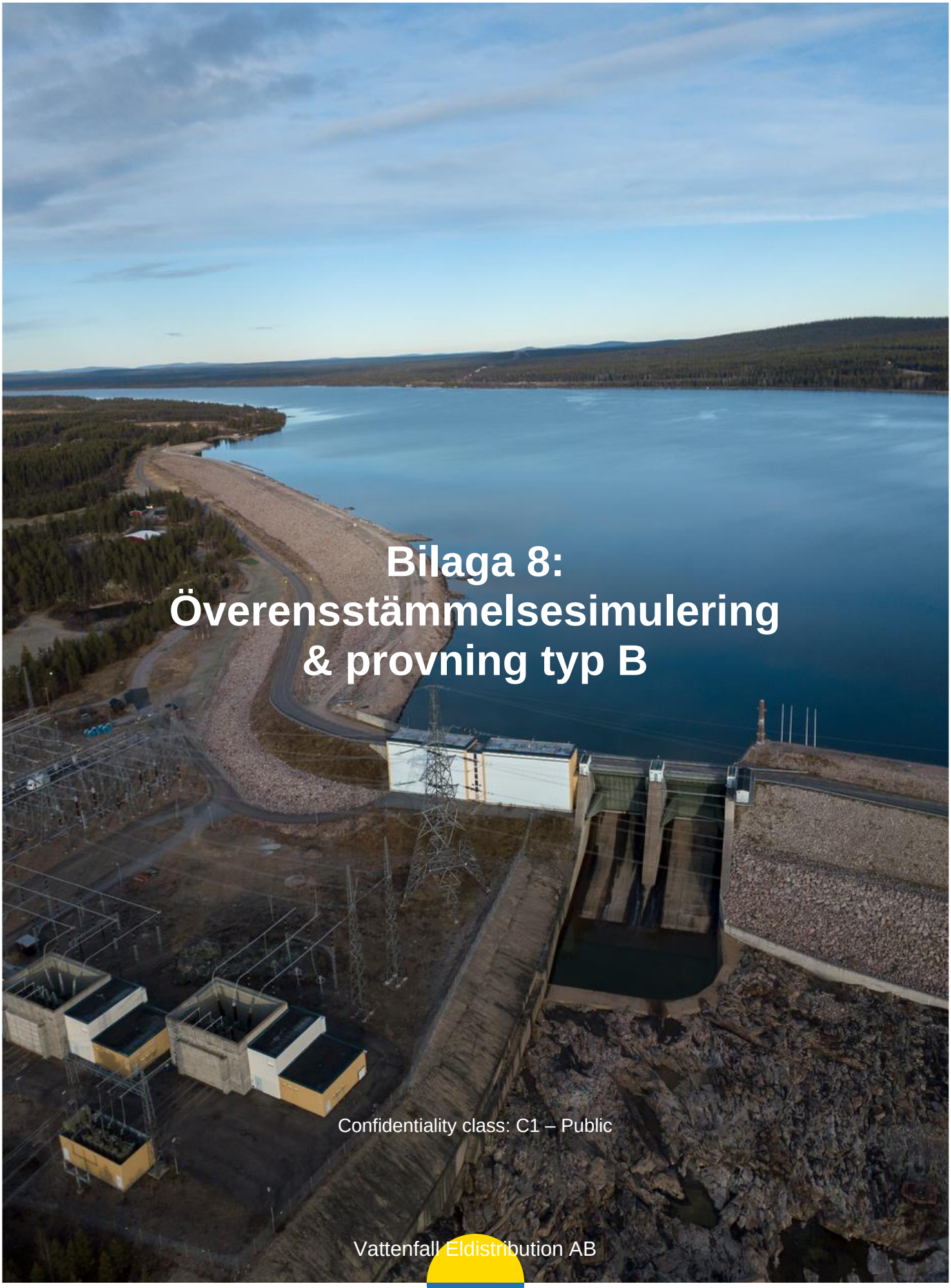


Bilaga 8: Överensstämmelsesimulering & provning typ B

Confidentiality class: C1 – Public

Vattenfall Eldistribution AB

VATTENFALL

Definitioner

EU 2016/631 Requirements for Generators (RfG) innehåller ett stort antal definitioner. En del av dessa används i detta dokument och redovisas nedan:

Distributionssystemet:	”Det distributionsnät som Vattenfall Eldistribution AB förvaltar och driver. Vattenfalls distributionsnät består av lokalnät samt regionnät”
Kraftproduktionsmodul:	”Antingen en synkron kraftproduktionsmodul eller en kraftparksmodul.”
Synkron kraftproduktionsmodul:	”En odelbar uppsättning av apparater som kan generera elektrisk energi så att frekvensen av den genererade spänningen, generatorns varvtal och nätspänningens frekvens har ett konstant förhållande och därmed är synkroniserade.”
Kraftparksmodul:	” En eller flera elproduktionsenheter som antingen är asynkront anslutna till nätet eller anslutna via kraftelektronik, och som dessutom har en enda anslutningspunkt till ett överföringssystem, ett distributionssystem (inklusive slutet distributionssystem) eller ett system för högspänd likström.”
Kraftproduktionsanläggning:	”En anläggning som omvandlar primärenergi till elektrisk energi och som består av en eller flera kraftproduktionsmoduler som är anslutna till ett nät vid en eller flera anslutningspunkter.”
Ägare av kraftproduktionsanläggning:	”En fysisk eller juridisk person som äger en kraftproduktionsanläggning.”
Systemansvarig för överföringssystemet:	”En fysisk eller juridisk person som ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av överföringssystemet inom ett visst område och, i tillämpliga fall, dess sammanlänkningar till andra system och för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el.”
Systemansvarig för distributionssystemet:	”En fysisk eller juridisk person som ansvarar för drift, säkerställande av underhåll av och, vid behov, utbyggnad av distributionssystemet inom ett visst område och, i tillämpliga fall, dess sammanlänkningar till andra system och för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på distribution av el.”
Berörd systemansvarig för överföringssystemet:	”Den systemansvarige för överföringssystemet i vars kontrollområde en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning, ett distributionssystem eller ett system för högspänd likström är anslutet eller kommer att anslutas till nätet, oavsett spänningsnivå. I denna guide är det Svenska kraftnät”
Berörd systemansvarig:	”Den systemansvarige för överförings- eller distributionssystem, till vars system en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning, ett distributionssystem eller ett system för högspänd likström är anslutet eller kommer att anslutas. I denna guide är det Vattenfall Eldistribution”
Försäkran om överensstämmelse:	”Ett dokument som en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem tillhandahåller den

systemansvarige med uppgift om den aktuella överensstämmelsen med de relevanta specifikationerna och kraven.”

Driftsmeddelande om spänningssättning: ”(EON, Energisation Operational Notification):ett meddelande som utfärdas av den berörda systemansvarige till en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem före spänningssättning av dennes interna nät.”

Tillfälligt driftsmeddelande: ”(ION, Interim Operational Notification):ett meddelande som utfärdas av den berörda systemansvarige till en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem, och som tillåter drift av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning, ett system för högspänd likström respektive ett distributionssystem genom användning av nätanslutningen under en begränsad period och inledande av provning för att säkerställa överensstämmelse med de relevanta specifikationerna och kraven.”

Slutligt driftsmeddelande: ”FON, Final Operational Notification): Ett meddelande som utfärdas av den berörda systemansvarige till en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem som uppfyller de relevanta specifikationerna och kraven, och som tillåter drift av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning, ett system för högspänd likström respektive ett distributionssystem genom användning av nätanslutningen.”

Begränsat driftsmeddelande: ”(LON, Limited Operational Notification):ett meddelande som utfärdas av den berörda systemansvarige till en ägare av en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning eller ett system för högspänd likström eller en systemansvarig för distributionssystem som redan har status till följd av ett slutligt driftsmeddelande, men tillfälligt är föremål för antingen en betydande förändring eller en förlust av förmåga, vilket leder till bristande överensstämmelse med de relevanta specifikationerna och kraven.”

Anslutningspunkt: ”Det gränssnitt där kraftproduktionsanläggningen, förbrukningsanläggningen, distributionssystemet eller systemet för högspänd likström är anslutet till ett överföringssystem, ett havsbaserat nät, ett distributionssystem (inklusive slutet distributionssystem) eller ett system för högspänd likström, så som det fastställs i anslutningsavtalet.”

Utrustningscertifikat: ”Ett dokument som utfärdas av ett behörigt certifieringsorgan för utrustning som används i en kraftproduktionsmodul, i en förbrukningsenhet, i ett distributionssystem, i en förbrukningsanläggning eller i ett system för högspänd likström. Utrustningscertifikatet anger omfattningen av dess giltighet på nationell nivå eller annan nivå, där ett visst värde väljs inom det intervall som är tillåtet på europeisk nivå. I syfte att ersätta vissa delar av överensstämmelseförfarandet får utrustningscertifikatet omfatta modeller som har kontrollerats i jämförelse med faktiska provresultat.”

Behörigt certifieringsorgan: ”En enhet som utfärdar utrustningscertifikat och KPM-dokument och som är ackrediterad av det nationella organ som är medlem i den europeiska samarbetsorganisationen för ackreditering (EA), som inrättats i enlighet med Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 765/2008.”

Innehållsförteckning

1. INLEDNING 6

1.1. ANVÄNDNING AV DOKUMENTET 6

2. INFORMATION GÄLLANDE SIMULERING OCH PROVNING 7

2.1. SIMULERINGSMODELL 7
2.2. FREKVENSREGLERINGSPROV 7
2.3. SPÄNNINGSREGLERINGSPROV 8
2.4. MÄTSIGNALER VID PROV 9
2.5. KRAV PÅ TEST- OCH MÄTUTRUSTNING VID PROV 10
2.6. ALLMÄNNA RÅD OCH ÖVERVÄGANDEN VID PROV 12

3. ÖVERENSSTÄMMELSESIMULERINGAR 14

3.1. FELTÅLIGHET 14
3.2. ÅTERHÄMTNING EFTER FEL 15

4. ÖVERENSSTÄMMELSEPROVNING AKTIV EFFEKT OCH FREKVENSREGLERING 16

4.1. FREKVENSÄNDRINGSHASTIGHET 16
4.2. MAXIMAL MINSKNING AV AKTIV UTEFFEKT VID SJUNKANDE FREKVENS 17
4.3. BEGRÄNSAT FREKVENSKÄNSLIGHETSLÄGE VID ÖVERFREKVENS: LFSM-O 18

5. ÖVERENSSTÄMMELSEPROVNING REAKTIV EFFEKT OCH SPÄNNINGSREGLERING 21

5.1. STEGFÖRÄNDRING AV SPÄNNINGSBÖRVÄRDET VID ANSLUTNING 21
5.2. TILLGÄNGLIG MAGNETISERINGSEFFEKT 23
5.3. STEGFÖRÄNDRING AV SPÄNNINGSBÖRVÄRDET I TOMGÅNG 23
5.4. KONTINUERLIG PRODUKTION OCH FÖRBRUKNING AV REAKTIV EFFEKT 25

6. ÖVERENSSTÄMMELSEPROVNING BEGRÄNSARE OCH SKYDD 27

6.1. FÄLTSTRÖMBEGRÄNSARE 29
6.2. STATORSTRÖMBEGRÄNSARE 30
6.3. V/HZ BEGRÄNSARE 32
6.4. UNDERMAGNETISERINGSBEGRÄNSARE 33

1. Inledning

Den här bilagan är en del av Vattenfall Eldistributions guide som beskriver processen för anslutningsförfarandet i enlighet med (EU) 2016/631 Requirements for Generators (RfG) vid anslutning av synkrona kraftproduktionsmoduler till distributionssystemet.

I den här bilagan ges instruktioner kring den överenstämmelsesimulering och överenstämmelseprovning som ska genomföras av ägaren till kraftproduktionsmodulen för att uppvisa teoretisk och praktisk överensstämmelse inför slutligt driftsmeddelande till den berörda systemansvarige, i denna instruktion Vattenfall Eldistribution.

