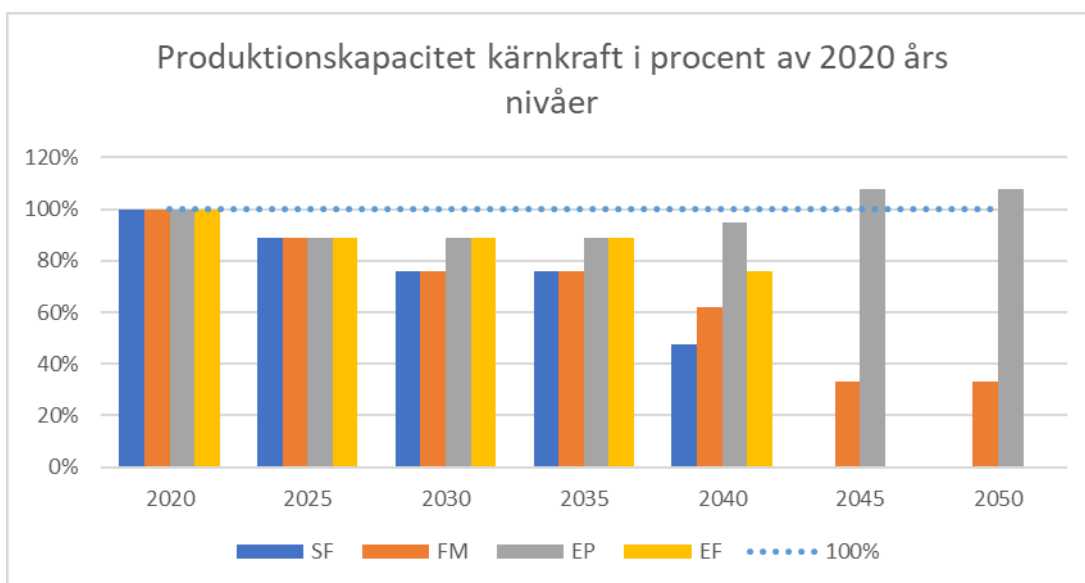
3. Elektrifiering planerbart (EP)

I scenario Elektrifiering planerbart sker en kraftig ökning av elanvändningen i Norden. Även i Europa ökar elanvändningen, men inte i samma utsträckning då en stor del av energitillförseln importeras som grön gas. Förnybar produktion byggs ut tillsammans med bibehållen eller ökad planerbar produktion.

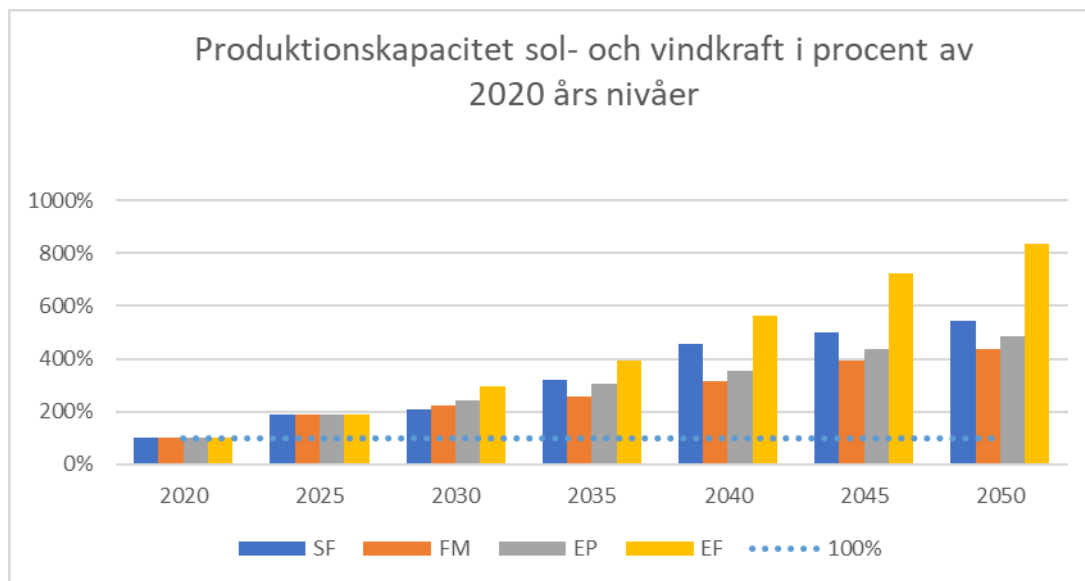
4. Elektrifiering förnybart (EF)

I scenario Elektrifiering förnybart sker en mycket kraftig ökning av elanvändningen, främst i Norden men även i Europa. Förnybar produktion byggs i stor utsträckning medan termisk produktion minskar. Sektorsintegration kombinerat med framväxten av en vätgasekonomi står i centrum.

I marknadsanalysen antas för samtliga analyserade utvecklingsvägar att vattenkraftens produktionskapacitet förblir opåverkad och intakt om 16,3 GW. De övriga energislagens produktionskapacitet förändrades utifrån vald utvecklingsväg. Kärnkraftens produktionskapacitet minskar eller försvinner helt i tre av de fyra scenarierna, se Figur 1. Den samlade produktionskapaciteten från sol- och vindkraft ökar i samtliga scenarier med minst en faktor 4, se Figur 2.



Figur 1 - Produktionskapacitet kärnkraft enligt scenarier beskrivna i Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys. Uttryckt i procent av installerad effekt 2020.



Figur 2 - Produktionskapacitet sol- och vindkraft enligt scenarier beskrivna i Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys. Uttryckt i procent av installerad effekt 2020.

3.1.1.1 Elnätets kortslutningseffekt med avseende på produktionsslag

I den långsiktiga marknadsanalysen framtagen av Svenska kraftnät framgår det att i tre av de fyra framtida scenarierna, förutom i scenariot betecknat EP, kommer en omställning att ske där konventionell elproduktion gradvis ersätts av omriktaransluten elproduktion.

Produktionsanläggningar varierar i deras kapacitet och förmågor baserat på design, teknologi och syfte. En av dessa förmågor är tillhandahållandet av kortslutningseffekt.

Produktionsanläggningars kortslutningseffekt varierar stort och kan klassificeras utifrån hur de producerar elektrisk energi. I anläggningar som överför rotationsenergi till elektrisk energi är typen av generator av stor betydelse.

Synkronmaskiner används hos stora och mycket stora producenter av elektrisk energi. Dessa återfinns i regel i större kraftvärmeverk, vattenkraftverk och kärnkraftverk. Dessa anläggningar kännetecknas av stor kortslutningseffekt. I mindre anläggningar som överför rotationsenergi till elektrisk energi används asynkronmaskiner vilka kännetecknas av ett mindre bidrag till nätets kortslutningseffekt.

Utvecklingen av modern kraftelektronik har möjliggjort energikällor där man överför likström till elnätet via omriktare. I denna grupp ingår solkraft, batterianläggningar och en del vindkraft. Förmågan hos dessa att bidra med kortslutningseffekt är i regel begränsad eller obefintlig (kortslutningseffekten är i princip densamma som den producerade effekten).

En övergång från konventionell elproduktion till kraftelektronikbaserad elproduktion kan leda till att systemets förmåga att tillhandahålla kortslutningseffekt minskar, vilket förändrar förutsättningarna då en högre

kortslutningseffekt är en viktig komponent för att upprätthålla elnätets spänningsstabilitet. En försämring av spänningsstabiliteten minskar elnätets förmåga att motstå störningar. En av dessa störningar är kortvariga spänningssänkningar, även kallade *spänningsdippar*.

3.1.2 Spänningsdippar

En kortvarig spänningssänkning, eller spänningsdipp, innebär en sänkning av matningsspänningens effektivvärde under ett definierat tröskelvärde vid en specifik punkt i nätet (SS-EN 50 160). Definitionen av spänningsdippar innefattar både tid (varaktighet) och spänningsnivå och kan ses som en elektromagnetisk störning med två dimensioner.

Energimarknadsinspektionen föreskriver (EIFS 2023:3) med stöd i förordning (2022:585) om elnätsverksamhet om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska anses vara av god kvalitet. I 7 kap 8–9 § (EIFS 2023:3) definieras kriterier för spänningsnivå resp. varaktighet gällande spänningsdippar [3]. Kriterier definieras för spänning upp till och med 45 kV och spänning över 45 kV.

EIFS 2023:3 ersatte den tidigare föreskriften EIFS 2013:1. Det medförde förändringar för definitionen av god elkvalitet med avseende på spänningsdippar. I EIFS 2013:1 delades spänningsdippar in i tre grupper;

- A- God elkvalitet.
- B- Nätägaren är skyldig att åtgärda spänningsdippar i den utsträckning åtgärderna är rimliga i förhållande till de olägenheter för elanvändarna som är förknippade med de spänningsdipparna.
- C- Det ska inte inträffa några spänningsdippar med sådan kvarstående spänning och sådan varaktighet.

För hur de olika grupperna definierades i EIFS 2013:1 med avseende på spänningsnivå resp. varaktighet se Figur 3 och Figur 4.

U [%]	Varaktighet t [ms]				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	A		B		
$80 > u \geq 70$					
$70 > u \geq 40$					
$40 > u \geq 5$	C				
$5 > u$					

Figur 3: Tabell 3 i EIFS 2013:1. Gäller för referensspänningar upp till och med 45 kV.

U [%]	Varaktighet t [ms]				
	$10 \leq t \leq 100$	$100 < t \leq 150$	$150 < t \leq 600$	$600 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	A		B		
$80 > u \geq 70$					
$70 > u \geq 40$					
$40 > u \geq 5$					
$5 > u$					

Figur 4: Tabell 4 i EIFS 2013:1. Gäller för referensspänningar över 45 kV.

I EIFS 2023:3 införs definitionerna "God elkvalitet" och "Inte god elkvalitet" och ersätter A- och C-områdena från EIFS 2013:1. Detta görs för att tydliggöra ansvarsfördelningen mellan nätägare och kund. I Figur 5 och Figur 6 presenteras de nya tabellerna, som inkluderar ändringar i spänningsnivå resp. varaktighet gällande spänningsdippar.

Spänning, U [%]	Varaktighet, t [ms]					
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	$60000 < t$
$80 \leq U < 90$	God kvalitet					
$70 \leq U < 80$						
$40 \leq U < 70$	Inte god kvalitet					
$5 \leq U < 40$						
$U < 5$						

Figur 5: Tabell 12 i EIFS 2023:3. Gäller för referensspänningar upp till och med 45 kV.

Spänning, U [%]	Varaktighet, t [ms]					
	$10 \leq t \leq 100$	$100 < t \leq 150$	$150 < t \leq 600$	$600 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	$60000 < t$
$80 \leq U < 90$	God kvalitet					
$70 \leq U < 80$						
$40 \leq U < 70$	Inte god kvalitet					
$5 \leq U < 40$						
$U < 5$						

Figur 6: Tabell 13 i EIFS 2023:3. Gäller för referensspänningar över 45 kV.

En viktig faktor som påverkar faktisk kundpåverkan av kortvariga spänningsvariationer är känsligheten i kundernas utrustningar och apparater, vilket resulterar i olika nivåer av känslighet mot spänningsdippar. Det är därför svårt att kategorisera spänningsdippar enbart som "God elkvalitet" eller "Inte god elkvalitet." För området som inte passar in i någon av dessa kategorier hänvisar EIFS 2023:3 till 4 kap. 18 § i ellagen (1997:857), som innebär att nätföretag måste

leverera el med god kvalitet och åtgärda brister i överföringen om kostnaderna är rimliga i förhållande till de olägenheter som elanvändarna upplever.

För att förstå förekomsten av bland annat spänningsdippar genomförde Ei tillsyn över spänningskvaliteten i Sverige mellan 2016 och 2021, och 41,3 procent av de inkomna klagomålen bedömdes vara inom normerna för god spänningskvalitet [4]. Det noteras att det inte specificeras hur stor andel av klagomålen inom varje kategori som uppfyllde normerna. Däremot går det att konstatera att kategorin där spänningsdippar ingick hade en ökande trend under tidsperioden.

Industrireläggningar upplever i hög grad problem med spänningsdippar, vilka kan påverka motordriven utrustning, kontrollanordningar och produktionsprocesser. Störningarna kan resultera i betydande kostnader, inklusive produktionsstopp [5].

En europeisk studie visar att bristande spänningskvalitet orsakar kostnader över 150 miljarder euro, och spänningsdippar utgör en betydande del av dessa kostnader, särskilt inom industrin [6]. För att adressera dessa problem har Ei begärt information från elnätsföretagen om deras strategier för att hantera spänningsdippar. Resultaten visar att vissa nätföretag saknar uttalade strategier för detta, men att många har fokus på att upprätthålla ett starkt elnät genom nybyggnation eller ombyggnation [4].

Enligt Ei finns det tre generella sätt att åtgärda bristfällig spänningskvalitet:

1. *Åtgärder i den anläggning som genererar störningarna så att den inte påverkar elnätet negativt*
2. *Åtgärder i elnätet för att reducera spridningen av störningarna från den anläggning som genererar dessa*
3. *Åtgärder i den anläggning som utsätts för störningarna för att reducera störningskänsligheten*

Framtida tillsyn av spänningskvaliteten bör inkludera en utvärdering av andelen inrapporterade problem som uppfyller normerna för god spänningskvalitet för respektive kategori. Detta är särskilt relevant för kunder med känslig utrustning, där konsekvenserna av avvikelser från normerna kan vara kostsamma.

Ett intressant forskningsområde kopplat till spänningsdippar är immunitetsnivåerna för nya typer av apparater, särskilt deras förmåga att hantera spänningsdippar utan negativ påverkan på funktion eller livslängd. Studier har även föreslagit att definitionen av spänningsdippar bör inkludera fasvinkeln i början av sådana händelser. Det finns behov av ytterligare forskning för att fastställa detta, men det skulle i så fall leda till att spänningsdippar betraktas som ett tredimensionellt fenomen i stället för ett tvådimensionellt fenomen.

3.1.2.1 Spänningsdippar med avseende på kortslutningseffekt

Elnätets förmåga att motverka spänningsvariationer lokalt och via ledningsnätet överförda spänningsvariationer är nära sammankopplat med elnätets tillgängliga kortslutningseffekt. Amplituden av uppkommen störning beror i huvudsak på

förhållandet mellan störningens storlek (energi) och i nätet tillgänglig kortslutningseffekt.

Om elproduktion baserad på synkrogeneratorer ersätts med elproduktion som använder sig av kraftelektronik kan det resultera i att spänningsdippar får en större utbredning och blir djupare. Detta beror på att den kortslutningseffekt som elnätet kan tillhandahålla riskerar att reduceras till följd av denna tekniska omställning.

3.2 ÖVRIGA FENOMEN

3.2.1 Introduktion

Till följd av energiomställningen sker flera förändringar som påverkar kraftsystemet på olika sätt:

- Förändringar i nätet
 - Ökad användning av kablar på samtliga spänningsnivåer.
 - Ökad användning av HVDC och FACTS.
- Förändringar i produktionsmixen
 - Storskalig integrering av omriktaransluten generering, vilken skiljer sig markant mot konventionella kraftslag.
- Förändringar i lasten
 - Elektrifiering av industrin och transportsektorn.
 - Energieffektivisering, t.ex. övergång till LED-lampor.
 - Anslutning av lokal generering (t.ex. solpaneler på villatak).
 - Anslutning av batterilager (små- och storskaliga).

Dessa förändringar kommer även att påverka elkvaliteten i nätet [7], [8], [9], vilket sammanfattas i kommande avsnitt. Definitionerna för respektive fenomen utgår från EIFS 2023:3 [3].

3.2.2 Långsamma spänningsändringar

Långsamma spänningsändringar innefattar variationer i spänningens rms-värde över längre tidskalor (i Sverige används 10 minuters-värden).

Ett exempel på påverkan är överspänningar i distributionsnät orsakade av solcellsanläggningar [10]. En stor mängd elbilsladdare skulle på motsvarande sätt kunna leda till underspänningar i distributionsnät [11], [12].

I transmissions- och regionnät innebär en storskalig integrering av intermitternt generering större variationer i flöden och i spänning. Samtidigt finns möjligheter att nyttja omriktarna till att stötta nätet med spänningsreglering.

3.2.3 Snabba spänningsändringar

Snabba spänningsändringar (exkl. flimmer) avser spänningsändringar vilka uppstår t.ex. vid kopplingar av apparater (transformatorer, reaktorer, kondensatorbatterier, laster), eller till följd av variationer i produktion från intermittenta källor som sol- och vindkraft [13]. Spänningsändringen i procent vid koppling av en reaktor eller kondensator kan approximeras utifrån shuntkondensatorns eller reaktorns märkeffekt i kombination med nätets styrka enligt:

$$\Delta V = 100 \times \frac{Q}{S}$$

där Q avser shuntkondensatorns eller reaktorns märkeffekt i MVA, och S nätstyrkan i MVA.

Ett skifte från konventionell generering till omriktaransluten sådan leder till en försvagning av nätet vid 50 Hz, dvs en större källimpedans (lägre S i ekvationen ovan), vilket därmed leder till större spänningsändringar. Samtidigt kan detta vägas upp av omriktaranslutna enheters förmåga att reglera mindre spänningsvariationer.

En annan möjlig inverkan från sol- och vindkraft är så kallade mellansnabba variationer i spänning (tidskalan sekund till minuter). Dessa spänningsvariationer orsakas av variationer i produktion, till exempel till följd av skuggning av solpaneler. Genomförda studier visar dock att detta sannolikt inte är ett stort problem, men det rekommenderas att hålla koll på fenomenet [13], [14].

3.2.4 Flimmar

Flimmar avser ändringar i ljusintensitet, vilka kan orsaka obehag hos människor. Flimmar behandlas i EIFS 2023:3 [3] (flimmar ingick ej i tidigare föreskrift EIFS 2013:1). Flimmar orsakas typiskt av spänningsvariationer i ett specifikt frekvensintervall. Den pågående elektrifieringen av industrin leder till byggnation av nya ljusbågugnar, vilka är en känd källa till flimmar. Därav kan en ökning i de spänningsvariationer som historiskt associeras med flimmar förväntas öka i vissa områden. Det har också undersökts huruvida elbilsladdning kan ge upphov till flimmar [12], [11].

