
RAPPORT

ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN

**Genomlysning av kraven i EIFS 2018:2 jämfört med de nordiska
grannländerna och Tyskland**



VERSION 1.1

2022-06-13

POWER SYSTEM ANALYSIS

Sweco Sverige AB

Eero Heikkinen, Lars Ilis, Erica Lidström, Elin Rubensson

Ändringsförteckning

VER.			GRANSKAD	GODKÄND
1.0	2022-05-09	FÖRSTA UTGÅVA	SERUEL	SERUEL
1.1	2022-06-13	ANDRA UTGÅVA	SEILIS	SEILIS

Sweco

Gjörwellsgatan 22
Box 340 44
SE-100 26 Stockholm, Sverige
Telephone +46 (0)8 695 60 00
www.sweco.se

Sweco Sverige AB
RegNo: 556767-9849
Styrelsens säte: Stockholm

Sammanfattning

Sweco har gjort ett analysarbete kring kraven i Energimarknadsinspektionens föreskrift om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer, EIFS 2018:2. Analysarbetet omfattas av en översyn och jämförelse av kraven i EIFS 2018:2 med andra nordiska länders motsvarande nationella implementering, även Tyskland har omfattats av översynen.

Arbetet är gjort i tre delar där den första delen är en genomlysning av samtliga länders krav där kraven sedan sammanställts i ett Excelblad. Del 2 och 3 behandlar jämförelse och analys gällande ländernas kravbild, samt en utredning för förslag till harmonisering. Sweco har också i samarbete med Energimarknadsinspektionen låtit intressenter komma in med synpunkter på nuvarande föreskrift. Intressenter blev ombudda att identifiera ett eller flera krav i något annat lands nationella implementering och jämföra med motsvarande krav i Sverige. Inkomna kommentarer från branschen redogörs i den sammanställande Excelen och delvis under "Del 2" i rapporten.

Sweco

Gjörwellsgatan 22
Box 340 44
SE-100 26 Stockholm, Sverige
Telephone +46 (0)8 695 60 00
www.sweco.se

Sweco Sverige AB
RegNo: 556767-9849
Styrelsens säte: Stockholm

Innehållsförteckning

1	Bakgrund	1
1.1	Syfte med utredningen	1
1.2	Avgränsningar	1
1.3	Rapportstruktur	1
2	Del 1 – Genomlysning av kraven i EIFS 2018:2	2
2.1	Nationella implementeringar och övriga dokument	2
2.1.1	Sverige	2
2.1.2	Norge	2
2.1.3	Finland	3
2.1.4	Danmark	3
2.1.5	Tyskland	3
3	Del 2 – Analys i de fall kravbilden skiljer sig åt mellan länderna	4
4	Inledande diskussion	4
4.1	Inkomna kommentarer från branschen	4
4.1.1	Tröskelvärden för kraftproduktionsmoduler	5
4.2	Feltålighet	5
4.2.1	Avslutande diskussion feltålighet	8
4.3	Frekvensstabilitet	9
4.3.1	Frekvensområden och tidsperiod (3 kap 1 §)	9
4.3.2	Frekvensändringshastighet (3 kap 2 §)	9
4.3.3	Maximalt tillåten minskning av aktiv effekt (3 kap 7 §)	9
4.3.4	Automatisk anslutning (3 kap 8, 9§§)	10
4.3.5	Snabb nedreglering av aktiv effekt - Ändring av börvärde (3 kap 19 §)	11
4.3.6	Frekvensreglering (LFSM-O, LFSM-U och FSM, 3 kap 3-6, 20-29 § §)	12
4.3.7	Reglerbarhet och reglerområden för aktiv effekt (3 kap 31 §)	13
4.3.8	Snabbhet i reglering av aktiv effekt vid stegändring (3 kap 32 §)	15
4.4	Spänningsstabilitet	16
4.4.1	Spänningsintervall (3 kap 18, 33 §§ och 4 kap 1-5 §§)	16

4.4.2	Produktion/konsumtion av reaktiv effekt (4 kap 8–9 §§, 5 kap 2-3 §§)	17
4.4.3	Dämpfunktion för dämpning av effektpendlingar (PSS-funktion).	19
4.4.4	Spänningsreglering (5 kap 4-7 §§)	20
4.5	Allmänna kommentarer	21
4.5.1	Tillhandahållande av snabb felström	21
4.5.2	Husturbindrift	21
4.5.3	Utnyttjande av utrustningscertifikat	21
4.5.4	Referensvärde för relativtal 1 (100 % spänning)	22
5	Del 3 – konsekvensutredning vid eventuell harmonisering	22
5.1	3 kap. Allmänna krav för kraftproduktionsmoduler	22
5.1.1	Allmänna krav för kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D	22
5.1.2	Allmänna krav för kraftproduktionsmodul av typ A, B och C	23
5.1.3	Allmänna krav för kraftproduktionsmodul av typ B och C	24
5.1.4	Allmänna krav för kraftproduktionsmodul av typ B, C och D	26
5.1.5	Allmänna krav för kraftproduktionsmodul av typ C och D	26
5.1.6	Allmänna krav för kraftproduktionsmodul av typ D	29
5.2	4 kap. Krav för synkrona kraftproduktionsmoduler	32
5.2.1	Krav för synkrona kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D	32
5.2.2	Krav för synkrona kraftproduktionsmoduler av typ C och D	33
5.2.3	Krav för synkrona kraftproduktionsmoduler av typ D	34
5.3	5 kap. Krav för Kraftparksmoduler	34
5.3.1	Krav för kraftparksmoduler av typ B, C och D	34
5.3.2	Krav för kraftparksmoduler av typ C och D	35
5.3.3	6 kap. Krav för havsbaserade kraftparksmoduler av typ A, B, C och D	37
6	Avslutande diskussion	38

Bilagor

Bilaga A - Sammanställning av kraven (*Sammanställning.xlsx*)

1 Bakgrund

Kommissionens förordning med krav för nätanslutning av generatorer (RfG)¹ trädde i kraft den 17 maj 2016. RfG fastställer kraven för nätanslutning av kraftproduktionsanläggningar till det sammanlänkade systemet. Syftet med RfG är att säkerställa rättvisa konkurrensvillkor på den inre marknaden för el, säkerställa systemsäkerheten och integrationen av el från förnybara källor och främja en unionsomfattande elhandel.

Det finns en del krav i RfG som inte är harmoniserade mellan länderna inom EU, utan varje land har i stället fastställt och implementerat generellt tillämpliga krav för anslutning av produktionsanläggningar i respektive land. Varje TSO (Transmission System Operator) har fastställt dessa krav som sedan godkänts av tillsynsmyndigheterna.

1.1 Syfte med utredningen

Utgångspunkten för utredningen grundar sig i att säkerställa att syftet med RfG är uppfyllt. Syftet med utredningen har därför varit att identifiera och belysa skillnader i Sveriges implementering EIFS 2018:2 i jämförelse med övriga nordiska länder och ett ytterligare icke-nordiskt land, i detta fall Tyskland. Genomlysningen inkluderar i de fall kraven skiljer sig åt resonemang kring systempåverkan och kostnadskonsekvenser skillnaderna medför. Slutligen rekommenderas en harmonisering för några krav i EIFS2018:2 där tydliga skillnader har identifierats.

1.2 Avgränsningar

Utredningen har gjort ett antal avgränsningar:

- Utredningen har primärt jämfört de obligatoriska icke uttömmande kraven i RfG
- Utredningen har fokuserat på nya kraftproduktionsmoduler (ej ombyggnation av befintliga anläggningar)
- Utredningen har inte jämfört krav i SvKFS 2005:2 med EIFS 2018:2
- Vad gäller Danmark har endast DK-2 inkluderats i jämförelsen

1.3 Rapportstruktur

I kommande avsnitt följer beskrivningen och slutsatser av den analys som gjorts, uppdelad på

- Del 1 - Genomlysning av kraven i EIFS 2018:2
- Del 2 - Analys i de fall kravbilderna skiljer sig åt mellan länderna
- Del 3 - Konsekvensutredning vid en eventuell harmonisering

Själva resultatet av genomlysningen från Del 1 är infört i ett Excelblad (*Sammanställning.xlsx*) som hör till rapporten. Bladet kommer att hänvisas till som *Sammanställningen* i genomgående i rapporten. Rapporten och sammanställningen kan läsas separat, men läses med fördel parallellt. Avsnitt 3 är skrivet sådant att det i huvudsak kan läsas separat för att ge en överblick.

2 Del 1 – Genomlysning av kraven i EIFS 2018:2

Sweco har genomlyst samtliga krav i EIFS2018:2 och sammanställt dessa i en Excellista tillsammans med de andra ländernas motsvarande krav. Detta har gjorts genom att i detalj studera varje lands nationella implementering. Där det varit möjligt har Sweco färgkodat kraven i grönt till rött, där grönt representerar det minst strikta kravet, och rött det hårdaste kravet. Sammanställningen i Excel är sorterad per kapitel i enlighet med uppdelningen i RfG 2016/631. Varje lands krav är redovisat i en kolumn. Koppling mellan krav i EIFS 2018:2 och RfG är också redovisat med sorteringsval för respektive paragraf i EIFS2018:2 där det varit möjligt. Under tiden genomlysningen pågått har även kommentarer inkommit från branschen. Dessa finns sammanställda under respektive paragraf i *Sammanställningen*.

2.1 Nationella implementeringar och övriga dokument

Sweco har använt flertalet dokument för att sammanställa kraven för de olika länderna, där det funnits flera tillgängliga dokument som underlag för sammanställning har det senast daterade dokumentet använts. ENTSO-E:s dokument *Monitoring report on connection network codes implementation* har delvis använts för samtliga länder, förutom Norge som inte är medlem i EU. Den blev publicerad 2019-12-16 och finns tillgänglig [här](#). En senare rapport utgiven av FGH har också använts i arbetet med att sammanställa kraven, den blev publicerad 2021-01 och finns tillgänglig [här](#).

2.1.1 Sverige

- Energimarknadsinspektionen. Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer (EIFS 2018:2). Publicerad 2018-12-05.
https://www.ei.se/Documents/Publikationer/foreskrifter/EI/EIFS_2018_2.pdf
- Behöver läsas tillsammans med RfG 2016/631
- Refererar ej till artikel i RfG 2016/631
- Språk: Svenska

2.1.2 Norge

- Statnett. NVF 2021 – Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet. Publicerad 2021-07-08.
[nvf-2021---nasjonal-veileder-for-funksjonskrav-i-kraftsystemet.pdf \(statnett.no\)](https://www.statnett.no/nvf-2021---nasjonal-veileder-for-funksjonskrav-i-kraftsystemet.pdf)
- Fullständigt dokument (dock omfattas inte Norge av kraven i RfG (2016/631))
- Refererar ej till artikel i RfG 2016/631
- Språk: Norska

2.1.3 Finland

- Fingrid. VJV 2018 – Grid code specifications for power generating facilities Publicerad 2018-11-16.
[Fingrid grid-code-specifications-for-power-generating-facilities-vjv2018-.pdf](#)
- Fullständigt dokument behöver ej läsas tillsammans med RfG 2016/631
- Refererar ej till artikel i RfG 2016/631
- Språk: Engelska

2.1.4 Danmark

- Energinet. Requirements for grid connection of new facilities, Publicerad 2019-04-27.
<https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Regulations-for-new-facilities?msclkid=005fd7c6cf0211ec8b720839ae7cb9ad#Generationfacilities>
- Fullständigt dokument (och bilagor) – behöver ej läsas tillsammans med RfG 2016/631
- Refererar till artikel i RfG 2016/631
- Språk: Engelska

2.1.5 Tyskland

- Technical requirements for the connection of customer installations to the high, medium and low voltage network
- [Ausgestaltung des Network Codes Requirements for Generators durch VDE FNN](#). Publicerade 2018-11
- Fullständiga dokument – behöver ej läsas tillsammans med RfG 2016/631
- Refererar ej till artikel i RfG 2016/631
- Språk: Finns på både Tyska och Engelska

3 Del 2 – Analys i de fall kravbilden skiljer sig åt mellan länderna

Nedan följer en mer uttömmande jämförelse och analys av kraven som skiljer sig åt, identifierade i sammanställningen. Del 2 redovisar en jämförelse där kraven i huvudsak är uppdelade i följande huvudområden: feltålighet, spänningsstabilitet och frekvensstabilitet. Notera att samtliga krav i föreskriften EIFS 2018:2 är jämförda och en kortfattad redogörelse för respektive lands krav återfinns även under respektive paragraf i Del 3.

4 Inledande diskussion

EIFS 2018:2 1 kap 1 § har valt att endast komplettera EU-förordningen. Den valda formen på föreskriften kan uppfattas som svårtolkad eftersom den inte är heltäckande vad gäller de krav som återfinns i RfG 2016/631. I till exempel Finland har man samlat hela kravbilden i ett nationellt dokument, som också finns på engelska. Att sammanställa ett liknande dokument för Sverige skulle bidra till att många frågor och oklarheter skulle undvikas, samt att aktörer av olika slag får jämlika konkurrensvillkor. Alternativt kan det förtydligas i EIFS 2018:2 vilka krav som hänvisas till text i RfG 2016/631.

Även Tyskland, Norge och Danmark har sammanställt hela kravbilden i ett och samma dokument för att underlätta för samtliga aktörer. Detta har redogjorts på olika sätt via antingen skrivet dokument eller i tabellform.

I Finland är det Fingrid som sammanställt kravbilden i ett fullständigt dokument, i Norge är det Statnett som sammanställt kravbilden, i Danmark har Energinet tagit fram det sammanställda underlaget.

Generellt skiljer sig kraven åt för några områden länderna emellan. Det är nödvändigtvis inte Sverige som har den striktaste kravbilden. I flertalet fall är Sveriges krav redan harmoniserade med Finland, Danmark och Norge eller något utav länderna. Sverige sticker dock ut bland annat vad gäller felbortkopplingstid. Likaså ställer respektive land olika krav gällande vilka felfall som ska analyseras och vilken driftsituation som ska råda vid analyser.

För några krav som skiljer sig åt finns inget tydligt motiv ur vare sig kostnads- eller systemperspektiv för att motivera en harmonisering, för vilka krav detta gäller redogörs i Del 2 och 3. Det är också tydligt att anpassningar i respektive land gjorts med hänsyn till landets produktionsmix. Detta kan ses för exempelvis området ”konsumtion och generering av reaktiv effekt” där det finns skillnader mellan Sverige och Norge.