1.1. Användning av dokumentet

Instruktionen ska användas i sin helhet vid överensstämmelsesimulering och överensstämmelseprovning av synkrona kraftproduktionsmoduler av typ B vid nya anslutningar till distributionssystemet.

Vid modernisering av befintliga synkrona kraftproduktionsmoduler där RfG samt EIFS 2018:2 ska tillämpas, efter beslut från Energimarknadsinspektionen, ska denna instruktion användas i sin helhet eller i tillämpliga delar.

2. Information gällande simulering och provning

2.1. Simuleringsmodell

Utformningen av simuleringsmodellen för kraftproduktionsmodulen för användning till överensstämmelsesimuleringar ska göras med syfte att modellen ska vara tillräckligt bra för att återspegla de egenskaper hos kraftproduktionsmodulen som påverkar möjligheten till kravuppfyllnad.

För att få en simuleringsmodell med tillräcklig prestanda för att verifiera kravuppfyllnad rekommenderas att följande delar inkluderas:

- *Generatormodell, elektrisk och mekanisk modell*
- *Primär mekanisk drivkraft, inkluderar t.ex. servo, vattenvägar, panndynamik, bränslesystem och liknande. Även icke-linjäriteter såsom exempelvis mekaniska glapp bör ingå*
- *Turbinmodell, inkluderande ventiler för ånga, styrning av ventiler, ledskenor och/eller löphjul, verkningsgradskurvor, kombineringskurvor och liknande*
- *Turbinreglering, aktiv effektreglering samt olika former av begränsare som kan komma i ingrepp*
- *Magnetiseringssystem och spänningsreglering inklusive olika begränsare, driftmoder för reaktiv effektreglering och automatisk spänningsreglering*
- *Relevanta skyddsinställningar*
- *Aggregattransformator inklusive lindningskopplarautomatik*

Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät, som berörd systemansvarig för överföringssystemet, har rätt att återupprepa överrensstämmelsesimuleringarna och därmed ska den modell som ägaren av kraftproduktionsmodulen använt för dessa simuleringar tillhandahållas Vattenfall Eldistribution och Svenska kraftnät både inför slutligt driftsmeddelande.

I utvärderingen inför slutligt driftsmeddelande bedömer systemansvariga modellens noggrannhet baserat på modellen och simuleringsresultaten.

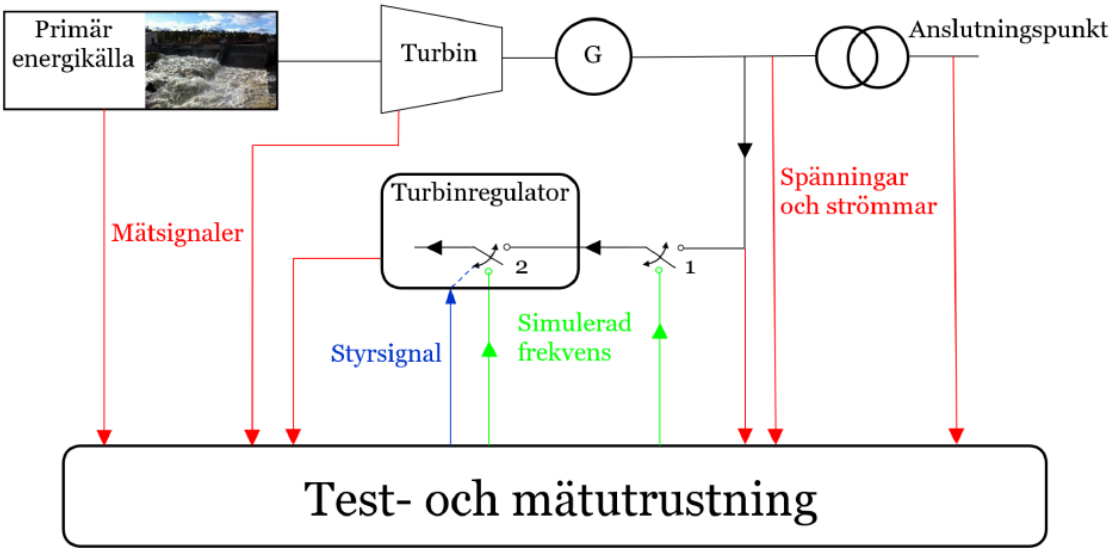
Överensstämmelsesimuleringarna beskrivna i denna bilaga är beroende av nätets karakteristik sett från anslutningspunkten. För att modellera detta används en nätekvivalent som tillhandahålls av Vattenfall Eldistribution efter förfrågan från ägare av kraftproduktionsmodulen. Omfattningen av nätekvivalenten beror på ett flertal olika parametrar såsom effektstorlek, anslutningspunkt, närliggande produktionsanläggningar etc.

2.2. Frekvensregleringsprov

Provning av frekvensreglering ska i de flesta fall utföras när kraftproduktionsmodulen är fasad mot nätet. Det innebär att den verkliga frekvens som generatorn har är lika med kraftsystemets frekvens. Provningen av frekvensregleringsförmågan ska utföras genom att den normala matningen av turbinregulatorn med nätets frekvens/turbinens varvtal ersätts med en simulerad frekvens-/varvtalssignal. Uppbrytningen av den normala reglerkedjan ska ske hårdvarumässigt genom omkoppling av matningen till turbinregulatorn, se switch 1 i figur 1, där normal frekvens/varvtal ersätts med simulerad frekvens/varvtal. Inom exempelvis vattenkraften är det vanligt att frekvensmätningen sker baserat på den spänning som fås ifrån spänningstransformatorn, oftast 110 eller 110/√3 V AC. Matning med en simulerad signal ska för detta fall således ske med en 110 eller 110/√3 V AC signal.

Om det finns starka skäl för att inte göra inkopplingen på ovanstående sätt kan, efter godkännande från Vattenfall Eldistribution, ett annat alternativ användas. Detta alternativ innebär exempelvis att en mjukvarumässig switch inne i turbinregulatorn används, se switch 2 i figur 1. Switchen skiftar mellan normal frekvens/varvtal och simulerad frekvens/varvtal exempelvis genom att använda en digital styrsignal. Om detta alternativ används måste den simulerade frekvenssignalen komma in i turbinregulatorn via en analog ingång som har samma prestanda, exempelvis samplingshastighet, onoggrannhet/upplösning, som den ingång som används för den normala frekvenssignalen. Dessutom måste switchen sitta direkt efter ingången i turbinregulatorn så att eventuella filter av signalen sker efter switchen.

Fördelen med att använda switch 1 är att helheten i mätningen av frekvenssignal till reglering av turbinen testas från inmatad frekvenssignal vilket innebär att eventuella tidsfördröjningar, filtreringar, onoggrannhet etc. inkluderas.



Figur 1. Principiell beskrivning av inkoppling till turbinregulatorn vid provning av frekvensreglering

Test och mätutrustning kan vara kombinerad som i figur 1 ovan, eller vara åtskilda i två separata enheter.

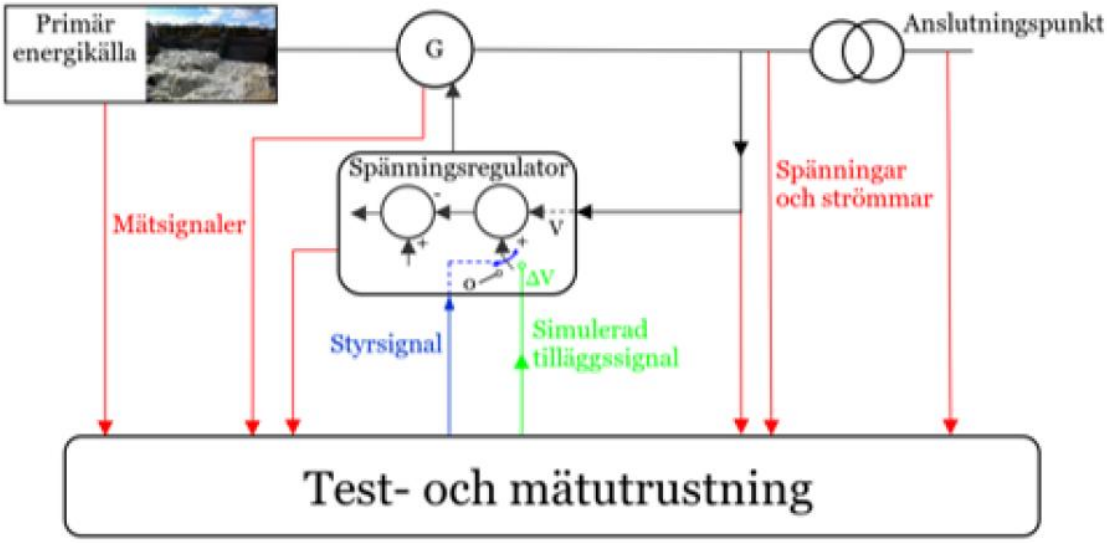
2.3. Spänningsregleringsprov

Provning av spänningsregleringsförmågan ska utföras genom att en tilläggssignal på spänningen adderas till den uppmätta spänningssignalen. Detta innebär exempelvis att en mjukvarumässig switch inne i spänningsregulatorn används, se figur 2. Switchen skiftar mellan att addera en tilläggssignal utifrån eller att inte addera (0).

Det är mycket viktigt att summation av inmätt spänning, V, och simulerad tilläggssignal, ΔV, utförs direkt efter inmätt spänning så att de båda signalerna inte blir tidsfördröjda mot varandra på grund av exempelvis olika samplingstid eller filtrering. Samplingen av V och ΔV ska ske med samma samplingshastighet och upplösning/onoggrannhet.

Om det finns starka skäl för att inte göra inkopplingen på ovanstående sätt kan, efter godkännande från Vattenfall Eldistribution, ett annat alternativ användas.

Ett flertal prov på spänningsreglering/reaktiv effektförmåga kommer att utföras då utrustningen i figur 2 endast används som mätutrustning.



Figur 2. Principiell beskrivning av inkoppling till spänningsregulatorn vid provning av automatisk spänningsreglering

Test och mätutrustning kan vara kombinerad som i figur 2 ovan, eller vara åtskilda i två separata enheter.

Notera att vissa prov av automatisk spänningsreglering ska utföras både då kraftproduktionsmodulen inte är fasad mot nätet samt då den är fasad mot nätet.

2.4. Mätsignaler vid prov

Kraven på kraftproduktionsmodulen gäller i anslutningspunkten medan turbinens och generatorns beteende bäst analyseras genom mätning lokalt på generatorn.

Eftersom olika kraftproduktionsmoduler är uppbyggda på olika sätt kommer det att finnas olika mätsignaler för olika kraftproduktionsmoduler. Dessutom kommer olika mätsignaler att vara olika viktiga vid olika typer av prov. Generellt gäller att det är viktigt att mäta så många mätsignaler som möjligt för att därigenom få en så bra kontroll som möjligt av kraftproduktionsmodulen.