De metoder som finns för att mäta flimmar är baserade på upplevd ljusvariation från glödlampor [15]. Modern belysning som LED-lampor beter sig annorlunda jämfört med glödlampor, och kan vara mer eller mindre känsliga, och de uppvisar en större variation mellan olika lampor [16]. En annan möjlig orsak till ljusflimmar i LED-lampor är mellantoner (se avsnitt 6) [16]. Därav är det svårt att bedöma huruvida problem med flimmar förväntas öka.

3.2.5 Osymmetri

Osymmetri/obalans beror typiskt på obalanserade laster eller otillräckligt transponerade luftledningarna.

En möjlig källa till ökad obalans är enfasanslutning av solpaneler [10], [17], men numera ansluts de flesta enheter trefasigt varför detta inte förväntas bli ett praktiskt problem. En annan möjlig källa är enfasladdning av elbilar [18], [11], [12].

3.2.6 Övertoner

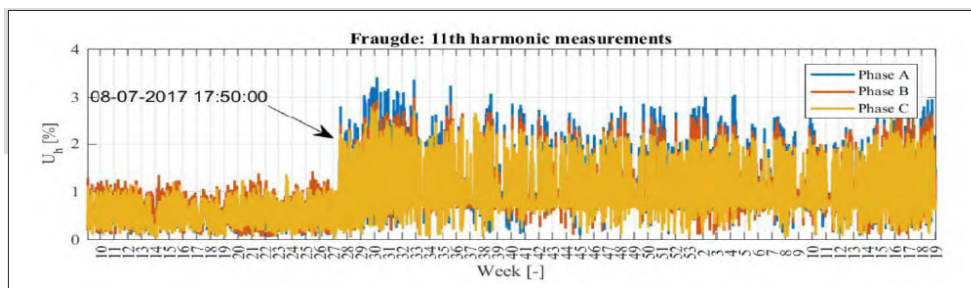
Användningen av kraftelektronik ökar vid samtliga spänningsnivåer, t.ex. till följd av en storskalig integrering av förnybar generering, ökad användning av HVDC och FACTS, energieffektivisering (t.ex. byte till LED-lampor), samt elektrifiering av industrin och transportsektorn. En ökad användning av kraftelektronik förväntas i sin tur leda till en ökad emission av övertoner. Moderna omriktare presterar bra

vid traditionella övertonsfrekvenser (t.ex. 5:e och 7:e), men de ger istället upphov till övertoner vid högre frekvenser (kHz-området), samt på mellantoner [7], [8], [11]. På senare år har ett nytt forskningsområde byggts upp kring att förstå uppkomst och spridning av så kallade supratoner, vilket avser övertoner i intervallet 2–150 kHz [19], [20], [21], [22].

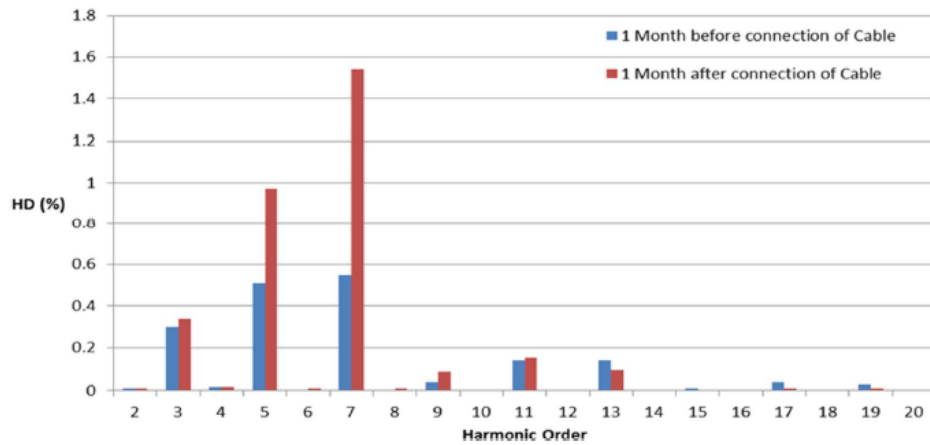
Omriktare som används i sol- och vindkraftparker är kända källor till övertoner, mellantoner, och supratoner [23], [24]. Exempel på övertoner, mellantoner, och supratoner orsakade av elbilsladdning beskrivs i [11] och [12]. I [19] undersöks övertoner och supratoner från omriktare inom banmatning. Även LED-lampor kan ge upphov till supratoner [25].

En ökad användning av växelströmskablar ökar risken för allvarliga resonanser, detta till följd av att kablar har en betydligt större kapacitans än luftledning. Om en resonans sammanfaller med befintliga övertoner i nätet kan detta leda till att de förstärks [26], [27]. Ett exempel på detta visas i Figur 7, som visar förstärkning av 11:e överton vid idrifttagning av en (förhållandevis kort) kabel i Danmark. Ett annat exempel ges i Figur 8 som visar förstärkning av 5:e och 7:e ordningens övertoner efter idrifttagning av en 110 kV-kabel på Irland.

En annan aspekt som har påverkan på spridning och förstärkning av övertoner är förändringar i lastens sammansättning. Lasten har stor påverkan på dämpning av övertoner, men det finns stora osäkerheter kring lastens egenskaper vid övertonsfrekvenser [28], [29].



Figur 7 - Förstärkning av 11:e ordningens överton efter idrifttagning av en 8 km lång 400 kV-kabel i Danmark.



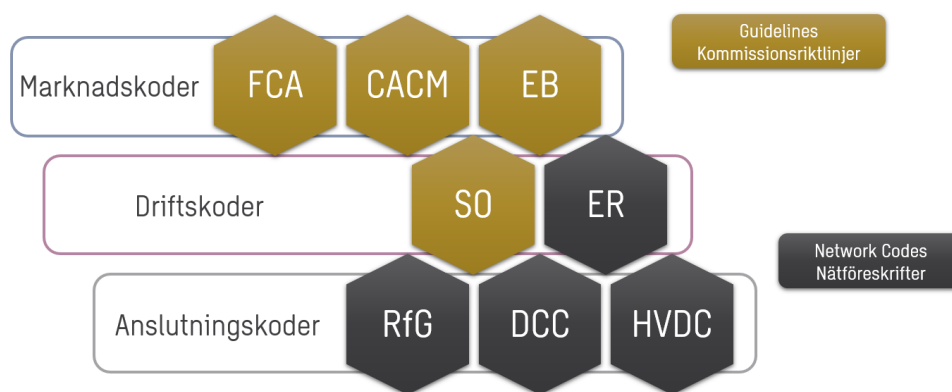
Figur 8 - Förstärkning av 5:e och 7:e ordningens övertoner efter idrifttagning av en 110 kV-kabel på Irland.

4 Nätkoder

År 2009 antogs det tredje europeiska lagstiftningspaketet för el och gas, även kallat det tredje marknadspaketet, vilket berör den inre marknaden för el. Sedan dess har ett arbete med framtagning av ett gemensamt regelverk för medlemsländer inom EU pågått. I samband med antagandet av det tredje marknadspaketet gavs ett uppdrag till Europeiska kommissionen att utforma ett regelverk för att integrera de nationella elmarknaderna genom EU-förordningar. Målet med regelverket var att erhålla harmoniserade regler för att underlätta elöverföring och elhandel mellan länderna inom EU.

Därefter har ett antal förordningar tagits fram. De har utarbetats enligt en särskild procedur där aktörer från bland annat transmissionsföretag, nationella energitillsynsmyndigheter samt byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheterna (ACER) deltagit. Förordningarna refereras ofta till som "nätkoder" eller "nätföreskrifter" och det är dessa som utgör regelverket.

Nätkoderna ämnar utgöra ett gemensamt regelverk för att möjliggöra ett effektivt utnyttjande av elsystemet, integration av större andel förnybar energiproduktion samt möjliggöra det på ett driftsäkert sätt. Nätkoderna är indelade i marknadskoder, driftskoder och anslutningskoder. Enkelt kan det beskrivas som att inom anslutningskoderna implementeras de förmågor som kraftsystemet behöver i form av kravställning på anslutande anläggningar. Driftskoderna och marknadskoderna bygger sedan på de förmågor som anslutningskoderna krävställer. Figur 9 nedan redogör för indelningen.



Figur 9 - Indelning av nätkoder i de överliggande marknadskoderna

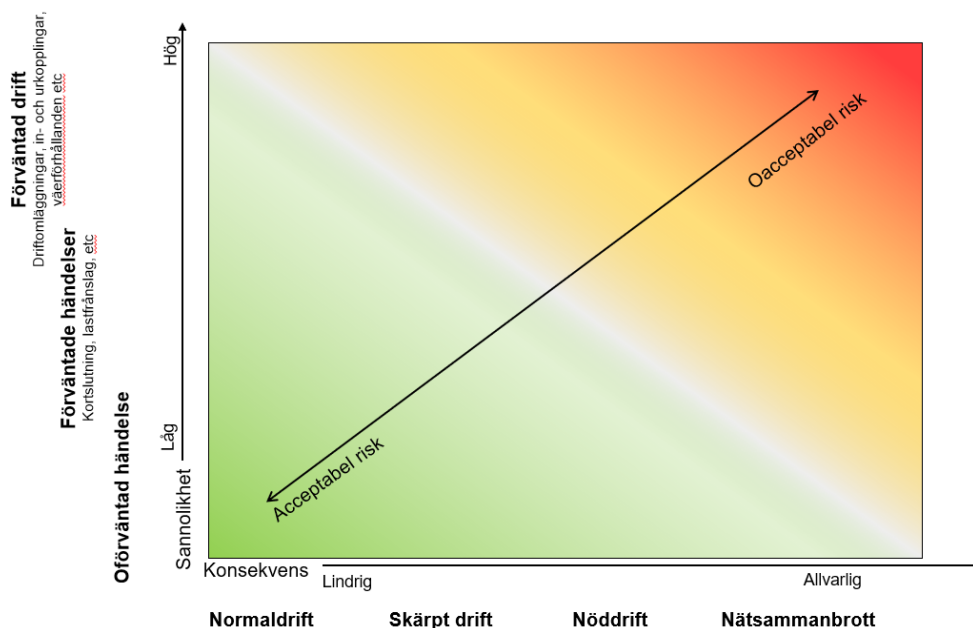
Då nätkoden RfG är den nätкод som ställer krav på förmågor hos nya, eller förändrade, produktionskällor i kraftsystemet redovisas en mer ingående genomgång av denna nätкод i efterföljande avsnitt. Avgränsningen görs mot bakgrund av projektets syfte att undersöka hur djupet, utbredningen och karakteristiken av spänningsdippar kan tänkas påverkas i samband med energiomställningen.

4.1 REQUIREMENTS FOR GENERATORS (RfG)

Förordningen Requirements for Generators (RfG) trädde i kraft 17 maj 2016. Förordningen ska redogöra för regler för anslutning av nya produktionsanläggningar, säkerställa anläggningarnas förmåga att bidra till kraftsystemets funktion samt utgöra harmoniserade spelregler för producenter inom EU. RfG ställer också krav på nätägare som ges en hel del ansvar då de får en ny form av "godkännande roll". Kravställningen är uppbyggd via krav som rör tekniska förmågor hos anslutande produktion och krav om överensstämmelsesimuleringar och överensstämmelseprovning för att visa på kravuppfyllnad.

Det ska understrykas att kravställda förmågor enligt RfG kan realiserats antingen via kontrakterad avhjälpande åtgärd, beordran eller via marknadsbaserad stödtjänst. Endast för att krav på en förmåga ställs innebär det alltså inte att den enskilda produktionsanläggningen nödvändigtvis kommer vara en del av det planerade försvaret för att upprätthålla driftsäkerheten. Syftet med kraven är som tidigare nämnts att skapa en grundläggande nivå av förmågor som kan nyttjas utefter kraftsystemets behov. Att förmågorna finns "inbyggda" är därför viktigt både för kraftsystemet och producenterna för att kunna samverka för att exempelvis vidmakthålla driftsäkerheten eller ha möjlighet att delta vid framtida utveckling eller utvidgning av stödtjänster. Upplägget med kraven på förmågor ger således utrymme för parterna att anpassa sig till förändringarna som energiomställningen medför.

Konceptet för riskhantering enligt ovan lägger grunden för att bedöma när kravställda förmågor enligt RfG är tänkta att gå i ingrepp samt i vilken omfattning. Omfattningen av kravställda förmågor skiljer sig åt med utgångspunkt att eftersträva en balanserad riskprofil. Det innebär i stort att större kraftproducenter omfattas av striktare krav på förmågor än små. Förenklat handlar det om att exempelvis ett bortfall av en större kraftproducent medför en större konsekvens i kraftsystemet jämfört med en mindre producent. Därför ställs högre krav på dess förmågor, så som robusthet och prestanda, för att minska sannolikheten för påverkan av en inträffad störning. På så sätt minskas risken och en balanserad riskprofil kan erhållas. Illustration över konceptet framgår från Figur 10.



Figur 10 - Illustration över balanserad riskprofil

Förmågorna som krävstalls i regelverket täcker samtliga drifttillstånd. För att konceptet för ett driftsäkert kraftsystem ska kunna vidmakthållas krävs även att de kravställda förmågorna bidrar till systemstabiliteten.

Systemstabilitet kan delas in i *frekvensstabilitet*, *spänningsstabilitet* samt *rotorvinkelstabilitet* som i korthet innebär följande:

- *Spänningsstabilitet*; att produktionsanläggningen har förmåga att reglera sin reaktiva effekt för att återgå till stationära spänningsnivåer efter att systemet utsatts för en störning.
- *Frekvensstabilitet*; att produktionsanläggningen har förmåga att reglera sin aktiva effekt för att bidra till att upprätthålla en stabil frekvens efter en störning som påverkar balansgången mellan produktion och konsumtion.
- *Rotorvinkelstabilitet*; att produktionsanläggningen har förmåga till att aktivt dämpa effektpendlingar som uppstår efter en störning som påverkat synkroniseringen av synkront anslutna generatorer

Oavsett vilket av de ovan nämnda stabilitetsområdena respektive krav i regelverket riktas mot så är det gemensamma syftet att vid en inträffad störning, exempelvis som följd av en kortslutning på systemnivå, minska risken för ytterligare eskalering av instabilitet. Fördjupad beskrivning rörande systemstabilitet kan läsas i [30].

Efterföljande avsnitt redovisar hur de kraftställda förmågorna enligt regelverket som utgörs av RfG och EIFS relaterar till elnätets systemstabilitet.

4.1.1 RfG-kravens relation till systemstabilitet

I Tabell 1 nedan redovisas de förmågor som krävstalls i regelverket. Vidare relateras förmågorna till inom vilket systemstabilitetsområde de kan förväntas bidra till för att erhålla en minskad konsekvens vid en störning på systemnivå. Endast de krav som riktas mot större asynkront,- eller kraftelektronikanslutna anläggningar (> 30 MV, alternativt anslutna till spänningsnivåer > 110 kV) avhandlas i avsnittet.

Avgränsningen görs mot bakgrund av att det just är dessa anläggningar, så kallade kraftparksmoduler, som i större utsträckning måste bidra med förmågor för att bibehålla systemstabilitet i framtidens kraftsystem. Vidare är de förmågor som krävstalls för de större anläggningarna mer strikta än för de mindre, och de täcker generellt in de förmågor som krävstalls för de mindre anläggningarna. Det ska noteras att förmågor som endast relaterar till nätets återuppbyggnad inte är inkluderade, så som exempelvis husturbindrift.

Förmågor som relaterar till uppdragets avgränsade analysområde; påverkan på slutkunder som följd av energiomställningen, vad gäller djup och utbredning av spänningsdipp samt påverkan på felström vid kortslutning i elnätet, är gråmarkerade i tabellen.

Tabell 1 - De olika förmågorna som krävstalls för nya, eller förändrade, kraftparksmoduler med tillhörande relation till inom vilket systemstabilitetsområde de kan användas för att minska konsekvensen av en störning

Kravställd förmåga	Frekvensstabilitet	Spänningsstabilitet	Rotorvinkelstabilitet
Snabb nedreglering av aktiv effekt	X	X	
Reglerbarhet och reglerområde för aktiv effekt	X	X	
Snabbhet i reglering av aktiv effekt	X	X	
Möjlighet till aktivering av reglermod för frekvensreglering (s.k. FSM)	X		
Automatisk upp- eller nedreglering av aktiv effekt vid frekvensavvikelse utanför normaldriftområdet (s.k. LFSM-O/U)	X		
Tillhandahållande av syntetisk tröghet	X		X
Reaktiv effektregering		X	
Reglerbarhet av spänning		X	
Reglerbarhet av effektfaktor		X	
Övergång mellan reglermoder för reaktiv effekt		X	

Kravställd förmåga	Frekvensstabilitet	Spänningsstabilitet	Rotorvinkelstabilitet
Dämpning av effektpendlingar			X
Symmetriskt fel och återhämtning – Trefasig kortslutning	X	X	
Osymmetriskt fel och återhämtning – fas-jord & tvåfasig kortslutning	X	X	
Ströminjicering vid kortslutning i yttre nät	X	X	
Prioritering mellan aktiv och reaktiv effekt under feltilstånd	X	X	

4.2 FELTÅLIGHETSKRAVENS PÅVERKAN PÅ KONSEKVENS VID EN STÖRNING SAMT JÄMFÖRELSE MED NORDISKA LÄNDER

Vad gäller de gråmarkerade förmågorna i Tabell 1 utgör de vad som kan betraktas som feltålighetskrav för asynkront-, eller kraftelektronikanslutna produktionsanläggningar. De har därför en direkt koppling till rapportens huvudområde avseende hur energiomställningen påverkar slutkunder i form av förändrat djup av spänningsdipp, utbredning av spänningsdipp, eller förändrad kortslutningsström vid ett fel i elnätet.

I nästkommande avsnitt redogörs därför mer ingående för hur dessa förmågor bidrar till att minska konsekvensen av en störning. Vidare görs en detaljerad jämförelse av hur dessa krav tillämpas i Sverige jämfört med Finland och Danmark. För en övergripande jämförelse av samtliga krav i RfG utifrån förutsättningarna år 2022 mellan länderna Tyskland, Finland, Danmark, Norge och Sverige, se [31].

