

Ärende nr: Svk 2021/5426

Datum: 2024-09-16

Kraftparksmodul: Bilaga 6

Provning

Svenska Kraftnät

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

Version 2.0

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

Innehåll

1	Provmetodik	4
1.1	Frekvensreglering	4
1.2	Spänningsreglering	5
1.3	Mätsignaler vid prov	6
1.4	Krav på test- och mätutrustning	7
2	Överensstämmelseprov för kraftparksmoduler	10
2.1	Allmänna råd och överväganden	10
2.2	Frekvensändringshastighet	11
2.3	Maximal minskning av aktiv uteffekt till följd av sjunkande frekvens	13
2.4	Snabb nedreglering av aktiv effekt	14
2.5	Reglerbarhet och reglerområde för aktiv effekt	16
2.6	Snabbhet i reglering av aktiv effekt	18
2.7	Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens – LFSM-O	20
2.8	Begränsat frekvenskänslighetsläge vid underfrekvens - LFSM-U	27
2.9	Frekvenskänslighetsläge - FSM	33
2.10	Återsynkronisering inom 15 minuter	47
2.11	Övergång till och upprätthållande av husturbindrift	50
2.12	Tillhandahållande av syntetisk tröghet	52
2.13	Reglerbarhet av spänning	53
2.14	Reaktiv effekt-/Mvar reglering	60
2.15	Reglerbarhet av effektfaktor/ $\cos\phi$	63
2.16	Prov på POD (PSS) – validering av simuleringsmodellen	66
2.17	Prov av POD (PSS)	70
3	Utformning av provprogram	71
3.1	Hänvisning till krav	71
3.2	Bakgrund	72
3.3	Utformning av provprogram	72

1 Provmetodik

För att kunna verifiera att kraftparksmoduler uppfyller ställda krav ska olika överensstämmelseprov utföras. Provet kommer att utföras på frekvensreglering och spänningsreglering. I samband med flertalet prov av frekvensreglering används en speciell metodik som finns beskriven i avsnitt 1.1 medan motsvarande metodik för spänningsreglering finns beskriven i avsnitt 1.2.

1.1 Frekvensreglering

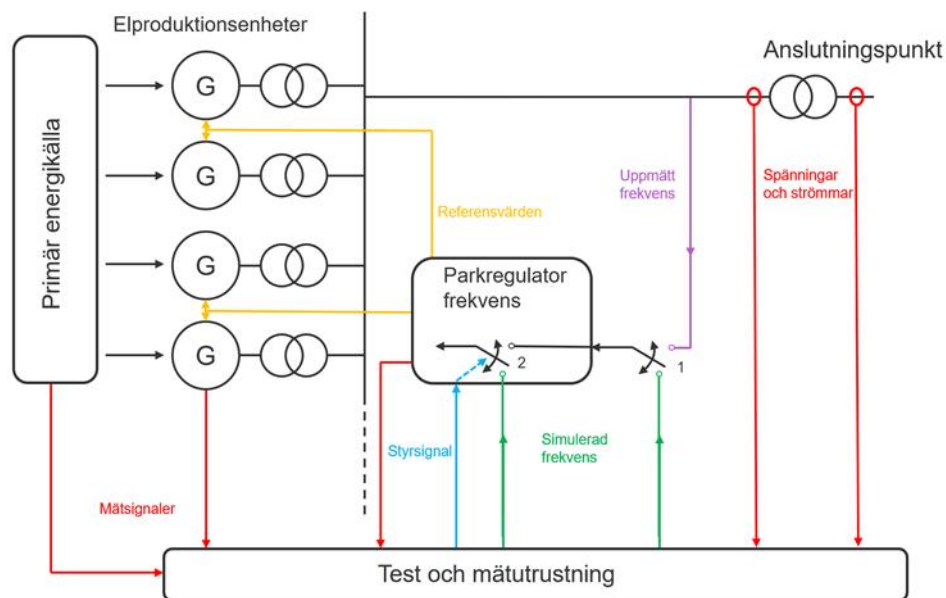
Provning av frekvensreglering ska i de flesta fall utföras när kraftparksmodulen är fasad mot nätet. Det innebär att den verkliga frekvens som kraftparksmodulen är ansluten till är lika med kraftsystemets frekvens. Provningen av frekvensregleringsförmågan ska utföras genom att den normala matningen av parkregulatorn med nätets frekvens ersätts med en simulerad frekvens. Uppbrytningen av den normala reglerkedjan ska ske hårdvarumässigt genom omkoppling av matningen till parkregulatorn, se switch 1 i Figur 1, där normal frekvens ersätts med simulerad frekvens. Det är vanligt att frekvensmätning sker baserat på den spänning som fås ifrån en spänningstransformator, oftast 110 eller $110/\sqrt{3}$ V AC. Matning med en simulerad signal ska för detta fall således ske med en 110 eller $110/\sqrt{3}$ V AC signal.