2.4.1. Generella mätsignaler för alla kraftproduktionsmoduler

- *Nätfrekvens och simulerad frekvens*
- *Aktiv och reaktiv elektrisk effekt, både i anslutningspunkten och på generatorklämmorna*
- *Spänning i anslutningspunkten och på generatorklämmorna*
- *Fältström och fältspänning (vid borstlöst system mäts matarfältspänningen och matarfältströmmen samt om möjligt även huvudfältspänning och huvudfältström)*
- *Simulerad spänningsförändring*
- *Utsignal turbinregulator*
- *Utsignal spänningsregulator*
- *Aktivering (digital signal) av olika begränsare för statorström, fältström, undermagnetisering och V/Hz*

- *Utsignaler från olika begränsare för statorström, fältström, undermagnetisering och V/Hz*
- *Utsignal MVAr / cos φ regulator*

Utöver ovan angivna signaler kan det, beroende på leverantör eller typ av magnetisering, finnas andra signaler som också är viktiga att mäta

2.4.2. Typiska mätsignaler hos vattenkraftverk

- *Pådragsläge ledskenor eller utsignal på pådragsservo*
- *Löphjulsläge (gäller Kaplan)*
- *Övre vattennivå*
- *Nedre vattennivå*

2.4.3. Typiska mätsignaler hos termiska kraftverk

- *Läge reglerventil(er)*
- *Aktivering av "fast valving"*
- *Olika begränsare*
- *Kondensortryck*

2.4.4. Typiska mätsignaler hos gasturbiner

- *Bränsleventil(er)*
- *Varvtal gasturbin*
- *Olika begränsare*
- *Lufttemperatur*

2.5. Krav på test- och mätutrustning vid prov

De krav som ställs i RfG och EIFS 2018:2 kräver att kraftproduktionsmodulen ska kunna respondera på relativt små störsignaler. För frekvensreglering gäller att kraftproduktionsmoduler ska arbeta med en okänslighet för frekvenssvar om maximalt 10 mHz. Detta innebär således krav på att kunna generera och mäta upp responsen med tillräckligt god upplösning och noggrannhet. Upplösningen styrs bland annat av antalet bitar i mätsystemet. För ett mätsystem med 16 bitar fås 2^16=65536 olika nivåer och om mätområdet motsvarar 100 % så fås således en upplösning på 100/65536=0,0015 %.

En viktig del för att med tillräckligt hög noggrannhet kunna mäta spänning och ström samt kunna beräkna frekvens, aktiv och reaktiv effekt är att spänningstransformatorer och strömtransformatorer har tillräckligt hög klass. Spänningstransformatorer och strömtransformatorer ska i anslutningspunkten ha klass 0.2 respektive 0.2S. Även sämre klass av mättransformatorer kan accepteras om ägaren av kraftproduktionsmodulen genomför kalibreringar av mätfelet i mättransformatorerna in i mätinsamlingssystemet och därmed kan visa på att den totala onoggrannheten inte blir större än vad som gäller för klass 0.2 och 0.2S. För spänningstransformator och strömtransformator som är

direkt anslutna till kraftproduktionsmodulen kan, efter överenskommelse med Vattenfall Eldistribution, en sämre klass på mättransformatorerna accepteras.

Förutom själva mättransformatorerna måste även mätningen av signalerna kunna ske med tillräcklig god upplösning, noggrannhet samt sampling. I nedanstående avsnitt beskrivs kraven på respektive signal.

2.5.1. Upplösning

Frekvensgenerering av simulerad frekvens och mätning av verklig frekvens: ≤ 1 mHz.

Spänning i anslutningspunkten och på generatorklämmorna: ≤ 0,015 % av märkspänningen på respektive spänningstransformator.

Genererad tilläggsignal för spänning (se figur 2) samt mätning av genererad tilläggssignal: ≤ 0,015 % av den spänning som motsvarar märkspänning på generatorn.

Aktiv effekt, reaktiv effekt och övriga mätsignaler ≤ 0,015 % av fullt utslag (vid maximal produktion).

2.5.2. Onoggrannhet

Frekvensgenerering av simulerad frekvens och mätning av verklig frekvens ≤ 10 mHz.

Spänning i anslutningspunkten och på generatorklämmorna: motsvarande klass 0.2 för en mätvärdesomvandlare.

Genererad tilläggsignal för spänning samt mätning av genererad tilläggssignal: ≤ 0,1 % av den spänning som motsvarar märkspänning på generatorn.

Aktiv och reaktiv uteffekt (baseras på spänning och ström från mättransformatorer) från kraftproduktionsmodulen i anslutningspunkten respektive från generatorklämmorna: motsvarande klass 0.2 för en mätvärdesomvandlare.

Övriga mätsignaler: <0,5 % av fullt utslag (vid maximal produktion).

Om det finns starka skäl för att dessa onoggrannheter inte kan uppnås kan efter godkännande av Vattenfall Eldistribution större toleranser accepteras.

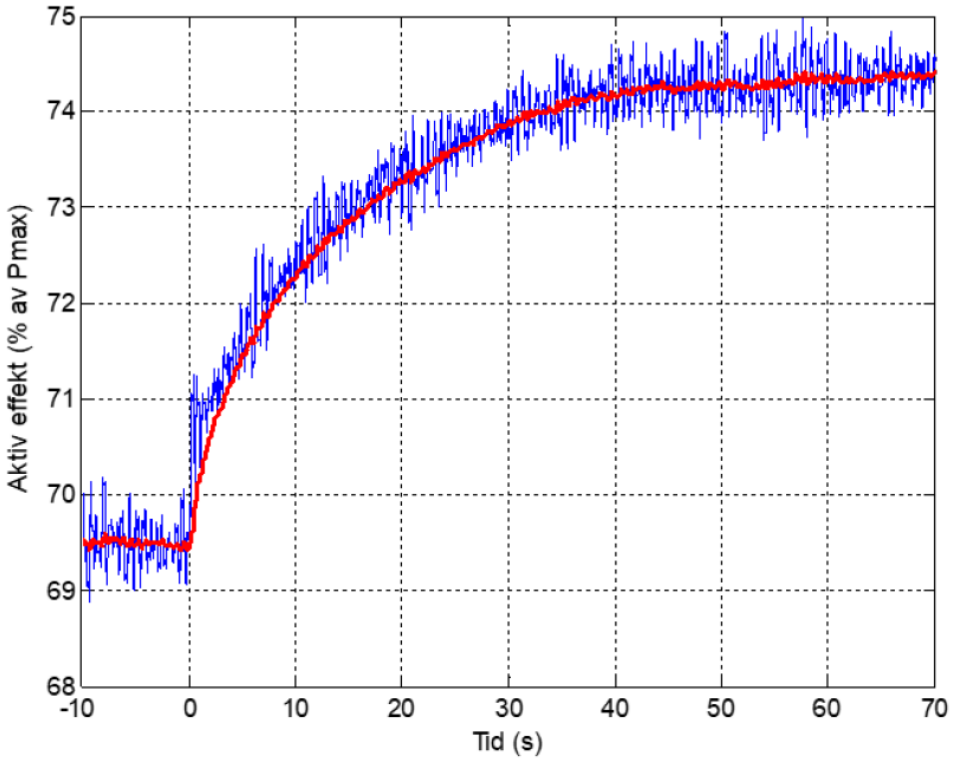
2.5.3. Sampling

Mätsignaler från spänning- och strömtransformator som används för beräkning av effektivvärden samplas med mer än 1 kHz.

Samtliga mätsignaler som sparas till mätfil får nedsamplas till lägst 50 Hz för att spara diskutrymme.

2.5.4. Filtrering av mätsignaler

Registrerade mätsignaler bör inte vara filtrerade med en filtertidskonstant större än 20 ms. På detta sätt undviks tidsfördröjningar av mätsignaler då snabb respons på kraftproduktionsmodulerna provas. För att studera den stationära responsen krävs oftast att en filtrering görs i efterhand av uppmätta data. Detta eftersom signalerna ofta är ”brusiga” och att det då är omöjligt att uppnå ett stationärt slutvärde utan filtrering. Ett typiskt exempel på ”brus” visas i figur 3 av den aktiva effekten vid en provning med ett frekvenssteg. Då mätdata filtreras ska filtreringen beskrivas och redovisning av respons ska ske både med ofiltrerad signal samt filtrerad signal enligt exemplet i figur 3.



Figur 3. Aktiv effekt vid en stegformad förändring av frekvensen från 50,0 till 49,9 Hz vid tiden 0.

Den blåa kurvan i figur 3 visar ofiltrerat mätvärde och röd visar filtrerat mätvärde.

2.6. Allmänna råd och överväganden vid prov

Överensstämmelseprovningen av synkrona kraftproduktionsmoduler avser enskild kraftproduktionsmodul. I många kraftproduktionsanläggningar är det vanligt att flera kraftproduktionsmoduler ingår. Själva överensstämmelseprovningen är dock utformad så att den avser provning av en kraftproduktionsmodul i taget. Emellertid kan det finnas beroenden mellan kraftproduktionsmoduler i samma station. Detta kan exempelvis vara elektriskt via koppling till nätet och eventuellt delad hjälpkraftsmatning men även via den primära drivkällan (t.ex. via vattenvägarna i en vattenkraftstation). När sådana kopplingar kan ha en väsentlig påverkan för enskilda prover är det viktigt att dels provet utförs på dimensionerande situation (svårast att uppfylla), dels att statusen hos kraftproduktionsmodulen som inte provas dokumenteras (driftstatus, samt arbetspunkt för andra aggregatet som är i drift). Dessutom är det viktigt att responsen från en kraftproduktionsmodul som inte provas dynamiskt har så liten påverkan som möjligt på provresultaten för den kraftproduktionsmodul som provas. För exempelvis en vattenkraftsstation där kraftproduktionsmoduler har gemensamma vattenvägar gäller att den kraftproduktionsmodul som inte provas ska om möjligt köras vid maximal kontinuerlig effekt, P_{max}, eftersom detta blir dimensionerande för kravuppfyllnaden. Dessutom ska den kraftproduktionsmodul som inte provas inte delta i frekvensregleringen utan ligga med konstant aktiv effektproduktion.

Stora lastvariationer från en kraftproduktionsmodul som inte provas kan ge påverkan på den provade kraftproduktionsmodulen på den elektriska sidan och den drivande sidan (ex. vattenkraft). Detta kan innebära att prover antingen inte kan anses som tillförlitliga eller i värsta fall att resultaten blir underkända.

Det bör beaktas att det kan förekomma långa tidskonstanter när det gäller uppnående av fortvarighet vid många av de stegförändringar som utförs i överensstämmelseproven. Ett exempel på långa tidskonstanter fås i vattenkraftstationer

med långa tillopps- och avloppstunnlar. Svängningstid (periodtid) på flera minuter för vattenvägspendlingar är då inte ovanligt. Ett allmänt råd är att om påverkan av sådana pendlingar är signifikant bör pendlingarna klinga av innan fortvarighet ska anses ha uppnåtts.

Den maximala effekt som kan produceras i en kraftproduktionsmodul kan variera beroende yttre omständigheter. Typiskt gäller detta för vattenkraften där fallhöjden kan variera beroende på vattennivån i vattenmagasinet. Andra exempel som kan påverka aktiv effektproduktion är utomhustemperatur, vattennivåreglering etc. Detta innebär att för vissa kraftproduktionsmoduler kan inte den maximala aktiva effekten, P_{max}, som finns angiven i anslutningsavtalet uppnås vid alla tidpunkter under året. För att inte behöva begränsa överensstämmelseprovning till en för kort tidsperiod under året kan vid behov överenskommelse ske mellan ägaren av kraftproduktionsmodulen och berörd systemansvarig om att utföra provet vid en effektnivå som är något lägre än P_{max}. Dessa yttre omständigheter måste noga beskrivas och för vissa krav kan det finnas behov av kompletteringar med beräkningar och simuleringar för att visa på fullständig kravuppfyllnad.

3. Överensstämmelsesimuleringar

3.1. Feltålighet

För att visa kraftproduktionsmodulens kravuppfyllnad gällande kraven för feltålighet vid kortslutningar i anslutande nät, görs ett antal simuleringar beskrivna i detta avsnitt. För feltåligheten har det anslutande nätet stor påverkan varvid den nätekvivalent som tillhandahålls av Vattenfall Eldistribution ska användas.

Simuleringar för feltålighet kan utföras i PSS/E eller liknande programvara och viktiga egenskaper att inkludera i simuleringsmodellen är:

- *Generatormodell, elektrisk och mekanisk modell*
- *Relevanta begränsare och skyddsinställningar*
- *Aggregattransformator inklusive lindningskopplarautomatik*
- *Turbinmodell, inkluderande ventiler för ånga, styrning av ventiler, ledskenor och/eller löphjul, verkningsgradskurvor, kombineringskurvor och liknande*
- *Turbinreglering, aktiv effektreglering samt olika former av begränsare som kan komma i ingrepp*

3.1.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 14.3*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 11§ och 13-16§*

3.1.2. Bakgrund och syfte med simulering

För stabiliteten i kraftsystemet vid störningar är det viktigt att de anslutna kraftproduktionsmodulerna förblir anslutna till nätet med fortsatt stabil drift till följd av korrekt bortkopplade fel.