4.2.1 Symmetriskt fel och återhämtning av aktiv effekt

Förmågan handlar om att en produktionsanläggning ska ha en minsta nivå av störningstålighet. Det innebär att anläggningen ska kunna bibehålla sin anslutning mot det yttre nätet vid en kortslutning i det yttre nätet som medför en viss nivå av låg spänning och under en viss tid, fram tills felet bortkopplas av nätets skyddsfunktioner.

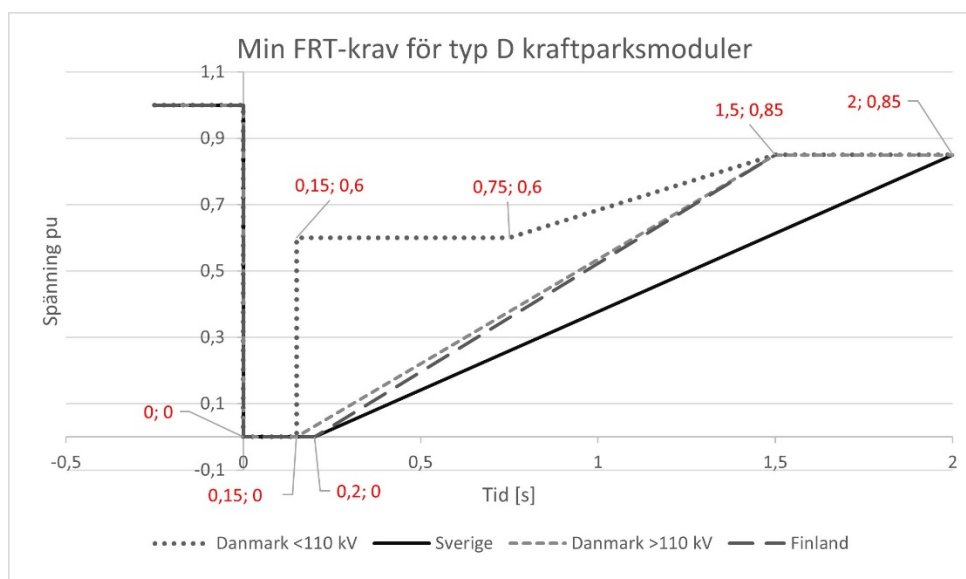
Genom att bibehålla anläggningens anslutning mot yttre nät kan stabiliteten i kraftsystemet förbättras under, och efter störningen. Konsekvenserna som mildras som följd av att anläggningen har denna feltålighetsförmåga handlar om att

- Efter felbortkoppling kunna fortsätta den aktiva effektproduktionen och således minska påverkan på systemfrekvensen vilket bidrar till att motverka ytterligare fel eller eskalering av fel
- Under fel ha möjlighet att bidra till att höja spänningen i elnätet via injicering av reaktiv effekt, för att på så sätt minska den resulterande spänningssänkningen under felet
- Direkt efter felets inträffande bistå med kortslutningsström för att möjliggöra för nätets skyddsfunktioner att bortkoppla felet

I RfG anges ett intervall av tids- och/eller spänningsparametrar som kraftparksmodulerna ska tåla, utan att kopplas ifrån nätet. Parametrarna handlar om tiden då felet är aktivt, till vilken nivå spänningen sjunker under feltiden, samt till vilken nivå och efter vilken tid spänningen har återhämtats efter att felet har kopplats bort. För synkrona produktionsanläggningar är tiden då felet är aktivt, så kallad felbortkopplingstid, den mest kritiska parametern där en längre bortkopplingstid innebär en större utmaning att bibehålla anslutningen mot nätet. Gällande kraftelektronikanslutna produktion kan generellt påtalas att denna parameter inte är lika kritiskt, då den primära energikällan kan styras oberoende nätets karakteristik.

Olika länder har valt en mer eller mindre strikt tillämpning av de intervall avseende feltålighet som spänns upp av RfG, där Sverige valt en mer strikt tillämpning vad gäller felbortkopplingstiden och antagen återhämtningstid för spänningen efter att felet bortkopplats.

I Figur 11 nedan jämförs kraven avseende feltålighet mellan länderna Sverige, Finland och Danmark. I Figuren kan noteras att Sveriges kravtillämpning är mer strikt jämfört med sina nordiska grannländer. För att en anläggning ska uppfylla kravet krävs att anläggningens respons vid ett ansatt fel ligger *över* de kravställda kurvorna i figuren.



Figur 11 - Minimum krav avseende feltålighet för typ D kraftparksmoduler, jämförelse av Sverige, Danmark och Finland

4.2.2 Ströminjicering vid kortslutning i yttre nät

Förmågan, också kallad snabb felströmsinjicering, handlar om att kraftelektronikansluten produktion ska bidra med en felström under ett fel. Historiskt i Sverige har denna förmåga funnits naturligt på grund av den höga andelen anslutna synkrogeneratorer. Synkrogeneratorer bidrar generellt med en felström i storleksordning upp emot ca 6 p.u. av sin märkström som kortslutningsström vid ett fel [32], medan kraftelektronikansluten produktion är termiskt begränsade i sitt bidrag som följd av termiska strömbegränsningen hos kraftelektronikutrustningen. Typiskt är dessa begränsade till att under kortare perioder kunna hantera en ström om strax över 1 p.u av sin märkström [33].

I scenarion där andelen av synkronmaskiner minskar som följd av en ökad mängd kraftelektronikansluten produktion påverkas därför bland annat kraftsystemets beteende vid ett fel, det vill säga den resulterande felströmskaraktistiken. Detta kan innebära utmaningar, exempelvis

- *Vid felets inträffande:* Utmaningar för skyddssystem med avseende på att lokalisera felet samt koppla bort det enligt tilltänkt skyddsfilosofi, det vill säga genom selektiv felbortkoppling. Bakgrunden handlar i stort om att

skyddsfilosofin och villkoren för att ett skydd ska träda i kraft historiskt har utformats för ett kraftsystem med synkronmaskiner och således en snabb och stor felström [34].

- *Under felbortkopplingstiden:* Utmaningar avseende kraftsystemets frekvensstabilitet eller spänningsstabilitet som följd av minskad injicering av aktiv eller reaktiv effekt under felet. För Sverige och Norden, som kan anses som ett starkt synkronområde, är det mer aktuellt att stötta spänningen. I svagare nät/synkronområden kan det vara mer aktuellt att stötta frekvensen. Prioritering i detta avseende avhandlas i avsnitt 4.2.3.
- *Efter felbortkoppling:* Utmaningar för att återställa kraftsystemet och motverka obalanser som medför frekvens- eller spänningsvariationer. I kraftsystem med en stor mängd RES utgör hastigheten i kontrollen för regleringen av kraftelektronikanslutna produktion en viktig faktor för att motverka överspänningar då kraftsystemet har återhämtat sig.

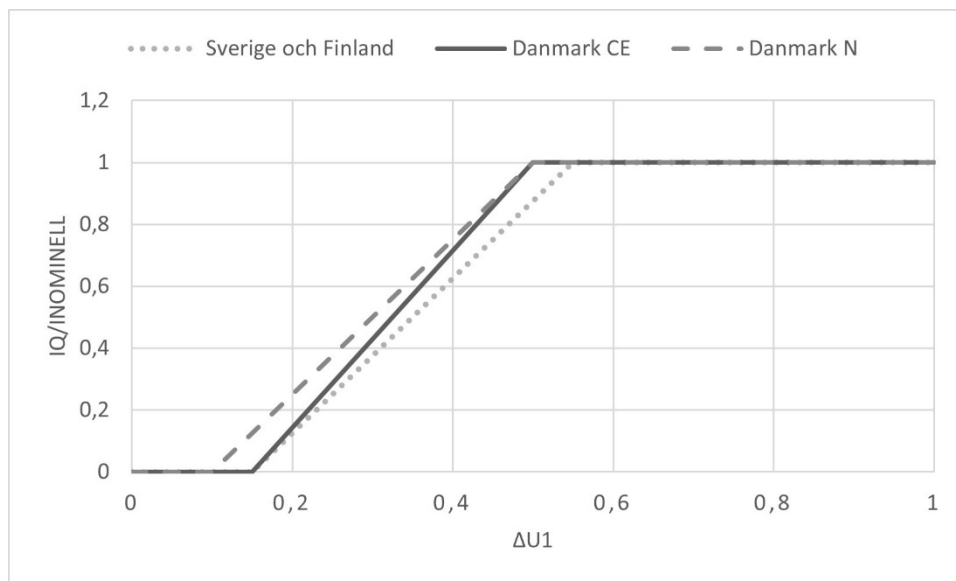
Genom att krävställa att kraftelektronikanslutna produktion ska bidra med felströmsinjicering kan konsekvensen till följd av ovanstående utmaningar till viss del hanteras, dock ej fullt ut för att erhålla samma beteende som ett historiskt synkronproduktions-dominerat kraftsystem. För att erhålla likvärdigt beteende krävs kompensationsåtgärder som kan efterlikna synkrongeneratorernas felströmsbidrag och också täcka upp för det gap som uppstår som följd av den termiska begränsningen hos kraftelektronikanslutna produktionskällor. Detta kan göras via exempelvis STATCOM:s, eller genom att driftlägga synkrongeneratorer som kompensatorer, och medför således en ökad systemkostnad [35].

Vad gäller felströmsinjiceringen via omriktare så styrs den av valda parametrar i kontrollen av den kraftelektronikanslutna produktionskällan. Styrningen sker med mer eller mindre "aggressivt" beteende vad gäller reglering av reaktiv och aktiv effekt, samt inom vilka gränser funktionen ska aktiveras respektive avaktiveras.

Behovet av förmågan kan se olika ut, beroende på nätets struktur, topologi och nätstyrka, varför ett idealt krav vore att få enskilda kontrollparametrar valda för varje specifik plats i kraftsystemet. Det kan finnas en orimlighet i en sådan kravställning mot bakgrund av arbetsinsatsen som skulle krävas från DSO:er och TSO:er. Många länder har därför infört ett generiskt krav avseende denna förmåga, ämnad att tillämpas för alla anläggningar, oavsett placering i kraftsystemet.

I Sverige har kravet hittills varit projektspecifikt, medan generiska krav vad gäller kontrollen av ströminjiceringen ställts i både Finland och Danmark. Sverige verkar dock eftersträva att erhålla en generisk kravställning mot bakgrund av pågående revidering av EIFS 2018:2, där det i ett första utkast på reviderad version finns med som krav där kontrollparametrar och prestanda för ströminjiceringen definieras.

I Figur 12 nedan jämförs kraven avseende felströmsinjicering för kraftelektronikanslutna produktionskällor anslutna via fulleffektomriktare, och vid symmetriska fel för länderna Sverige, Finland och Danmark.



Figur 12 – Default krav på felströmsinjicering, där reaktiv effektinmatning presenteras som en funktion av spänningsfallet

Från figuren kan konstateras att skalfaktorerna för injiceringen (så kallad K-faktor), som styr hur mycket reaktiv effekt som ska injiceras beroende av spänningsdippen, varierar mellan Danmarks två elområden i jämförelse mot Finland och Sverige där dessa är likvärdiga. Utöver karakteristiken enligt Figur 12 ovan ställs följande prestandakrav för injiceringen för Sverige, Finland respektive Danmark:

Tabell 2 - prestandakrav och prioritering för ströminjiceringen

Krav	Finland	Danmark N	Danmark CE	Sverige
Prioritering under fel och/eller spänningsdip	Reaktiv effekt	Reaktiv effekt	Reaktiv effekt	Reaktiv effekt
K-faktor	2.5	2.5	2.86	2.5
Dödband	0.15	0.1	0.15	0.15
Snabbhet i att nå börvärde	30-50 ms	-	-	30 ms från aktiveringstid att nå 90% av börvärde
Aktiveringstid	-	-	-	20 ms
Tid och tolerans för insvängning mot börvärde	Börvärde ska nås inom 60-80 ms med en tolerans +20%/-10%	Börvärde ska nås inom 100 ms med en tolerans +20%/-20%	Börvärde ska nås inom 100 ms med en tolerans +20%/-20%	60 ms från aktiveringstid med tolerans +20%/-10%

Krav	Finland	Danmark N	Danmark CE	Sverige
Spänningskriterie för deaktivering efter felbortkoppling	0.9 p.u	0.9	0.85	0.9

4.2.3 Prioritering mellan aktiv och reaktiv effekt under feltillstånd

Förutom att tillhandahålla en felström vid inträffade fel i kraftsystemet för att möjliggöra felbortkoppling enligt tilltänkt skyddsfilosofi är även karakteristiken av felströmmen under felet en faktor som inverkar på kraftsystemets spänningsstabilitet eller frekvensstabilitet. Generellt kan sägas att om den injicerade strömmen är reaktiv så blir den resulterande spänningsdippen inte lika djup och utbredningen av spänningsdippen begränsas till en mindre del av kraftsystemet. Men om den injicerade strömmen är aktiv stötts i stället frekvensen i kraftsystemet.

Prioriteringen av aktiv eller reaktiv effekt är beroende av kraftsystemets storlek och synkronområde. För mindre synkronområden, med lägre andel synkronmaskiner och tröghetsmoment, och således en större känslighet mot frekvensvariationer, kan prioritering av aktiv effekt vara relevant som prioritet. För större synkronområden kan det vara mer relevant att prioritera reaktiv effekt under ett fel för att minska spänningsdipparnas djup och spänningsdipparnas utbredning.

Som kan utläsas från Tabell 2 ovan prioriterar samtliga jämförda länder (Sverige, Danmark, Finland) reaktiv effekt under feltillståndet. Deaktivering av den reaktiva effektinjiceringen är en viktig parameter för att undvika överspänning efter att felet är bortkopplat och återhämtning har skett till liknande spännings- och effektnivåer som rådde innan felet. Överspänningen kan uppstå som en följd av fördröjningstid i mät- och signalprocessering i kontrollblocken för injiceringen. I detta avseende har Danmark i elområde CE valt att deaktivera injiceringen vid en spänningsnivå om 0.85 p.u., medan övriga länder valt 0.9 p.u.

5 Enkätstudier

Enkätstudierna har genomförts med syfte att skapa relevanta underlag för analysarbetet samt för att möjliggöra underbyggnad av de principiella analysresultaten. Mot bakgrund av detta har ett antal frågor skickats ut till representanter för synkrona produktionsanläggningar, asynkrona produktionsanläggningar samt till större nätägare. Frågorna har anpassats till varje respektive representant och har avsiktligt varit ställda på en generell nivå.

En förutsättning för att kunna ställa frågorna och få dem besvarade har varit att anonymisera svaren, därav kommer inte svaren återges i sin helhet. I stället kommer en indikativ samt generell redogörelse för svaren återges i avsnittet nedan. De ställda frågorna med tillhörande bakgrund återges i Bilaga A; Bilaga B: och Bilaga C:

5.1 REDOGÖRELSE FÖR SVAR

Nätägare:

Svaren från nätägare indikerar på att tillgänglighet (i/ur drift) av synkrogeneratorer generellt inte beaktas vid studier av normalkopplat nät (normal driftläggning). För att beräkna maximala och minimala kortslutningsbidrag vid olika driftläggningar i nätet görs N-1 studier där anläggningsdelar kopplas bort, synkrogeneratorer inräknat.

Gällande om produktionsnivåer från synkrogeneratorer beaktas (dvs. om de är nedreglerade men fortsatt i drift) har nätägarna svarat att detta generellt beaktas. Vid anslutning av en större sol- eller vindkraftspark antas exempelvis lägre produktionsnivåer hos synkrogeneratorer om de normalt inte producerar under delar av sommaren (som följd av inplanerat underhåll).

Gällande långsiktig nätplanering eller framtidsprognoser påtalas i vissa fall att ingen hänsyn tas till fördelning mellan synkrogeneratorer och RES samt att man endast räknar med det som kommunicerats till nätägarna avseende tillkommande RES. Om inget annat meddelats är alltså utgångspunkten att befintliga produktionsanläggningarna fortsatt kommer vara i drift.

Inga nätägare använder ännu något kriterium för att kategorisera områden med hög andel RES men har heller inte upplevt något problem i skyddsfunktionalitet vid felfall som kan härledas till RES. Gällande det skilda beteendet i felströmsbidrag mellan konventionella och asynkront anslutna produktionskällor beaktas inte detta med avseende på skyddsfunktionalitet eller i selektivplaner. Dock påtalas att bidraget från felströmsinjicering från RES åtminstone beaktas vid nätplanering och nätberäkningar, genom att ansätta schablonvärden för deras bidrag. Generellt utförs endast statistiska beräkningar, medan dynamiska beräkningar endast utförs i enskilda specialfall.

Ägare av produktionsanläggningar med synkrogeneratorer:

Generellt kan påtalas att driftläggningen av aggregaten planeras baserat på faktorer så som vattenvärderingar, spotpriser och stödtjänster. Upp- och nedregleringar görs således kontinuerligt. Vid nedreglering görs det oftast mot bakgrund av att priset går ned på spot.

Avseende att ta verket ur drift så är det något som inte är lika vanligt som nedreglering, men det inträffar. När det görs är det generellt mot bakgrund att spotpriset blir väldigt lågt eller negativt, och om det inte är möjligt att reglera ned för att kunna fortsätta sälja stödtjänster. På frågan vad som skulle motivera produktionsägarna att inte nedreglera eller ta verken ur drift är det gemensamma svaret: Ekonomiska incitament eller nya marknader som premierar anläggningens förmågor och systemnyttor.

Gällande andra orsaker till att verken tas ur drift (annat än pris) så varierar detta men det påtalas generellt att det kan handla om någon enstaka timme upp till mer än ett år. I regel utförs planerat underhåll på sommarhalvåret.

Ägare av produktionsanläggningar med asynkrogeneratorer:

Det huvudsakliga syftet med enkätfrågorna var att få en indikation kring i vilken omfattning

- kraftparksmoduler kan tänkas ha en aktiverad funktion för felströmsinjicering,
- om parameterinställningar i kontrollen av ströminjiceringen krävs
- om det krävs huruvida prioritering av reaktiv eller aktiv effekt ska prioriteras under fel

Svar med avseende på ovanstående har erhållits från ett antal typ D-vindkraftsparker som har anslutits och producerat el de senaste åren, och som således omfattas av kraven som ställs i RfG och EIFS 2018:2.