4.1 Inkomna kommentarer från branschen

Som en del av arbetet i översynen av EIFS2018:2 lät Energimarknadsinspektionen branschen komma in med kommentarer gällande nuvarande kravbild i EIFS018:2 i syfte att fånga upp viktiga olikheter för kravbilden mellan länderna. Branschen ombads att jämföra något eller några krav i Sverige med liknande krav i något av våra grannländer inom Norden och motivera varför kravet behöver ses över i Sverige. Många inkomna kommentarer gällde framförallt ombyggnation av befintliga anläggningar som inte nödvändigtvis omfattas av RfG. Samtliga kommentarer som har

inkommit finns redovisade i *Sammanställningen*. Bland annat påtalades det från flera håll att Sverige sticker ut med striktast kravbild vad gäller felbortkopplingstiden t_{clear} . Branschen redogör för att det är problematiskt att förutsättningarna och kravställningen för feltålighet är olika inom Norden eftersom det är en mycket integrerad marknad där anläggningarna bör få konkurrera med likvärdiga kravbilder. Det omnämns också att det är problematiskt att ange en specifik drifttimme som analysförutsättning för beräkning av feltålighet (klockan 17-18 den andra onsdagen i februari föregående år). Branschen ställer sig frågande till att analysen ska baseras på en specifik timme och menar att förutsättningarna blir olika från år till år beroende på vädret just denna timme och beroende på vilka kraftproduktionsmoduler som var i drift den specifika tidpunkten. Det har enligt inkomna kommentarer visat sig att ärenden kan behöva handläggas under längre tid än ett år och ibland kan en förnyad analys krävas. Då kan val av år för denna drifttimme helt förändra förutsättningarna för ärendet. Kommenteras gör också att Finlands kravbild gällande spänningsstabilitet och minsta tid för drift är mer heltäckande och bör ses över i Sverige. En förändring av kravbild i EIFS2018:2 så att den närmar sig VJV2018 skulle enligt inkomna kommentarer kunna öka driftsäkerheten och kostnadseffektiviteten för elanvändarna i Sverige. Detta eftersom kravställningen dels omfattar fler spänningsnivåer än bara 300-400 kV, dels för att det minskar risken för oönskad bortkoppling av kraftproduktionsmoduler och resulterade nätsammanbrott. Vidare har kommentarer inkommit vad gäller reglerlagen för automatisk reglering av reaktiv effekt och övergång till automatisk spänningsreglering. Se även *Sammanställningen*.

4.1.1 Tröskelvärden för kraftproduktionsmoduler

Nedan tabell redogör hur varje land har valt att definiera kraftproduktionsmoduler utifrån storlek på anläggningen. Inga väsentliga skillnader identifieras mellan länderna förutom att Tyskland sticker ut aningen jämfört med länderna inom Norden.

TYP AV KRAFTPRODUKTIONS-MODUL	TYSKLAND	DANMARK	FINLAND	NORGE	SVERIGE
TYP A	0,8-135 kW	0,8-125 kW	0,8 kW-1MW	0,8 kW-1,5 MW	0,8 kW-1,5 MW
TYP B	135 kW-36 MW	125 kW-3 MW	1-10 MW	1,5-10 MW	1,5-10 MW
TYP C	36-45 MW	3-25 MW	10-30 MW	10-30 MW	10-30 MW
TYP D	<45 MW eller anslutning över 110kV	<25 MW eller anslutning över 110 kV	<30 MW eller anslutning över 110kV	<30 MW eller anslutning över 110kV	<30 MW eller anslutning över 110kV

4.2 Feltålighet

Vid jämförelse kan man konstatera att de nordiska länderna (SE, NO, DK, FI) och även Tyskland har angett olika förutsättningar vad det gäller krav på feltålighet. Detta gäller inte bara utformningen av spänning-tidsprofil för olika typer och storlekar av moduler, utan även grundförutsättningarna och genomförandet av simuleringar för att påvisa kravuppfyllnad (t.ex. kortslutningseffekt, nätmodell, feltyp).

Kraven vad gäller feltålighet är viktiga ur kraftsystemstabilitetsperspektiv då det är ett mått på kraftproduktionsmodulens förmåga att upprätthålla synkronism vid korrekt felbortkoppling. Olika

typer av elektriska fel i kraftsystemet kan inträffa och skydd inklusive brytare ombesörjer felbortkopplingen. Tiden från det att felet inträffar och brytaren avhjälpt felet är normalt ca: 100 ms för skyddsfunktion med momentan felbortkoppling. Under felet kan kraftproduktionsmodulen uppleva en spänning enligt spännings-tidsprofilen nära noll i anslutningspunkten. En kraftproduktionsmodul bibehåller sin synkronism mot nätet så länge dess gränsbryttid överskrider felbortkopplingstid (t_{clear}) och om alla kraftproduktionsmoduler med en marginal klarar detta erhålles ett kraftsystem som är stabilt vid störningar i nätet. Vid ett krav på felbortkopplingstid om 150 ms eller mer erhålles för kraftproduktionsmoduler marginaler för:

- Felbortkopplingstider som avsiktligt eller oavsiktligt överskrider normalt förväntad tid vid momentan felbortkoppling.
- Olika driftläggningar hos kraftproduktionsmodul och yttre nät

Felbortkopplingstiden t_{clear} är det krav som har störst påverkan ur kostnadsperspektiv för nya kraftproduktionsmoduler. Felbortkopplingstiden är i Sverige angiven till 200 ms. Detta krav avviker från de övriga länderna som anger ett krav på 150 ms, med undantag för Finland som också anger 200 ms när spänningen är 400 kV eller högre i anslutningspunkten. Kravet i Sverige kan ses vara en skärpning från tidigare kravbild då felbortkopplingstiden var 250 ms, men dispens kunde ges från Svenska kraftnät kring ett felbortkopplingstid på 180 ms kunde accepteras.

Detta krav kopplat till feltålighet är särskilt svårt att uppnå för ett stort antal kraftproduktionsanläggningar. Den valda felbortkopplingstiden i Sverige kan innebära en stor ökning av investeringskostnaden vid nybyggnation (eller ombyggnation av befintliga kraftproduktionsmoduler).

Sweco har gjort några simuleringar i beräkningsverktyget DIGSILENT Power Factory för att kunna dra slutsatser kring kostnadspåverkan vad gäller felbortkopplingstid på 150 ms jämfört med 200 ms. Vid analysen antog Sweco förenklat att generatoreffekten hölls konstant, och lika så reaktansen och undersökte hur stor tröghet som krävdes för 150 ms respektive 200 ms. Slutsatsen är att för synkrona kraftproduktionsmoduler innebär skillnaden i kravbild mellan länderna i norden att generatorer måste dimensioneras tyngre för att få en högre svängmassa och därmed klara kravet på 200 ms.

Utöver att generatoren kan komma att behöva dimensioneras tyngre medför en felbortkopplingstid om 200 ms även en högre kostnad för magnetiseringssystemet. Uppskattningsvis kan kravet på 200 ms bidra till en ökad investeringskostnad i storleksordningen flera miljoner kronor jämfört med om kravet hade varit 150 ms. För befintliga anläggningar som ska moderniseras är det inte ovanligt att kostnaden uppgår till 50 miljoner och uppåt om de omfattas av kraven i RfG/EIFS2018:2 vid ombyggnation.

I RfG anges dessutom att t_{clear} ska vara "0.14-0.15 (eller 0.14-0.25 om detta krävs för systemskydd och säker drift)". Valet av en längre tid än 150 ms bör alltså enligt RfG motiveras med en analys som visar att en längre tid krävs för systemskydd och säker drift av elkraftsystemet.

Vad gäller vindkraftparker är generellt inte felbortkopplingstiden problematisk att klara och har således ingen påverkan ur ett kostnadsperspektiv. Detta är naturligt eftersom anläggningar med kraftelektronik kan styras på ett annat sätt vid till exempel fel i det ovanliggande nätet (har andra och gynnsammare egenskaper vid uppkomst av ett kortslutningsfel i anslutningspunkten). Istället

skulle ett sådant system bidra till att stabilisera nätet vid ett fel genom bl.a. förmåga till snabb felström (RfG 20.2 b).

Vad gäller övriga krav eller förutsättningar som enligt EIFS 2018:2 ska uppfyllas för att visa kraftproduktionsmodulernas feltålighet skiljer kraven en viss del enligt följande:

- **Kortslutningskapacitet**

I RfG (14.3 a iv för typ B/C och 16.3 b i) står att varje systemansvarig ska ange *"beräkningen av minsta kortslutningskapacitet före fel vid anslutningspunkten"*. I Sverige ställs inga detaljerade krav på hur beräkningar (eller simuleringar) ska utföras. Sverige anger att vid beräkning av förmåga till feltålighet ska kortslutningseffekten hos nätet före fel representeras av en *"nivå som motsvarar drifttimmen kl. 17-18 den andra onsdagen i februari föregående år"*, vilket normalt sett kan anses motsvara nätets maximala kortslutningseffekt i anslutningspunkten (eller nära maximal). Övriga länder har valt driftfall som representerar minsta kortslutningseffekt och anger heller ingen specifik drifttimme. Påverkan på feltåligheten på grund av val av olika kortslutningseffekter ska dock inte överdrivas, då skillnaden i normala fall inte är så markant. Det framgår inte tydligt för de länder som valt minsta kortslutningseffekt för beräkning av feltålighet om befintliga anläggningar i anslutningspunkten ska kopplas ur eller inte. Att som i Sverige peka på en specifik drifttimme gör att förutsättningarna år till år varierar för samma anslutningspunkt eftersom kortslutningskapaciteten varierar beroende på vilka anläggningar som är anslutna i anslutningspunkten.

- **Nätmodell**

De nordiska länderna anger olika krav gällande om en fullständig nätmodell (dvs. närliggande noder och ledningar) eller endast en Thevenin-ekvivalent ska användas för att påvisa feltåligheten i simuleringar. Sverige anger inget detaljerat krav, utan skriver att *"en helt intakt och fullt drifttagen nätstruktur ska antas råda både innan och efter fel i anslutningspunkten"*. Vilken typ av nätmodell bedöms inte vara av stor betydelse när det gäller resultat av simuleringar eftersom det är nätägarens ansvar att tillhandahålla en så korrekt modell av nätimpedansen som möjligt. För att beräkna feltålighet behövs följande data för anslutningspunkten (för typ B och C-anläggningar) i syfte att studera extremfallen; driftspänning U (kV), $Sk3''$ -min (MVA) och $R/X_{Sk3''}$ -min resp. $Sk3''$ -max (MVA) och $R/X_{Sk3''}$ -max. Varken Sverige eller övriga länder har valt att använda sig av en generell modell för representation av nätet även om RfG tillåter det. Att ha en generell modell definierad skulle kunna ha några fördelar; alla anläggningsägare skulle ha exakt samma villkor för att påvisa kravuppfyllnad och det skulle högst troligt effektivisera anslutningsprocessen sett till tid då inget extra arbete krävs för att ta fram data för en enskild anslutningspunkt för varje nyanslutning. Ännu en fördel är som nämnt ovan att förutsättningarna inte ändras för anslutningspunkten på grund av exempelvis lång handläggningstid av anslutningsärendet. Dock är det alltid mer korrekt att inte använda en generell modell utan att den modell som erhålls är anpassad efter verklig anslutningspunkt.

- Reaktivt effektutbyte innan fel**

Kravbilderna mellan de nordiska länderna skiljer sig åt när det gäller om anläggningen ska vara under- eller övermagnetiserad innan simulering av ett fel i anslutningspunkten. Danmark anger att för den del av det danska nätet som tillhör det nordiska synkronområdet (DK-2) ska den aktuella kraftproduktionsmodulen vara fullt undermagnetiserad innan fel (20%/Pmax). Övriga länder anger att kraftproduktionsmodulen ska vara något övermagnetiserad sådant att det reaktiva effektutbytet i anslutningspunkten ska vara noll innan fel. Det danska kravet kan anses ha en stor påverkan på den resulterande gränsbryttiden vid simulering av feltålighet, då anläggningen ligger närmare att förlora synkronismen mot nätet i ett undermagnetiserat tillstånd.
- Spänning-tidsprofil**

Även här finns det olika grad av skillnader mellan de olika nordiska länderna i deras respektive tolkning av hur man ska applicera de spänning-tidsprofiler som anges i RfG och även hur återhämtning efter fel ska verifieras. Detta gäller även tolkningen för profiler som gäller för de olika typerna B/C och D, samt vilka krav som gäller för synkrona kraftproduktionsmoduler eller kraftparksmoduler.
- Feltyper att testa**

Alla länder har angett att ett trefasigt kortslutningsfel ska tillämpas vid simulering av feltålighet i anslutningspunkten. Utöver det anges i de olika länderna (utöver Sverige) att andra typer av fel ska simuleras - både en- och två-fasiga fel, olika felimpedanser och med längre felbortkopplingstid. Sverige har endast valt att krävställa att symmetriska fel ska analyseras (men att kravuppfyllnad gäller även för asymmetriska fel). Ur ett tids-, system- och kostnadsperspektiv är det en fullt rimlig avvägning att inte krävställa att flertalet felfall ska simuleras och provas. Generellt gäller att om kraven uppfylls för trefasiga fel (symmetriska fel) är kraven även uppfyllda för mindre påfrestande fel (asymmetriska fel). Att behöva utföra flertalet simuleringar för samtliga typer av felfall bidrar till en högre kostnad för anläggningsägare som behöver utföra dessa (i form av tidsåtgång för analyser) och innebär även en längre handläggningstid och mer arbete för nätägaren som är skyldig att bedöma överensstämmelse. Sweco uppskattar den extra kostnaden som skulle tillkomma för simuleringar och provning av flera felfall till ungefär 80.000-120.000kr.

4.2.1 Avslutande diskussion feltålighet

Vad gäller det reaktiva effektutbytet innan fel är kravet i Danmark striktast och övriga länders kravbild är harmoniserad där nollutbyte av reaktiv effekt krävställs. Danmarks krav bedöms ha påverkbar skillnad på gränsbryttiden i storleksordningen upp till 10 ms. I Danmark motiveras denna krävställning (extremfall) genom att TSO:n önskar att samtliga kraftproduktionsmoduler ska kunna uppfylla kraven kring feltålighet oberoende av reaktiv effektarbetspunkt.

Vid jämförelse av kraven skiljer sig Sverige åt med striktast kravbild vad gäller felbortkopplingstiden som i Sverige är 200 ms och 150ms i övriga länder (med Finland som undantag för anläggningar anslutna till 400kV). Sverige är också det enda land som valt att

kortslutningseffekten hos nätet ska representeras av en driftsituation med hög kortslutningseffekt, övriga länder har istället valt en minimal kortslutningseffekt. Skillnaden bedöms inte påverka gränsbryttiden nämnvärt utan i storleksordningen några få millisekunder.