Syftet med simuleringen är att visa att kraftproduktionsmodulen förblir ansluten till nätet vid ett fel på 200 ms i anslutningspunkten och därmed uppfyller kravet på feltålighet.

3.1.3. Utförande av simulering

Ett 3-fasfel på 200 ms appliceras i anslutningspunkten för kraftproduktionsmodulen så att kvarvarande spänning under felet matchar gällande spännings-tidsprofil.

Förutsättningarna för simuleringen givna i RfG är följande:

- *Arbetspunkten för kraftproduktionsmodulen före fel motsvarar maximal aktiv uteffekt*
- *Kraftproduktionsmodulen ska vara något övermagnetiserad så att det reaktiva effektutbytet i anslutningspunkten är noll innan fel, dvs. generatorn ska täcka de reaktiva effektförluster som uppstår i transformatorn*
- *Spänningen i anslutningspunkten ska vara 100 %*
- *Nätstrukturen antas vara helt intakt och fullt drifttagen både innan och efter felet, dvs. inga ledningar eller generatorer har kopplats bort*

- *Nätet ska innan fel vara belastat till en nivå som motsvarar drifttimmen kl. 17–18 den andra onsdagen i februari föregående år*

Ovan nämnda förutsättningar ska beaktas vid utformning av nätekvivalenten som tillhandahålls av Vattenfall Eldistribution. Om inte ovanstående data/förutsättningar finns kan Vattenfall Eldistribution göra anpassningar för att hitta dimensionerande förutsättningar.

Vid simuleringarna ska angiven aktiv och reaktiv effekt för kraftproduktionsmodulen prioriteras, dvs. en avvikelse i spänningen i anslutningspunkten kan behöva tillåtas då nätekvivalenten som tillhandahålls inte alltid ger 1 pu spänning i anslutningspunkten.

Det ska visas att hjälpkraften klarar av de förhållanden som fås vid felet, genom att visa att skydd för hjälpkraften inte kopplar bort.

3.1.4. Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- *Kraftproduktionsmodulen förblir synkront kopplad till nätet vid applicerat 3-fasfel i anslutningspunkten som kopplas bort efter 200 ms*
- *Spänningen i anslutningspunkten ligger över spännings-tidsprofilen under hela förloppet*
- *Det genom skyddsinställningar visas att de delar av hjälpkraften som är nödvändiga för fortsatt drift av kraftproduktionsmodulen ej kopplas bort under felet*

3.2. Återhämtning efter fel

3.2.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 17.3*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 6§*

3.2.2. Bakgrund och syfte med simulering

För stabiliteten i kraftsystemet vid störningar är det viktigt att de anslutna kraftproduktionsmodulerna förblir anslutna till nätet med fortsatt stabil drift till följd av korrekt bortkopplade fel.

Syftet med simuleringen är att visa att den aktiva effektproduktionen från den synkrona kraftproduktionsmodulen återhämtar sig efter fel.

3.2.3. Utförande av simulering

Ett stumt 3-fasfel på 100 ms appliceras i anslutningspunkten för kraftproduktionsmodulen. Simuleringen ska utföras under samma förutsättningar som i avsnitt 3.1.

3.2.4. Resultat av simulering

Simuleringen ska anses som godkänd om:

- *Kraftproduktionsmodulen förblir synkront kopplad till nätet vid ett stumt 3-fasfel på 100 ms i anslutningspunkten*
- *Den aktiva uteffekten ska ha återtagit samma nivå som innan fel inom 5 sekunder*
- *Nätstrukturen är intakt efter felet, dvs. inga ledningar eller generatorer har kopplats bort*

4. Överensstämmelseprovning aktiv effekt och frekvensreglering

4.1. Frekvensändringshastighet

4.1.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 13.1b*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 2§*

4.1.2. Bakgrund till krav

Frekvensändringshastigheten/frekvensderivatan, df/dt, i det nordiska kraftsystemet är normalt väldigt låg. Vid bortfall av exempelvis en stor produktionskälla eller HVDC-länk kan dock frekvensderivatan bli ±0,1-0,2 Hz/s. I situationer med låg rotationsenergi kan den i extremfall bli upp till ±0,3 Hz/s. Höga frekvensderivator innebär att något mycket allvarligt inträffat i kraftsystemet och det är då viktigt att kraftproduktionsmoduler inte kopplas bort eftersom detta kommer innebära en ytterligare försvagning av kraftsystemet med risk för en totalkollaps.

4.1.3. Syfte med prov

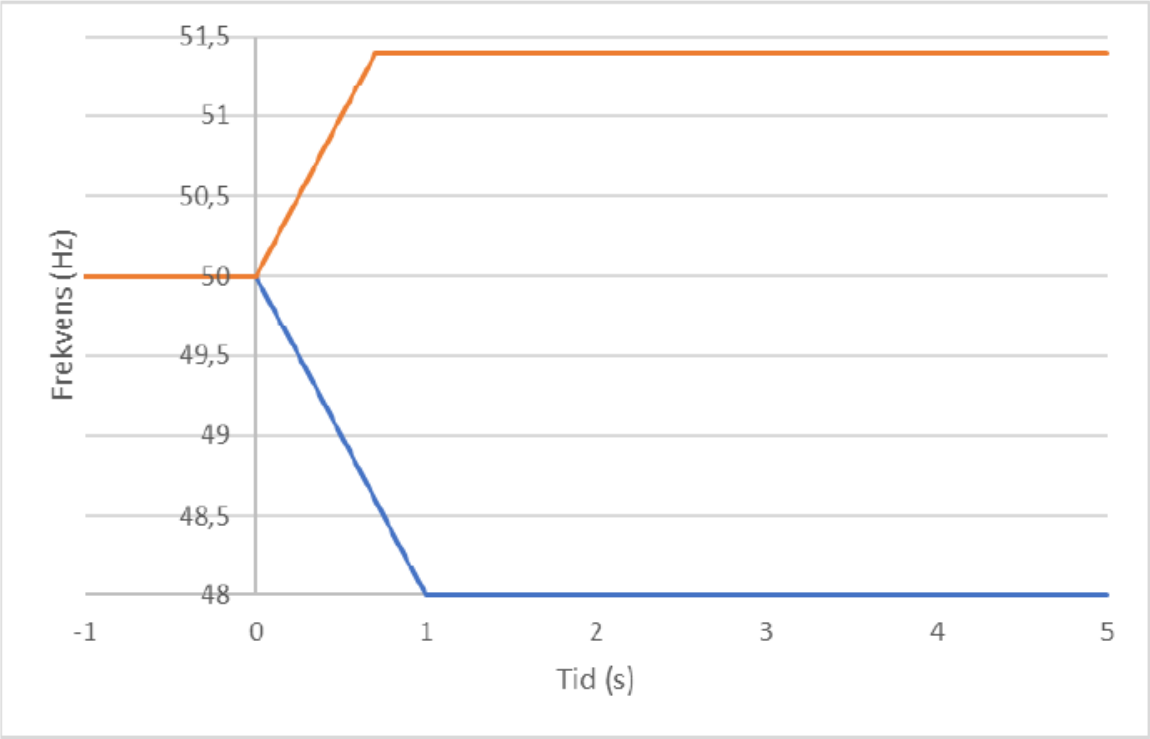
Provet syftar till att säkerställa att kraftproduktionsmodulen kan fortsätta att fungera utan att kopplas bort från nätet vid kraftiga frekvensförändringar i nätet.

4.1.4. Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är fasad mot nätet och i driftmod aktiv effektreglering. Den aktiva effektproduktionen ska vara 80 % av maximal kontinuerlig effekt, P_{max}. Provet är uppdelat på två delar där del 1 testar av generatorns reläskydd och del 2 turbinregulatorn. Samma test utförs på reläskydden och turbinregulatorn, se figur 4.

Del 1 reläskydd: Generatorns reläskydd provas genom att applicera en frekvenssignal som har frekvensderivatan +2,0 Hz/s under 0,7 s samt – 2 Hz/s under 1 s. Signalen påförs reläskydden exempelvis från en speciell reläprovningsutrustning eller via testutrustningen beskriven i avsnitt 2.2.

Del 2 turbinregulator: Turbinregulatorn testas genom att applicera en testsignal med en frekvensderivata på +2,0 Hz/s under 0,7 s samt – 2 Hz/s under 1 s genom att applicera frekvens in på turbinregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 2.2. Under provet kan valfri driftmod i turbinregulatorn användas.



Figur 4. Påförd simulerad frekvenssignal vid test av frekvensändringshastighet

4.1.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Proven på reläskydden inte resulterar i aktivering av skyddsfunktionen*
- *Proven på turbinregulatorn resulterar i att kraftproduktionsmodulen förblir ansluten till nätet*
- *Provet med positiv frekvensderivata på turbinregulatorn resulterar i att funktionen LFSM-O aktiveras i enlighet med avsnitt 4.3*

4.2. Maximal minskning av aktiv uteffekt vid sjunkande frekvens

4.2.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 13.4 och 13.5*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 7§*

4.2.2. Bakgrund till krav

Det finns kraftproduktionsmoduler vars aktiva effekt varierar med varvtalet/frekvensen. Ett exempel på detta är Kaplanturbiner där vattenflödet och därmed turbineffekten, vid konstant pådrag, minskar med minskande varvtal/frekvens. Som ett resultat av detta kommer den från kraftproduktionsmodulen avgivna maximala aktiva effekten, P_{max}, att variera.

Kraftproduktionsmoduler ska vid frekvenser inom 49,5-50,5 Hz kunna upprätthålla konstant effekt vid sitt målvärde för aktiv effekt. Praktiskt innebär detta att kraftproduktionsmodulen ska ha en driftmod för aktiv effektreglering som ska justera den eventuella påverkan som frekvensen kan ha på den aktiva effektproduktionen.

4.2.3. Utförande av prov

Kravet på att den maximala aktiva effektproduktionen inte minskar med mer än 3 %/Hz vid frekvenser under 49,0 Hz kan inte provas under rimliga provförutsättningar. Istället ska kravuppfyllnaden visas på annat sätt, exempelvis via beräkningar och/eller simuleringar.

Kravet på aktiv effektreglering provas när kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering. Börvärdet för den aktiva effekten ska under provet vara 0,5*(P_{max} + Lägsta nivå med reglerförmåga). Provet utförs genom att låta den naturliga variationen av frekvensen i nätet påverka kraftproduktionsmodulen. Provet utförs under en timme.

4.2.4. Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om den aktiva effekten utifrån kraftproduktionsmodulen hålls stationärt konstant oavsett frekvensen i nätet (en stationär variation med ±0,1 % av den maximala aktiva effekten, P_{max}, accepteras)

4.3. Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens: LFSM-O

4.3.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 1, artikel 13.2*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 3, 3-5§*

4.3.2. Bakgrund till krav

Frekvensen i kraftsystemet hålls normalt inom 49,9-50,1 Hz men kan vid bortfall av exempelvis en HVDC länk som exporterar hög effekt kortvarigt hamna uppåt 50,5 Hz. Att frekvensen överskrider 50,5 Hz händer dock mycket sällan och normalt är det flera år mellan sådana händelser. Då frekvensen överstiger 50,5 Hz har således något allvarligt inträffat i kraftsystemet och det är viktigt att alla produktionskällor bidrar med minskad effektproduktion och att detta sker snabbt för att rädda kraftsystemet.

Många kraftproduktionsmoduler deltar i marknaden för stödtjänster, exempelvis FCR-D. För dessa stödtjänster kan andra krav gälla som innebär att då stödtjänster säljs får inte driftmod ändras i turbinregulatorn från FCR-D till LFSM-O. Exakta krav finns beskrivet i de tekniska kraven för FCR-N och FCR-D.