Från svaren går det att utläsa att för en majoritet av anläggningarna har det inte ställts några krav med avseende på snabb felströmsinmatning. För de som har fått krav ställda på sig har specifika inställningar för aktiverad funktion för snabb felströmsinmatning från nätägare använts.

För de anläggningar som inte har fått några krav ställda på sig gällande snabb felströmsinmatning har följaktligen inte heller några parameterinställningar för felströmsinmatningen specificerats från nätägarna. Således har det inte specificerats huruvida reaktiv- eller aktiv effekt ska prioriteras under ett fel. I svaren framgår dock att funktionen finns aktiverad för dessa parker (trots att inga krav har ställts) och att den är inställd att injicera reaktiv ström vid fel.

Som komplement till enkätsvaren ovan kan påtalas att Ei under 2023 genomfört en mer generell tillsyn kring kravuppfyllnaden av RfG och EIFS 2018:2 hos kraftproduktionsmoduler (både asynkrona- och synkront anslutna produktionsanläggningar) [36]. Slutsatsen från den tillsynen indikerar på att det

funnits en del brister i efterlevnaden av RfG-krav. Den slutsatsen säger inget specifikt om just kravefterlevnad kring felströmsinjicering men underbygger enkätsvaret: att det är troligt att förmågan felströmsinjicering inte har kravställts fullt ut för asynkront anslutna produktionsanläggningar.

6 Analys

6.1 ANSATS

Analysen undersöker hur ett kraftsystem vid fel i yttre nät påverkas från att ha bestått av 100 % synkrogeneratorer till att i olika scenarion och omfattning introducera kraftelektronikansluten produktion i nätet.

I analysen studeras inledningsvis hur kortslutningseffekten i nätet påverkas vid ersättande av synkrogeneratorer. Syftet är att underbygga varför spänningsdipp i Sverige principiellt kan betraktas som ett lokalt fenomen, samt för att avgöra i vilka knutpunkter i nätmodellen som fel ska ansättas i efterföljande analys. Detta görs genom att ersätta synkrogeneratorer i ett avgränsat 130 kV-nät i modellen respektive på systemnivå i 400 kV-nätet.

Analysen avgränsas sedan till att undersöka påverkan i ett 130 kV-nät i nätmodellen. I det utvalda 130 kV-nätet finns ett antal lokala nät inkluderade som aggregerade laster. Dessa lokala nät är tänkta att representera nätets slutkunder.

Påverkan från introduktionen av kraftelektronikansluten produktion studeras med avseende på

- Utbredning av spänningsdipp i nätet
- Djupet av spänningsdipp
- Inverkan på kortslutningsströmmens magnitud och karakteristik

De scenarion och studier som undersöks är följande

- (1) 0 MW RES ('Basfall')
- (2) 600 MVA synkrogeneratorer ur drift ersatt 1:1 med RES i det studerade 130-kV-nätet
- (3) 600 MVA synkrogeneratorer ur drift ersatt av jämnt utfördelad RES i ingående knutpunkter i det studerade 130 kV-nätet
- (4) 270 MW nedreglerade synkrogeneratorer ersatt 1:1 med RES i det studerade 130 kV-nätet
- (5) Avlägsen 800 MVA synkrogenerator ur drift ersatt 1:1 med RES i 400-kV-nät
- (6) Närliggande 1200 respektive 700 MVA synkrogeneratorer ur drift ersatta 1:1 med RES i 400 kV-nät, i kombination med Scenario (2)

Påverkan från introduktionen av RES för ovan angivna scenarion undersöks genom att ansätta fel på den knutpunkt i 130-kV-nätet som i basfallet har högst respektive lägst kortslutningseffekt.

6.2 BESKRIVNING AV UTFÖRDA STUDIER

6.2.1 Studerade scenarion – Spänningsdipp, utbredning vid fel & magnitud av kortslutningsström

Scenario (1) – Basfall

Scenariot utgör ett referensfall för övriga scenarion att relateras mot. Det innebär att samtliga produktionskällor i nätmodellen utgörs av synkrogeneratorer, det vill säga 0 % RES och 100 % konventionella produktionsslag.

Scenario (2) – 600 MVA synkrogeneratorer ur drift och ersatt av RES

Scenariot representerar ett fall där synkrogeneratorer lokalt i 130 kV-nätet tas ur drift och ersätts av RES i samma anslutningspunkt. Med benämningen lokalt avses i detta fall synkrogeneratorer tillhörande ett och samma regionnät.

Synkrogeneratorer benämnda som g06 och g07 i Figur 16 tas ur drift och ersätts av RES som producerar motsvarande mängd aktiv effekt, det vill säga 360 MW respektive 180 MW.

För att erhålla samma spänningsnivåer som i scenario 'Basfall' ansluts 71.2 MVar shuntkondensator till station 1043 respektive 159.8 MVar till bus 1042.

Scenario (3) - 600 MVA synkrogeneratorer ur drift och ersatt av utfördelad RES

Samma förutsättningar som för scenario (2) med skillnaden att ersättande RES fördelas ut i det berörda regionnätet. 112 MW RES ansluts i varje respektive station.

Shuntkondensatorer ansluts om 46 MVar i station 1043, 152 MVar i station 1042 samt 5 MVar i station 1044. I stationer 1041 och 1045 sänks befintliga shuntkondensatorer med 12 respektive 10 MVar.

Scenario (4) - 270 MW nedreglerade synkrogeneratorer ersatt av RES

Scenariot representerar ett fall där driftläget i nätet är sådant att synkrogeneratorernas aktiva effekt nedregleras, under perioder med höga nivåer av produktion från RES.

Synkrogeneratorer benämnda som g06 och g07 i Figur 16 regleras ned med 50 % av P_{\max} och ersätts av RES som producerar motsvarande mängd aktiv effekt i samma anslutningspunkt, det vill säga 180 MW respektive 90 MW.

Scenario (5) – Avlägsen 800 MVA synkrogenerator ur drift ersatt av RES i överliggande 400-kV-nät

Scenariot representerar ett fall där driftläget i nätet är sådant att avlägsna synkrogeneratorer till det studerade 130 kV-nätet tas ur drift, under perioder med höga nivåer av produktion från RES. Generator g10 som representerar vattenkraft tas ur drift i området 'North' och ersätts av RES i samma anslutningspunkt, det vill säga 600 MW. För att erhålla liknande spänningsnivåer som i scenario 'Basfall' ansluts shuntkondensator om 272 MVar i station 4012.

Scenario (6) – Närliggande synkrogenerator ur drift, ersatt av RES i överliggande 400 kV-nät

Scenariot representerar ett fall där kärnkraft anslutande till överliggande 400 kV-nät tas ur drift i området "Central" och ersätts av RES i kombination med att synkrogeneratorer tas ur drift i det studerade 130 kV-nätet, Scenario (2).

Som tillägg till Scenario (2) tas generator g16 och g15, representativa för synkronmaskiner i kärnkraftverk ur drift och ersätts av motsvarande mängd RES i samma anslutningspunkt, det vill säga 600 respektive 1080 MW.

För att erhålla liknande spänningsnivåer som i scenario 'Basfall' ansluts shuntkondensatorer om 222 MVar i station 4051 samt 388 MVar i station 4047.

6.3 MODELLBESKRIVNING

6.3.1 Nätmodell - Nordic test system

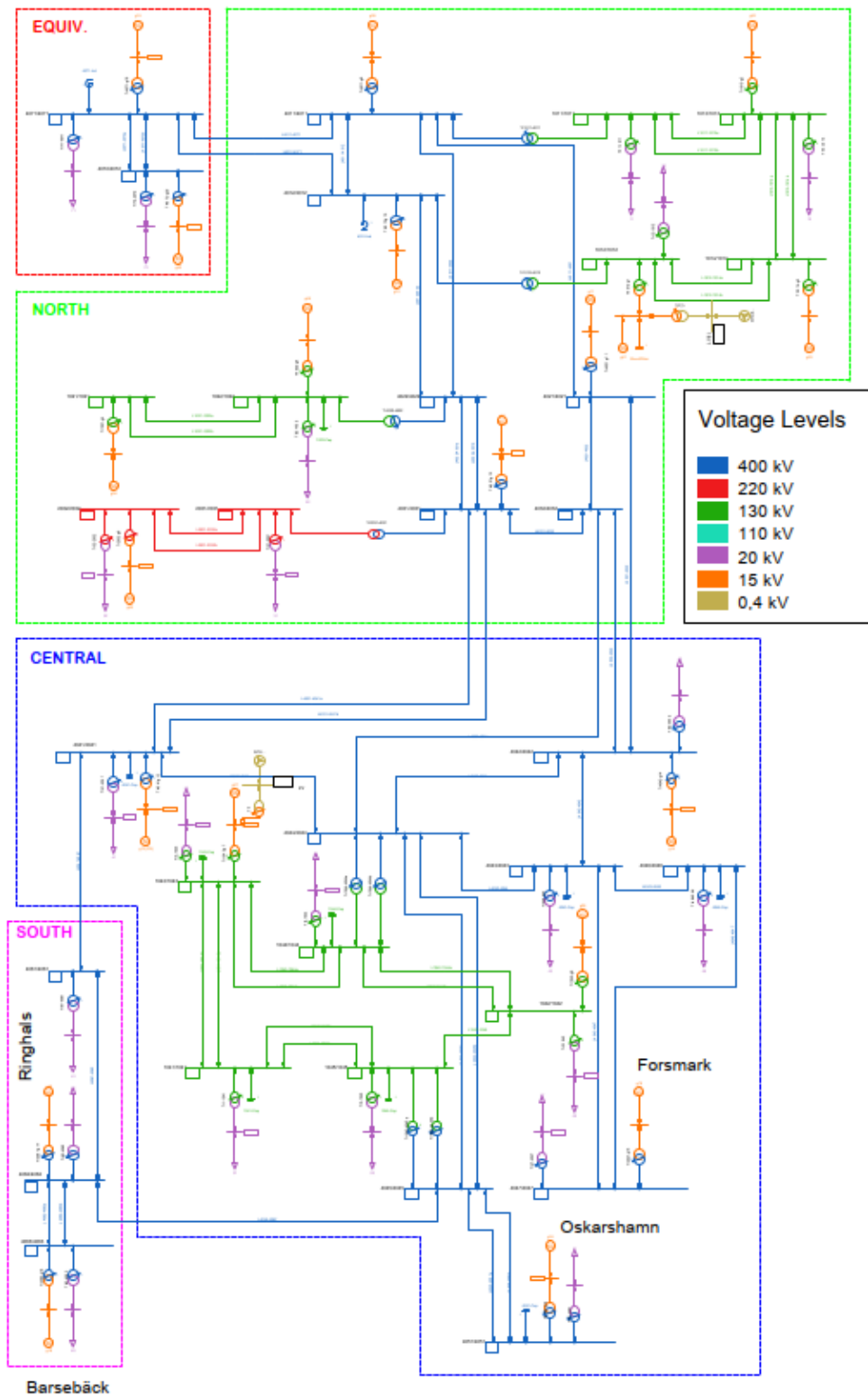
Nätmodellen som används heter Nordic test system, också kallad "Nordic 32" och är en publikt tillgänglig modell som har tagits fram av en arbetsgrupp inom Cigré. Modellen togs fram år 1995. Det initiala syftet med modellen var att studera den långsamma spänningskollaps som inträffade i Sverige år 1985. Modellen har sedan dess använts i ett antal olika studier, och har i [37] vidareutvecklats samt implementerats i beräkningsprogrammet PowerFactory. Modellen finns tillgängliggjord hos [38] där också en mer detaljerad beskrivning av modellen återfinns. Nedan ges en kort beskrivning av nätmodellen.

Nätmodellen är en förenkling av Sveriges elnät, men innehåller de centrala delarna -Vattenkraft i norr, kärnkraft centralt/söderut och ett antal värmekraftverk. Mot bakgrund av att modellen är framtagen år 1995 kan konstateras att nätet är utdaterat. Detta gäller exempelvis vilka produktionsslag samt vilken andel de utgör i kraftsystemet jämfört med idag, vilka utlandsförbindelser som är modellerade samt vilka generatorer representerande kärnkraft som är i drift. Följaktligen innehåller nätet enbart synkrogeneratorer, vilket var en god approximation år 1995. Nedanstående tabell redovisar de generatorer och dess tillhörande lastflödesdata i nätmodellens grundutförande.

Tabell 3 – Generatorer i nätmodellen och dess tillhörande märk- och lastflödesdata i modellens grundutförande

ID	Område	Generator typ	P [MW]	Q [Mvar]	Märkeffekt [MVA]	u, p.u.	cosphi
g01	Nord	Hydro	600	58,3	800	1,068	0,995
g02	Nord	Hydro	300	17,2	600	1,056	0,998
g03	Nord	Hydro	550	20,9	700	1,059	0,999
g04	Nord	Hydro	400	30,4	600	1,034	0,997
g05	Nord	Hydro	200	60,1	250	1,029	0,958
g06	Centralt	Thermal	360	138,6	400	1,008	0,933
g07	Centralt	Thermal	180	60,4	200	1,014	0,948
g08	Nord	Hydro	750	232,6	850	1,05	0,955
g09	Nord	Hydro	668,5	201,3	1000	0,999	0,958
g10	Nord	Hydro	600	255,7	800	1,016	0,92
g11	Nord	Hydro	250	60,7	300	1,021	0,972
g12	Nord	Hydro	310	98,3	350	1,02	0,953
g13 (CS)	Centralt	Kompensator	0	50,1	300	1,017	0
g14	Centralt	Thermal	630	295,9	700	1,045	0,905
g15	Centralt	Thermal	1080	377,9	1200	1,046	0,944
g16	Centralt	Thermal	600	222,6	700	1,053	0,938
g17	Syd	Thermal	530	48,7	600	1,009	0,996
g18	Syd	Thermal	1060	293,4	1200	1,031	0,964
g19	Utl.förbind	-	300	121,2	500	1,03	0,927
g20	Utl.förbind	-	2137,4	377,4	4500	1,018	0,985

Som kan utläsas från tabellen består nätet av totalt 19 synkrogeneratorer och en synkronkompensator fördelade på områdena Syd/Central/Nord respektive representation av utlandsförbindelser.



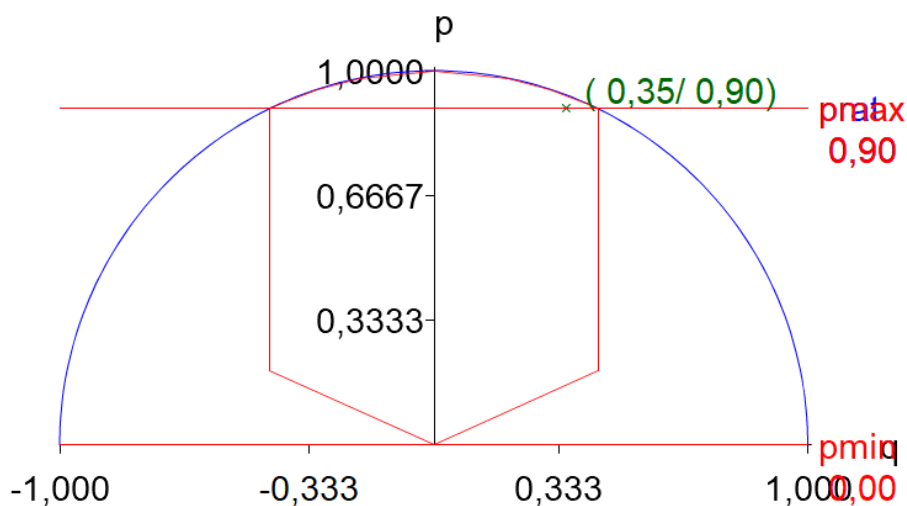
Figur 13 – Nättdiagram över den nätmodell som används i analysen.

6.3.2 Modell kraftelektronikansluten produktionskälla

Den modell som har använts för att representera kraftelektronikansluten produktion är en generisk modell som ingår i programvaran PowerFactory. Modellen som har använts heter "FullyRatedConverterWTG"

Den generiska modellen är framtagen med huvudsyfte att fungera för statiska och dynamiska simuleringar (RMS/EMT). Modellen representerar endast växelriktaren på nätsidan, och inkluderar således inte modellerad rotor eller aerodynamik på turbinsidan. För en asynkront, kraftelektronikansluten, produktionskälla är detta en tillräcklig detaljeringsgrad för studiens syfte eftersom kraftelektroniken medför att rotorn och generatoren är frikopplad från nätet.

Den använda vindkraftsmodellen har en märkeffekt om 6.667 MVA med en märkeffektfaktor om 0.9, vilket innebär en kapacitet till att reglera reaktiv effekt ± 3.3 MVar. Kapabilitetsdiagrammet för modellen framgår av nedanstående figur.



Figur 14 - Kapabilitetsdiagram ('PQ-diagram') för använd vindkraftsmodell

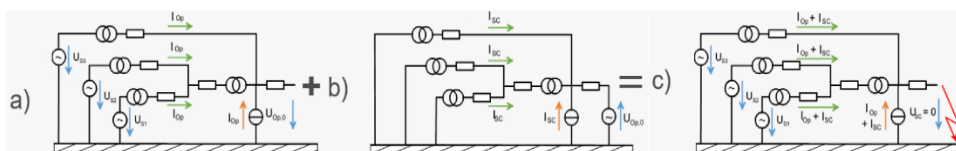
Modellen har konfigurerats för att leverera erforderlig mängd aktiv effekt för att ersätta synkrongeneratorerna i varje respektive scenario, vilket innebär att modellens turbintransformator respektive generatormodell har aggregerats till den mängd parallella enheter som krävs för att motsvara den aktiva effekten hos den synkrongenerator som ska ersättas.

6.3.3 Beräkningsmodell för felströmsinjicering

Semi-statisk modell

För analyser av scenario (1) – (6) har beräkningsmodellen som beskrivs i detta avsnitt används. Beskrivningen utgår från tekniska referenser i användarmanualen till DIGSilent PowerFactory.

Kortslutningsberäkningarna utförs via funktionen "short-circuit complete" i PowerFactory. Övergripande görs beräkningarna i funktionen via superponering av lastflödesberäkningarna innan felet ansätts (a i Figur 15) och kortslutningsberäkningarna av feltilståndet (b i Figur 15). Det görs via kortslutning av samtliga spänningskällor och addering av en spänningskälla som tillför en spänning i felstället. Nedan figur illustrerar funktionens metodik.