4.3 Frekvensstabilitet

Nedan avsnitt redogör för vilka krav som omfattas av jämförelsen kopplat till frekvensstabilitet. Notera att samtliga paragrafer i EIFS2018:2 omfattas av jämförelsen, se även Del 3.

4.3.1 Frekvensområden och tidsperiod (3 kap 1 §)

Samtliga länder har en identisk kravbild vad gäller både frekvensområde och tidsperiod. Danmark har som enda land en extra skrivning i sin föreskrift som säger att den totala drifttiden en anläggning ska kunna förbli ansluten vid frekvenser under 49 Hz inte bör överstiga 60 minuter. Tillägget kan tolkas vara överflödigt då kravbilderna för samtliga länder inklusive Danmark säger att minsta tidsperiod för fortsatt drift vid låg frekvens (49 Hz) ändå är satt till minst 30 minuter. Kravet är viktigt ur systemperspektiv då det är av högsta vikt att anläggningar kan fortsätta vara anslutna till nätet för att stötta systemstabiliteten och undvika en lokal eller större systemkollaps. För några produktionsslag i Sverige är det en kraftig skärpning av kravbilderna från tidigare föreskrift, men kravbilderna är identiska inom Norden.

4.3.2 Frekvensändringshastighet (3 kap 2 §)

Kravet syftar till att anläggningar ska vara tillräckligt tåliga för att inte kopplas bort från nätet på grund av frekvensändringar. Sverige har samma kravbild som övriga Norden, förutom Norge som kravställt värdet på frekvensändringshastigheten till 1,5 Hz/s med tillhörande tidsperiod om 1000 ms. Tyskland har kravställt värdet på frekvensändringshastigheten till 1,0 Hz/s, 1,5 Hz/s och 2,0 Hz/s med respektive tidsperioder: 2000 ms, 1000 ms och 500 ms. Norge och Tyskland har därmed striktare krav än övriga länder. Detta krav har ingen egentlig kostnadspåverkan för nya kraftproduktionsmoduler.

4.3.3 Maximalt tillåten minskning av aktiv effekt (3 kap 7 §)

Tillåten maximal reduktion av aktiv effekt från P_{max} vid sjunkande frekvens har för Danmark kravställts till 6,0 %P/Hz, Finland och Tyskland 10,0 %P/Hz samt i Sverige 3,0 %P/Hz. Länderna inom Norden har samma frekvenströskel 49 Hz medan Tyskland valt 49,5 Hz.

Här avviker Sverige från övriga länder och sticker ut med det striktaste kravet. Kravet innebär ingen egentlig extra kostnad ur anläggningsägarperspektiv, men är kravställt sådant att det skulle kunna ha negativ inverkan på anläggningarna sett ur systemperspektiv och driftsäkerhet. En harmonisering vore därför lämplig där hänsyn tas till förmåga hos respektive produktionsslag vilket också föreskrivs i RfG i Artikel 13.5. Denna anpassning till produktionsslag har högst troligt gjorts i övriga länder som tillåter en högre maximal reduktion av aktiv effekt (från P_{max}). Huruvida Sverige borde ha 6,0 %P/Hz eller 10,0 %P/Hz vid 49 Hz har Sweco inget tydligt ställningstagande till. Kravet är i Sverige en skärpning för värmekraftblock och uppfattas som svårt att klara av.

4.3.4 Automatisk anslutning (3 kap 8, 9§§)

Kravet avser en automatisk anslutning av kraftproduktionsmodul till nätet vid en normal inkoppling och inte en återinkoppling efter ett fel på grund av en utlösning av skyddssystemet. I de allra flesta fall görs en sådan anslutning inom frekvensbandet 49,9–50,1 Hz. Tyskland och Norge har ingen liknande kravställning. Danmark och Sverige har snarlika krav men de avviker från Finlands motsvarande. Det är uppenbart att varje land har haft olika filosofier för valda frekvensgränser vilket återspeglas i de olika ländernas kravbild.

Villkor för automatisk anslutning skiljer sig åt mellan Danmark, Finland och Sverige

- Danmark: 47,5-50,5 Hz efter 3 minuter
- Finland: 49,0-51,0 Hz efter 1-10 minuter
- Sverige: 47,5-50,1 Hz efter 3 minuter

Det finns egentligen inget rätt eller fel, eller något som är mer fördelaktigt än det andra. Sverige har valt att sätta en övre gräns på 50,1 Hz (dvs inom den "normala" avvikelser om 0,1 Hz från 50 Hz) medan både Danmark och Finland valt en högre övre gräns på 50,5 Hz samt 51 Hz. Antagligen har både Finland och Danmark resonerat som sådant att risken för att automatisk anslutning av typ A, B och C-anläggningar skulle kunna ha negativ inverkan och bidra till överfrekvens är förhållandevis liten, medan Sverige varit mer restriktiva.

Att tillåta anläggningar automatisk anslutning från och med 47,5 Hz är positivt för kraftsystemet då anslutande anläggningar stöttar med inmatning av aktiv effekt vid låga frekvenser. 47,5 Hz är också den valda frekvensgränsen för när en kraftproduktionsmodul fortsatt ska kunna vara ansluten till kraftsystemet utan att kopplas bort.

Sverige har även följande kravställning för ökning av aktiv uteffekt beroende på nätfrekvens i anslutningspunkten vid automatisk anslutning.

- < 49,9 Hz Ingen begränsning vad gäller ökningstakt av aktiv uteffekt
- 49,9–50,1 Hz Ökning med maximalt 10 procent av nominell aktiv uteffekt per minut
- > 50,1 Hz Ökning av uteffekten ej tillåten

Inom intervallet 47,5-49,9 Hz är kraven identiska mellan Sverige och Finland. Finland endast angivit en generell effektgradient ($100\%/P_n$) oberoende av frekvens. Danmark har också en generell kravställning vad gäller effektgradient ($20\%/P_n$) oberoende av frekvens. Inom det normala frekvensbandet 49,9-50,1 Hz har Sverige valt att tillåta en ökning med maximalt $10\%/P_n$ vilket skiljer sig från övriga länder.

Det är inte önskvärt att öka inmatningen till nätet vid redan höga frekvenser då frekvensen skulle kunna stiga ytterligare och avvika från den normala frekvensen på 50 Hz. Att begränsa aktiv effektinmatning vid hög frekvens är därför befogat. Att harmonisera kravet inom frekvensintervallet 49,9-50,1 Hz minskar kontrollbarheten något och skulle kunna öka risken för överfrekvens till följd av automatiska anslutningar. Sweco bedömer dock den risken som liten och förordar en harmonisering mot Finland.

4.3.5 Snabb nedreglering av aktiv effekt - Ändring av börvärde (3 kap 19 §)

Sverige krävställer att det ska vara möjligt att ändra börvärdet för aktiv effekt i enlighet med instruktioner från den berörda systemansvarige eller den berörda systemansvarige för överföringssystemet. RfG Artikel 15.2 a) säger ”Den berörda systemansvarige eller den berörda systemansvarige för överföringssystemet ska fastställa den tidsfrist inom vilken det justerade börvärdet för aktiv effekt måste uppnås. Den berörda systemansvarige för överföringssystemet ska ange en tolerans (förutsatt att den resurs som ger den primära drivkraften är tillgänglig) som gäller för det nya börvärdet och inom vilken tid detta måste uppnås.

EIFS2018:2 krävställer att en effektändring ska påbörjas inom 10 sekunder från det att instruktionen är skickad. Kraftproduktionsmodulen ska kunna reglera uteffekten från maximal uteffekt ned till 50% uteffekt inom 60 sekunder. Ny stabil effektnivå ska erhållas inom toleransen 2 % av nominell effekt.

Det är endast Sverige som angivet inom vilken tid effektändringen måste påbörjas från det att instruktion är skickad. Det är också endast Sverige som valt att definiera att effekten ska kunna nedregleras till 50 % av maximal uteffekt. Övriga länder anger inget specifikt värde på uteffekt som ska vara uppnått.

Finland krävställer att effektändringen ska vara uppnådd inom 15 minuter för kraftproduktionsmoduler och Danmark krävställer för synkrona kraftproduktionsmoduler att effektändringen ska vara uppnådd inom 10 minuter. Ingen tidsfrist för kraftparksmoduler är tydligt definierad, men det kan tolkas som att 10 minuter gäller även för kraftparksmoduler.

Danmark har krävställt toleransen till 1 % av P_n oberoende av produktionsslag och Finland har krävställt 5 % av börvärdet eller högst 1 MW.

Danmark har angivet att effektändringen ska vara 1% av P_n per minut för synkrona kraftproduktionsmoduler och 20% av P_n per minut för kraftparksmoduler.

Det är tydligt att Sveriges krav avviker från både Finland och Danmarks motsvarande krav vad gäller Artikel 15.2 a. Norge har inget motsvarande krav. Skillnaden mellan länderna beror troligtvis på olika tolkning av hur detta ska implementeras. Om det handlar om snabb nedreglering av aktiv effekt har Sverige gjort en mer korrekt tolkning, men om detta krav syftar endast till ändring av börvärde för aktiv effekt har Finland och Danmark gjort en mer korrekt tolkning.

Danmark har också krävställt snabb nedreglering av aktiv effekt för kraftparksmoduler, men under en annan Artikel (15.6.d) som säger ”När det gäller installation av anordningar för systemdrift och anordningar för systemsäkerhet, och om den berörda systemansvarige eller den berörda systemansvarige för överföringssystemet anser det nödvändigt att installera ytterligare anordningar i en kraftproduktionsanläggning för att upprätthålla eller återställa systemdrift eller systemsäkerhet, ska den berörda systemansvarige eller berörda systemansvarige för överföringssystemet och ägaren av kraftproduktionsanläggningen undersöka denna fråga och komma överens om en lämplig lösning”.

För de kraftparksmoduler som omfattas av kraven i Artikel 15.6.d krävställer Danmark följande: nedreglering av aktiv effekt ska vara påbörjad inom 1 sekund och slutförd inom 10 sekunder från det att signal om nedreglering erhållits. Följande defaultvärden för nedreglering rekommenderas: upp till 70%, 50%, 25% och 0% av P_n .

För synkrona kraftproduktionsmoduler gäller överenskommelse mellan berörd systemansvarig och ägare till kraftproduktionsmodulen när anslutningspunkten är fastställd.

Troligtvis kommer snabb nedreglering av aktiv uteffekt från yttre signal sällan behöva åberopas av berörd systemansvarig i praktiken, men kravet är ur systemstabilitetsperspektiv viktigt då det högst troligt inträffat en händelse i kraftsystemet som gjort att drifttillståndet övergått från normal drift till skärpt- eller nöddrift.

För kraftparksmoduler är det generellt inte svårt att nedreglera effekten inom 60 sekunder utan att anläggningen tar någon skada. För vissa produktionsslag (vattenkraft och kärnkraft) medför dock en snabb effektändring risk för skada på anläggningen och påverkar även personsäkerheten. Att krävställa att en anläggning behöver arbeta utanför normalt driftområde är också ofördelaktigt och medför risk för skador på anläggningen.

Att därför harmonisera mot Finlands eller Danmarks krav vore fördelaktigt ur driftsäkerhetsperspektiv för anläggningarna och skulle vara en bättre anpassning till olika driftegenskaper hos respektive produktionsslag. Nya anläggningar (och befintliga) har förmågan att nedreglera uteffekten så det krävs inga ytterligare investeringskostnader för att uppnå detta. Det är snarare en fråga om anpassning sett till säkerhetsaspekter och att kravet ska anpassas till respektive produktionsslags driftegenskaper.

4.3.6 Frekvensreglering (LFSM-O, LFSM-U och FSM, 3 kap 3-6, 20-29 § §)

Ur systemperspektiv är det viktigt att anslutna produktionsanläggningar både kan reglera upp och ned sin effekt snabbt för att hjälpa till att stötta kraftsystemet om en allvarlig händelse inträffar. Aktivering av LFSM-O, LFSM-U sker endast utanför både normal- och stördriftsbandet.

Vad gäller krävbild för länderna har Sverige, Danmark och Finland valt frekvenströskeln till 50,5 Hz för **LFSM-O**, Tyskland 50,2 Hz och Norge 51 Hz. Danmark.

Finland och Norge har krävställt en statikfaktor på 4% och Tyskland 5%. Sverige avviker något med sin krävställning om 8%. Statikfaktorn är kvoten mellan en frekvensändring i stationärt läge och den efterföljande ändringen av aktiv uteffekt till nätet. En hög statikfaktor innebär en lägre reglering av aktiv effekt för samma frekvensändring.

Samtliga länder har valt likt Sverige att "När lägsta nivå med reglerförmåga uppnås för kraftproduktionsmoduler vid begränsat frekvenskänslighetsläge – överfrekvens (LFSM-O), ska kraftproduktionsmodulen fortsätta att fungera på lägsta nivå med reglerförmåga."

För **LFSM-U** har Sverige, Danmark och Finland satt frekvenströskeln till 49,5 Hz, Tyskland 49,8 Hz och Norge 49 Hz.

Vad gäller 29 § i EIFS2018:2 säger kravet att "För kraftproduktionsmoduler av typ C och D utan tröghet vid drift i frekvenskänslighetsläge (FSM) ska den inledande fördröjningen vid frekvenssvav vara mindre än 2 sekunder." Samtliga länder inom Norden har identisk kravbild och Tyskland har kravställt 1 sekund. Kravet inom Norden är identiskt med kravbilden för kraftproduktionsmoduler med tröghet som specificeras i Artikel 15.2 d – Tabell 5.

Sveriges kravbild är harmoniserad med både Danmark och Finland och således föreligger inga orättvisa marknadsvillkor.

För att påvisa kravuppfyllnad kopplat till aktiv effekt och frekvensreglering så är det enbart kraftproduktionsmodulens prestanda som utvärderas och således behövs ingen nätmodell/ekvivalent från den systemansvarige.

4.3.7 Reglerbarhet och reglerområden för aktiv effekt (3 kap 31 §)

Kravet är viktigt ur systemstabilitetsperspektiv. Att snabbt kunna nedreglera effekten hjälper till att ta systemet åter till normaldriftsläge efter att en allvarlig händelse inträffat i kraftsystemet. Detta krav kopplar till Artikel 15.6.e i RfG enligt följande "Den berörda systemansvarige ska, i samordning med den berörda systemansvarige för överföringssystemet, ange kraftproduktionsmodulens övre och nedre gränser för ändringshastigheten för aktiv uteffekt (rampgränser), för ändring både uppåt och nedåt av den aktiva uteffekten, med hänsyn tagen till de specifika egenskaperna hos tekniken för den primära drivkraften".