4.3.3. Syfte med prov

Kraftproduktionsmodulens tekniska förmåga att kontinuerligt och snabbt reglera ned aktiv effekt för att bidra till frekvensregleringen vid en stor ökning av frekvensen ska visas vid olika produktionsnivåer. Övergång från normal driftmod till frekvensreglering och vice versa ska visas och parametrar för fortvarighet som statik 8 % och dödband 0,5 Hz samt dynamisk prestanda ska verifieras.

4.3.4. Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering genom att applicera frekvens in på turbinregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i kapitel 2.2. De olika frekvenssteg som påförs turbinregulatorn visas i tabell 1 och figur 5.

Steg 1:	50,00 => 50,49 Hz
Steg 2:	50,49 => 50,60 Hz
Steg 3:	50,60 => 50,90 Hz
Steg 4:	50,90 => 51,30 Hz
Steg 5:	51,30 => 50,49 Hz

Steg 6:	50,49 => 50,00 Hz

Tabell 1. Frekvenssteg som påförs turbinregulatorn vid prov av LFSM-O

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses ha uppnåtts när >99,9 % av den stationära effektförändringen i varje steg uppnåtts.

Samtliga moment enligt sekvensen ovan utförs med en initial belastningsnivå (vid 50,00 Hz) på följande effektnivåer:

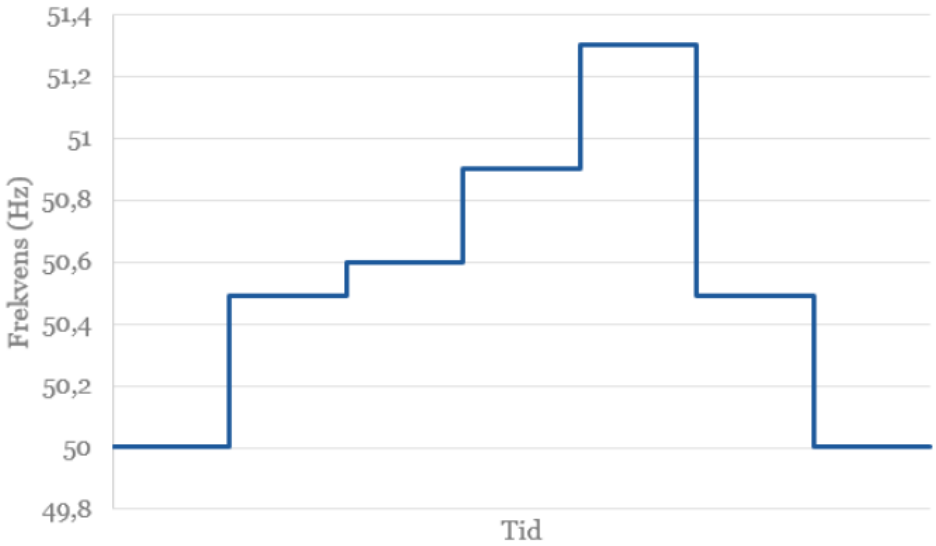
1. P_{max}
2. $P_{min} + 0{,}15*P_{max}$

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten och P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

Efter att Steg 4 applicerats på den lägsta effektnivån justeras effektbörvärdet upp enligt:

$$P_{min} + 0{,}15*P_{max} \Rightarrow P_{min} + 0{,}25*P_{max}$$

Prov enligt ovan, steg 1 – steg 6, utförs även när driftmoden på regulatorn är annan än aktiv effektreglering, exempelvis mottrycksreglering för värmekraft. Provet utförs på valfri aktiv effektnivå. För kraftproduktionsmoduler som saknar andra driftmoder än aktiv effektreglering behöver inte steg 1-6 återupprepas.



Figur 5. Påförd simulerad frekvens vid test av LFSM-O

4.3.5. Analys av prov

Utifrån utförda frekvensstegsprov tas stationär aktiv effektökning, ΔP, vid varje frekvenssteg, Δf, fram. Därefter beräknas statiken, s_2, fram för frekvenssteg 2-5 enligt:

$$s_2[\%] = 100 \cdot \frac{|\Delta f|}{50} \cdot \frac{P_{ref}}{|\Delta P|}$$

där P_{ref} betecknar referensvärdet för aktiv effekt vilket ofta är samma som den maximala kontinuerliga effekten, P_{max}. För exempelvis vattenkraft kan dock P_{ref} vara lägre än P_{max} på grund av att den aktiva effektproduktionen påverkas av fallhöjden som varierar en del under året.

För de steg, dvs steg 2 och steg 5, som ligger delvis innanför frekvensdödbandet 0,5 Hz korrigeras Δf så att det bara är steget utanför frekvensdödbandet som används vid beräkningen. För steg 2 blir då Δf 0,10 Hz och för steg 5 blir Δf 0,80 Hz.

För turbinregulatorer som använder exempelvis pådragsåterkoppling istället för aktiv effektåterkoppling beräknas statiken och snabbheten i regleringen utifrån pådraget istället för aktiv effekt. I utvärderingen av resultatet tas hänsyn till återkopplingen.

4.3.6. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Frekvenssteg 1 inte resulterar i någon förändring av den aktiva effektproduktionen.*
- *Frekvenssteg 2 resulterar i en minskning av den aktiva effekten med 2,5 % av P_{max} (en tolerans på ±0,5 % av P_{max} accepteras, dvs. den aktiva effektminskningen skall vara inom intervallet 2,0–3,0 % av P_{max}). Vid pådragsåterkoppling ska motsvarande minskning i pådraget påvisas.*
- *Statiken, s_2, vid utförda frekvensstegprov 2-5 motsvarar 8 % (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. statiken skall vara inom intervallet 7,5–8,5 %). Statiken beräknas på aktiv effekt vid effektåterkoppling och på pådraget vid pådragsåterkoppling.*
- *Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 4 (gäller ej för lägsta belastningsnivån) kan minska med 10 % av P_{max} på 30 s (en tolerans på ±0,5 % accepteras, dvs. minskningen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{max} efter 30 s). Vid pådragsåterkoppling ska motsvarande snabbhet i pådraget påvisas.*
- *Påbörjad minskning i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats, detta gäller för de frekvenssteg som resulterar i aktivering av LFSM-O, dvs. där f > 50,5 Hz.*
- *Frekvenssteg 4, vid prov på lägsta effektnivån, medför att aktiv effektproduktion stabiliseras på lägsta nivå med reglerförmåga.*
- *Frekvenssteg 5 resulterar i att den aktiva effektproduktionen stationärt återgår till samma nivå som den var innan provet på LFSM-O startade, dvs. inverkan från LFSM-O ska försvinna.*
- *Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av P_{max}.*
- *Ändring av effektbörvärdet vid den lägsta effektnivån och frekvensen 51,3 Hz (efter steg 4) resulterar inte i någon förändring av den aktiva effektproduktionen.*
- *Prov från annan driftmod, exempelvis mottrycksreglering för värmekraft, resulterar i övergång till driftmod frekvensreglering samt uppfyllnad av ovanstående krav.*

5. Överensstämmelseprovning reaktiv effekt och spänningsreglering

5.1. Stegförändring av spänningsbörvärdet vid anslutning

5.1.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 17.2*
- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 1§*

5.1.2. Syfte med prov

Kraftproduktionsmodulens förmåga att vid anslutning till distributionssystemet kunna reglera generatorspänningen (kraftproduktionsmodulens interna klämspänning) inom området 95-105 % av generatorns märkspänning ska visas. För de spänningsregulatorer som är utrustade med reaktiv kompensering ska funktionen för reaktiv kompensering visas.

5.1.3. Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering eller motsvarande driftmod som gör att den aktiva effektproduktionen kan hållas konstant under provet. Det aktiva effektbörvärdet bör vara inställt på lägsta nivå med reglerförmåga då detta förväntas ge störst möjlighet till produktion/förbrukning av reaktiv effekt. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering med ett inställt spänningsbörvärde på 100 % av generatorns märkspänning. Om regulatorn är utrustad med reaktiv kompensering (Q-U-lutning) ska dessa vara inställda på 0 %. Provet utförs genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 2.3.

Beroende på spänning på anslutande nät samt spänningsfall över transformatorn mellan generator och anslutande nät (aggregattransformatorn) kan i vissa fall inte spänningen regleras inom önskat intervall på grund av att kraftproduktionsmodulens förmåga att producera eller konsumera reaktiv effekt begränsar magnetiseringen. En annan begränsning kan vara att spänningen på anslutande nät inte bör ändras mer än 3 % i samband med proven samt att en spänning över 102 % i anslutningspunkten gör att kravet på att tillhandahålla reaktiv effekt motsvarande 1/3 av maximal kontinuerlig effekt inte gäller.

Inför denna provning ska det utföras en beräkning som visar maximalt positivt och negativt spänningssteg som kan påföras utan att begränsningar överskrids. Om denna beräkning visar att maximalt spänningssteg överskrider nedan angivna nivåer justeras spänningssteget till maximalt spänningssteg (har exempelvis överensstämmelsesimuleringarna visat att maximalt positivt spänningssteg är +4 % ersätts spänningssteget +5 % med +4 %).

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåtts. Stationärtillstånd anses uppnått då spänningen hamnat inom ett intervall som inte avviker mer än ±0,1 % från spänningsbörvärdet. I vissa situationer då nätets spänning varierar mycket kan större variationer accepteras.

I tabell 2 listas de spänningssteg som ska appliceras.

Steg 1:	Spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 101 %
Steg 2:	Spänningsbörvärdet minskas från 101 % till 100 %
Steg 3:	Spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 99 %
Steg 4:	Spänningsbörvärdet ökas från 99 % till 100 %
Steg 5:	Spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 103 %
Steg 6:	Spänningsbörvärdet minskas från 103 % till 100 %
Steg 7:	Spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 97 %
Steg 8:	Spänningsbörvärdet ökas från 97 % till 100 %
Steg 9:	Spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 105 %
Steg 10:	Spänningsbörvärdet minskas från 105 % till 100 %
Steg 11:	Spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 95 %
Steg 12:	Spänningsbörvärdet ökas från 95 % till 100 %

Tabell 2. Applicerade förändringar av spänningsbörvärdet

Om regulatorn är utformad med reaktiv kompensering ändras först den reaktiva kompenseringen ifrån 0 % till +5 % (+ innebär att då spänningen på generatorklämmorna minskar försöker kraftproduktionsmodulen upprätthålla spänningen genom produktion av reaktiv effekt, ibland kan dock vissa spänningsregulatorer ha omvänt tecken) och sedan utförs några valda spänningssteg enligt ovan, exempelvis steg 9-12. Därefter ändras den reaktiva kompenseringen från +5 % till -5 % (- innebär att då spänningen på generatorklämmorna ökar försöker kraftproduktionsmodulen minska spänningen genom konsumtion av reaktiv effekt) och sedan utförs några valda spänningssteg enligt ovan, exempelvis steg 9-12.

I kraftproduktionsanläggningar där det finns flera kraftproduktionsmoduler som är direktanslutna till samma skena (ingen transformator emellan) kan det finnas behov av att stänga av övriga kraftproduktionsmoduler under provet. Detta gäller speciellt om kraftproduktionsmodulerna har 0 % i reaktiv kompensering eller då provet med negativ reaktiv kompensering utförs.

5.1.4. Analys av prov

Då provet utförs med reaktiv kompensering, X_C, ska kompenseringen beräknas efter att stationärt tillstånd uppnåtts efter varje förändring av spänningsbörvärdet, $U_{bör}$. Olika spänningsregulatorer använder olika sätt att implementera reaktiv kompensering. Ett vanligt sätt att använda den reaktiva kompenseringen är att utgå ifrån att strömmen från generatorn delas upp i en reaktiv ström (Q/U) och en resistiv ström (P/U) och att sedan produkten av den reaktiva strömmen och den reaktiva kompenseringen används för att justera spänningen. Utgås ifrån att spänningar, U, normeras utifrån generatorns märkspänning och reaktiv effekt, Q, utifrån generatorns märkeffekt beräknas den reaktiva kompenseringen enligt:

$$X_c = \frac{(U_{bör} - U)}{Q} * U$$

För spänningsregulatorer som använder reaktiv kompensering på annat sätt än ovan modifieras beräkningarna så att de överensstämmer med det som finns implementerat i respektive spänningsregulator.