Figur 15 - Illustration över använd funktion för kortslutningsberäkningar. Hämtad från användarmanualen i DIGSilent PowerFactory.

Vidare används en funktion "Current iteration" som tillägg till ovanstående för att representera ströminjicering från fulleffektomriktarna i den använda RES-modellen. Injiceringen beror av spänningsdippen efter att kortslutningsberäkningen är gjord och då endast de roterande maskinerna i nätmodellen initialt har beaktats. Beaktning till injicering från RES och dess påverkan på spänningen från RES görs därefter iterativt. I varje iteration beräknas den resulterande spänningen. Under iterationerna anpassas magnituden av den injicerade strömmen utifrån varje iterations nya uträknade spänningsvärde. Fasvinkeln av den injicerade strömmen bestäms så att spänningsstötningen vid felstället, som följd av ströminjiceringen, är i fas med spänningen innan fel.

I funktionen finns möjlighet att påverka injiceringen via parametrarna K-faktor, maxström och dödband. Hur beräkningen av injiceringen görs beskrivs av nedanstående ekvationer.

$$\Delta u_1 = \frac{U_{ref} - |U_{1,rot}|}{U_N}$$

$$|\Delta I_1| = \begin{cases} 0 & \text{if } \Delta u_1 \leq 0 \\ K \cdot \Delta u_1 \cdot I_N & \text{if } K \cdot \Delta u_1 < i_{max} \\ i_{max} \cdot I_N & \text{if } K \cdot \Delta u_1 \geq i_{max} \end{cases}$$

Där K är skalfaktor för injiceringen, I_N den nominella strömmen, Δu_1 spänningssänkning, i_{max} maximal strömbelastning för omriktaren och ΔI_1 den injicerade strömmen.

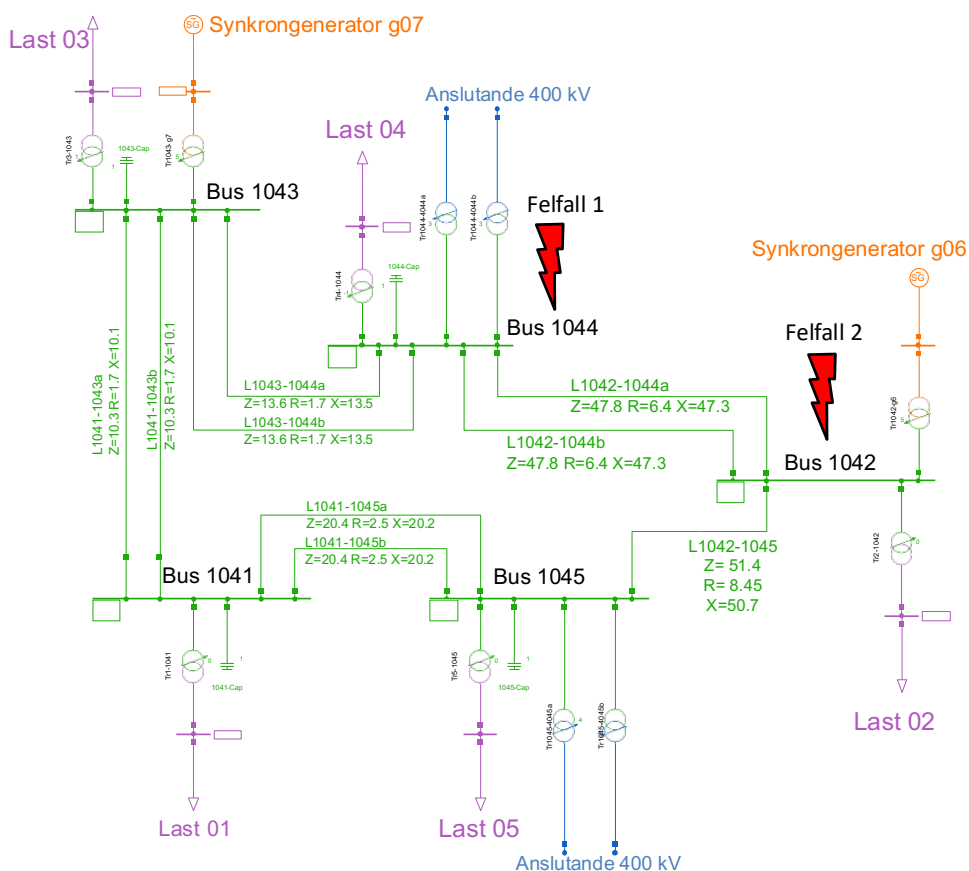
6.4 ANALYSFÖRUTSÄTTNINGAR

Analysen genomförs med utgångspunkt i det regionnät med en spänningsnivå om 130 kV som är placerat i den del av nätmodellen som kallas "Central".

Det utvalda regionnätet innehåller i sitt grundutförande följande huvudkomponenter

- 5 st 130 kV-stationer varav två av dem ansluter till 400 kV-nätet
- 5 st aggregerade laster vilka för analysen representerar slutkunder i distributionsnät. Varje respektive last matas från 130 kV-stationerna via 130/20 kV-transformatorer.
- 2 st synkrogeneratorer vilka för analysen i olika omfattning ersätts av förnybar elproduktion
- 4 st shuntkondensatorer ämnade att för det aktuella driftfallet hålla spänningsnivåer inom acceptabla gränser

130 kV-nätets topologi, komponenter och ansatta felfall illustreras i Figur 16 i sitt grundutförande, det vill säga scenario 'Basfall'. Felfall 1 motsvarar en trefasig kortslutning i den station som har högst kortslutningseffekt och motsvarande för Felfall 2 för den stationen med lägst kortslutningseffekt.



Figur 16 - Linjeschema över det 130 kV-nät som analysen fokuserar på, samt vilka felfall som utvärderas.

6.4.1 Scenario (1) – (6)

Analysen utförs genom att utvärdera hur spänningsutbredningen, spänningsdjupet och magnitud av kortslutningsströmmen påverkas i de olika scenarierna (1) – (6) som beskrivs i avsnitt 6.2.1.

Av de synkrogeneratorer som tas ur drift eller regleras ned i varje respektive scenario görs bytet mot RES med avseende på aktiv effekt som 1:1. Det innebär att om en synkrogenerator har levererat exempelvis 180 MW så modelleras en aggregerad mängd vindkraftsverk som levererar motsvarande mängd aktiva effekt. Vad gäller reaktiv effekt eftersträvas att erhålla samma spänningsnivåer på ingående busar som i scenariot 'Basfall'. Detta görs genom följande

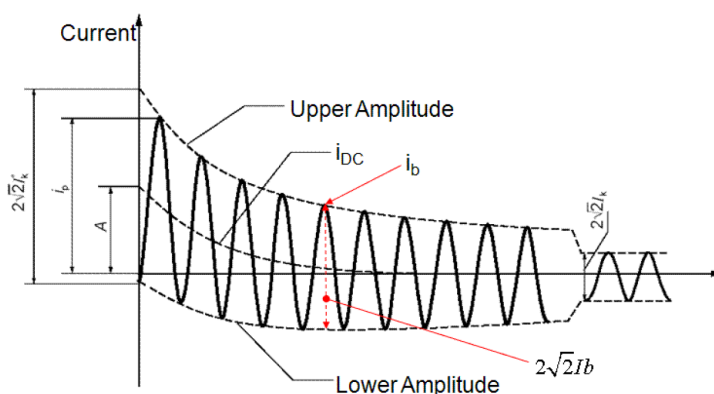
- Den aggregerade vindkraftsgeneratoren ansätts bidra med 0 MVar, det vill säga den ligger med en arbetspunkt om $\cos \varphi=1$.
- Shuntkondensator(er) ansätts på erforderliga knutpunkter med en märkeffekt tillräcklig för att erhålla samma spänningsnivåer i normaldriftsfallet 'Basfall'.

Injiceringen från RES i de olika scenarierna framgår från Tabell 4.

Tabell 4 - Använda parameterinställningar för felströmsinjiceringen

Parameter	Värde	Förklaring
K	0, 2 & 10	Skalfaktor för injiceringen av reaktiv ström. Exempel: Ansätts K=5 kommer för varje procent av spänningssänkning injiceras 5 % av nominell ström.
I_{\max}	1 p.u.	Strömbegränsning. Maximal ströminjicering beroende av tåligheten hos kraftelektroniken i omriktaren
U_{DB}	0.15 & 0.10	Dödband i p.u. spänning. Inom dödbandet sker ingen injicering.

Vid utvärdering av påverkan på kortslutningsströmmen i de olika scenarierna undersöks initial kortslutningsström, I'' , max-värden av strömmen under transientförloppet, i_p , samt värdet av kortslutningsströmmen vid bortkoppling, i_b . Hur de olika parametrarna är definierade under ett transient förlopp framgår från Figur 17.



Figur 17 – Kortslutningsström som funktion av tid och ingående parametrar. Hämtad från DIGSilent Powerfactory's tekniska referenser.

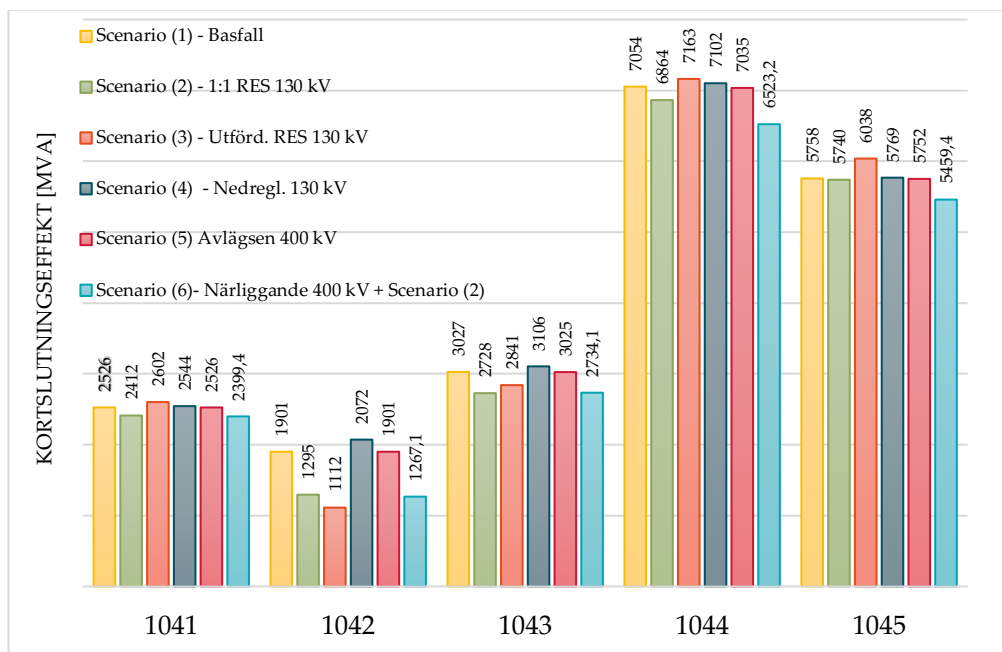
6.4.2 Avgränsningar och antaganden

- Det antas att samtliga förnybara produktionskällor utgörs av turbintyp 4, det vill säga back-to-back fulleffektomriktare.
- Vid ansättande av fel görs inga driftomläggningar för att bortkoppla felet utan felet ansätts och antas vara bortkopplat efter felbortkopplingstid 200 ms utan någon driftomläggning i modellen
- Synkrogeneratorer ersätts med motsvarande mängd aktiv effekt från kraftelektronikansluten produktion. Tillgänglighet (tillgång till primär energi i form av vind/sol) beaktas således ej. En synkrogenerator som levererat 600 MW och som ersätts av 600 MW RES i analysen avser alltså inte att 600 MW installerad effekt av RES kan ersätta synkrogeneratoren i fråga, utan det är alltså en antagen samlad produktionsnivå som används för att möjliggöra en jämförelse.
- Shuntkondensator(er) används för att erhålla liknande spänningsnivåer i normaldriftsfallet som i modellens grundutförande med endast synkrogeneratorer.
- Dynamik i form av stigtid för kortslutningsström, återhämtning av aktiv effekt samt eventuella svängningar som uppstår efter felbortkoppling ingår ej i analysen av scenarion (1)-(6).
- Felet som ansätts är en trefasig (symmetrisk) kortslutning

6.5 RESULTAT

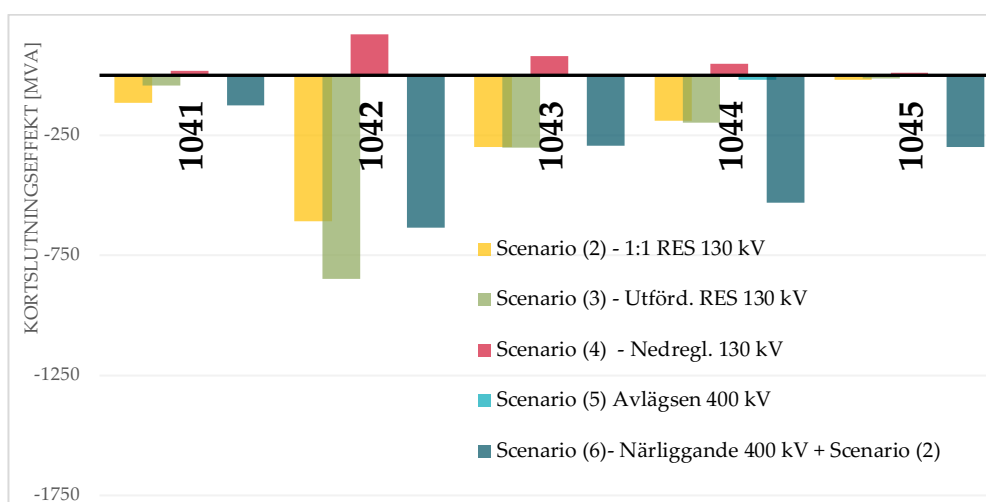
6.5.1 Påverkan av ökad mängd RES på kortslutningseffekter

I Figur 18 redovisas den resulterande maximala kortslutningseffekten för det studerade driftläget. Kortslutningseffekten redovisas för varje respektive station (1041 – 1045) samt för varje respektive scenario.



Figur 18 - Resultande kortslutningseffekt för de olika studerade scenarierna lokalt i det studerade 130 kV-nätet

I Figur 19 redovisas förändringen i korslutningseffekt för varje respektive station i det studerade 130 kV-nätet och för varje respektive scenario.



Figur 19 – Förändring i kortslutningseffekt för varje respektive station i nätmodellen, vid ersättande av synkrongeneratorer. Förändringen är relativt scenariot 'Basfall'.

6.5.2 Påverkan på djup av spänningsdipp

I avsnittet redovisas resultat med avseende på hur djupen av spänningsdippen påverkas för de olika utvärderade scenarierna av förnybar energi i nätet.

Resultatet framgår från Tabell 5 och Tabell 6 nedan där spänningar för 'Basfall' som % av referensspänningen redovisas vid kortslutning på den svagaste respektive den starkaste delen i nätet med avseende på kortslutningseffekt. För efterföljande scenarion redovisas skillnaden i spänning relativt 'Basfall'.

Rödmarkerade värden utgör ansatt kortslutningsställe.

Beräkningarna är genomförda med en skalfaktor $K=2$ och ett dödband om 0.15 av U_n . För kortslutning på station 1044 är beräkningar gjorda med en större skalfaktor respektive ett lägre dödband samt utan aktiverad felströmsinjicering, $K=0$.

Tabell 5 – Spänning i procent av referensspänningen, samt påverkan för varje respektive scenario relativt basfallet vid kortslutning i den stationen med högst kortslutningseffekt, station 1044.

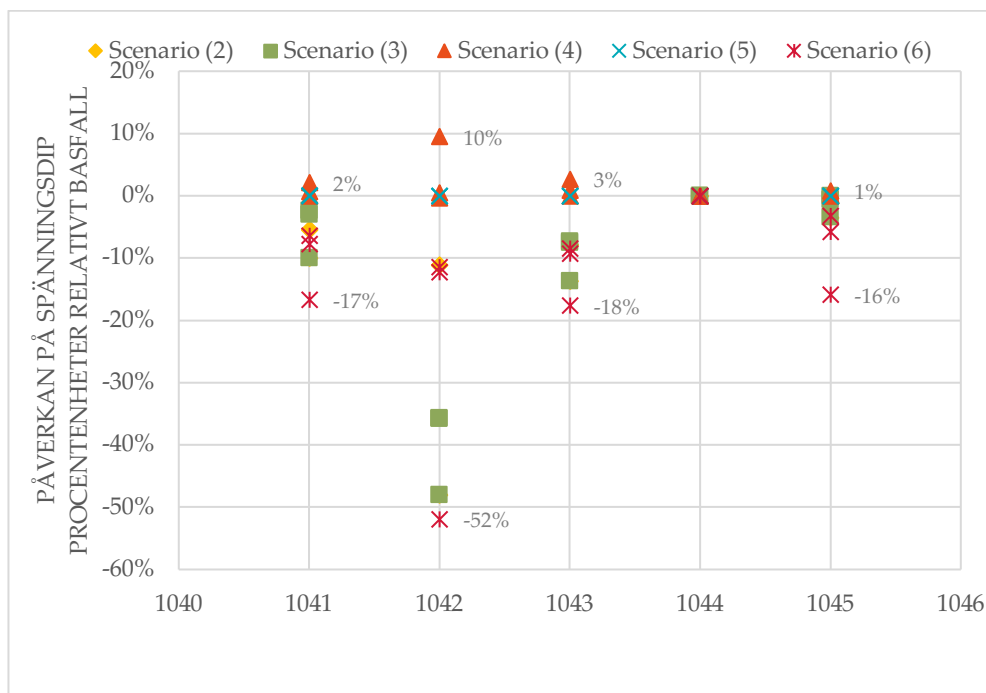
Station	Scenario (1)	Scenario (2)	Scenario (3)	Scenario (4)	Scenario (5)	Scenario (6)
Ingen felströmsinjicering från RES, $K=0$						
1041	31%	-10,0%	-10,0%	0,0%	0,0%	-16,7%
1042	61%	-48,1%	-48,1%	0,0%	0,0%	-52,0%
1043	26%	-13,7%	-13,7%	0,0%	0,0%	-17,6%
1044	0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1045	43%	-3,5%	-3,4%	0,0%	0,0%	-15,9%
Med $K=2$ och dödband=0.15 av U_n						
1041	31%	-5,5%	-3,0%	0,7%	0,0%	-8%
1042	61%	-11,2%	-35,8%	0,5%	0,0%	-12%
1043	26%	-8,0%	-7,6%	0,9%	0,0%	-9%
1044	0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0%
1045	43%	-1,2%	-0,7%	0,2%	0,0%	-6%
Med $K=10$ och dödband=0.10 av U_n						
1041	31%	-5,4%	-2,4%	2,1%	0,0%	-6,4%
1042	61%	-11,2%	-35,7%	9,5%	0,0%	-11,5%
1043	26%	-7,9%	-7,3%	2,6%	0,0%	-8,5%
1044	0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1045	43%	-1,2%	-0,1%	0,8%	0,0%	-3,2%

Tabell 6 - Spänning i procent av referensspänningen, samt påverkan för varje respektive scenario relativt basfallet vid kortslutning i den stationen med lägst kortslutningseffekt, station 1042.