Sverige och Finland har kravställt enligt Tabell 1 Tabell 2 nedan.

Anläggningstyp	Ändringshastighet [% / minut]	Reglerområde [% av nominell effekt]	Effektområde [% effekt]
Vattenkraft	40	100	0-100
Kolkondens	4	30	60-90
Oljekondens	8	30	40-90
Kraftvärmeverk	4	30	60-90
Kärnkraftverk (tryck)	5	30	60-90
Kärnkraftverk (kok)	10	30	60-90
Gasturbin jettyp	20	100	0-100
Gasturbin industrityp	7	100	0-100
Kraftparksmodul	100	85	15-100

Tabell 1 - Sveriges krav gällande reglerbarhet och reglerområden för aktiv effekt

Anläggningstyp	Ändringshastighet [% / minut]	Reglerområde [% av nominell effekt]	Effektområde [% effekt]
Vattenkraft	40	60	40-100
Kolkondens	5	30	60-90
Oljekondens	5	30	60-90
Kraftvärmeverk	5	30	60-90
Kärnkraftverk (tryck)	5	30	60-90
Kärnkraftverk (kok)	10	30	60-90
Gasturbin jettyp	40	60	40-100
Gasturbin industrityp	40	60	40-100
Kraftparksmodul	10-100 [%/min] dock minst 1 MW/min	Ej angivet	Ej angivet

Tabell 2 - Finlands krav gällande reglerbarhet och reglerområden för aktiv effekt

Kraftparksmoduler

För kraftparksmoduler är det generellt inte svårt att nedreglera effekten utan att anläggningen tar någon skada. Det är heller ingen extra kostnad då funktionaliteten oftast finns inbyggd. För kraftparksmoduler har Finland endast krävställt en ändringshastighet på 10-100%/min (dock minst 1MW/min) och Sverige har krävställt en ändringshastighet på 100%/min, reglerområde 85% av nominell effekt och effektområde 15-100%.

Norge har inte någon identisk skrivelse men krävställer att "kraftparksregulatorn ska ha funktionalitet för att bestämma effekthastigheten (ramphastighet) vid justering av effektbövråde". Danmark har endast krävställt en generell ändringshastighet på 1-20 %/min (ej över 60MW/min) oberoende av kraftslag.

Synkrona kraftproduktionsmoduler

Kommentarer har inkommit från branschen som redogör för att snabba effektändringar kan innebära risk för skada på anläggningen och påverkar även personsäkerheten för vissa produktionsslag. Att krävställa att en anläggning behöver arbeta utanför normalt driftområde är också ofördelaktigt och medför risk för skador på anläggningen. Sverige avviker med striktast krav för flera typer av produktionsslag.

Norge har ingen liknande krävbild mer än att de säger att "synkrona produktionsenheter ska ha funktion för att begränsa ramphastigheten för aktiv effekt vid ändring av bövrädet". Finlands krav liknar Sveriges i utformning men anses vara mer anpassade för respektive produktionsslag. De reglerområden som specificerats för bl.a. vattenkraft i EIFS2018:2 har kommenterats vara orimliga. Till exempel så är driftområdet för en vattenkraftturbine normalt sett inte 0–100% utan snarare i området 40–100% för Kaplanturbiner och 60-100% för Francisturbiner enligt kommentarer från branschen.

Finlands krav går i linje med detta då driftområdet är satt till 60-90% (oberoende av turbintyp).

Diskussion

Noteras bör att identiska krav återfinns i SvKFS2005:2 men med en skrivelse enligt följande ” produktionsanläggningen behöver inte innehålla angivna krav om anläggningsägaren kan visa att de hydrologiska, hydromekaniska, meteorologiska eller miljömässiga omständigheterna väsentligen försvårar ett uppfyllande av dem. Detsamma gäller om ett uppfyllande av dessa krav skulle strida mot sådana angivna villkor för produktionsanläggningen som har beslutats i en domstol.”

Sweco tolkar Artikel 15.6 e i RfG som att endast ändringshastigheten ska krävställas, men varken reglerområde eller effektområde. Sweco förordnar en ändring av Sveriges krävbild för synkrona kraftproduktionsmoduler mot Finlands krav som är mer anpassade till respektive produktionslags driftegenskaper. Förslaget motiveras utifrån att nuvarande krävbild medför risk för skada på anläggningen och även påverkar personsäkerheten. Ett alternativ kan vara att införa en skrivelse likt den som återfinns i SvKFS2005:2 och omnämns ovan i EIFS2018:2, men en harmonisering är att föredra.

4.3.8 Snabbhet i reglering av aktiv effekt vid stegändring (3 kap 32 §)

Denna paragraf med tillhörande tabell kopplar till ovanstående krav i 31 §.

Tabell 3 anger hur stegändringar i effekt ska klaras av kraftproduktionsmoduler.

Anläggningstyp	Effektsteg [%]	Inom tid [sekund]	Effektområde [% effekt]
Vattenkraft med kaplanturbin	10	5	50-100
	30	30	50-100
Vattenkraft med Francisturbin	20	5	50-100
	30	15	50-100
Kol och oljekondens	2,5	5	50-90
	5	30	50-90
Kraftvärme	2,5	5	50-90
	5	30	50-90
Gasturbin	10	5	0-100
	20	30	0-100
Kraftparksmodul	30	15	50-100

Tabell 3 - Sveriges krav för hur stegändring i effekt ska klaras för angivna intervall inom frekvensintervallet 49–51 Hz.

Kraftparksmoduler

Danmark har inget liknande krav. I Finland gäller för kraftparksmoduler ett effektsteg om 80% inom 5 sekunder. Sveriges motsvarande krav för kraftparksmoduler är 30% inom 15 sekunder (inom effektområdet 50-100%). Således har Sverige ett mindre strikt krav jämfört med Finland.

Synkrona kraftproduktionsmoduler

Danmark har inget liknande krav. Finland har motsvarande krav men endast för kol- och oljekondens samt kraftvärme. Kravet för kol- och oljekondens samt kraftvärme är att ett effektsteg om 20% ska klaras inom effektområdet 60-90%. Sverige är det enda land som definierat ett effektsteg som ska klaras inom en viss tid för respektive produktionsslag i enlighet med Tabell 3. Kraven är därför svåra att jämföra då Finland inte angivit någon tid.

Diskussion

Noteras bör att identiska krav återfinns i SvFS2005:2 men med en skrivelse enligt följande ” Produktionsanläggningen behöver inte innehålla angivna krav om anläggningsägaren kan visa att de hydrologiska, hydromekaniska, meteorologiska eller miljömässiga omständigheterna väsentligen försvårar ett uppfyllande av dem. Detsamma gäller om ett uppfyllande av dessa krav skulle strida mot sådana angivna villkor för produktionsanläggningen som har beslutats i en domstol.”

Sweco förordnar en översyn av Sveriges kravbild då inget annat land har liknande krav, med undantag för kraftparksmoduler.

4.4 Spänningsstabilitet

Nedan avsnitt redogör för vilka krav som omfattas av jämförelsen kopplat till spänningsstabilitet. Notera att samtliga paragrafer i EIFS2018:2 omfattas av jämförelsen, se även Del 3.

Begreppet ”spänningsstabilitet” avser de delar av RfG och EIFS2018:2 som kopplar till den reglerande förmåga en kraftproduktionsmodul har vad gäller spänningshållningen i anslutningspunkten. Detta inbegriper följande:

- Krav på vilket spänningsintervall anläggningen i fråga ska arbeta inom.
- Krav på anläggningens förmåga att tillhandahålla reaktiv effekt vid varierande spänning genom att generera eller konsumera reaktiv effekt enligt givna gränser.
- Krav på kontinuerligt verkande spänningsreglering som reglerar den interna spänningen i anläggningen i jämförelse med anslutningspunktens spänning.

4.4.1 Spänningsintervall (3 kap 18, 33 §§ och 4 kap 1-5 §§)

Det kan noteras att RfG anger krav gällande ett specificerat spänningsintervall endast för anläggningar för typ D enligt Artikel 16.2 a). I EIFS2018:2 har man valt att utöka kravet på ett spänningsintervall mellan 90–105 % så att det även gäller typ B och C.

Enligt 33 § gäller för en kraftproduktionsmodul av typ D med spänning i anslutningspunkt över 300 kV att en tidsperiod för drift inom intervallet 105–110 % spänning i anslutningspunkten ska vara minst 60 sekunder. RfG krävställer 60 minuter (tabell 6.1 Artikel 16.2a) och andra länder har 60 minuter som krav.

I de nordiska länderna har man kravställt på olika sätt. I Norge gäller spänningsintervallet 90-110 % för typ B-D med undantag för kraftparksmoduler utan parktransformator. För Danmark anges ett intervall mellan 105-110 % (60 min) och då endast för typ D.

I Finland anges att spänningsintervallet ska vara minst 90-110 % av den normala driftspänningen oavsett typ (se VJV Figure 10.5). De finska kraven är även mer heltäckande än EIFS2018:2 3 kap 33 § eftersom den finska implementeringen omfattar fler spänningsnivåer än bara >300 kV för spänning inom 105-110 %. Bland annat ansluts en stor del av vindkraft till lägre spänningar varför en harmonisering skulle kunna vara lämplig. Att kravställa att fler anläggningar på lägre spänningsnivåer kan hänga kvar och fortsatt vara driftsatta inom intervallet 105-110% spänning skulle medföra att risken för oönskad bortkoppling av anläggningar minskar och därmed ökar driftsäkerheten. Sweco förordnar en harmonisering mot Finlands kravbild.

4.4.2 Produktion/konsumtion av reaktiv effekt (4 kap 8–9 §§, 5 kap 2-3 §§)

Dessa krav gäller för anläggningar av typ C/D och baseras på så kallade profiler. I profilen som gäller vid anläggningens maximala kontinuerliga effekt, kallad $U-Q/P_{max}$, ska den berörda systemansvarige ange gränser (spänningsintervall och andel reaktiv effekt) då kraftproduktionsmodulen ska kunna tillhandahålla reaktiv effekt. För kraftparksmoduler ska dessutom en profil anges som gäller förmåga till reaktiv effekt under maximal kontinuerlig effekt, så kallas $P-Q/P_{max}$ -profil. En sådan profil behöver inte anges för synkrona kraftproduktionsmoduler, utan den ska enligt Artikel 18.2 c "kunna fungera vid varje möjlig arbetspunkt i P-Q-diagrammet för växelströmgeneratorn i den synkrona kraftproduktionsmodulen, åtminstone ned till lägsta nivå för stabil drift".

Gränserna för $U-Q/P_{max}$ -profilen har angetts på olika sätt i de nordiska länderna vilket visas i Tabell 1 nedan. För fullständiga profiler för respektive land, se även *Sammanställning*. Det kan konstateras att gränserna för det reaktiva effektutbytet för kraftparksmoduler är identiska för de nordiska länderna, då man kräver en kapacitet av 33 % Q/P_{max} ($\cos \phi=0,95$) vid både konsumtion och generering av reaktiv effekt i anslutningspunkten. EIFS2018:2 använder uttrycket "momentan aktiva effekt", som bör tolkas som den maximala kontinuerliga effekten (eller P_{max}) vid framtagandet av en $U-Q/P_{max}$ -profil. I Sverige är detta ekvivalent med att vid 50% av P_{max} kravställer EIFS2018:2 motsvarande generering av reaktiv effekt, det vill säga hälften av 33% (inte 33% av P_{max} som övriga länder gör).

Däremot skiljer sig gränserna för det spänningsintervall kraftparksmoduler ska kunna generera/konsumera reaktiv effekt. De kritiska punkterna för en kraftparksmodul, dvs generering av reaktiv effekt vid låg spänning (0,9 p.u.) och konsumtion av reaktiv effekt vid hög spänning (1,05 p.u.) är dock detsamma i samtliga nordiska länder och därmed råder inga orättvisa marknadsvillkor.

Vad gäller kravställda gränser för synkrona kraftproduktionsmoduler är skillnaderna större. Till exempel är kravet vid konsumtion av reaktiv effekt i Sverige 16,7 % Q/P_{max} och i Norge 46 %. Orsaken till skillnaden är inte känd, men kan möjligtvis bero på vilken befintlig produktionsmix som redan finns i respektive land. Se resonemang nedan kring olika produktionskällors typiska driftegenskaper.

Sverige	Krav	Krav
SPGM - Generering	Minst 0,33 Q/Momentan P	Spänningsintervall: 0.90–1.02 p.u.
SPGM - Konsumtion	Minst 0,167 Q/ Momentan P	Spänningsintervall: 0.95–1.05 p.u.
KPM - Generering	Minst 0,33 Q/Momentan P	Spänningsintervall: 0.90–1.02 p.u.
KPM - Konsumtion	Minst 0,33 Q/Momentan P	Spänningsintervall: 0.95–1.05 p.u.
Finland		
SPGM och KPM	Overexcited: 0.33 [Q/P _{max}]	Spänningsintervall: 0.90–1.02 p.u.
SPGM och KPM	Underexcited: 0.33 [Q/P _{max}]	Spänningsintervall: 0.95–1.05 p.u.
Danmark		
SPGM	Overexcited: 0.4 [Q/P _{max}]	Spänningsintervall: 0.90–1.04 p.u.
SPGM	Underexcited: 0.2 [Q/P _{max}]	Spänningsintervall: 1.00–1.05 p.u.
KPM	Overexcited: 0.33 [Q/P _{max}]	Spänningsintervall: 0.90–1.04 p.u.
KPM	Underexcited: 0.33 [Q/P _{max}]	Spänningsintervall: 0.96–1.05 p.u.
Norge		
SPGM typ C & D	Kapazitiv ytelse: 0.46 [Q _{kap,maks} /P _{maks}]	Spänningsintervall: 0.90–1.00 p.u.
SPGM typ C & D	Induktiv ytelse: 0.46 [Q _{ind,maks} /P _{maks}]	Spänningsintervall: 1.00–1.05 p.u.
KPM	Kapazitiv ytelse: 0.33 [Q _{kap,maks} /P _{maks}]	Spänningsintervall: 0.90–1.00 p.u.
KPM	Induktiv ytelse: 0.33 [Q _{ind,maks} /P _{maks}]	Spänningsintervall: 1.00–1.05 p.u.
SPGM typ B	Kapazitiv ytelse: 0.33 [Q _{kap,maks} /P _{maks}]	Spänningsintervall: 0.90–1.00 p.u.
SPGM typ B	Induktiv ytelse: 0.33 [Q _{ind,maks} /P _{maks}]	Spänningsintervall: 1.00–1.05 p.u.