5.1.5. Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

- *Spänningen på generatorn, vid 0 % reaktiv kompensering, hamnar stationärt på inställt spänningsbörvärde (normalt tillåts en avvikelse mellan uppmätt spänning och spänningsbörvärde på ±0,1 % av märkspänningen på generatorn men vid stora variationer av spänningen i anslutningspunkten kan större toleranser accepteras). Kravet gäller inte om exempelvis någon begränsare i spänningsregulatorn går i ingrepp.*

- *Den stationära spänningen på generatorn, vid ±5 % reaktiv kompensering, inte varierar mer än ±0,1 % (vid stora variationer av spänningen i anslutningspunkten kan större spänningsvariationer accepteras).*

- *Den beräknade reaktiva kompenseringen överensstämmer med den inställda reaktiva kompenseringen (en tolerans på ±0,5 % accepteras, d.v.s. kompenseringen ska vara ±4,5–5,5 %)*

5.2. Tillgänglig magnetiseringseffekt

5.2.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 17.2*

- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 2§*

5.2.2. Syfte med prov

Visa kraftproduktionsmodulens förmåga att kontinuerligt generera en magnetiseringseffekt som motsvarar 105 % av magnetiseringseffekten vid märklast. Med märklast menas den magnetiseringsström/fältström som fås då generatorn belastas till 100 %, effektfaktorn är lika med generatorns märkeffektfaktor och spänningen är lika med generatorns märkspänning. Magnetiseringseffekt ska dessutom tolkas som magnetiseringsström. Att kraftproduktionsmodulen kontinuerligt ska klara av 105 % av magnetiseringsströmmen vid märklast innebär att eventuella termiska skydd som finns för magnetiseringssystemet eller generatorns fältlindning inte får aktiveras.

5.2.3. Utförande av prov

För att uppnå 105 % magnetiseringsström bör fältströmbegränsaren vara inställd på mer än 105 % av magnetiseringsströmmen vid märklast. Eftersom prov av fältströmbegränsaren genomförs i avsnitt 6.1 behöver inget ytterligare prov genomföras utan provet på fältströmbegränsaren kan användas som underlag. Provtiden ska däremot anpassas utifrån rotorns termiska tidskonstant och ett riktvärde ska vara att provtiden är 3-4 gånger den termiska tidskonstanten för rotorn.

Som tidigare beskrivits måste ibland proven anpassas till begränsningar som finns i anslutande nät.

5.2.4. Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

- *Generatorn kontinuerligt förses med en fältström som är högre än 105 % av fältströmmen vid märklast.*

5.3. Stegförändring av spänningsbörvärdet i tomgång

5.3.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 17.2*

- *EIFS 2018:2: Kapitel 4, 3-5§*

5.3.2. Syfte med prov

Visa kraftproduktionsmodulens förmåga att vid tomgång och ej fasad mot distributionssystemet på ett snabbt och stabilt sätt kan reglera spänningen vid stegformade förändringar av spänningsbörvärdet.

5.3.3. Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen inte är fasad mot anslutande nät och då den är obelastad. Turbinregulatorn är i driftmod frekvens-/varvtalsreglering och spänningsregulatorn är i driftmod automatisk spänningsreglering med ett spänningsbörvärde på 100 % av generatorns märkspänning. Provet utförs genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 2.3.

I tabell 3 listas de spänningssteg som ska appliceras.

Steg 1:	Spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 101 %
Steg 2:	Spänningsbörvärdet minskas från 101 % till 100 %
Steg 3:	Spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 99 %
Steg 4:	Spänningsbörvärdet ökas från 99 % till 100 %
Steg 5:	Spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 95 %.
Steg 6:	Spänningsbörvärdet ökar från 95 % till 105 %.
Steg 7:	Spänningsbörvärdet minskar från 105 % till 95 %.
Steg 8:	Spänningsbörvärdet ökar från 95 % till 100 %.

Tabell 3. Applicerade förändringar av spänningsbörvärdet

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåtts. Stationärtillstånd anses uppnåtts då spänningen hamnat inom ett intervall som inte avviker mer än 0,1 % från spänningsbörvärdet.

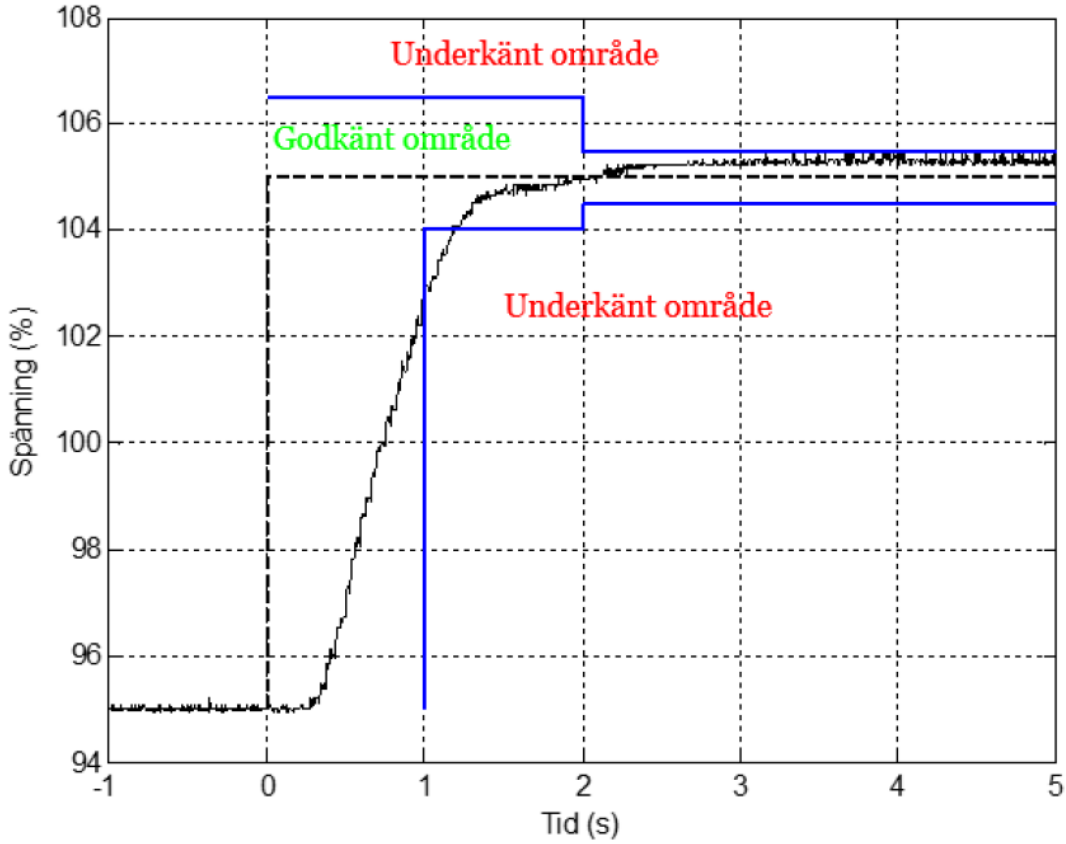
5.3.4. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Stigtiden, dvs. tiden från att den stegformade förändringen av spänningsbörvärdet läggs på tills dess att spänningen ändrats 90 % av spänningsförändringen, ska vara kortare än den tid som specificeras för generatorer med olika märkeffekt, se exempel på spänningssteg från 95-105 % för en generator med märkeffekt < 50 MVA i figur 6*

- *Översvängningen vid en stegändring av spänningsbörvärdet får inte överstiga 15 % av spänningsförändringen, se exempel på spänningssteg från 95-105 % för en generator i figur 6*

- *Spänningen får inte oscillera mer än ± 5 % av spänningsförändringen 2 s efter stegändringen, se exempel på spänningssteg från 95-105 % för en generator i figur 6*



Figur 6. Exempel på respons för en ofasad generator < 50 MVA

I figur 6 ovan är den heldragna svarta linjen ett exempel på en kraftproduktionsmodul som inte klarar kravet då stigtiden är längre än 1 s.

5.4. Kontinuerlig produktion och förbrukning av reaktiv effekt

5.4.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 17.2a*

5.4.2. Syfte med prov

Provet syftar till att visa kraftproduktionsmodulens förmåga att i anslutningspunkten kunna producera reaktiv effekt motsvarande 1/3 av maximal kontinuerlig effekt, P_{max}, samt förbruka reaktiv effekt motsvarande 1/6 av P_{max}.

Kravet på reaktiv effektproduktion gäller inom spänningsintervallet 90-102 % av spänningen i anslutningspunkten och kravet på reaktiv effektförbrukning gäller inom spänningsintervallet 95-105 % av spänningen i anslutningspunkten.

5.4.3. Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen varit i drift en period så att den är varm och är i driftmod aktiv effektreglering eller motsvarande driftmod som gör att den aktiva effektproduktionen kan hållas konstant under provet. Det aktiva effektbörvärdet ska vara inställt på maximal kontinuerlig effekt, P_{max} eller den maximala aktiva effekt som vid tillfället för provet är tillgänglig. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering med ett inställt spänningsbörvärde på 100 % av generatorns märkspänning.

Provet utförs genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet tills önskad reaktiv effektproduktion uppnås.

Om vid provet, spänningen i anslutningspunkten överskrider 102 % och detta innebär begränsningar av den reaktiva effektproduktionen för kraftproduktionsmodulen tas kontakt med Vattenfall Eldistribution så att spänningen om möjligt kan regleras ned i anslutningspunkten.

Steg 1	Justera stegvis spänningsbörvärdet uppåt tills dess den reaktiva effektutmatningen i anslutningspunkten överskrider 1/3 av maximal kontinuerlig effekt. Generatorn ska ligga i denna driftpunkt under 30 minuter. Om spänningen i anslutningspunkten ökar så att den reaktiva effektproduktionen minskar under 1/3 av P_{max} justeras spänningsbörvärdet uppåt så att den reaktiva effektproduktionen åter överskrider 1/3 av P_{max}.
Steg 2	Justera stegvis spänningsbörvärdet nedåt tills dess den reaktiva effektförbrukningen i anslutningspunkten överskrider 1/6 av P_{max}. Generatorn ska ligga i denna driftpunkt under 30 minuter. Om spänningen i anslutningspunkten minskar så att den reaktiva förbrukningen underskrider 1/6 av P_{max} justeras spänningsbörvärdet nedåt så att den reaktiva effektförbrukningen överskrider 1/6 av P_{max}.

Tabell 4. Spänningsbörvärden

Provet utförs på följande aktiva effektnivåer:

1. P_{max}
2. P_{min}

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten och P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

Provet kan kombineras med provet på fältströmbegränsare i avsnitt 6.1 samt provet på undermagnetiseringsbegränsare i avsnitt 6.4

5.4.4. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Den reaktiva effektutmatningen i anslutningspunkten under provtiden överskrider 1/3 av P_{max}*
- *Den reaktiva effektförbrukningen i anslutningspunkten under provtiden överskrider 1/6 av P_{max}*

6. Överensstämmelseprovning begränsare och skydd

En generator innehåller normalt en mängd olika former av begränsningar på hur den kan belastas med reaktiv effekt vid olika spänningar, frekvenser och aktiv effektproduktion. Begränsningarna brukar ofta inkluderas i ett kapabilitetsdiagram (P-Q diagram). I figur 7 visas ett exempel på ett kapabilitetsdiagram för en turbogenerator då spänningen är 1,0 pu. Som kan ses i figuren finns begränsning på grund av statorströmmen, se 1, fältströmmen, se 2, samt flera olika begränsningar som eventuellt kan påverka undermagnetiseringen, se 3, 4 och 5. För vattenkraftgeneratorer brukar begränsningarna för undermagnetisering vara mycket mindre och kan i många fall ligga utanför statorströmgränsen.