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

Ett annat alternativ kan vara att injicera frekvensförändringen internt i parkregulatorn. Om detta alternativ används måste en förkvalificering först ske av mätsystemet och reglerutrustningen så att exempelvis tidsfördröjningar, samplingshastighet, onoggrannhet/upplösning etc. redovisas. Därefter ska en uppmätning av frekvens med tidssynkroniserad tidsstämpling skickas till berörd systemansvarig för överföringssystemet som jämför den inskickade frekvensregistreringen med sin egen uppmätta frekvensregistrering, för aktuell

tidsperiod, för att säkerställa överensstämmelse. Vid analys av provningsresultaten ska slutligen de data som uppmätts vid prov bearbetas/korrigeras utifrån den respons som uppmätts vid förkvalificeringen. Förkvalificeringen och sättet att bearbeta/korrigera uppmätt data ska redovisas och godkännas av berörd systemansvarig i samråd med berörd systemansvarig för överföringssystemet innan överensstämmelseprovet påbörjas.

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



Figur 1 Principiell beskrivning av inkoppling till parkregulatorn vid provning av frekvensreglering med en kombinerad test- och mätutrustning. Test- och mätutrustning kan även vara åtskilda i två separata enheter.

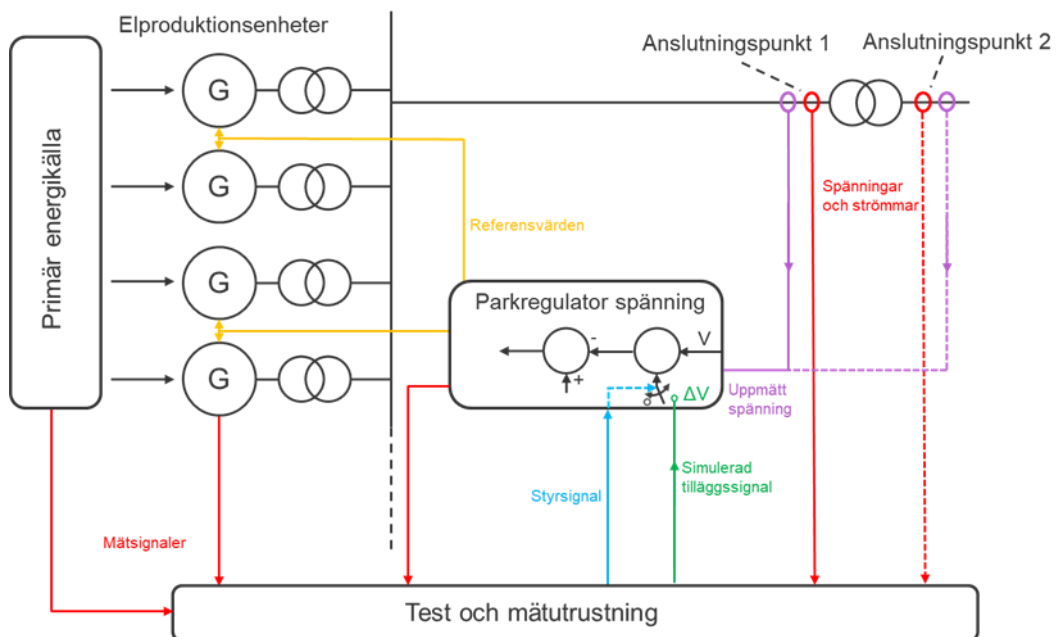
1.2 Spänningsreglering

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 parkregulatorn 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 berörd systemansvarig, i samråd med den systemansvarige för överföringssystemet, ett annat alternativ en intern signal användas på samma sätt som beskrivs för prov av frekvensreglering i avsnitt 1.1.

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 parkregulatorn vid provning av automatisk spänningsreglering med en kombinerad test- och mätutrustning, anslutningspunkt 1 på nedsida (heldragen) eller anslutningspunkt 2 på uppsida (streckad) av parktransformatorn. Test- och mätutrustning kan även vara åtskilda i två separata enheter.

1.3 Mät signaler vid prov