Station	Scenario (1) Basfall	Scenario (2) 1:1 RES 130 kV	Scenario (3) Utförd. RES 130 kV	Scenario (4) Nedregl. 130 kV	Scenario (5) Avlägsen 400 kV	Scenario (6) Närliggande 400 kV + Scenario (2)
Med K=2 och dödband=0.15 av U_n						
1041	91,4%	-1,5%	-0,7%	0,0%	-0,4%	-4,4%
1042	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1043	93,1%	-2,1%	-1,3%	-0,1%	-0,2%	-4,8%
1044	89,3%	-0,5%	0,5%	0,0%	0,0%	-3,1%
1045	90,7%	-0,4%	0,4%	0,0%	-0,2%	-3,9%

I Figur 20 visas påverkan på spänningsdippen relativt basfallet för varje respektive scenario, och för olika värden av skalfaktorn K i ströminjiceringen. Det görs för felfallet kortslutning i station 1044. Påverkan redovisas i antal procentenheters försämring (-) respektive förbättring (+) vid jämförelse mot Basfallet. Inbördes jämförelse inom en och samma station, och för en färg/scenario, visar på påverkan från olika värden av skalfaktor K och dödband.

Exempel: Inom bus 1041 och Scenario (6) påverkas spänningsdippen med mellan -6 och -17 procentenheter beroende på om K=2, K=10 respektive om ingen injicering används, K=0.



Figur 20 - Illustration av påverkan på spänningsdippen i procentenheter relativt basfallet, vid kortslutning i station 1044.

6.5.3 Påverkan på utbredning av spänningsdipp

I avsnittet redovisas resultat med avseende på hur utbredningen av spänningsdipparna påverkas för de olika utvärderade scenariona av RES i nätet.

Resultatet redovisas i Tabell 7 nedan där antal stationer i nätmodellen som erhåller en spänningsnivå under 0.9 respektive 0.7 p.u presenteras. Resultatet redovisas för varje respektive scenario, och för kortslutning på station 1042 (svagt nät) samt på station 1044 (starkt nät). Beräkningarna är genomförda med en skalfaktor $K=2$ och ett dödband om 0.15 av U_n . För kortslutning på station 1044 är även beräkningar gjorda med en större skalfaktor respektive ett lägre dödband.

Grönmarkerade värden utgör en förbättring (=Färre antal stationer) jämfört med basfallet och rödmarkerade värden utgör en försämring (=Fler antal stationer).

Tabell 7 - Antal stationer i hela nätmodellen som vid fel erhåller en spänningssänkning mindre än 0.9 p.u. för de olika scenariona

Kriterie	3ph-fel i station	Basfall	Scenario (2)	Scenario (3)	Scenario (4)	Scenario (5)	Scenario (6)	
Med K=0, ingen felströmsinjicering aktiv								
Spänning < 0.9 p.u	1044	19 st	19 st	19 st	19 st	20 st	20 st	
	Med K=2 och dödband=0.15 av U_n							
	1042	2 st	3 st	2 st	2 st	2 st	5 st	
	1044	19 st	19 st	19 st	19 st	20 st	19 st	
Med K=10 och dödband 0.10 av U_n								
	1044	19 st	19 st	19 st	19 st	20 st	19 st	
Med K=0, ingen felströmsinjicering aktiv								
Spänning < 0.7 p.u	1044	13 st	13 st	13 st	13 st	13 st	14 st	
	Med K=2 och dödband=0.15 av U_n							
	1042	1 st	1 st	1 st	1 st	1 st	1 st	
	1044	13 st	13 st	13 st	13 st	13 st	13 st	
Med K=10 och dödband 0.10 av U_n								
	1044	13 st	13 st	13 st	12 st	13 st	13 st	

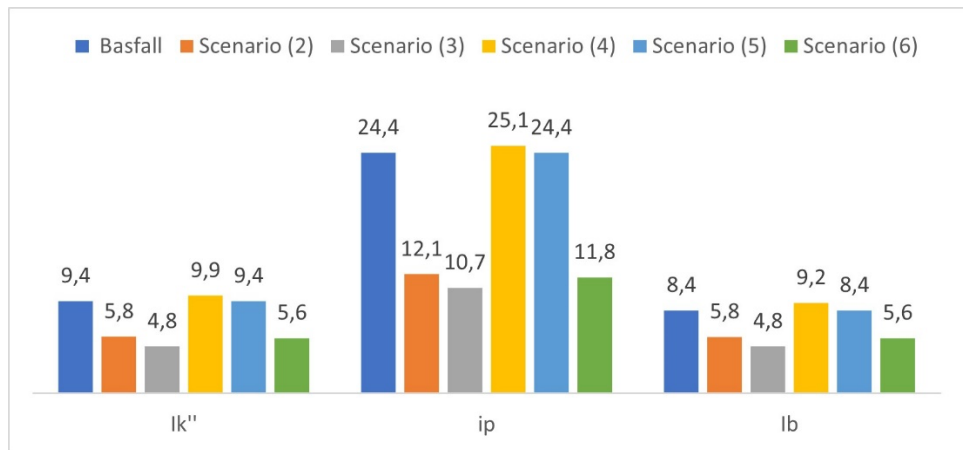
6.5.4 Påverkan på magnitud av kortslutningsström

I avsnittet redovisas resultaten med avseende på hur magnituden av kortslutningsströmmen påverkas för de olika utvärderade scenariona av RES i nätet.

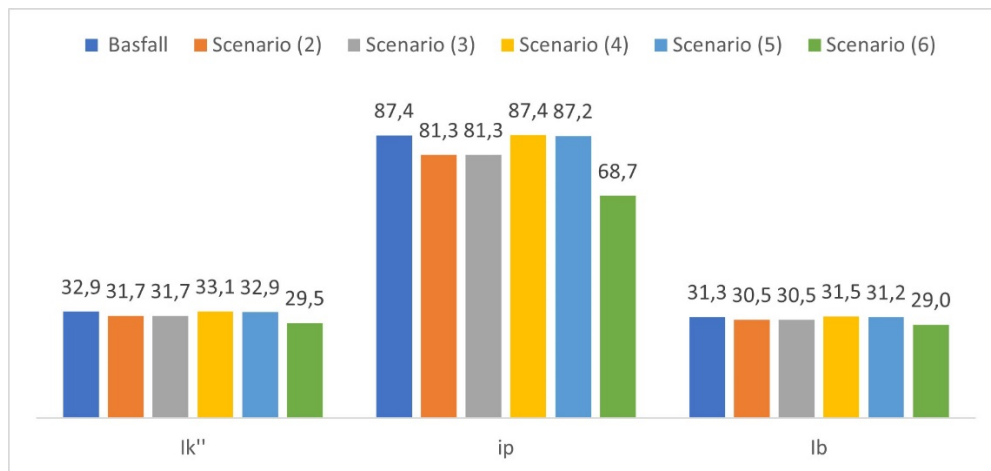
Resultatet redovisas i Figur 21, Figur 22 och Figur 23. I Figureerna presenteras magnituden av kortslutningsströmmen för olika skeden i det transienta förloppet där I_k'' är den initial kortslutningsströmmen, ip det maximala värdet under

transientförloppet och ib den magnitud av kortslutningsström som bryts vid bortkoppling.

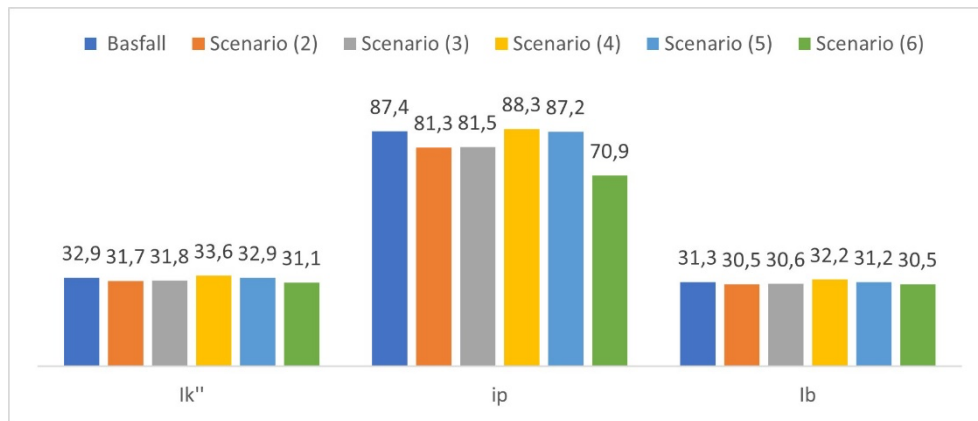
Beräkningarna är genomförda med en skalfaktor $K=2$ och ett dödband om 0.15 av U_n . För kortslutning på station 1044 är även beräkningar gjorda med en större skalfaktor respektive ett lägre dödband



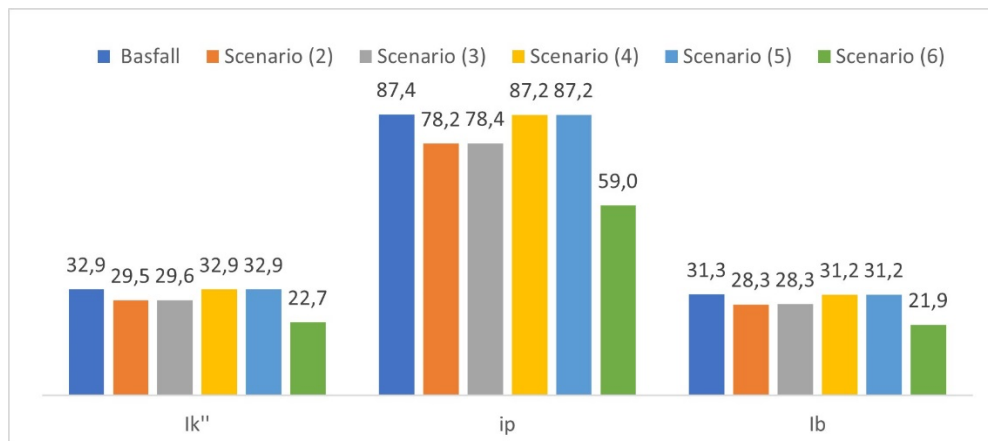
Figur 21 - Kortslutningsström [kA] i felstället vid fel i station 1042. Inställningar för injicering $K=2$ och dödband 0.15 av U_n .



Figur 22 - Kortslutningsström [kA] i felstället vid fel i station 1044 med inställningar för injicering $K=2$ och dödband 0.15 av U_n .



Figur 23 - Kortslutningsström [kA] vid fel i station 1044 med inställningar för injicering $K=10$ och dödband 0.10 av Un.



Figur 24 - Kortslutningsström kA vid fel i station 1044 och utan felströmsinjicering aktiv ($K=0$)

6.6 DISKUSSION

Osäkerheter i nätmodell

Det ska observeras att resultaten i denna rapport utgår från en förenklad och fiktiv modell representativ för Sveriges elnät. Resultaten är principiella och belyser vad som skulle kunna förväntas vid en ökad andel RES i elnätet, utifrån de scenarion som beräknats. Verkligt utfall beror på faktorer så som lokala förhållanden, nättopologi, driftläge, var felet sker samt vilka ledningar och snitt som påverkas efter att felbortkoppling skett.

Påverkan från RES på kortslutningseffekt

I Figur 18 visualiseras den resulterande kortslutningseffekten för stationerna i det studerade 130 kV-nätet. Kortslutningseffekterna är beräknade utifrån antagandet att samtliga vindkraftsverk har en förmåga till felströmsinjicering, inställd med skalfaktor $K=2$ samt att de har full tillgänglighet, dvs. tillgång på primär energi i form av vind. Det ska därför noteras att en större försämring relativt basfallet skulle göra sig gällande om en delmängd, eller alla, av vindkraftsverken inte skulle ha någon funktionalitet för felströmsinjicering alternativt om olika grad av tillgänglighet skulle beaktas.

Från resultaten kan generellt konstateras att kortslutningseffekten försämras vid ersättande av konventionell elproduktion mot RES. I scenarion där RES ersätter synkrogeneratorer lokalt i ett och samma 130 kV-nät blir försämringen som mest påtaglig i de knutpunkter där synkrogeneratorer tas ur drift, vilket påvisas i Figur 19. Det är därför viktigt att i nätplanering och beräkningar ta hänsyn till potentiella framtida driftfall och tidpunkter där sådana driftsituationer skulle kunna aktualiseras.

Vid ersättande av en begränsad mängd synkrogenerator(er) på överliggande nät, avlägset från 130 kV-nätet, ges en liten påverkan på kortslutningseffekten i 130 kV-nätet. Detta påvisas via Scenario (5) i Figur 18 och Figur 19. Vidare kan utläsas att om en större mängd, närliggande, synkrogeneratorer ersätts mot RES på överliggande nät så kommer kortslutningseffekten i 130 kV-nätet påverkas i större utsträckning. Detta påvisas via Scenario (6) i Figur 18 och Figur 19.

Konsekvenserna utifrån ovanstående resultat kan således summeras till det faktum att en högre andel RES medför en lägre kortslutningseffekt och ur den aspekten ett försvagat nät. En allmän diskussion vad detta innebär för spänningsstabiliteten i kraftsystemet förs i avsnitt 7.

Slutligen kan noteras att i scenario (4), där en synkrogenerator endast är nedreglerad, men fortsatt i drift, ges en positiv inverkan på kortslutningseffekten. Det är helt i linje med vad som rent intuitivt kan förväntas inträffa mot bakgrund av att den enda förändringen som skett är att fler produktionskällor har anslutits till nätet, och således erhålls en ökad kortslutningseffekt.

Potentiella konsekvenser kopplat till detta scenario handlar således inte om försämrad spänningsstabilitet vid felfall eller utmanande av skyddsfilosofier, utan handlar snarare om att tillse att utrustning så som strömskenor etcetera är termiskt dimensionerade tåliga för den ökade kortslutningseffekten och felströmmen.

Påverkan från RES på djupet av spänningsdipp

Från resultatet i avsnitt 6.5.2 kan konstateras att djupet av spänningsdippen i övriga felfria stationer vid en kortslutning i den svaga stationen 1042 inte påverkas nämnvärt i något av de studerade scenariona (2) – (5), jämfört med om nätet hade bestått av enbart synkrogeneratorer. Vid ersättande av närliggande synkrogeneratorer mot RES på överliggande nät, i kombination med Scenario (2) ges en större påverkan på djupet av spänningsdipparna i nätet. Samtliga resulterande spänningsdipp är dock små och ligger inom dödbandet för felströmsinjiceringen från RES, vilket innebär att funktionen för felströmsinjicering ej är aktiv under felet. Ett möjligt sätt att påverka spänningsdippen via felströmsinjicering skulle således vara att justera ned dödbandet. Att ansätta ett dödband lägre än 0.10 skulle dock innebära att förmågan för felströmsinjicering skulle kunna aktiveras under normaldriftsfall. Det är inte ändamålsenligt då felströmsinjiceringen endast bör aktiveras under felfall och inte under normaldrift.

Anledningen till att ingen stor utbredning av spänningsdipp sker vid kortslutning i den svaga stationen är på grund av att det endast är 3 ledningar som förbinder den med inmatningsstationerna från 400 kV-nätet, till skillnad från övriga stationer som har 4 sådana ledningar. Dessutom är impedansen betydligt mycket större för ledningarna anslutande till den svaga stationen, relativt de övriga ledningarna i nätet. Den höga impedansen mellan felstället i den svaga stationen och övriga stationer medför att övriga stationer inte drabbas av nämnvärt stora spänningsdipp. Konsekvenser av detta bedöms vara utmaningar av skyddsfunktionalitet och att den svaga stationen blir väldigt lättpåverkad av dynamiska pendlingar under och efter felet [39].

Vidare kan det konstateras att en större påverkan på djupet av spänningsdippen erhålls i de olika scenariona om kortslutningen appliceras i den starka stationen 1044. Spänningen i basfallet för de icke-felande stationerna ingående i det studerade 130 kV-nätet ligger inom intervallet 26 – 61 % av referensspänningen.

För scenarierna (2) och (3), som innebär att synkrogeneratorer i 130 kV-nätet tas ur drift, sker en försämring av spänningsdippen i nätet med mellan 0.1 – 48.1 procentenheter. Graden av försämring beror av huruvida RES bidrar med felströmsinjicering eller ej, samt av kortslutningseffekten i respektive station.

Om ingen felströmsinjicering är aktiv hos RES är försämringen störst i den svagaste stationen 1042, där en försämring om 48.1 procentenheter inträffar oavsett om ersättandet av synkronmaskinerna sker som 1:1 eller om den fördelas jämnt över ingående knutpunkter i nätet. På motsvarande sätt erhålls minst försämring av spänningsdipp i den starkaste felfria stationen, station 1045, där en försämring om 3.5 respektive 3.4 procentenheter inträffar om ersättandet av synkronmaskinerna sker som 1:1 respektive om den fördelas jämnt över ingående knutpunkter i nätet i nätet

För dessa scenarion påverkas inte spänningsdippen nämnvärt med en mer aggressiv styrning av injicering, eller med ett lägre dödband. En förbättring på upp till ca 1 procentenhet erhålls. Anledningen bedöms vara att injiceringen redan är mättad, det vill säga att spänningsfallet över RES-modellens terminaler är så pass

stort att maxinjicering uppnås redan vid en låg skalfaktor $K=2$, och högt dödband 0.15.