Vad gäller förmågan till reaktiv effektutbyte kan man allmänt säga att olika typer av produktionsanläggning har sina typiska driftegenskaper. Kravet gällande konsumtion av reaktiv effekt motsvarande 0,167 % är mycket svårt för exempelvis värmekraftanläggningar att uppnå.

För en vindkraftspark kan kravet "generering av reaktiv effekt" vid P_{max} och väldigt låg spänning vara på gränsen av vad turbiner kan klara. Detta innebär att det kan behövas extern kompenseringstrustning för att klara kravet. Driftfallet P_{max} och spänning 0,9 p.u. kan dessutom tolkas som ett teoretiskt fall, som i praktiken aldrig kommer att inträffa under anläggningens livstid. Att då använda denna punkt som dimensionerande fall innebära att mängder av kompenseringstrustning kommer att behöva anslutas i det svenska nätet och som väldigt sällan eller aldrig kommer att användas. Noteras bör att RfG ger utrymme för undantag kring detta krav, speciellt för kraftparksmoduler i Artikel 21 3 b) ii) och fjärde punkten: "Den angivna U-Q/P_{max}-profilen får ha vilken form som helst, med beaktande av de potentiella kostnaderna för att åstadkomma förmågan att tillhandahålla produktion av reaktiv effekt vid höga spänningar och förbrukning av reaktiv effekt vid låga spänningar". Dock bör det noteras att samma krav ställs i länderna som Sweco jämfört Sveriges krav med. Ur ett marknadsmässigt perspektiv råder därmed inga orättvisa villkor.

Noteras bör att i enlighet med RfG Artikel 21.3 a) får högre krav ställas vad gäller reaktiv effekt enligt följande "När det gäller förmåga till reaktiv effekt får den berörda systemansvarige ange

kompletterande reaktiv effekt som ska tillhandahållas om anslutningspunkten för en kraftparksmodul inte finns vid upptransformatorns uttag för högspänning på anslutningspunktens spänningsnivå, eller vid omriktarens uttag om ingen upptransformator finns. Denna kompletterande reaktiva effekt ska kompensera för behovet av reaktiv effekt i ledningen eller kabeln för högspänning mellan å ena sidan kraftparksmodulen (vid upptransformatorns uttag för högspänning, eller vid omriktarens uttag om ingen upptransformator finns) och å andra sidan anslutningspunkten, och den ska tillhandahållas av den ansvarige ägaren av denna ledning eller kabel”.

4.4.3 Dämpfunktion för dämpning av effektpendlingar (PSS-funktion).

Gällande dämpfunktion för dämpning av effektpendlingar har länderna krävställt olika. Sverige kräver PSS-funktion för kraftparksmoduler av både typ C & D medan det bara finns krav för typ D-anläggningar större än 75 MVA för synkrona kraftproduktionsmoduler.

Synkrona kraftproduktionsmoduler

Sverige har krävställt att alla synkrona kraftproduktionsmoduler större än 75 MVA ska vara försedda med PSS som ska vara aktiverad inom frekvensintervallet 0,25-1 Hz. Danmark, Finland och Norge har valt att samtliga typ D-anläggningar (som båda definierat likt Sverige, 30 MW och uppåt eller anslutning över 110 kV) ska vara försedda med PSS-funktion. Olika frekvensintervall är angivna för Norge och Danmark; 0,2-0,7 Hz respektive 0,2-2,0 Hz. De båda länderna har också angivit att den maximala ändringen av generatorspänningen (vid fasuttag) får vara max 5%. Danmark har det mest uttömmande kravet då de även krävställer att högsta tid för dämpning ska vara 1 sekund. Att krävställa att samtliga typ synkrona typ D-anläggningar ska vara försedda med PSS skulle innebära en skärpning av kraven i Sverige. Dock är investeringskostnaden för en PSS jämfört med totala investeringskostnaden för hela anläggningen förhållandevis liten och fyller sin funktion ur systemstabilitetsperspektiv under hela anläggningens livstid.

Kraftparksmoduler

Enligt RfG (Artikel 21.3 f) ska ”en kraftparksmodul kunna bidra till att dämpa effektpendlingar om detta anges av den berörda systemansvarige för överföringssystemet”. Detta tolkar Sweco som att det enligt RfG inte är ett obligatoriskt krav med en PSS-funktion för kraftparksmoduler. I EIFS2018:2 är det angivet ett ska-krav med tillhörande frekvensintervall, det vill säga att man inte ger berörd systemansvarig för överföringssystemet möjlighet att besluta om PSS-funktionen ska införas eller inte. I övriga nordiska länder har man valt att inte ha en lika tydlig formulering vad gäller krav på PSS-funktion för kraftparksmoduler. I Finland anges att PSS-funktionen (POD) kan behöva implementeras endast om behov föreligger gällande systemstabilitet (VJV2018 18.3). I Norge anges att det är systemansvarig som beslutar om funktionen ska implementeras (NVF-2021 14.2.3). Danmark och Tyskland har inte angett eller inte beslutat om krav på PSS-funktion för kraftparksmoduler.

Den extra kostnaden för att implementera denna funktion vid en nyanslutning (t.ex. en vindkraftspark) är svår att uppskatta, eftersom det finns olika koncept framtagna för att bidra till en dämpning av effektpendlingar. I en parkregulator kan till exempel en tillsatsfunktion (POD) redan vara konfigurerad och funktionen kan då aktiveras (kostnad = försumbar). Andra koncept där POD-funktionen kan vara tillgänglig är via utrustning för reaktiv effektkompensering (SVC, STACOM). I dagsläget erbjuder inte alla leverantörer denna funktion, men på sikt torde detta vara

en inbyggd funktion hos samtliga och utvecklingen kommer på sikt bidra till rättvisa marknadsvillkor. Utöver kostnaden för denna tillsatsfunktion, kan det även krävas att utföra ett extra simuleringsfall i överensstämmelsesimuleringarna samt ett prov för att verifiera att POD-funktionen är aktiv. Till exempel krävställer Svenska kraftnät detta i bilaga 5 (avsnitt 4.5) och bilaga 6 (avsnitt 2.17) för KPM:er anslutna till deras nät. Kostnaden för detta uppskattas kunna variera mellan 30.000-60.000kr.

4.4.4 Spänningsreglering (5 kap 4-7 §§)

För att reglera spänningen finns olika reglermetoder såsom automatisk spänningsreglering (mot ett spänningsbörvärde), reaktiv effektregering (mot ett reaktivt effekt-börvärde, MVAR-reglering), effektfaktorreglering (förhållandet P/Q) och fältströmsreglering (reservdriftmod). I det svenska kraftsystemet använder producenter både automatisk spänningsreglering och reaktiv effektregering. I kraftproduktionsanläggningar som ansluts till 400 kV-nätet används oftast automatisk spänningsreglering vid normal drift. Vid fel och/eller under en begränsad tid finns möjligheten av övergång till fältströmsreglering. För exempelvis vindkraftverk och solcellsanläggningar sker spänningsreglering med hjälp av kraftelektroniska omriktare och styr då mot ett nollutbyte av reaktiv effekt i anslutningspunkten eller reaktiv effektregering. Enligt RfG Artikel 21.3 d i) kan en kraftparksmodul "tillhandahålla reaktiv effekt automatiskt via reglerlägen för antingen spänning, reaktiv effekt eller effektfaktor".

EIFS2018:2 5 kap 5 § krävställer följande: "*Vid spänningsfall i reglerpunkten som medför att spänningen understiger 95 procent ska en kraftparksmodul av typ C eller D automatiskt övergå till automatisk spänningsreglering och stödja spänningsfallet med reaktiv effekt. Detta gäller om innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten har anvisat ett annat reglerläge för reaktiv effekt än automatisk spänningsreglering*".

Kravet innebär en tvingande automatisk övergång av kraftparksmoduler till automatisk spänningsreglering vid spänning under 95 % i reglerpunkten. Det är endast Sverige som krävställer att vid 95 % spänning ska anläggningar övergå till automatisk spänningsreglering. För nya anläggningar kan det väljas vilken typ av reglermetod som ska användas. Det innebär således ingen extra kostnad att ha automatisk spänningsreglering som tvingande. Däremot är det inte fördelaktigt att krävställa automatisk spänningsreglering ur tekniska aspekter.

I VJV2018 har man beskrivit kraven och möjligheterna till spänningsregleringen för olika kraftslag mycket utförligt. Man ger där utrymme för olika typer av spänningsreglering. Se speciellt kapitel 13 och 18 i VJV2018.

I Norge finns även där en utförligare beskrivning av vilka krav som gäller för spänningsreglering av synkrona kraftproduktionsmoduler (NVF 2021 avsnitt 12.5.2) och kraftparksmoduler (NVF 2021 avsnitt 14.2.4).

Enligt branschen kan nuvarande krävställning orsaka problem. Ett förslag som inkommit som Sweco håller med om är att det vore mer fördelaktigt att välja ett mer normalt reglerläge utifrån produktionslag och placering sett ur ett systemperspektiv med motiveringen att respektive nätägare ska ha möjlighet att på ett effektivt sätt kunna ha anläggningar av olika ålder att fungera tillsammans. Sweco föreslår en harmonisering mot Finland som öppnar upp och tillåter flera olika

typer av spänningsreglering och även en utförligare beskrivning. Fördelarna enligt inkomna kommentarer är att en harmonisering mot Finland skulle öka driftsäkerheten och kostnadseffektiviteten för elanvändarna i Sverige. Detta eftersom en lägre driftsäkerhet dels ökar risken för nätsammanbrott, dels genom att en lägre driftsäkerhet kan behöva hanteras genom begränsningar av tillgänglig överföringskapacitet.

4.5 Allmänna kommentarer

4.5.1 Tillhandahållande av snabb felström

”Snabb felström” är en egenskap som kan besittas av en kraftparksmodul i syfte att stötta nätet med felström i händelse av fel. Sverige har valt att inte implementera det icke-obligatoriska kravet som handlar om tillhandahållande av snabb felström för kraftparksmoduler (RfG Artikel 20.b och c). Bland annat har både Finland och Norge krävställt detta (endast om systemansvarig kräver). Att införa detta krav i Sverige med kravbilden i VJV2018 som utgångspunkt skulle kunna bidra till en ökad driftsäkerhet. Detta eftersom de systemansvariga, vid behov och mot överenskommen ersättning, kan nyttja den snabba felströmmen hos kraftparksmodulerna istället för att installera redundanta helt integrerade nätkomponenter. Avsaknad av snabb felström kan dels öka risken för nätsammanbrott, dels behöva hanteras i driftskedet genom aktivering och drift av synkrona kraftproduktionsanläggningar utan att deras aktiva effektproduktion egentligen behövs.

4.5.2 Husturbindrift

Enligt Artikel 15.5c som handlar om förmåga till snabb återsynkronisering säger iii) att ”*Kraftproduktionsmoduler ska kunna fortsätta fungera efter utlösning av husturbindrift, oberoende av eventuell hjälpkraftanslutning till det externa nätet. Den minsta driftstiden ska fastställas av den berörda systemansvarige i samordning med den berörda systemansvarige för överföringssystemet, med hänsyn tagen till de specifika egenskaperna hos tekniken för den primära drivkraften*”. I Sverige har minsta tid för husturbindrift krävställt till 12 timmar (för de anläggningar som omfattas av kravet). Danmark har inte krävställt någon tid för SPGM:er och heller ingen tid för KPM:er då de skriver att tiden för återsynkronisering är satt till mindre än 15 minuter. Norges krav säger 2 timmar för minsta upprätthållen drifttid och Finland har krävställt 8 timmar för vattenkraftsanläggningar och kärnkraft, samt 1 timme för andra kraftslag. För exempelvis vattenkraftsanläggningar spelar tiden för upprätthållen husturbindrift mindre roll ur ett kostnadsperspektiv då det snarare är en tröskelkostnad för att klara att köra anläggningen i husturbindrift. För termisk kraft blir det dyrare desto längre tid som krävställt sett till bränslekostnad.

4.5.3 Utnyttjande av utrustningscertifikat

Ägaren av kraftproduktionsanläggningen kan utnyttja s.k. utrustningscertifikat som utfärdats av ett behörigt certifieringsorgan i syfte att bevisa kravuppfyllnad sådant att vissa krav ej behöver redogöras och bevisas med t.ex. simulering och provning. Om utrustningscertifikat återopas ska denna/dessa tillhandahållas den berörda systemansvarige.

4.5.4 Referensvärde för relativtal 1 (100 % spänning)

I RfG (16.2 a iv) anges för kraftproduktionsmoduler av typ D att för nät med spänningsnivån 400 kV ska 400 kV motsvara relativtal 1 för spänning i anslutningspunkten, vilket också anges som relativtal 1. RfG anger även att "för nät med andra spänningsnivåer får referensvärdet (relativtal 1) vara olika för varje systemansvarig i samma synkronområde." Angående detta RfG-krav noteras i EIFS2018:2 2 kap 2 § att för "nät med en spänningsnivå understigande 400 kV ska den berörda systemansvarige, för varje anslutningspunkt, specificera referensvärdet för relativtal 1 (100 procent spänning)". För nya anläggningar bör det noteras att referensspänningen kommer att ha stor betydelse vid simulering kopplat till feltålighet och framförallt gällande gränsbryttid. Eftersom RfG anger kravet för typ D-anläggningar anslutna till 400 kV är kravet harmoniserat. I Finland sätts referensvärdet för anläggningar som ansluts under 400kV utifrån normal driftspänning som fås av nätägaren och efterfrågas av anläggningsägaren på samma sätt som i Sverige.

5 Del 3 – konsekvensutredning vid eventuell harmonisering

I sista delen presenteras slutsatser från analysen i Del 2 med EIFS 2018:2 som utgångspunkt. Viss upprepning från Del 2 kan förekomma för att denna del ska kunna läsas separat och ge en överblick. *Kursiv text* redogör för det exakta kravet i den svenska implementeringen EIFS2018:2. Efter respektive paragraf följer Swecos förslag vid en eventuell harmonisering. Där det är nödvändigt följer också ett kort resonemang kring systempåverkan och marknadsmässiga konsekvenser och en kortfattad jämförelse mellan länderna för de krav som inte diskuteras under Del 2.

5.1 3 kap. Allmänna krav för kraftproduktionsmoduler

5.1.1 Allmänna krav för kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D

1§ Den kortaste tidsperiod som en kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D ska kunna fungera inom frekvenser som avviker från nominellt värde utan att kopplas bort från nätet är:

- 30 minuter inom frekvensområde 47,5–48,5 Hz
- 30 minuter inom frekvensområde 48,5–49,0 Hz
- obegränsad inom frekvensområde 49,0–51,0 Hz
- 30 minuter inom frekvensområde 51,0–51,5 Hz

Samtliga länder har identisk kravbild vad gäller frekvensområden och tidsperiod. Ingen ändring föreslås.