De prov som utförs på kraftparksmodulen syftar dels till att användas för att visa att de tekniska kraven i RfG och EIFS 2018:2 uppfylls, dels för att användas som valideringsunderlag för de dynamiska simuleringsmodeller som ska levereras. Kraven på kraftparksmodulen gäller i anslutningspunkten medan de olika elproduktionsenheternas beteenden ofta studeras bättre mer lokalt.

Eftersom olika kraftparksmoduler är uppbyggda på olika sätt kommer det att finnas olika mät signaler för olika kraftparksmoduler. Dessutom kommer olika mät signaler att vara olika viktiga vid olika typer av prov. Generellt gäller att det är viktigt att mäta så många mät signaler som möjligt för att därigenom få en så bra kontroll som möjligt av kraftparksmodulen samt även få så bra underlag som möjligt för att validera simuleringsmodellerna.

I samband med att ägaren av kraftparksmodulen tar fram ett provprogram för att erhålla "tillfälligt driftsmeddelande" bör samtliga mätsignaler som planeras mätas vid överensstämmelseprovnings specificeras i provprogrammet.

1.3.1 Generella mätsignaler för alla kraftparksmoduler

- > Nätfrekvens och simulerad/påförd frekvens
- > Aktiv och reaktiv elektrisk effekt, både i anslutningspunkten och från elproduktionsenheterna
- > Total tillgänglig aktiv effekt från elproduktionsenheterna (före nedreglering) samt tillgänglig aktiv effekt från varje elproduktionsenhet
- > Spänning i anslutningspunkten och på elproduktionsenheterna
- > Simulerad/påförd spänningsförändring
- > Utsignal parkregulator, börvärde för total aktiv effekt samt börvärdet för aktiv effekt till varje elproduktionsenhet
- > Utsignal parkregulator, börvärde för total reaktiv effekt samt börvärdet för reaktiv effekt från varje elproduktionsenhet
- > Aktivering (digital signal) av eventuella begränsare
- > Aktivering (digital signal) av felströmsinjicering
- > Aktivering (digital signal) av syntetisk tröghet
- > Utsignaler från eventuella begränsare
- > Utsignal PSS (POD)
- > Driftmod aktiv effekt/frekvensreglering (digital signal)
- > Driftmod reaktiv effekt-/spänning-/ $\cos\phi$ reglering (digital signal)
- > Spänningsbörvärde, reaktivt effektbörvärde och effektfaktorbörvärde

Utöver ovan angivna signaler kan det, beroende på typ av elproduktionsenhet, finnas andra signaler som också är viktiga att mäta.