Däremot ges en stor påverkan i djupet av spänningsdippen beroende på om funktionen för felströmsinjicering är aktiv eller ej. Störst påverkan som följd av injiceringen från RES ges i de svaga stationerna, medan en mindre påverkan erhålls i starkare stationer. Försämringen i de svaga men felfria stationerna, då kortslutning inträffar i en stark station, går med $K=0$ (ingen injicering) från -48.1 till -11.2 procentenheter vid aktiv injicering med $K=2$ och dödband 0.15. Motsvarande för den starkaste stationen innebär en försämring från -3.4 till -0.7 procentenheter.

Vad gäller scenario (4) som innebär att synkrogeneratorer i 130 kV-nätet nedregleras erhålls en marginell förbättring av spänningsdippen vid skalfaktor $K=2$ och dödband 0.15 av U_n . Vid en större skalfaktor $K=10$ och ett lägre dödband ges en förbättring av spänningsdippen mellan 0.8 – 9.5 procentenheter. Störst förbättring erhålls i den svaga stationen 1042. Förklaringen till förbättringen är att det är i station 1042 som det har anslutits RES som tillägg till befintligt nedreglerad synkrogenerator, som trots nedregleringen förutsätts ha bibehållen kapabilitet i sin stöttande förmåga under felfallet.

Slutligen gällande scenario (5) och (6) kan konstateras att:

- ingen påverkan i försämring i djupet av spänningsdippen erhålls om endast en avlägsen och begränsad storlek av synkrogeneratorer ersätts i överliggande 400 kV-nät.
- Däremot om mer närliggande och större storlek av synkrogeneratorer tas ur drift på överliggande 400 kV-nät förvärras djupet av spänningsdippen i samtliga delar av det studerade 130 kV-nätet.

Påverkan från RES på utbredning av spänningsdipp

Resultatet med påverkan från RES på utbredning av spänningsdipp redovisas i avsnitt 6.5.3. Utvärderingen av utbredningen är satt för två kriterier, ett högre 0.9 och ett lägre 0.7 p.u. spänning. Det kan konstateras att det första kriteriet representerar ett fall av spänningsdipp som utgör en spänningsnivå utanför spänningsintervallet under normaldrift, och det andra utifrån vad som i EIFS 2023:3 definieras som en spänning som ligger utanför vad som kan betraktas som "god elkvalitet".

Från resultatet av de studerade scenarierna kan det utläsas att det inte sker någon större förändring av antalet stationer i nätet som upplever spänningar lägre än de uppsatta kriterierna om 0.9 respektive 0.7 p.u. Det skulle kunna förklaras dels av att spänningsdippar är att betrakta som ett lokalt fenomen och att det snarare än utbredning av spänningsdipp sker en försämring av spänningen lokalt, från ett värde under uppsatta kriterier, till ett ännu lägre. Resonemanget underbyggs även av tabell 6 där endast stationer i det studerade 130 kV-nätet undersöks.

Om RES skulle ersätta synkronmaskiner på systemnivå (400 kV), eller bidra till driftlägen där synkronmaskiner tas ur drift under perioder med hög sol- och

vindkraftsproduktion, kan konstateras att utbredningen skulle påverkas i större omfattning. Det underbyggs av scenario (5) och (6) där avlägsna respektive närliggande synkrogenerator har tagits ur drift på överliggande 400 kV-nät, och då kortslutning ansätts på station 1044. En ytterligare station upplever då en spänning <0.9 p.u respektive <0.7p.u. På motsvarande sätt upplever ytterligare tre stationer en spänning <0.9 p.u. jämfört med basfallet vid en kortslutning i den svaga stationen 1042.

Påverkan på magnitud av kortslutningsström

Från resultatet i avsnitt 5.5.4 kan övergripande utläsas att vid fel i en svag del av nätet (station 1042) påverkas den resulterande kortslutningsströmmen procentuellt betydligt mer än om felet inträffar i en stark del av nätet (station 1044).

Vid fel i den starka respektive svaga stationen i 130 kV-nätet varierar kortslutningsparametrarna för de olika scenarierna och inställningarna av felströmsinjiceringen enligt nedan:

Stark station 1044, 3PH-SC	Svag station 1042, 3PH-SC
$I_k'' = [22.7 \text{ kA}, 33.6 \text{ kA}]$	$I_k'' = [4.8 \text{ kA}, 9.9 \text{ kA}]$
$I_p = [59.0 \text{ kA}, 88.3 \text{ kA}]$	$I_p = [10.7 \text{ kA}, 25.1 \text{ kA}]$
$I_b = [21.9 \text{ kA}, 32.2 \text{ kA}]$	$I_b = [4.8 \text{ kA}, 9.2 \text{ kA}]$

I de scenarion där synkronmaskiner tas ur drift minskar magnituden av kortslutningsströmmen, och i fall där de endast nedregleras ökar kortslutningsströmmen givet att tillkommande RES har en förmåga till felströmsinjicering som är aktiverad. Det ska observeras att de uträknade värdena av kortslutningsparametrarna under det transienta förloppet är principiella. Enligt [40] är det mycket svårt att erhålla exakta uppskattning av dessa parametrar under det transienta förloppet, vilket skiljer sig stort jämfört med konventionella synkrogeneratorer.

Ansätts att de olika studerade scenarierna representerar olika driftsituationer i nätet kan således konstateras att en ökad andel förnybar energi medför ett mer dynamiskt intervall av möjliga kortslutningsströmmar. Scenarierna skulle kunna ansättas enligt nedan.

- 'Basfall' representerar väderförhållanden medförande låg/ingen intermitterent elproduktion.
- Övriga scenarion representerar väderförhållanden, driftsituationer eller politiska drivkrafter med förändrad produktionsmix med mycket intermitterent elproduktion medförande att synkrogeneratorer nedregleras, eller tas ur drift.

Ett mer dynamiskt intervall av möjliga kortslutningsströmmar skulle vid viss mängd av RES och nivå av nätstyrka kunna utmana nätets skyddsfunktioner, alternativt kräva att skyddsfilosofin beaktar dynamiken på ett möjligt och rimligt sätt [40]. En allmän diskussion vad detta innebär för kraftsystemet förs i avsnitt 7.

Påverkan av felströmsinjicering från RES:

I avsnitt 6.5.2 och Figur 20 framgår inverkan från felströmsinjiceringen samt hur inställningar av skalfaktorer och dödband påverkar djupet av spänningsdippen för de olika studerade scenarierna.

Från resultatet utläses att det försämrade djupet av spänningsdipp mildras i de olika scenarierna, som följd av att ha en aktiv funktion för felströmsinjiceringen enligt nedan:

Tabell 8 - Påverkan på djupet av spänningssänkning med och utan felströmsinjicering aktiv, vid kortslutning i den starkaste stationen, station 1044. Resultaten visas i försämring relativt basfallet där endast synkrogeneratorer används.

Station	Scenario 2		Scenario 3		Scenario 4		Scenario 5		Scenario 6	
	K=0	K=10	K=0	K=10	K=0	K=10	K=0	K=10	K=0	K=10
1041	-10%	-5%	-10%	-2%	0%	2%	0%	0%	-17%	-6%
1042	-48%	-11%	-48%	-36%	0%	10%	0%	0%	-52%	-12%
1043	-14%	-8%	-14%	-7%	0%	3%	0%	0%	-18%	-9%
1044	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1045	-4%	-1%	-3%	0%	0%	1%	0%	0%	-16%	-3%

Från tabellen kan konstateras att felströmsinjicering gör en större skillnad om den aktiveras i svaga delar av nätet. Störst förändring erhålls i den svagaste stationen 1042 och lägst förändring erhålls i den starkaste stationen 1045.

Vidare kan konstateras från avsnitt 6.5.2 och Figur 20 att ingen större skillnad avseende djupet av spänningsdipp erhålls med K=2 jämfört med K=10. Anledningen bedöms vara att strömbegränsningen hos kraftelektroniken överskrids, alternativt är nära att överskridas, vid K=2, varför ingen stor påverkan erhålls när förändring görs till K=10.

Utöver djupet av spänningsdipp under felet är det viktigt att beakta det dynamiska förloppet efter att felet är avhjälpt eller problematik vid osymmetriska fel. En allmän diskussion vad detta innebär för kraftsystemet förs i avsnitt 7.

6.7 SUMMERING

Utifrån studiens resultat kan följande principiella slutsatser summeras

- I samtliga studerade scenarion som representerar driftsituationer då synkrogeneratorer tas ur drift förvärras djupet av spänningsdippen vid ett inträffat fel i det studerade 130 kV-nätet, jämfört med om produktionskällorna endast utgörs av synkrogeneratorer. Försämringen uppgår till som högst 52 procentenheter. Graden av försämring beror huvudsakligen av var i nätet felet ansätts, av storleken och avståndet från felet till de ersatta synkrogeneratorerna, om ersättande RES fördelas ut i nätet eller endast aggregeras i ett fåtal punkter samt huruvida ersättande RES antas bistå med reaktiv felströmsinjicering eller ej.
- Vid ersättande av synkrogeneratorer lokalt¹ inom det studerade 130 kV-nätet blir försämringen som mest påtaglig, 48 procentenheters försämring, som förvärras ytterligare om närliggande synkrogeneratorer i angränsande 400 kV-nätet också ersätts (52 procentenheters försämring). Vid antagen förmåga till injicering av reaktiv ström hos samtliga ersättande RES-enheter för mildras försämringen och uppgår då i stället till 11 procentenheter. Störst påverkan erhålls i de svaga delarna av det studerade nätet.
- Generellt blir försämringen av resulterande spänningsdipp inte lika påtaglig om ersättande RES fördelas ut på olika platser i nätet jämfört med om den aggregeras i ett fåtal noder
- Ingen, eller en marginell, försämring i spänningsdipp inträffar om endast en begränsad storlek, och till det studerade 130 kV-nätet avlägsna, synkrogeneratorer ersätts mot RES.
- Avseende utbredning av spänningsdippen utefter uppsatta kriterier om hur många stationer i nätet som upplever 0.7 respektive 0.9 p.u. spänning så erhålls en marginell påverkan i scenarion då synkrogeneratorer ersätts mot RES lokalt i det studerade 130 kV-nätet. I dessa fall handlar det snarare om att spänningsnivån för ingående stationer i 130 kV-nätet sjunker från en redan låg nivå, till en ännu lägre. Då en större mängd synkrogeneratorer tas ur drift och ersätts av RES inom ett avgränsat område, det vill säga både i det studerade 130 kV-nätet och i överliggande 400 kV-nät, så förvärras utbredningen. Upp till 3 ytterligare stationer upplever då en spänning <0.9 p.u., och 1 ytterligare station <0.7 p.u., jämfört med basfallet med 100 % synkrogeneratorer.
- I scenarion där synkrogeneratorer endast regleras ned, med antagen bibehållen kapacitet i sitt kortslutningsbidrag, och nedreglerad effekt ersätts av RES, sker en förbättring av spänningsdippen respektive utbredningen av den.
- Vid fel i en stark station som utgör en sammankopplingspunkt mot överliggande nät påverkas den resulterande kortslutningsströmmen magnitud inte nämnvärt (procentuellt) vid jämförelse mellan de olika studerade scenariona och basfallet.

¹ Med lokalt åsyftas i detta fall ett regionnät med spänningsnivå 130 kV som har två sammankopplingspunkter mot överliggande transmissionsnät (400 kV)

- Vid fel i svagare stationer som ej utgör sammankopplingspunkter mot överliggande nät är den procentuella förändringen i kortslutningsström desto mer betydande, jämfört med basfallet. I de scenarion där synkronmaskiner tas ur drift minskar magnituden av kortslutningsströmmen, och i fall där de endast regleras ned ökar kortslutningsströmmen.
- Ansätts att de olika studerade scenariona representerar olika driftfall i nätet beroende av exempelvis väderlek kan konstateras att en ökad andel RES medför ett mer dynamiskt intervall av möjliga kortslutningsströmmar. Vid fel i en svag del av nätet påverkas den resulterande kortslutningsströmmen procentuellt betydligt mer än om felet inträffar i en stark del av nätet i de olika studerade scenariona.
- I samtliga fall minskas parametrarna hos kortslutningsströmmen med undantag för scenariot då synkrongeneratorer endast nedregleras med antagen bibehållen kapacitet i sitt kortslutningsbidrag, och nedreglerad effekt ersätts av RES.
- Ett mer dynamiskt intervall av möjliga kortslutningsströmmar skulle vid viss mängd av RES, nivå av nätstyrka och ogynnsamt felställe kunna medföra konsekvenser så som
 - utebliven, eller ej önskvärd, funktion hos nätets skyddsfunktioner
 - fördyringar för att tillse termisk tålighet hos exempelvis ställverksutrustning vid driftlägen som medför en större felström.
- Vid ersättande av synkrongeneratorer mot RES kan inverkan från förmågan till att injicera reaktiv ström under feltillstånd ha en stor betydelse med avseende på hur pass mycket sämre djupet av spänningsdippen blir. Störst inverkan från injiceringen sker i svagare delar av nätet, och inverkan avtar desto starkare nätet blir.
- En ökning av skalfaktorn K i kontrollen för den reaktiva ströminjiceringen medför en liten, eller ingen, påverkan på spänningsnivån under felet. Anledningen bedöms vara strömbegränsningen hos kraftelektroniken och storleken hos den resulterande spänningsdippen vid fel.

7 Diskussion

Resultatet från analysen i avsnitt 0 går i linje med det faktum att synkrongeneratorer bidrar med större kortslutningseffekt relativt RES samt att spänningsstabilitet är att betrakta som ett lokalt fenomen. Anledningen till detta är i enlighet med [41] att spänningsregleringen är beroende av produktionsanläggningarnas förmåga att producera och konsumera reaktiv effekt. Beroendet är en följd av att transmissionsnätet har ett mycket högt induktivt motstånd vilket innebär en omöjlighet att överföra reaktiv effekt över långa avstånd. Således behöver den förmåga till leverans av reaktiv ströminjicering som synkrongeneratorerna har, både under normaldrift och under feltillstånd, ersättas om spänningsstabiliteten inte ska försämrats vid en ökad andel RES.

Till viss del kan synkrongeneratorernas förmåga ersättas via förmågor hos RES, men behöver även kompletteras med andra åtgärder för att inte spänningsstabiliteten ska försämrats. Med förmåga till reaktivt felströmsbidrag från RES blir försämringen mildare, men det förblir en försämring. Det ska även noteras att funktionen endast kan bistå med ett felströmsbidrag om dess primära energikälla finns tillgänglig (tillräcklig vind eller sol). I analysen har en full tillgänglighet av de ersättande vindkraftsverken antagits vilket är orealistiskt, men acceptabelt i detta fall då syftet med studien är att studera påverkan på den resulterande spänningen vid felfall och vid olika mängd RES som momentant producerar lika stor mängd effekt som de synkrongeneratorer den ersatt.

Under normaldrift kan åtgärderna handla om ett större behov av reaktiv effektkompensering via exempelvis shuntkondensatorer eller reaktorer. Under feltillstånd krävs åtgärder som kan återspegla det dynamiska beteendet hos synkrongeneratorerna, det handlar om åtgärder så som att ge incitament till befintliga synkrongeneratorer att bibehållas i drift för att agera som synkronkompensatorer eller att delta i nya stödtjänster för spänningshållning, alternativt via utbyggnad av nätkomponenter som kan efterlikna synkrongeneratorernas egenskaper, exempelvis via STATCOM:s. Enligt [41] är nämnda åtgärder inte ett tekniskt komplicerat problem, men det ökar kostnaderna för nätdriften.

Utöver spänningsstabiliteten och resultatet i föreliggande studie är det även viktigt att beakta inverkan från RES på det dynamiska förloppet efter att felet är avhjälpt, eller problematik vid osymmetriska fel. Dessa förlopp och felfall ingår inte i denna studie, men följande kan påtalas

- Överspänning efter felbortkoppling kan utgöra en risk, speciellt i svaga delar av nät alternativt vid höga värden av skalfaktor K (stor mängd reaktiv effektinjicering som funktion av spänningsfall). Noggrannhet i kontrollen av felströmsinjiceringen är viktig i detta avseende, och deaktivering av funktionen efter felbortkoppling i tillräckligt god tid innan spänningen återhämtats till sitt nominella värde efter felbortkoppling kan vara nödvändig [34]. Det föreslagna generiska kravet via EIFS 2018:2 är att funktionen ska deaktiveras då spänningen återgått till 0.9 p.u.

- Vid osymmetriskt fel kan en risk med allt för hög spänning i de friska faserna finnas, om inte detta beaktas på annat sätt så som via injicering i den negativa sekvensen [40] [34].
- Det finns risk för påverkan av skyddsfunktionalitet som följd av den skilda karakteristiken i inmatning av kortslutningsström från RES jämfört med synkrogeneratorer. Algoritmer för utlösning av reläskydd är i regel idag baserade på kortslutningsbidrag från synkrogeneratorer [40]. Enligt [40] kan en viss nivå av RES och kontroll av felströmsinjicering medföra en påverkan på nätens kortslutningsskydd i form av
 - Felaktig impedansmätning för distansskydd under det transienta förloppet
 - En svårighet att identifiera felände fas och riktning vid osymmetriska fel

Utöver risker avseende kortslutningsskydd påtalas även att det kan uppstå svårigheter för andra skydd, så som reläer för lastfrånkoppling vid låg spänning eller frekvens ämnade att skydda kraftsystemet vid mer allvarliga störningar.