2§ En kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D ska förbli ansluten till nätet och fungera vid frekvensändringshastigheter upp till 2,0 Hz/s. Värdet på frekvensändringshastigheten ska vara uppmätt i anslutningspunkten och beräknas över en tidsperiod på 500 ms.

Kravet syftar till att anläggningar ska vara tillräckligt tåliga för att inte kopplas bort från nätet på grund av frekvensändringar. Kravet är harmoniserat med länderna inom Norden (med Norge som undantag). Ingen ändring föreslås.

3§ Kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D ska tillhandahålla reduktion av aktiv effekt som frekvenssvar vid begränsat frekvenskänslighetsläge – överfrekvens (LFSM-O), vid en frekvenströskel på 50,5 Hz. Automatisk bortkoppling av kraftproduktionsmodulen får inte användas som alternativ till en reduktion av aktiv effekt vid överfrekvens.

Kravet är harmoniserat med länderna inom Norden (med Norge som undantag). Ingen ändring föreslås.

4§ Statikfaktorn för kraftproduktionsmoduler av typ A, B, C och D ska ha det primära inställningsvärdet 8 procent.

Sweco bedömer att det inte finns någon tydlig fördel varken ur system- eller kostnadsperspektiv att harmonisera kravet till 4% likt de andra länderna inom Norden.

5§ När lägsta nivå med reglerförmåga uppnås för kraftproduktionsmoduler av typ A, B, C och D vid begränsat frekvenskänslighetsläge – överfrekvens (LFSM-O), ska kraftproduktionsmodulen fortsätta att fungera på lägsta nivå med reglerförmåga.

Kravet är harmoniserat med länderna inom Norden. Ingen ändring föreslås.

6§ För kraftparksmoduler av typ A, B, C och D ska referensvärdet för frekvenssvar i form av aktiv effekt vid begränsat frekvenskänslighetsläge – överfrekvens (LFSM-O), utgöras av den maximala kontinuerliga effekten.

Samtliga länder har gjort samma val samma val från RfG. Sweco föreslår således ingen ändring.

7§ Den maximala minskningen av den aktiva uteffekten till följd av sjunkande frekvens under 49,0 Hz ska vara 3 procent för varje 1 Hz för kraftproduktionsmoduler av typ A, B, C och D.

Frekvenströskeln föreslås lämnas oförändrad då kravet är harmoniserat inom Norden. En översyn och eventuell harmonisering mot Finland eller Danmark och Tyskland bör övervägas. Det skulle innebära en nivå om 6,0 %P/Hz eller 10,0 %P/Hz.

5.1.2 Allmänna krav för kraftproduktionsmodul av typ A, B och C

8§ Kraftproduktionsmoduler av typ A, B och C får anslutas automatiskt till nätet när nätfrekvensen i anslutningspunkten är inom intervallet 47,5–50,1 Hz. Nätfrekvensen i anslutningspunkten ska ha befunnit sig inom detta frekvensintervall under minst tre sammanhängande minuter innan anslutning får ske.

Både Finland och Danmark tillåter automatisk anslutning vid en högre frekvens än Sverige. Swecos sammantagna bedömning är att den övre frekvensgränsen föreslås oförändrad i och med att kravet fyller sitt syfte ur systemperspektiv med motiveringen att inmatning av aktiv effekt redan vid hög frekvens inte är önskvärt.

9§ Vid automatisk anslutning till nätet av kraftproduktionsmodul av typ A, B och C gäller följande krav för ökningen av aktiv uteffekt beroende på nätfrekvensen i anslutningspunkten.

< 49,9 Hz Ingen begränsning vad gäller ökningstakt av aktiv uteffekt

49,9–50,1 Hz Ökning med maximalt 10 procent av nominell aktiv uteffekt per minut

> 50,1 Hz Ökning av uteffekten ej tillåten

Sweco föreslår en harmonisering med Finlands krav inom frekvensintervallet 49,9-50,1 Hz med motiveringen att det vore fördelaktigt att tillåta en högre ökning av aktiv uteffekt i syfte att undvika onödiga skador på anläggningar. Sannolikheten för att automatisk anslutning av typ A, B och C-anläggningar inom frekvensintervallet 49,9–50,1 Hz skulle bidra till överfrekvens är dessutom liten.

5.1.3 Allmänna krav för kraftproduktionsmodul av typ B och C

10 § De krav som anges i 11 och 12 §§ gäller oavsett om felet är symmetriskt eller inte.

Se avsnitt 4.2 samt uttömmande jämförelse i *Sammanställning* vad gäller samtliga krav kopplat till feltålighet. Denna paragraf kan uppfattas som otydlig och Sweco föreslår att denna paragraf förtydligas och att 16 § utgår. Förtydligande skulle kunna göras genom exempelvis denna formulering "Det felfall som ska analyseras enligt 3 kap. 11–15 §§ ska motsvara ett trefasigt fel i anslutningspunkten med en felbortkopplingstid om 150 ms. Den berörda systemansvarige eller den berörda systemansvarige för överföringssystemet har rätt att begära att även asymmetriska fel ska analyseras om behov föreligger".

11 § Synkrona kraftproduktionsmoduler av typ B och C ska förbli anslutna till nätet med fortsatt stabil funktion efter ett fel i anslutningspunkten med följande spänningsparametrar.

$U_{ret} = 0,25$	$t_{clear} = 0,20$ sekunder
$U_{clear} = 0,90$	$t_{rec1} = 0,20$ sekunder
$U_{rec1} = 0,90$	$t_{rec2} = 0,50$ sekunder
$U_{rec2} = 0,90$	$t_{rec3} = 0,50$ sekunder

Se avsnitt om feltålighet 4.2 samt uttömmande jämförelse i *Sammanställning*.

12 § Kraftparksmodul av typ B och C ska förbli ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion efter ett fel i anslutningspunkten med följande spänningsparametrar.

$U_{ret} = 0,15$	$t_{clear} = 0,20$ sekunder
$U_{clear} = 0,15$	$t_{rec1} = 0,20$ sekunder
$U_{rec1} = 0,15$	$t_{rec2} = 0,20$ sekunder

$U_{rec2} = 0,85$	$t_{rec3} = 2,0 \text{ sekunder}$
-------------------	-----------------------------------

Tio sekunder efter felets inträffande ska spänningen i anslutningspunkten antas återgå till 90 procent.

Se avsnitt om feltålighet 4.2 samt uttömmande jämförelse i *Sammanställning*.

13 § Vid beräkning av förmåga till feltålighet ska arbetspunkten för kraftproduktionsmodul typ B och C, innan fel i anslutningspunkten, motsvara maximal aktiv uteffekt och något övermagnetiserad så att det reaktiva utbytet i anslutningspunkten är noll. Spänningen i anslutningspunkten ska vara 100 procent.

Kravbilderna mellan de nordiska länderna skiljer sig åt när det gäller om anläggningen ska vara under- eller övermagnetiserad innan fel. Danmark anger att den aktuella kraftproduktionsmodulen ska vara fullt undermagnetiserad innan fel (20%/Pmax). Övriga länder anger svagt övermagnetiserad för att det reaktiva effektutbytet i anslutningspunkten ska vara noll. Sveriges kravbild är harmoniserad inom Norden med Danmark som undantag. Ingen ändring föreslås.

14 § Vid beräkning av förmåga till feltålighet för kraftproduktionsmodul typ B och C ska en helt intakt och fullt drifttagen nätstruktur antas råda både innan och efter fel i anslutningspunkten. Nätet ska innan fel vara belastat till en nivå som motsvarar drifttimmen kl. 17–18 den andra onsdagen i februari föregående år.

Denna paragraf kan tolkas uppfattas som krånglig. Övriga länder har inte valt att definiera någon specifik driftttimme utan har krävställt att nätet ska motsvaras av en normal lastsituation under sommartid. Sweco föreslår att paragrafen skrivs mer generell med en lastsituation motsvarande sommartid som utgångspunkt. Se även avsnitt om feltålighet 4.2.

15 § Om kraftproduktionsmodulen inte var ansluten drifttimmen kl. 17–18 den andra onsdagen i februari föregående år enligt 3 kap. 14 §, eller nätstruktur eller kraftproduktionsmodulens arbetspunkt i övrigt inte motsvarar förutsättningarna enligt 3 kap. 13 och 14 §§, ska nätstruktur och arbetspunkt anpassas så att kraftproduktionsmodulens arbetspunkt och nätanslutning uppfyller kraven i 3 kap. 13 §.

Generellt har inget annat land valt att göra som Sverige gör med att definiera en specifik driftttimme. Att jämföra denna paragraf med övriga länder går därför inte. Se avsnitt om feltålighet 4.2 och förslag under 14 §.

16 § Det felfall som ska analyseras enligt 3 kap. 11–15 §§ ska motsvara ett trefasigt fel i anslutningspunkten med en felbortkopplingstid om 200 ms.

Andra länder ställer krav på att även asymmetriska fel ska simuleras. Sweco föreslår ingen harmonisering med motiveringen att kravuppfyllnad för ett symmetriskt fel generellt medför kravuppfyllnad även för asymmetriska fel. Denna paragraf kan utgå och ersättas av förslag på formulering under 10 §. Sweco föreslår att felbortkopplingstiden harmoniseras med övriga länder till 150 ms.

Se även avsnitt om feltålighet 4.2

5.1.4 Allmänna krav för kraftproduktionsmodul av typ B, C och D

17 § De maximala tröskelvärdena för kraftproduktionsmodul av typ B, C och D som anges i artikel 5.2 tabell 1 för synkronområde Norden i kommissionens förordning (EU) nr 2016/631 ska gälla för Sverige.

Finland, Norge och Sverige har tillämpat förordningens gränsvärde för maximala tröskelvärden medan Danmark har tillämpat en hårdare kravställning. Ingen ändring föreslås då kravet är harmoniserat inom norden (med Danmark som undantag).

18 § Kraftproduktionsmodul av typ B, C och D ska kunna upprätthålla utmatning av aktiv effekt inom spänningsintervallet 90–105 procent spänning i anslutningspunkten.

Liknande kravbild mellan länderna i norden. I Norge gäller spänningsintervallet 90-110 % för typ B-D med undantag för kraftparksmoduler utan parktransformator. Sweco föreslår ingen ändring.

5.1.5 Allmänna krav för kraftproduktionsmodul av typ C och D

19 § För en kraftproduktionsmodul av typ C och D ska det vara möjligt att ändra börvärdet för aktiv effekt i enlighet med instruktioner från den berörda systemansvarige eller den berörda systemansvarige för överföringssystemet. Från det att instruktionen skickas ska effektändring påbörjas inom tio sekunder. Kraftproduktionsmodulen ska kunna reglera uteffekten från maximal uteffekt ned till 50 procent uteffekt inom 60 sekunder. Ny stabil effektnivå ska erhållas inom toleransen 2 procent av nominell effekt.

Se avsnitt 4.3.5 för uttömmande jämförelse. Det är tydligt att Sveriges krav avviker från både Finland och Danmarks motsvarande krav vad gäller Artikel 15.2 a. Norge har inget motsvarande krav. Skillnaden mellan länderna beror troligtvis på olika tolkning kring hur detta ska implementeras. Om det handlar om snabb nedreglering av aktiv effekt har Sverige gjort en mer korrekt tolkning, men om detta krav syftar endast till ändring av börvärde för aktiv effekt har Finland och Danmark gjort en mer korrekt tolkning.

20 § Kraftproduktionsmodul av typ C och D ska tillhandahålla ökning av aktiv effekt som frekvenssvar vid begränsat frekvenskänslighetsläge – underfrekvens (LFSM-U), vid en frekvenströskel på 49,5 Hz.

Sveriges kravbild är redan harmoniserad med både Danmark och Finland. Ingen ändring föreslås.

21 § Kraftproduktionsmodul av typ C och D ska tillhandahålla ökning av aktiv effekt som frekvenssvar vid begränsat frekvenskänslighetsläge – underfrekvens (LFSM-U), med en statikfaktor av 8 procent.

Statikfaktorn är 4% för både Danmark, Finland och Norge, Sverige har valt att sätta statikfaktorn till 8% och Tyskland 5%. Ingen ändring föreslås.

22 § Referensvärdet för frekvenssvar i form av aktiv effekt vid begränsat frekvenskänslighetsläge – underfrekvens (LFSM-U), ska utgöras av den maximala kontinuerliga effekten för kraftparksmoduler av typ C och D.

Både Danmark och Sverige anger att referensvärdet för frekvenssvar vid LFSM-U ska utgöras av P_{max} . Finland har inte angivit det specifikt men Sweco tolkar det som att även Finland utgår från P_{max} . Ingen ändring föreslås.

23 § Kraftproduktionsmoduler av typ C och D ska kunna aktivera drift i frekvenskänslighetsläge (FSM). FSM ska endast vara aktiverat om den systemansvariga myndigheten beordrar det.

Samtliga länder har identisk kravbild. Ingen ändring föreslås.

24 § Kraftproduktionsmoduler av typ C och D ska för drift i frekvenskänslighetsläge (FSM) arbeta med en statikfaktor inom intervallet 2–12 procent.

Samtliga länder har identisk kravbild. Ingen ändring föreslås.

25 § Kraftproduktionsmoduler av typ C och D ska för drift i frekvenskänslighetsläge (FSM) arbeta med en okänslighet för frekvenssvar om maximalt 10 mHz.

Samtliga länder har angivit 10 mHz som maximal okänslighet för frekvenssvar. Ingen ändring föreslås.

26 § Frekvenskänslighetsläge (FSM) ska ha ett dödband som grundinställning. Grundinställningen för dödbandet ska vara ± 100 mHz.

Tyskland har kravställt ± 200 mHz och övriga länder inom intervallet 0-500 mHz. Ingen ändring föreslås.

27 § Kraftproduktionsmoduler av typ C och D ska för drift i frekvenskänslighetsläge (FSM) arbeta med ett intervall för aktiv effekt i förhållande till maximal kontinuerlig effekt om 5–10 procent.

Danmark har angivit 1,5-10 procent vilket är i enlighet med intervallet i RfG. Inget specificerat för Norge och Finland. Ingen ändring föreslås.

28 § Vid drift i frekvenskänslighetsläge (FSM) ska kraftproduktionsmoduler av typ C och D kunna tillhandahålla fullt aktivt frekvenssvar under minst 15 minuter.