1.4 Krav på test- och mätutrustning

De krav som ställs i RfG och EIFS 2018:2 kräver att kraftparksmodulen ska kunna respondera på relativt små störsignaler. För frekvensreglering gäller att kraftparksmoduler 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 spänningstransformatörer och strömtransformatörer har tillräckligt hög klass. Spänningstransformatörer och strömtransformatörer ska i anslutningspunkten ha klass 0.2 respektive 0.2S. Även annan klass av mättransformatorer kan accepteras om ägaren av kraftparksmodulen genomför kalibreringar av mätfelet i mättransformatorerna in i mätinsamlingsystemet och därmed kan visa på att den totala onoggrannheten inte blir större än vad som gäller för klass 0.2 och 0.2S. För spänningstransformatör och strömtransformatör som är direkt anslutna till elproduktionsenheterna accepteras en sämre klass på mättransformatorerna.

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.

1.4.1 Upplösning

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

Spänning i anslutningspunkten och på elproduktionsenheterna (se Figur 2): $\leq 0,015$ % av märkspänningen på respektive spänningstransformatör.

Genererad tilläggsignal för spänning (se Figur 2) samt mätning av genererad tilläggsignal: $\leq 0,015$ % av den spänning som motsvarar märkspänning på generatoren.

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

1.4.2 Onoggrannhet

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

Spänning i anslutningspunkten och på elproduktionsenheterna (se Figur 2): motsvarande klass 0.2 för en mätvärdesomvandlare.

Genererad tilläggsignal för spänning samt mätning av genererad tilläggsignal:
 $\leq 0,1$ % av den spänning som motsvarar märkspänning på generatoren.

Aktiv och reaktiv uteffekt (baseras på spänning och ström från mättransformatorer) från kraftparksmodulen i anslutningspunkten respektive från elproduktionsenheterna: 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 berörd systemansvarig större toleranser accepteras.

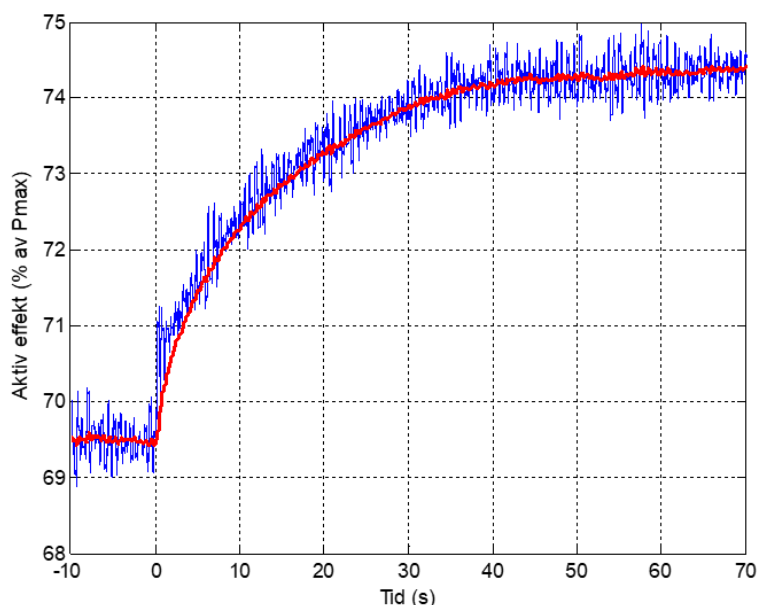
1.4.3 Sampling

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

Samtliga mätsignaler som sparas till mätfil får nedsamplas till lägst 50 Hz för att spara diskutrymme. Vid vissa sinusformade prov av POD (PSS) funktionen får inte mätsignaler nedsamplas till lägre än 200 Hz.

1.4.4 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 kraftparksmodulerna 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 Aktiva effekt vid en stegformad förändring av frekvens från 50,00 till 49,90 vid tiden 0. Blå kurva visar ofiltrerat mätvärde och röd filtrerat mätvärde.