8 Slutsats

Med en lägre andel synkrogeneratorer i drift i förhållande till kraftelektronikansluten produktion kan utifrån resultaten och ansatta antaganden en principiell påverkan på slutkunder ske enligt följande

- Djupare spänningsdippar kan förväntas i samband med fel i yttre nät och fler slutkunder kan förväntas påverkas på grund av en större utbredning av spänningsdippar vid fel i det yttre nätet.
- Givet att krav kring injicering av reaktiv felström tillämpas för RES blir det försämrade djupet i spänningsdippen inte lika påtagligt, dock fortfarande försämrat jämfört med ett basfall med synkrogeneratorer givet att inga ytterligare åtgärder införs. Fördjupning avseende dessa ytterligare åtgärder ingår inte i studien men det handlar om exempelvis.
 - Investeringar på nätägarsidan i nätkomponenter som kan efterlikna synkrogenerators beteende under felfall, exempelvis STATCOM:s.
 - Incitament till exempelvis synkrogeneratorer att bibehållas i drift, exempelvis via nya typer av stödtjänster som premierar kortslutningsbidrag.
- En ökning av skalfaktorn K i kontrollen för den reaktiva ströminjiceringen medför en liten, eller ingen, påverkan på spänningsnivån under felet i det studerade nätet. Anledningen bedöms vara strömbegränsningen hos kraftelektroniken och storleken hos den resulterande spänningsdippen vid felet.
- Antas att ansatta scenarion (1) – (6) representerar olika driftsituationer med synkrogeneratorer ur drift till följd av exempelvis marknadslägen med låga elpriser och ingen möjlighet till deltagande i befintliga stödtjänster eller pga. inplanerat underhåll, så kan det konstateras att ett mer dynamiskt intervall av möjliga kortslutningsströmmar (beroende av driftsituation) gör sig gällande.
 - Vid fel i en svag del av nätet påverkas den resulterande kortslutningsströmmen procentuellt betydligt mer än om felet inträffar i en stark del av nätet i de olika studerade scenariona.
 - Det kan vid en viss nivå av RES innebära en påverkan av skyddsfunktionalitet i nätet med längre felbortkopplingstider i svaga delar av nätet och/eller avgränsade delar i nätet med en hög andel kraftelektronikansluten produktion.
- Enkätundersökningen visar på att det skulle kunna finnas ett gap mellan det nätägare ser vid nätberäkningar vid felfall, kontra hur synkrona produktionsanläggningar faktiskt kan vara driftlagda i nätet. Gapet handlar om
 - Generellt beaktar nätägare inte driftsituationer då synkrona produktionskällor är ur drift av exempelvis marknadsskäl. De antas vara fullt tillgängliga i normaldriftlägen för beräkning av maximala

kortslutningsvärden och vid beräkning av min kortslutningsvärden utvärderas generellt N-1 (bortfall av anläggningsdelar).

- Felströmsbidrag från RES ansätts med schablonvärden vilket skulle kunna övervärdera resulterande spänningsdipp.

Gapet enligt ovan skulle kunna inverka på så sätt att vid utvärdering av fel och spänningsdippar via nätberäkningar ser nätägare ett annat djup av spänning jämfört med vad slutkunder faktiskt skulle kunna drabbas av vid ett verkligt fel i nätet.

9 Referenser

- [1] K. Brunge, E. Hellström, M. Jakobsson och E. Thornberg, "Långsiktig marknadsanalys 2021," Svenska kraftnät, 2021.
- [2] P. Ekström och A. Brännlund, "Slutkundens störningstålighet," Energiforsk, Stockholm, 2022.
- [3] EIFS 2023:3, "Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet;," Energimarknadsinspektionen, 2023.
- [4] J. Rosenlind, A. Emanuelsson och A. Aden, "Spänningskvalitet i elnäten 2016-2021," Energimarknadsinspektionen, 2022.
- [5] M. McGranaghan och B. Roettger, "Economic Evaluation of Power Quality," IEEE, 2002.
- [6] R. Targosz och J. Manson, "Pan-European power quality survey," IEEE, 2007.
- [7] C. Flytkjaer, Z. Emin, B. Badrzadeh, M. Bollen, L. Kocewiak, G. Lietz, S. Perera, F. M. Faria da Silva och M. val Escudero, "Power quality trends in the transition to carbon-free electrical energy systems," *Cigre Science & Engineering*, vol. 17, 2020.
- [8] S. Rönnberg och M. Bollen, "Power quality issues in the electric power system of the future," *The Electricity Journal*, vol. 29, nr 10, pp. 49-61, 2016.
- [9] S. Rönnberg, M. Bollen, R. Langella, F. Zavoda, J.-P. Hasler, P. Ciufu, V. Cuk och J. Meyer, "The expected impact of four major changes in the grid on the power quality – a review," *Cigre Science & Engineering*, vol. 8, pp. 85-97, 2017.
- [10] M. Bollen, S. Rönnberg och O. Lennerhag, "Påverkan på nätet från stora mängder solkraft," *Energiforsk* 2018:539, 2018.
- [11] S. Sudha Lehta, M. Bollen, T. Busatto, A. Espin Delgado, E. Mulenga, H. Bakhtiari, J. Sutari, K. Main Uddin Ahmed, N. Nakhodchi, S. Sakar och V. Ravindran, "Power Quality Issues of Electro-Mobility on Distribution Network—An Overview," *Energies*, vol. 16, nr 13, p. 4850, 2023.

- [12] S. Sudha Letha och M. Bollen, "Impact of Electric Vehicle Charging on The Power Grid," Luleå tekniska universitet, ISSN 1402-1536, <https://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:ltu:diva-83040>.
- [13] O. Lennerhag, M. Bollen, S. Aceby och S. Rönnberg, "Spänningsvariationer och intermittent produktion," Energiforsk, 2014.
- [14] S. Aceby och M. Speychal, "Fortsättningsprojekt spänningsvariationer och intermittent produktion," i 2018:472, 2018.
- [15] IEC 61000-4-15:2010, "Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and design specifications," IEC, 2010.
- [16] A. Gil-de-Castro, S. Rönnberg och M. Bollen, "Light intensity variation (flicker) and harmonic emission related to LED lamps," *Electric Power Systems Research*, vol. 146, pp. 107-114, 2017.
- [17] D. Schwanz, M. Bollen och S. Rönnberg, "Obalans från enfasanslutna solpaneler," Energiforsk rapport 2015:130, 2015.
- [18] S. Helm, I. Hauer, M. Wolter, C. Wenge, S. Balischewski och P. Komarnicki, "Impact of unbalanced electric vehicle charging on low-voltage grids," i 2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), 2020.
- [19] O. Lennerhag, A. Dernfalk och P. Nygren, "Supraharmonics in the presence of static frequency converters feeding a 16 2/3 Hz railway system," i *International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2020.
- [20] J. Meyer, M. Bollen, H. Amaris, A. M. Blanco, A. Gil-de-Casatro, J. Desmet, M. Klatt, L. Kocewiak, S. Rönnberg och K. Yang, "Future work on harmonics - some expert opinions Part II - supraharmonics, standards and measurements," i *International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2014.
- [21] J. Sutaria, S. Rönnberg och A. Espin Delgado, "Factors influencing the induced primary emission and induced secondary emission in the frequency range of 2 to 150 kHz," *Electric power systems research*, vol. 224, 2023.

- [22] A. Espin Delgado och S. Rönnberg, "Modeling and Analysis of Supraharmonic Propagation for Stochastic Studies," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, nr 6, 2022.
- [23] K. Yang, "On Harmonic Emission, Propagation and Aggregation in Wind Power Plants," Doktorsavhandling, Luleå Tekniska Universitet, ISSN 1402-1544, 2015.
- [24] S. Rönnberg, A. Gil-de Castro, M. Bollen, A. Moreno-Munoz och E. Romero-Cadaval, "Supraharmonics from power electronics converters," i *2015 9th International Conference on Compatibility and Power Electronics (CPE)*.
- [25] S. Rönnberg, "Emission and interaction from domestic installations in the low voltage electricity network, up to 150 kHz," Doktorsavhandling, Luleå Tekniska Universitet, ISSN 1402-1544, 2013.
- [26] C. Flytkjaer Jensen, "Harmonic background amplification in long asymmetrical high voltage cable systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 160, pp. 292-299, 2018.
- [27] C. Flytkjaer Jensen, L. Kocewiak och Z. Emin, "Amplification of Harmonic Background Distortion in Wind Power Plants with Long High Voltage Connections," i *CIGRE Session*, Paris, 2016.
- [28] CIGRE WG B4/C4.38, "Network modelling for harmonic studies," 2019.
- [29] F. Barakou, M. Bollen, S. Mousavi-Gargari, O. Lennerhag, P. A. A. F. Wouters och E. F. Steennis, "Impact of Load Modeling on the Harmonic Impedance seen from the Transmission Network," i *17th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 2016.
- [30] Svenska kraftnät, "www.svk.se," [Online]. Available: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/>. [Använd September 2023].
- [31] Sweco, "Genomlysning av kraven i EIFS 2018:2 jämfört med de nordiska grannländerna och Tyskland," Energimarknadsinspektionen, 2022.
- [32] L. Ruiqi, B. Campbell, A. Dysko, A. Roscoe, H. Urdal och J. Zhu, "Protection challenges in future converter dominated power systems: Demonstration through simulation and hardware tests," i *International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015)*, Beijing, 2015.

- [33] S. Thengius, "Fault current injection from power," KTH, Stockholm, 2020.
- [34] ENTSO-E, "Fault current contribution from PPMS & HVDC," entsoe, Bryssel, 2016.
- [35] Qvist Consulting Ltd, "KRAFTSAMLING ELFÖRSÖRJNING - Långsiktig Scenarioanalys," Svensk Näringsliv, Stockholm, 2020.
- [36] Energimarknadsinspektionen, "PM – Ei PM2023:05 - Tillsyn RfG," Energimarknadsinspektionen, Eskilstuna, 2023.
- [37] L. D. P. Ospina, A. F. Correa och G. Lammert, "Implementation and validation of the Nordic test system in DIgSILENT PowerFactory," i *2017 IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, UK, 2017.
- [38] IEEE, "IEEE Power System Dynamic Performance Committee," [Online]. Available: <https://cmt.ee.org/pes-psdp/489-2/>. [Använd 2023-2024].
- [39] Svenska kraftnät, "Systemutvecklingsplan 2020-2029," Svenska kraftnät, Stockholm, 2019.
- [40] Entso-e, "SHORT CIRCUIT CONTRIBUTION OF NEW GENERATING UNITS CONNECTED WITH POWER ELECTRONICS AND PROTECTION BEHAVIOUR," Entso-e, 2019.
- [41] Svenska kraftnät, "ANPASSNING AV ELSYSTEMET MED EN STOR MÄNGD FÖRNYBAR ELPRODUKTION," Svenska kraftnät, Stockholm, 2015.

Bilaga A: Enkät riktad mot synkrona produktionsanläggningar

Kort bakgrund: I nuvarande marknadsmodell prissätts inte reaktiv effekt. Driftsituationer kan uppstå när intermittent produktion prismässigt tränger ut delar av synkrongeneratorerna från marknaden och därmed även dess spänningsreglerande förmåga.

Fråga: Har synkrongeneratorer som ni ansvarar över någon gång nedreglerats, men bibehållits i drift, med avseende av det som beskrivs i "Kort bakgrund" (Dvs. nedreglerats på initiativ av er som produktionsägaren)? Om ja:

- Uppskatta hur ofta detta har inträffat senaste 2 åren.
- Uppskatta: Vad är längsta respektive kortaste tidsperioden detta har gjorts?
- Under vilken del eller delar av året brukar det vanligtvis göras?
- Förväntas dessa situationer öka eller minska i framtiden?

Fråga: Har synkrongeneratorer som ni ansvarar över någon gång tagits ur drift, med avseende av det som beskrivs i "Kort bakgrund"? Om ja:

- Uppskatta hur ofta har detta inträffat senaste 2 åren.
- Uppskatta: Vad är längsta respektive kortaste tidsperioden detta har gjorts?
- Under vilken del eller delar av året brukar det vanligtvis göras?
- Förväntas dessa situationer öka eller minska i framtiden?

Fråga: Vad skulle motivera er som produktionsägare att inte nedreglera/ta generatorerna ur drift under dessa scenarion ?

Fråga: Hur ofta tas era synkrongenerator(er) ur drift av andra skäl än ovanstående (På grund av underhåll, åtgärdande av uppkomna fel eller skador, etcetera) ? Om ja:

- Uppskatta hur ofta har detta inträffat senaste 2 åren.
- Uppskatta: Vad är längsta respektive kortaste tidsperioden detta har gjorts?
- Under vilken del eller delar av året brukar det vanligtvis göras ?
- Förväntas dessa situationer öka eller minska i framtiden?

Bilaga B: Enkät riktad mot regionnäsägare

Kort bakgrund: Felströmsinjiceringen från växelriktare är starkt beroende av den implementerade kontrollstrategin. Snabbheten i kontrollen är i regel beroende av nätstyrkan, s.k. short-circuit-ratio, SCR. Vid anslutning till svagare nät brukar kontrollen av växelriktarna göras långsammare för att minska beroenden mellan olika kontrollkedjor. Beteendet skiljer sig stort från konventionella synkrogeneratorers felströmsbidrag.

Algoritmer för utlösning av reläskydd är i regel baserade på kortslutningskaraktistik från synkrogeneratorer. Vid en viss nivå av RES kan frågan uppstå huruvida dessa algoritmer fortfarande fungerar som tilltänkt.

Fråga: Vid nätplanering och nätberäkningar: Hur beaktas tillgänglighet (i/ur drift) utav synkrogeneratorer? Beskriv övergripande hur.

Fråga: Vid nätplanering och nätberäkningar: Beaktas olika produktionsnivåer från synkrogeneratorer ? Om ja: Beskriv övergripande hur.

Fråga: Vid långsiktig nätplanering/framtidsprognoser: Hur beaktas mängden synkrogeneratorer som är i drift i förhållande till tillkommande förnyelsebara produktionskällor ?

Fråga: Används något kriterie för att kategorisera områden med hög andel förnybara produktionskällor? Om ja; redogör övergripande för kriteriet som används.

Fråga: Har några problem i skyddsfunktionalitet i nätet identifierats vid felfall ? Om ja: Beskriv om möjligt vad som felfungerade och trolig orsak.

- Hur förväntas denna problematik förändras med en ökad mängd av förnyelsebara produktionskällor i nätet?

Fråga: Beaktas det skilda beteendet i felströmsbidrag mellan konventionella synkrogeneratorer och förnyelsebara produktionskällor på något sätt med avseende på skyddsfunktionalitet / i selektivplaner ? Om ja, beskriv övergripande hur.

Fråga: Vid nätplanering: Vilka typer av beräkningar görs med avseende på kortslutningsströmmar i nätet:

- Görs statiska kortslutningsberäkningar ?
- Görs dynamiska kortslutningsberäkningar? Om ja: Beskriv om det alltid görs eller om det är för enskilda specifika fall.
- Beaktas förnyelsebara energikällor samt dess bidrag i felströmsinjicering i beräkningarna? Om ja: Beskriv i korthet hur.

Bilaga C: Enkät riktad mot asynkront anslutna produktionsanläggningar

Kort bakgrund: I samband med en ökad andel RES påverkas den resulterande spänningen vid felfall i nätet. En viktig förmåga från kraftelektronikanslutna produktion är att snabbt tillhandahålla felström för att möjliggöra korrekt felbortkoppling. En annan viktig förmåga är att under felet bistå med reaktiv effekt upp för att minska djupet av den resulterande spänningen under felet.

Kravet om felströmsinjicering är inget entydigt krav, utan är i dagsläget ett så kallad plats specifikt krav där funktionen krävs utefter behov av systemansvarig. Frågorna ställs för att få en uppfattning kring i vilken omfattning kravet har ställts över tid

Fråga: Vilken typ (A, B, C eller D) enligt nedan klassas anläggningen som?

Typ	Anslutningsspänning	Villkor	Märkeffekt vid
Typ A	<110 kV	och	$0.8 \text{ kW} \leq P_{\max,p} < 1,5 \text{ MW}$
Typ B	<110 kV	och	$1,5 \text{ MW} \leq P_{\max,p} < 10 \text{ MW}$
Typ C	<110 kV	och	$10 \text{ MW} \leq P_{\max,p} < 30 \text{ MW}$
Typ D	$\geq 110 \text{ kV}$	eller	$P_{\max} \geq 30 \text{ MW}$

Fråga: Var i nedanstående process är er anläggning just nu (1, 2 eller 3)?

1. Anläggningen har fått tillstånd för inkoppling till nätet (Anslutningsavtal och driftsmeddelande om spänningssättning har erhållits)
2. Anläggningen är i provdrift (Anslutningsavtal, driftsmeddelande om spänningssättning, tillfälligt driftsmeddelande har erhållits)
3. Anläggningen är i permanent drift (Anslutningsavtal, driftsmeddelande om spänningssättning, tillfälligt driftsmeddelande har erhållits samt slutligt driftsmeddelande har erhållits)
 - Om anläggningen är i permanent drift ange årtal för när den togs i drift:

Fråga: Har anläggningen en aktiverad funktion för snabb felströmsinmatning vid fel? Om ja: Har specifika inställningar för funktionen från Svk/nätägare använts?

STÖRNINGSTÅLIGHET

Som konsekvens av energiomställningen utgör intermitterent elproduktion, huvudsakligen vind- och solcellsproduktion, en allt större andel i förhållande till de mer traditionella produktionslagen. Den här typen av nya produktionskällor ansluts ofta asynkront till nätet via omriktare, till skillnad från de mer traditionella kraftslagen som är, eller har varit, synkront anslutna till nätet. Skillnaderna kan innebära en påverkan i kraftsystemets egenskaper, respons och resulterande elektriska storheter vid exempelvis ett inträffat fel i systemet, och kan således innebära en förändrad påverkan på anslutna kunder. Det här projektet ska ses som en fortsättning på tidigare projekt "Slutkundens störningstålighet". Majoriteten av slutkundernas upplevda problem har i det tidigare projektet utpekats vara spänningsvariationer till följd av fel i närliggande eller överliggande nät.

Syftet med en här studien är därför att undersöka hur spänningens djup, utbredning och felbortkopplingstid skulle kunna påverkas vid olika mängder asynkront ansluten produktion, samt hur stor mildrande effekt kravställda förmågor enligt befintliga regelverk medger. Resultaten visar att asynkron produktion kan till viss del mildra spänningsdippens allvarlighetsgrad genom reaktiv felströmsinjicering. Det blir dock en försämring jämfört med ett kraftsystem med konventionella synkrongeneratorer, om inga andra åtgärder vidtas. Det kan således leda till fler påverkade slutkunder och längre felbortkopplingstider.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.