Identisk kravbild länderna emellan. Ingen ändring föreslås.

29 § För kraftproduktionsmoduler av typ C och D utan tröghet vid drift i frekvenskänslighetsläge (FSM) ska den inledande fördröjningen vid frekvenssvar vara mindre än 2 sekunder.

Sverige, Danmark och Finland har kravställt 2 sekunder. Tyskland har kravställt 1 sekund. Ingen förändring föreslås.

30 § Kraftproduktionsmoduler av typ C och D som omfattas av kravet på husturbindrif ska kunna upprätthålla husturbindrif i 12 timmar.

Enligt artikel Artikel 15.5c som handlar om förmåga till snabb återsynkronisering säger iii) att ” Kraftproduktionsmoduler ska kunna fortsätta fungera efter utlösning av husturbindrif, oberoende av eventuell hjälpkraftanslutning till det externa nätet. Den minsta drifttiden ska fastställas av den berörda systemansvarige i samordning med den berörda systemansvarige för överföringssystemet, med hänsyn tagen till de specifika egenskaperna hos tekniken för den primära drivkraften”. I Sverige har minsta tid för husturbindrif kravställts till 12 timmar (för de anläggningar som omfattas av kravet). Danmark har inte kravställt någon tid för SPGM:er och heller ingen tid för KPM:er då de skriver att tiden för återsynkronisering är satt till mindre än 15 minuter. Norges krav säger 2 timmar för minsta upprätthållen drifttid och Finland har kravställt 8 timmar för vattenkraft och gaskraft, samt 1 timme för andra kraftslag. För exempelvis vattenkraftsanläggningar spelar tiden för upprätthållen husturbindrif mindre roll ur ett kostnadsperspektiv då det snarare är en tröskelkostnad att kunna köra anläggningen i husturbindrif. För termisk kraft blir det dyrare desto längre tid som kravställs sett till bränslekostnad. Kostnaden är svår att uppskatta. En harmonisering mot Finland kan övervägas.

31 § Kraftproduktionsmoduler av typ C och D, och av följande teknik, ska vid effektregering klara följande ändringshastigheter.

Anläggningstyp	Ändringshastighet [% / minut]	Reglerområde [% av nominell effekt]	Effektområde [% effekt]
Vattenkraft	40	100	0-100
Kolkondens	4	30	60-90
Oljekondens	8	30	40-90
Kraftvärmeverk	4	30	60-90
Kärnkraftverk (tryck)	5	30	60-90
Kärnkraftverk (kok)	10	30	60-90
Gasturbin jettyp	20	100	0-100
Gasturbin industrityp	7	100	0-100
Kraftparksmodul	100	85	15-100

Med reglerområde avses ett effektintervall inom specificerat effektområde.

Sweco tolkar Artikel 15.6 e i RfG som att endast ändringshastigheten ska krävställas, men varken reglerområde eller effektområde. Sweco förordnar en ändring av Sveriges krävbild med alternativen att harmonisera kraven för synkrona kraftproduktionsmoduler mot Finlands krav som är mer anpassade till respektive produktionslags driftegenskaper. Förslaget motiveras utifrån att nuvarande krävbild medför risk för skada på anläggningen och även påverkar personsäkerheten. Se även avsnitt 4.3.7 och 4.3.8 för uttömmande jämförelse.

32 § Kraftproduktionsmoduler av typ C och D, och av följande teknik, inom frekvensområde 49–51 Hz, ska klara följande stegändring av produktionen.

Anläggningstyp	Effektsteg [%]	Inom tid [sekund]	Effektområde [% effekt]
Vattenkraft med kaplanturbin	10	5	50-100
	30	30	50-100
Vattenkraft med Francisturbin	20	5	50-100
	30	15	50-100
Ko loch oljekondens	2,5	5	50-90
	5	30	50-90
Kraftvärme	2,5	5	50-90
	5	30	50-90
Gasturbin	10	5	0-100
	20	30	0-100
Kraftparksmodul	30	15	50-100

Se avsnitt 4.3.7 och 4.3.8 för uttömmande jämförelse och diskussion. Sweco förordnar en översyn av Sveriges krävbild då inget annat land har liknande krav, med undantag för kraftparksmoduler.

5.1.6 Allmänna krav för kraftproduktionsmodul av typ D

33 § För en kraftproduktionsmodul av typ D med spänning i anslutningspunkt över 300 kV ska en tidsperiod för drift inom intervallet 105–110 procent spänning i anslutningspunkten vara minst 60 sekunder.

Övriga länder har krävställt 60 minuter istället för 60 sekunder. Bör ses över. De finska kraven är även mer heltäckande än EIFS2018:2 3 kap 33 § eftersom den finska implementeringen omfattar

fler spänningsnivåer än bara >300 kV för spänning inom 105-110 %. Bland annat ansluts en stor del av vindkraft till lägre spänningar varför en harmonisering skulle kunna vara lämplig. Att kravställa att fler anläggningar på lägre spänningsnivåer kan hänga kvar och fortsatt vara driftsatta inom intervallet 105-110% spänning skulle medföra att risken för oönskad bortkoppling av anläggningar minskar och därmed ökar driftsäkerheten.

34 § De krav som anges i 35 och 36 §§ gäller oavsett om felet är symmetriskt eller inte.

Se avsnitt 4.2 samt uttömmande jämförelse i *Sammanställning* vad gäller samtliga krav kopplat till feltålighet. Denna paragraf kan uppfattas som otydlig och Sweco föreslår att denna paragraf förtydligas och att 40 § utgår. Förtydligande skulle kunna göras genom exempelvis denna formulering "Det felfall som ska analyseras enligt 3 kap. 35–39 §§ ska motsvara ett trefasigt fel i anslutningspunkten med en felbortkopplingstid om 150 ms. Den berörda systemansvarige eller den berörda systemansvarige för överföringssystemet har rätt att begära att även asymmetriska fel ska analyseras om behov föreligger".

35 § En synkron kraftproduktionsmodul av typ D ska förbli ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion efter ett fel i anslutningspunkten med följande spänningsparametrar.

$U_{ret} = 0,0$	$t_{clear} = 0,20 \text{ sekunder}$
$U_{clear} = 0,25$	$t_{rec1} = 0,45 \text{ sekunder}$
$U_{rec1} = 0,545$	$t_{rec2} = 0,45 \text{ sekunder}$
$U_{rec2} = 0,90$	$t_{rec3} = 0,75 \text{ sekunder}$

Se avsnitt om feltålighet 4.2 samt uttömmande jämförelse i *Sammanställning*.

36 § Kraftparksmodul av typ D ska förbli ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion efter ett fel i anslutningspunkten med följande spänningsparametrar.

$U_{ret} = 0,0$	$t_{clear} = 0,20 \text{ sekunder}$
$U_{clear} = 0,0$	$t_{rec1} = 0,20 \text{ sekunder}$
$U_{rec1} = 0,0$	$t_{rec2} = 0,50 \text{ sekunder}$
$U_{rec2} = 0,85$	$t_{rec3} = 2,0 \text{ sekunder}$

Tio sekunder efter felets inträffande ska spänningen i anslutningspunkten antas återgå till 90 procent.

Se avsnitt om feltålighet 4.2 samt uttömmande jämförelse i *Sammanställning*.

*37 § Vid beräkning av förmåga till feltålighet ska arbetspunkten för kraftproduktionsmodul typ D, innan fel i anslutningspunkten, motsvara maximal aktiv uteffekt och något övermagnetiserad så att det reaktiva utbytet i anslutningspunkten är noll.
Spänningen i anslutningspunkten ska vara 100 procent.*

Kravbilden mellan de nordiska länderna skiljer sig åt när det gäller om anläggningen ska vara under- eller övermagnetiserad innan fel. Danmark anger att den aktuella kraftproduktionsmodulen ska vara fullt undermagnetiserad innan fel (20%/Pmax). Övriga länder anger svagt övermagnetiserad för att det reaktiva effektutbytet i anslutningspunkten ska vara noll. Sveriges kravbild är harmoniserad inom Norden med Danmark som undantag. Ingen ändring föreslås.

38 § Vid beräkning av förmåga till feltålighet för kraftproduktionsmodul typ D ska helt intakt och fullt drifttagen nätstruktur antas råda både innan och efter fel i anslutningspunkten. Nätet ska innan fel vara belastat till en nivå som en nivå som motsvarar drifttimmen kl. 17–18 den andra onsdagen i februari föregående år.

Denna paragraf kan uppfattas som onödigt krånglig. Övriga länder har inte valt att definiera någon specifik drifttimme utan har kravställt att nätet ska motsvaras av en normal lastsituation under sommartid. Sweco föreslår att paragrafen skrivs mer generell med en lastsituation motsvarande sommartid som utgångspunkt. Se avsnitt om feltålighet 4.2.

39 § Om kraftproduktionsmodulen inte var ansluten drifttimmen kl. 17–18 den andra onsdagen i februari föregående år enligt 3 kap. 38 §, eller nätstruktur eller kraftproduktionsmodulens arbetspunkt i övrigt inte motsvarar förutsättningarna enligt 3 kap. 37 och 38 §§, ska nätstruktur och arbetspunkt anpassas så att kraftproduktionsmodulens arbetspunkt och nätanslutning uppfyller kraven i 3 kap. 36 §.

Generellt har inget annat land valt att göra som Sverige gör med att definiera en specifik drifttimme. Att jämföra denna paragraf med övriga länder går därför inte. Se avsnitt om feltålighet 4.2.

40 § Det felfall som ska analyseras enligt 35–39 §§ ska motsvara ett trefasigt fel i anslutningspunkten med en felbortkopplingstid om 200 ms.

Andra länder ställer krav på att även asymmetriska fel ska simuleras. Sweco föreslår ingen harmonisering med motiveringen att kravuppfyllnad för ett symmetriskt fel generellt medför kravuppfyllnad även för asymmetriska fel. Denna paragraf kan utgå och ersättas av förslag på formulering under 34 §. Sweco föreslår att felbortkopplingstiden harmoniseras med övriga länder till 150 ms. Se även avsnitt om feltålighet 4.2.

5.2 4 kap. Krav för synkrona kraftproduktionsmoduler

5.2.1 Krav för synkrona kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D

1§ Synkrona kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D ska ha en automatisk spänningsregulator som minst kan reglera spänning inom intervallet 95–105 procent av den synkrona kraftproduktionsmodulens interna spänning.

Enbart Finland och Sverige har specificerat krav på lägsta spänningsregleringsområde hos automatisk spänningsregulator för synkron kraftproduktionsmodul. Detta krav är generellt ej svårt att uppnå för spänningsregulatorer och Sweco bedömer att kravet ej innebär konsekvenser ur ett marknadsperspektiv mot övriga länder. Ingen ändring föreslås.

2§ Synkrona kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D ska ha ett magnetiseringssystem som klarar minst 105 procent kontinuerlig magnetiseringseffekt vid märklast.

Enbart Sverige har specificerat krav på lägsta magnetiseringseffekt vid märklast hos magnetiseringssystem. Detta krav är generellt ej svårt att uppnå för ny magnetiseringsutrustning och Sweco bedömer att kravet ej innebär konsekvenser ur ett marknadsperspektiv mot övriga länder. Ingen ändring föreslås.

3§ För synkrona kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D ska svarstiden för en tomgående kraftproduktionsmodul inte överstiga tiderna angivna i nedanstående tabell vid 95–105 procent stegändring av spänningsregulatorns insignal.

Märkeffekt S_n i MVA	Svarstid i sekunder
≤ 50	1,00
50–100	$1,0 - (S - 50) * 0,004$
≥ 100	0,80

Svarstid är den tid som det tar för generatorspänningen för en tomgående, icke nätansluten kraftproduktionsmodul att uppnå 90 procent av resulterande ändring i generatorspänningen efter 95–105 procent stegändring av spänningsregulatorns insignal.

Enbart Finland, Norge och Sverige har specificerat krav på svarstiden för reglering av generatorspänning. Dessa krav skiljer sig åt mellan länderna och baserar sig troligtvis på äldre föreskrifter i respektive land och kan anses vara väl förankrad i normal prestanda för en synkron kraftproduktionsmodul. Finlands kravbild är mer heltäckande. För en mer uttömmande jämförelse, se 4 kap 3 § i *Sammanställningen*. Sweco bedömer att kravet ej innebär konsekvenser ur ett marknadsperspektiv mot övriga länder och föreslår ingen ändring.

4§ För synkrona kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D får maximalt översväng vid stegändring av signalen till spänningsregulatorn inte överstiga 15 procent av spänningsändringen.

Enbart Finland, Norge och Sverige har specificerat krav på maximal tillåten översväng för reglering av generatorspänning. Kravet är identiskt mellan dessa tre länder. Ingen ändring föreslås.

5§ För synkrona kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D får generatorspänningen inte oscillera mer än ± 5 procent av spänningsändringen 2 sekunder efter stegändringen.

Enbart Finland, Norge och Sverige har specificerat krav på maximal oscillation av generatorspänning efter stegändring. Denna kravuppfyllnad skiljer sig åt mellan länderna och baserar sig troligtvis på äldre föreskrifter i respektive land och kan anses vara väl förankrad i normal prestanda för en synkron kraftproduktionsmodul. Sweco bedömer att kravet ej innebär konsekvenser ur ett marknadsperspektiv mot övriga länder och ingen ändring föreslås. Se även i *Sammanställningen*.

6§ Vid fel i anslutningspunkten som bortkopplas inom 100 ms ska den aktiva uteffekten från synkrona kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D ha återtagit samma nivå som innan fel inom 5 sekunder.

Finland, Sverige och Tyskland har specificerat krav på magnitud och tid för återhämtning av den aktiva uteffekten efter en felbortkoppling av 100 ms i anslutningspunkten för en synkron kraftproduktionsmodul. Finland krävställer att den aktiva uteffekten ska ha återtagit samma nivå som innan fel inom 1-3 sekunder. Finland har striktast krav följt av Sverige och Tyskland. Norge har enbart krav på tid för återhämtning och Danmark har inget motsvarande krav. Ingen justering av kravbild föreslås.

5.2.2 Krav för synkrona kraftproduktionsmoduler av typ C och D

7§ Synkrona kraftproduktionsmoduler av typ C och D ska använda automatisk spänningsreglering av kraftproduktionsmodulens interna spänning på generatorns fasuttag om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten meddelar annan kravbild.

Enbart Finland, Norge och Sverige har angivit förtydliganden om mätpunkt för automatisk spänningsreglering. Att ha mätpunkt för spänningsreglering på generatorns fasuttag är normen för synkrona kraftproduktionsmoduler och Sweco bedömer att kravet ej innebär konsekvenser ur ett marknadsperspektiv mot övriga länder.