2 Överensstämmelseprov för kraftparksmoduler

I detta dokument behandlas enbart den överensstämmelseprovning som ska ske på kraftparksmoduler. Det finns också enligt RfG en öppning för att använda utrustningscertifikat istället för överensstämmelseprovning.

Utrustningscertifikaten är dock oftast tillgängliga på elproduktionsenheter medan kraven i RfG gäller för hela kraftparksmodulen. Om ägaren av kraftparksmodulen vill använda utrustningscertifikat måste ägaren samtidigt påvisa hur det aggregerade beteendet från samtliga elproduktionsenheter, inklusive uppsamlingsnät, anslutning till anslutningspunkten via en eller flera transformatorer samt parkstyrningen kan inkluderas i en verifiering. Verifieringen ska också vara minst lika tillförlitlig som en verifiering som görs genom de överensstämmelseprov som beskrivs i detta dokument.

2.1 Allmänna råd och överväganden

Överensstämmelseprovningen av kraftparksmoduler avser enskild kraftparksmodul.

Den aktiva effekt som kan produceras i en kraftparksmodul varierar ofta beroende yttre omständigheter såsom vind och sol samt antalet

elproduktionsenheter som är i drift. Detta innebär att för vissa kraftparksmoduler 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 ges för de flesta prov en möjlighet till att utföra proven inom ett angivet aktivt effektområde. Dessutom kan vid behov överenskommelse ske mellan ägaren av kraftparksmodulen och berörd systemansvarig om att utföra prov vid en effektnivå som är något lägre än specificerad aktiv effektnivå.

Generellt ska eftersträvas att samtliga elproduktionsenheter ska vara i drift vid provet. Om detta inte är möjligt kan efter överenskommelse med berörd systemansvarig accepteras att prov utförs men någon eller några elproduktionsenheter ur drift. Antalet elproduktionsenheter ur drift får dock aldrig motsvara mer än 10 % av P_{\max} och responsen från kraftparksmodulen får inte påverkas, dvs. angivna effektnivåer ska följas. Yttre omständigheter måste noggats beskrivas och för vissa krav kan det finnas behov av kompletteringar med beräkningar och simuleringar för att visa på fullständig kravuppfyllnad. Dessutom måste validering av dynamiska modeller mot överensstämmelseprovning ske utifrån samma aktiva effektnivå.

För de kraftparksmoduler där elproduktionsenheter kan vara i drift oavsett om de producerar aktiv effekt eller ej (exempelvis vindkraftverk anslutna via fulleffektomriktare där omriktaren är i drift även fast inte vindturbinen snurrar och någon aktiv effekt produceras) bör samma situation råda under överensstämmelseprovningen som under normal drift, dvs. brukar de vara anslutna under normal drift ska de också vara anslutna vid överensstämmelseprovningen och vice versa.

2.2 Frekvensändringshastighet

2.2.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 13.1.b
- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 2 §

2.2.2 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 $\pm 0,1-0,2$ Hz/s. I situationer med låg rotationsenergi kan den i extremfall bli upp till $\pm 0,3$ Hz/s. Höga frekvensderivator innebär att något mycket allvarligt inträffat i kraftsystemet och det är då viktigt att kraftparksmoduler inte kopplas bort

eftersom detta kommer innebära en ytterligare försvagning av kraftsystemet med risk för en totalkollaps.