I figur 8 visas ett exempel på hur varierande spänning och frekvens kan påverka en generators belastningsförmåga. Påverkan mynnar ut i att generatorn framförallt inte klarar för hög spänning kombinerat med låg frekvens, så kallat V/Hz förhållande.

Ur kraftsystemets synvinkel önskas generatorer som har så stor förmåga som möjligt till att producera och förbruka reaktiv effekt men för att skydda generatorn mot drift där generatorn kan ta skada finns det i spänningsregulatorn ett flertal olika begränsare såsom:

- *Statorströmsbegränsare*
- *Fältströmbegränsare*
- *Undermagnetiseringsbegränsare*
- *V/Hz begränsare*

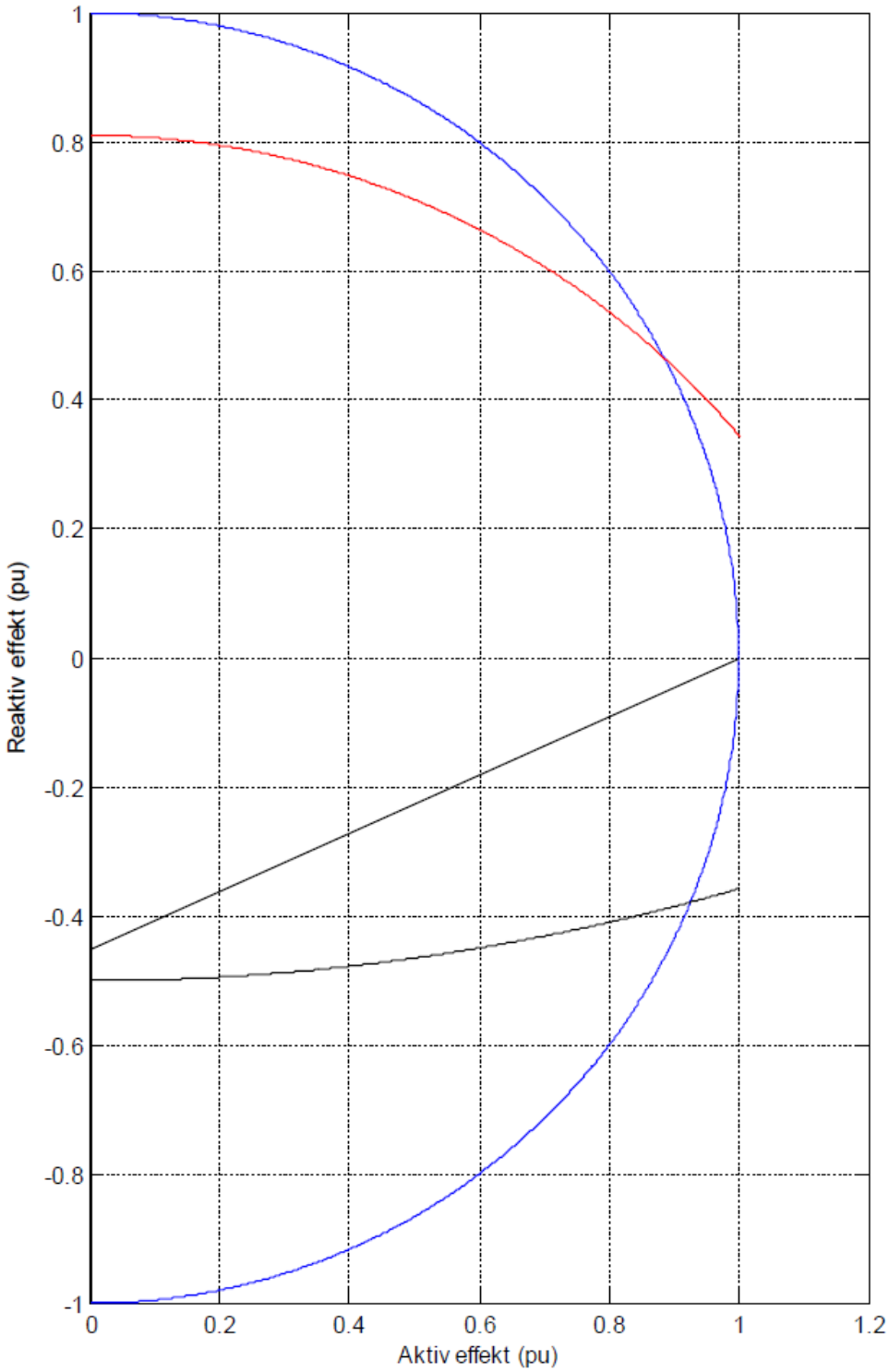
Det finns i RfG och EIFS 2018:2 inget specifikt krav på hur begränsarna ska vara parametriserade. Däremot kommer deras parametrisering att påverka möjligheterna att uppfylla olika krav på exempelvis kontinuerlig magnetiseringseffekt, reaktiv effektproduktion och reaktiv effektförbrukning. Test av begränsare kommer därför att vara ett indirekt sätt att testa av olika krav som kan vara svåra att prova under de dimensionerande förutsättningar som beskrivs i RfG och EIFS 2018:2.

Prov på begränsare kommer innebära att den reaktiva effektproduktionen från generatorn kommer att variera en hel del. Det innebär vidare att spänningen på generatorklämmorna och i anslutande nät också kommer att variera. Hur mycket variation som fås beror på flera olika faktorer som exempelvis om det finns annan reaktiv effektkompensering i närheten som kan reglera samt hur starkt nätet (kortslutningseffekt) är i anslutningspunkten. Som riktvärde gäller att spänningsförändringen i det anslutande nätet inte bör överstiga 3 % på grund av förändringar i den reaktiva effektproduktionen.

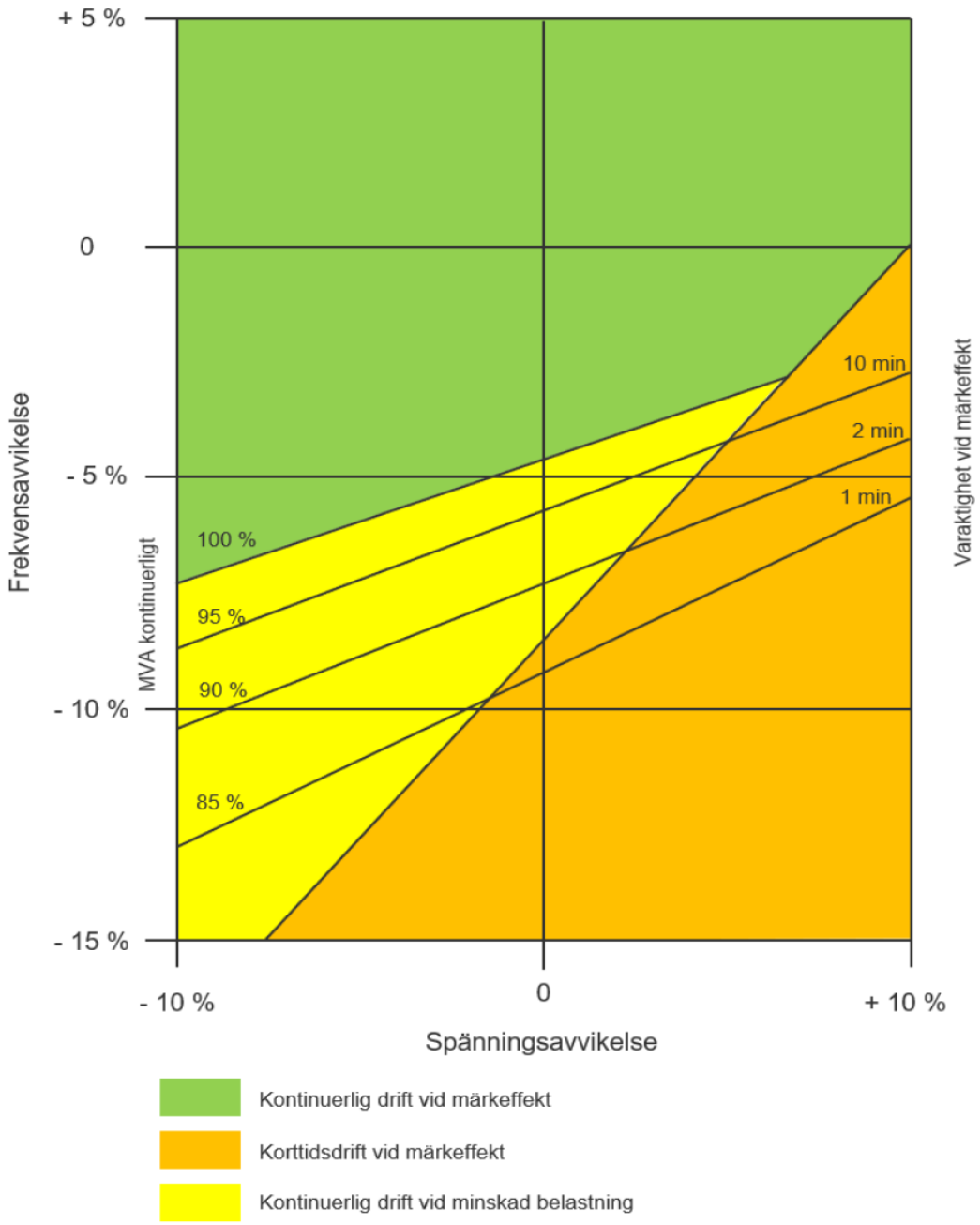
För de fall där begränsningarna i spänning medför att det inte går att uppnå gränsen för aktivering av begränsarna rekommenderas att gränserna tillfälligt justeras ned så att prov kan utföras och aktivering säkerställas. Efter att provet är utfört justeras gränserna direkt tillbaka till sina ursprungsnivåer.

Det finns en mängd olika spänningsregulatorer av olika fabrikat och ålder och den exakta funktionen på hur begränsare aktiveras kan variera. De provmoment som anges nedan ska därför ses som förslag som kan behöva justeras utifrån de faktiska förhållanden som gäller för den specifika kraftproduktionsmodulen.

<u>För kraftproduktionsmoduler av typ B finns det inget krav i RfG att samtliga begränsare ska finnas i reglersystemet för magnetisering. Däremot ska de begränsare som finns provas i enlighet med kraven i detta kapitel.</u>



Figur 7. Exempel på kapabilitetsdiagram (P-Q diagram) för en turbogenerator



Figur 8. Exempel på en generators kapabilitet som funktion av varierande spänning och frekvens

6.1. Fältströmbegränsare

6.1.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 19.2b iii*

6.1.2. Syfte med prov

En spänningsregulator kan innehålla flera fältströmbegränsare som aktiveras vid olika fältströmnivåer samt tidsfördröjningar. Detta prov syftar till att testa av den fördröjda fältströmbegränsaren som är inställd på lägst fältström (justerad fältströmgräns om inte det är möjligt att utföra provet vid inställd fältströmgräns). Provet syftar till att säkerställa att generatorn kan öka sin fältström upp till inställd fältströmgräns och att aktivering därefter sker av begränsaren så att fältströmmen begränsas till fältströmgränsen.

6.1.3. Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen varit i drift ett tag så att den är varm och är i driftmod aktiv effektreglering eller motsvarande som håller den aktiva effektproduktionen konstant under provet. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering. Provet utförs genom att applicera stegformade förändringar av spänningsbörvärdet (tabell 5) i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 2.3.