8§ Synkrona kraftproduktionsmoduler av typ C och D ska i anslutningspunkten minst ha en förmåga till generering av reaktiv effekt motsvarande en tredjedel av den momentana aktiva effekten inom spänningsintervallet 90–102 procent spänning i anslutningspunkten, om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten meddelar annan kravbild.

Vad gäller kravställda gränser för synkrona kraftproduktionsmoduler finns det skillnader mellan länderna. Till exempel är kravet för generering av reaktiv effekt i Sverige 33% Q/P_{momentan} och i Norge 46% för typ C och D, samt 33% Q/P_{max} för typ B. Finlands kravbild är identisk med Sveriges. Danmark har något striktare kravställning och anger minst 40% generering inom spänningsintervallet 0,9 – 1,04 p.u. Sveriges krav är redan harmoniserade med Finland och inget förslag till förändring föreslås.

9§ Synkrona kraftproduktionsmoduler av typ C och D ska i anslutningspunkten minst ha en förmåga till konsumtion av reaktiv effekt motsvarande en sjättedel av den momentana aktiva effekten inom spänningsintervallet 95–105 procent spänning i anslutningspunkten, om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten meddelar annan kravbild.

Vad gäller kravställda gränser för synkrona kraftproduktionsmoduler finns det skillnader mellan länderna. Till exempel är kravet för konsumtion av reaktiv effekt i Sverige 16,7% Q/P_{momentan} och i Norge 46% för typ C och D, samt 33% Q/P_{max} för typ B. Orsaken till skillnaden är inte känd, men kan möjligtvis bero på vilken befintlig produktionsmix som redan finns i respektive land. Finland har samma krav för synkrona kraftproduktionsmoduler som för kraftparksmoduler. Kravet i Finland säger minst 33% konsumtion av reaktiv effekt. Danmark har valt att inom ett fast spänningsintervall mellan 1,00 – 1,05 p.u. kravställa 20% konsumtion av reaktiv effekt, samt ett annat krav för 0,9-1,0 p.u. Spänningsintervallet är snarlikt i samtliga nordiska länder. Vid eventuell harmonisering av Sveriges krav skulle det innebära en skärpning. Sverige och Norge har snarlik produktionsmix förutom att Sverige har mer kraftvärme. I och med att detta krav troligtvis anpassats efter förmåga hos respektive produktionslag bör detta inte harmoniseras sett till förmågan för kraftvärmeaggregat att konsumera reaktiv effekt. Norge har antagligen studerat vattenkraftaggregats typiska kapabilitetsdiagram och därför kravställt 46% konsumtion av reaktiv effekt.

5.2.3 Krav för synkrona kraftproduktionsmoduler av typ D

10 § Synkrona kraftproduktionsmoduler av typ D överstigande 75 MVA ska vara försedda med dämpfunktion för dämpning av effektpendlingar (PSS-funktion). PSS-funktionen ska vara aktiverad och aktivt dämpa effektpendlingar inom frekvensintervallet 0,25–1 Hz. Ett annat frekvensintervall kan överenskommas av berörda systemansvarige och ägaren av den synkrona kraftproduktionsmodulen för att nå en optimal dämpning.

Sverige har kravställt att alla synkrona kraftproduktionsmoduler större än 75 MVA ska vara försedda med PSS. Finland och Norge har valt att samtliga typ D-anläggningar (som båda definierat likt Sverige, 30 MW och uppåt eller anslutning över 110 kV) ska vara försedda med PSS-funktion. Att kravställa att samtliga typ D-anläggningar ska vara försedda med PSS skulle innebära en skärpning av kraven i Sverige. En lämplig harmonisering skulle vara att berörd systemansvarig eller berörd systemansvarig för överföringssystemet får kravställa detta om behov föreligger även för mindre anläggningar än 75 MVA.

5.3 5 kap. Krav för Kraftparksmoduler

5.3.1 Krav för kraftparksmoduler av typ B, C och D

1§ En återhämtning av aktiv effekt efter fel ska vara utförd inom 2 sekunder efter det att spänningen i anslutningspunkten överstiger 90 procent och till en effektnivå som avviker mindre än 5 procent från effektnivån omedelbart innan fel för kraftparksmoduler av typ B, C och D.

De nordiska länderna anger olika krav på spänningskriterium, maximal tid för återhämtning och vilken effektnivå som förväntas efter fel. De svenska kraven liknar de krav som Finland och

Tyskland ställt. Ingen förändring eller harmonisering torde därför vara nödvändig. Se även *Sammanställningen*.

5.3.2 Krav för kraftparksmoduler av typ C och D

2§ Kraftparksmoduler av typ C och D ska i anslutningspunkten minst ha förmåga till generering av reaktiv effekt motsvarande en tredjedel av den momentana aktiva effekten inom spänningsintervallet 90–102 procent spänning i anslutningspunkten, om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten meddelar annan kravbild.

Gränserna för det reaktiva effektutbytet för kraftparksmoduler är identiska för de nordiska länderna, då länderna kräver en kapacitet av 33 % Q/P_{max} . EIFS2018:2 använder uttrycket ”momentan aktiva effekt”, som bör tolkas som den maximala kontinuerliga effekten (eller P_{max}) vid framtagandet av en $U-Q/P_{max}$ -profil. Den kritiska punkten för en kraftparksmodul, dvs generering av reaktiv effekt vid låg spänning (0,9 p.u.) är densamma i samtliga nordiska länder och därmed råder inga orättvisa marknadsvillkor. Ingen ändring föreslås.

Se även uttömmande jämförelse i avsnitt 4.4.2.

3§ Kraftparksmoduler av typ C och D ska i anslutningspunkten minst ha förmåga till en konsumtion av reaktiv effekt motsvarande en tredjedel av den momentana aktiva effekten inom spänningsintervallet 95–105 procent spänning i anslutningspunkten, om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten meddelar annan kravbild.

Gränserna för det reaktiva effektutbytet för kraftparksmoduler är identiska för de nordiska länderna, då man kräver en kapacitet av 33 % Q/P_{max} . EIFS2018:2 använder uttrycket ”momentan aktiva effekt”, som bör tolkas som den maximala kontinuerliga effekten (eller P_{max}) vid framtagandet av en $U-Q/P_{max}$ -profil. Den kritiska punkten för en kraftparksmodul, dvs konsumtion av reaktiv effekt vid hög spänning (1,05 p.u.) är densamma i samtliga nordiska länder och därmed råder inga orättvisa marknadsvillkor. Ingen ändring föreslås.

Se även uttömmande jämförelse i avsnitt 4.4.2

4§ Kraftparksmoduler av typ C och D ska använda automatisk spänningsreglering av kraftparksmodulens interna spänning om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten meddelar annan kravbild.

Se resonemang i avsnitt 4.4

Både Finland och Norge har definierat att olika typer av spänningsreglering kan väljas och beskriver dessa utförligt. Sweco föreslår en harmonisering mot Finland som tillåter följande:

- Automatisk spänningsreglering
- Automatisk reaktiv effekterreglering
- Automatisk effektfaktorvinkelreglering

En förändring av kravbild i Sverige vid en harmonisering mot Finland skulle kunna öka driftsäkerheten och kostnadseffektiviteten för elanvändarna i Sverige. Detta eftersom en lägre driftsäkerhet dels ökar risken för nätsammanbrott, dels genom att en lägre driftsäkerhet kan behöva hanteras genom begränsningar av tillgänglig överföringskapacitet.

5§ Vid spänningsfall i reglerpunkten som medför att spänningen understiger 95 procent ska en kraftparksmodul av typ C eller D automatiskt övergå till automatisk spänningsreglering och stödja spänningsfallet med reaktiv effekt. Detta gäller om innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten har anvisat ett annat reglerläge för reaktiv effekt än automatisk spänningsreglering.

Se resonemang i avsnitt 4.4

Både Finland och Norge har definierat att olika typer av spänningsreglering kan väljas och beskriver dessa utförligt. Sweco föreslår en harmonisering mot Finland som tillåter följande:

- Automatisk spänningsreglering
- Automatisk reaktiv effektreglering
- Automatisk effektfaktorvinkelreglering

En förändring av kravbild i Sverige vid en harmonisering mot Finland skulle kunna öka driftsäkerheten och kostnadseffektiviteten för elanvändarna i Sverige. Detta eftersom en lägre driftsäkerhet dels ökar risken för nätsammanbrott, dels genom att en lägre driftsäkerhet kan behöva hanteras genom begränsningar av tillgänglig överföringskapacitet.

6§ För kraftparksmoduler av typ C och D där den systemansvarige anvisat ett annat reglerläge för reaktiv effekt än automatisk spänningsreglering, får det anvisade reglerläget återtas tidigast 5 minuter efter det att spänningsfallet i anslutningspunkten åter stigit över 95 procent.

Se resonemang i avsnitt 4.4

Både Finland och Norge har definierat att olika typer av spänningsreglering kan väljas och beskriver dessa utförligt. Sweco föreslår en harmonisering mot Finland som tillåter följande:

- Automatisk spänningsreglering
- Automatisk reaktiv effektreglering
- Automatisk effektfaktorvinkelreglering

En förändring av kravbild i Sverige vid en harmonisering mot Finland skulle kunna öka driftsäkerheten och kostnadseffektiviteten för elanvändarna i Sverige. Detta eftersom en lägre driftsäkerhet dels ökar risken för nätsammanbrott, dels genom att en lägre driftsäkerhet kan behöva hanteras genom begränsningar av tillgänglig överföringskapacitet.

7§ Kraftparksmoduler av typ C och D ska vara försedda med dämpfunktion för dämpning av effektpendlingar (PSS-funktion). PSS-funktionen ska vara aktiverad och aktivt dämpa effektpendlingar inom frekvensintervallet 0,25–1 Hz.

Sweco föreslår att kravbilden harmoniseras med Finland och Norge och därmed får kravställas av berörd systemansvarig för överföringssystemet om behov föreligger gällande systemstabilitet istället för att vara tvingande.

5.3.3 6 kap. Krav för havsbaserade kraftparksmoduler av typ A, B, C och D

1§ För havsbaserade kraftparksmoduler av typ A, B, C och D med spänning i anslutningspunkt från och med 300 kV till och med 400 kV ska tidsperioden för drift i intervallet 105–110 procent spänning i anslutningspunkten vara minst 60 minuter.

I praktiken borde detta bara gälla typ D-anläggningar i och med att spänningsintervallet i anslutningspunkten är från och med 300 kV till 400 kV. Samtliga länder har identisk kravbild gällande drift i spänningsintervallet 105-110% och tiden 60 minuter. I Norge gäller dessa krav för spänningsnivåer 66-420 kV.

2§ Havsbaserade kraftparksmoduler av typ A, B, C och D ska minst ha förmåga till generering av reaktiv effekt motsvarande en tredjedel av den momentana aktiva effekten i spänningsintervallet 90–102 procent i anslutningspunkten om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten meddelar annan kravbild.

Gränserna för det reaktiva effektutbytet för kraftparksmoduler är identiska för de nordiska länderna, då man kräver en kapacitet av 33 % Q/Pmax . EIFS2018:2 använder uttrycket "momentan aktiva effekt", som bör tolkas som den maximala kontinuerliga effekten (eller Pmax) vid framtagandet av en U-Q/Pmax-profil. Däremot skiljer sig gränserna för det spänningsintervall kraftparksmoduler ska kunna generera/konsumera reaktiv effekt. Den kritiska punkten för en kraftparksmodul, dvs generering av reaktiv effekt vid låg spänning (0,9 p.u.) är densamma i samtliga nordiska länder och därmed råder inga orättvisa marknadsvillkor. Ingen ändring föreslås.

Se även uttömmande jämförelse i avsnitt 4.4.2.

3§ Havsbaserade kraftparksmoduler av typ A, B, C och D ska minst ha förmåga till konsumtion av reaktiv effekt motsvarande en tredjedel av den momentana aktiva effekten i spänningsintervallet 95–105 procent spänning i anslutningspunkten, om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten meddelar annan kravbild.

Gränserna för det reaktiva effektutbytet för kraftparksmoduler är identiska för de nordiska länderna, då man kräver en kapacitet av 33 % Q/Pmax . EIFS2018:2 använder uttrycket "momentan aktiva effekt", som bör tolkas som den maximala kontinuerliga effekten (eller Pmax) vid framtagandet av en U-Q/Pmax-profil. Däremot skiljer sig gränserna för det spänningsintervall kraftparksmoduler ska kunna generera/konsumera reaktiv effekt. Den kritiska punkten för en

kraftparksmodul, dvs konsumtion av reaktiv effekt vid hög spänning (1,05 p.u.) är dock densamma i samtliga nordiska länder och därmed råder inga orättvisa marknadsvillkor. Ingen ändring föreslås.

Se även uttömmande jämförelse i avsnitt 4.4.2.

6 Avslutande diskussion

Sweco bedömer att delar kring feltålighet bör ses över i EIFS2018:2 och harmoniseras mot övriga nordiska länder. Det finns starka skäl till att harmonisera felbortkopplingstiden (från 200 ms till 150 ms) sett ur ett ekonomiskt perspektiv och för att rättvisa konkurrensvillkor ska gälla. Sverige har som enda land valt att specificera en specifik drifttimme som ska ligga till grund för beräkning av feltålighet. En mer generell skrivning föreslås med en lastsituation motsvarande sommartid som utgångspunkt.

Vad gäller automatisk anslutning 3 kap 8 och 9 §§ förordas en harmonisering mot Finland inom frekvensintervallet 49,9-50,1 Hz. Sweco föreslår således att ingen begränsning vad gäller ökningstakt av aktiv uteffekt ska gälla mellan <49,9 Hz – 50,1 Hz.

Vad gäller 5 kap 4-7 §§ bör kravbilden harmoniseras mot Finland som är tydligare beskriven och redogör för flera typer av spänningsreglering.

För 3 kap 31 och 32 §§ bör kraven ses över och anpassas till respektive produktionsslag.

3 kap 19 § behöver en översyn, andra länder har tolkat och implementerat Artikel 15.2a) på ett annat vis än vad Sverige har gjort.

Vad gäller PSS-funktion hos kraftparksmoduler (kap 5 7§) föreslås det att berörd systemansvarig för överföringssystemet borde ges möjlighet att besluta om PSS-funktion för kraftparksmoduler ska införas eller inte, istället för att strikt kravställa detta för samtliga typ C & D-anläggningar i EIFS2018:2. Det borde enbart gälla om behov föreligger gällande systemstabilitet.

[Bilaga A – Sammanställningen](#)