Steg 1:	Öka generatorns spänningsbörvärde tills fältströmbegränsaren aktiveras. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara aktiv i en minut efter att begränsningsströmmen uppnåtts. De flesta begränsare har konstanttidskarakteristik vilket ger en distinkt aktivering men vissa har inverttidskarakteristik vilket gör att begränsningen kommer gradvis.
Steg 2:	Minska spänningsbörvärdet så att fältströmbegränsaren släpper. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara inaktiverad två minuter.
Steg 3:	Öka återigen spänningsbörvärdet tills fältströmbegränsaren ånyo aktiveras. Begränsaren bör vara aktiv i en minut efter att begränsningsströmmen uppnåtts.
Steg 4:	Minska spänningsbörvärdet till normal spänning.

Tabell 5. Utförande av prov för fältströmbegränsare

Provet på fältströmbegränsare utförs på följande aktiva effektnivåer:

1. *95% av P_{max}*
2. *P_{min}*

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten och P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

6.1.4. Analys av prov

Utifrån uppmätt fältström avläses vid vilken nivå som fältströmbegränsaren aktiveras. Från fältströmmen avläses även hur lång tidsfördröjning som begränsaren har innan den börjar agera.

6.1.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Fältströmbegränsaren aktiveras på inställd fältströmgräns och tidsfördröjning*

6.2. Statorströmbegränsare

6.2.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 19.2b iv*

6.2.2. Syfte med prov

Provet syftar till att säkerställa att generatorn kan öka sin statorström upp till inställd statorströmgräns och att aktivering därefter sker av begränsaren så att statorströmmen begränsas till statorströmgränsen.

6.2.3. Utförande av prov

Fältströmgränsen begränsar för de flesta driftsfall den reaktiva effektproduktionen före statorströmgränsen. Detta brukar gälla upp till märkdriftpunkten, dvs. då den aktiva effekten är S_{nG}*cosφ och den reaktiva effekten är S_{nG}*sinφ. S_{nG} betecknar här generatorns märkeffekt och cosφ generatorns märkeffektfaktor.

Över märkdriftpunkten kommer dock den reaktiva effektproduktionen att först begränsas av statorströmmen. Eftersom generatorn ofta dimensioneras så att effektfaktorn, cosφ, anpassas efter tillgänglig aktiv effekt från turbinen går det ofta inte att öka den aktiva effektproduktionen så att den överskrider den aktiva effekten i generatorns märkdriftpunkt. Enda sättet att med ordinarie inställningar på fält- och statorströmbegränsaren få aktivering av statorströmbegränsaren är således genom att minska generatorns klämspänning. Eftersom provet på statorströmbegränsaren innebär att den reaktiva effektutmatningen till nätet i anslutningspunkten kommer att vara hög är det troliga att också spänningen kommer att vara hög vilket i sin tur gör att generatorns klämspänning kommer att vara högre än generatorns märkspänning. Detta innebär att det skulle behövas än mer aktiv effekt för att få statorströmbegränsaren att aktiveras.

Eftersom det kan bli svårt att få statorströmbegränsaren att aktiveras med normala inställningsvärden genomförs provet lämpligtvis genom att tillfälligt ändra inställningen på statorströmgränsen. Lämplig nivå på justerad statorströmgräns kan variera för olika kraftproduktionsmoduler men utifrån exempelvis figur 7 kan ses att en statorströmgräns på 0,7 pu gör att statorströmbegränsningen hamnar under gränsen för aktivering på grund av begränsningar i fältströmmen.

Efter att provet är genomfört ändras statorströmgränsen tillbaka till ursprungsinställningen.

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering eller motsvarande som håller den aktiva effektproduktionen konstant under provet. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering. Provet utförs genom att applicera stegformade förändringar av spänningsbörvärdet (tabell 6) i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 2.3.

Steg 1:	Öka generatorns spänningsbörvärde tills statorströmbegränsaren aktiveras. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara aktiv i en minut efter att begränsningsströmmen uppnåtts.
Steg 2:	Minska spänningsbörvärdet så att statorströmbegränsaren släpper. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara inaktiverad någon minut.
Steg 3:	Öka återigen spänningsbörvärdet så att statorströmbegränsaren ånyo aktiveras. Begränsaren bör vara aktiv i en minut efter att begränsningsströmmen uppnåtts.
Steg 4:	Minska spänningsbörvärdet till normal spänning.

Tabell 6. Utförande av prov för statorströmbegränsare

Provet på statorströmströmbegränsaren utförs på ett par olika aktiva effektnivåer vilket exempelvis kan vara:

1. *80 % av maximal skenbar effekt som fås efter den justerade statorströmgränsen (justeras statorströmgränsen till 0,7 pu fås 0,7*0,8=0,56 pu)*

2. *P_{min}*

Där P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

För en del generatorer som har undermagnetiseringsbegränsaren utanför statorströmbegränsaren finns det även behov av att testa statorströmbegränsaren vid undermagnetisering. För dessa kraftproduktionsmoduler utförs nedanstående prov.

Steg 5:	Minska generatorns spänningsbörvärde tills statorströmbegränsaren aktiveras. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara aktiv i en minut efter att begränsningsströmmen uppnåtts minut.
Steg 6:	Öka spänningsbörvärdet så att statorströmbegränsaren släpper. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara inaktiverad någon minut.
Steg 7:	Minska återigen spänningsbörvärdet så att statorströmbegränsaren ånyo aktiveras. Begränsaren bör vara aktiv i en minut efter att begränsningsströmmen uppnåtts.
Steg 8:	Öka spänningsbörvärdet till normal spänning.

Tabell 7. Utförande av prov för statorströmbegränsare vid undermagnetisering

6.2.4. Analys av prov

Utifrån uppmätt statorström avläses vid vilken nivå som statorströmbegränsaren aktiveras. Från statorströmmen avläses även hur lång tidsfördröjning som begränsaren har innan den börjar agera.

6.2.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Statorströmbegränsaren aktiveras på inställd statorströmgräns och tidsfördröjning*

6.3. V/Hz begränsare

En V/Hz begränsare är beroende av förhållandet mellan spänning och frekvens. Om prov utförs på kraftproduktionsmodulen då den är fasad mot nätet kommer frekvensen i princip att vara konstant 50,0 Hz. Det innebär att om V/Hz begränsaren ska kunna aktiveras vid ett prov måste spänningen ensam öka så pass mycket så att V/Hz gränsen överskrids. Detta kan resultera dels i problem för generatorn eller anslutande transformatorer, dels i att det blir för hög reaktiv effektproduktion så att spänningen i anslutningspunkten blir för hög. Ett sätt att komma till rätta med detta kan vara att utföra provet vid husturbindrift eller i tomgång (ej fasad), förutsatt att kraftproduktionsmodulen klarar att ligga i husturbindrift eller tomgång under den tid som krävs för att utföra provet. Vid husturbindrift kan frekvensen på generatorn justeras så att den blir lägre än 50 Hz och därmed behöver inte spänningen ta hela den ökning som behövs för att överskrida V/Hz nivån. Ett annat alternativ kan vara att tillfälligt under provet justera ned aktiveringsnivån för V/Hz gränsen.

6.3.1. Hänvisning till krav

- *Funktionen finns inte kravställd i (EU) 2016/631 RfG eller EIFS 2018:2*

Eftersom V/Hz begränsaren kommer att ha stor påverkan på möjligheterna att uppfylla kravet på att klara en hög spänning i anslutande nät kombinerat med låg frekvens är det viktigt att prov genomförs även fast detta inte kravställs i RfG.

6.3.2. Syfte med prov

Provet syftar till att säkerställa att generatorn kan klara en ökning av V/Hz nivån upp till inställd begränsarnivå och att V/Hz begränsaren därefter aktiveras och begränsar V/Hz nivån till inställt begränsarvärde.

6.3.3. Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering eller motsvarande som håller den aktiva effektproduktionen konstant under provet. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering. Provet utförs antingen när generatorn är fasad mot nätet, se tabell 8, eller ofasad, se tabell 9. Provet utförs genom att applicera stegformade förändringar av spänningsbörvärdet och frekvensbörvärdet i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 2.2 och 2.3.

Steg 1:	Öka generatorns spänningsbörvärde tills V/Hz begränsaren aktiveras. Lämpligt spänningssteg bör vara någon procent högre än inställt begränsarvärde. För begränsare med inverttidskarakteristik bör spänningssteget vara än högre för att begränsa tidsåtgången för prov. Begränsaren bör vara aktiv i någon minut.
Steg 2:	Minska spänningsbörvärdet så att V/Hz begränsaren släpper. Begränsaren bör vara inaktiverad någon minut.
Steg 3:	Öka återigen spänningsbörvärdet med så att V/Hz begränsaren ånyo aktiveras. Begränsaren bör vara aktiv i någon minut.
Steg 4:	Minska spänningsbörvärdet till normal spänning.

Tabell 8. Utförande av prov för V/Hz begränsare på en fasad generator

Steg 1:	Öka generatorns spänningsbörvärde till 110 % eller maximalt inställbar spänning. Minska därefter frekvensen så att V/Hz begränsaren aktiveras. Driftpunkten bör vara aktiv i någon minut.
Steg 2:	Justera därefter ned frekvensen till 49,0 Hz. Driftpunkten bör vara aktiv i någon minut.
Steg 3:	Justera ned frekvensen till 48,0 Hz. Driftpunkten bör vara aktiv i någon minut.
Steg 4:	Minska spänningsbörvärdet till normal spänning och öka frekvensbörvärdet till 50,0 Hz.

Tabell 9. Utförande av prov för V/Hz begränsare på en ofasad generator

6.3.4. Analys av prov

Utifrån uppmätt frekvens och generatorspänning beräknas V/Hz förhållandet. Utifrån V/Hz kurvan avläses vid vilken V/Hz nivå som aktivering sker samt tidsfördröjningen för aktivering.

6.3.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *V/Hz begränsaren aktiveras på inställd nivå och tidsfördröjning*

6.4. Undermagnetiseringsbegränsare

En undermagnetiseringsbegränsare kan använda sig av olika storheter för inställning av undermagnetiseringsgränsen. En del använder sig av aktiv och reaktiv effekt, en del av aktiv och reaktiv strömkomposant och en del av admittansen.

6.4.1. Hänvisning till krav

- *(EU) 2016/631 RfG: Avdelning II, kapitel 2, artikel 19.2b ii*

6.4.2. Syfte med prov

Provet syftar till att säkerställa att generatorn kan minska sin magnetisering ned till gränsen för när undermagnetiseringsbegränsaren aktiveras. När gränsen nås ska aktivering av undermagnetiseringsbegränsaren ske.

6.4.3. Utförande av prov

Provet utförs då kraftproduktionsmodulen är i driftmod aktiv effektreglering eller motsvarande som håller den aktiva effektproduktionen konstant under provet. Spänningsregulatorn ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering. Provet utförs genom att applicera stegformade förändringar av spänningsbörvärdet (tabell 10) i enlighet med den procedur som finns beskriven i avsnitt 2.3.

Steg 1:	Minska generatorns spänningsbörvärde tills undermagnetiseringsbegränsaren aktiveras. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara aktiv i någon minut.
Steg 2:	Öka spänningsbörvärdet så att undermagnetiseringsbegränsaren släpper. Lämpligt spänningssteg bör vara beräknat innan prov. Begränsaren bör vara inaktiverad någon minut.
Steg 3:	Minska återigen spänningsbörvärdet tills undermagnetiseringsbegränsaren ånyo aktiveras. Begränsaren bör vara aktiv i någon minut.
Steg 4:	Öka spänningsbörvärdet till normal spänning.

Tabell 10. Utförande av prov för undermagnetiseringsbegränsare

Prov på undermagnetiseringsbegränsaren utförs på följande aktiva effektnivåer:

1. P_{max}
2. P_{min}

Där P_{max} är den maximala kontinuerliga effekten och P_{min} är lägsta nivå med reglerförmåga.

6.4.4. Analys av prov

Utifrån uppmätta värden av spänning, aktiv och reaktiv effekt beräknas, beroende på vald storhet, aktiv och reaktiv strömkomposant eller admittansen.

6.4.5. Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- *Undermagnetiseringsbegränsaren aktiveras på inställd undermagnetiseringsgräns och tidsfördröjning*

VATTENFALL