2.2.3 Syfte med prov

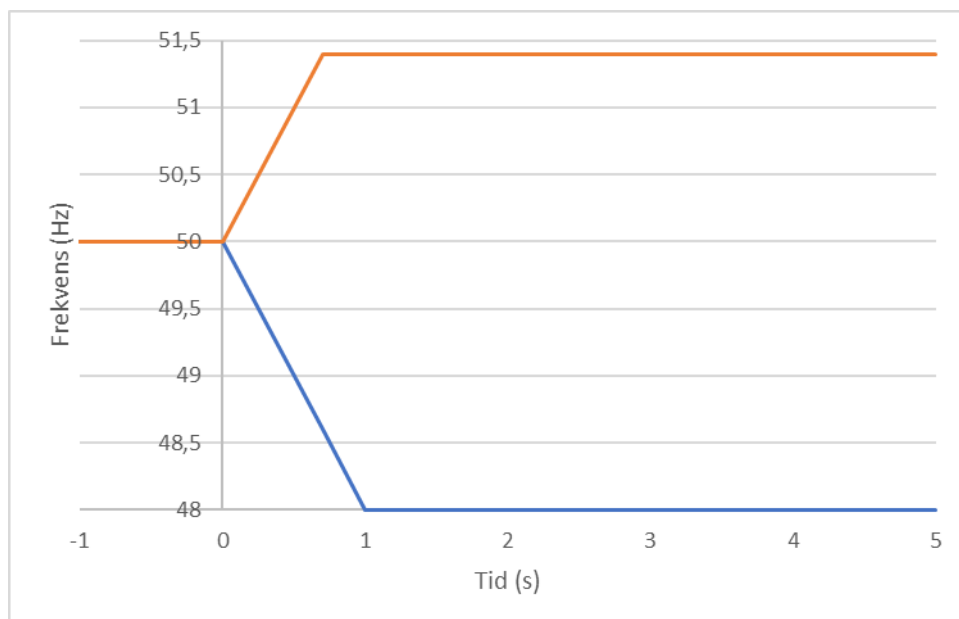
Provet syftar till att säkerställa att kraftparksmodulen kan fortsätta att fungera utan att kopplas bort från nätet vid kraftiga frekvensförändringar i nätet.

2.2.4 Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är fasad mot nätet och i driftmod aktiv effekterreglering. Den aktiva effektproduktionen ska vara konstant inom 50-80 % av maximal kontinuerlig effekt, P_{\max} . Provet är uppdelat på två delar där del 1 testar av kraftparksmodulens skydd och del 2 parkregulatorn. Samma test utförs både på skydden och parkregulatorn, se Figur 4.

Del 1 skydd: Kraftparksmodulens skydd provas genom att applicera en frekvenssignal som har frekvensderivatan $+2,0 \text{ Hz/s}$ under $0,7 \text{ s}$ samt -2 Hz/s under 1 s . Signalen påförs skydden exempelvis från en speciell reläprovningstrustning eller via testutrustningen beskriven i avsnitt 1.1.

Del 2 parkregulator: Parkregulatorn testas genom att applicera en testsignal med en frekvensderivata på $+2,0 \text{ Hz/s}$ under $0,7 \text{ s}$ samt -2 Hz/s under 1 s genom att applicera frekvens in på parkregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 1.1. Under provet kan valfri driftmod i parkregulatorn användas.



Figur 4 Påförd simulerad frekvenssignal vid test av frekvensändringshastighet, blå kurva - 2,0 Hz/s under 1 s och orange kurva 2,0 Hz/s under 0,7 s.

2.2.5 Resultat av prov

- > Proven på skydden ska anses godkända om de inte resulterar i aktivering av skyddsfunktionen
- > Proven på parkregulatorn ska anses godkända om kraftparksmodulen förblir ansluten till nätet
- > Provet med positiv frekvensderivata på parkregulatorn ska anses godkänt om LFSM-O funktionen aktiveras i enlighet med avsnitt 2.8
- > Provet med negativ frekvensderivata på parkregulatorn ska anses godkänt om LFSM-U funktionen aktiveras i enlighet med avsnitt 2.9.

2.3 Maximal minskning av aktiv uteffekt till följd av sjunkande frekvens

2.3.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 13.3, 13.4, 13.5
- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 7 §

2.3.2 Bakgrund till prov

Det kan finnas kraftparksmoduler vars aktiva effekt varierar med varvtalet/frekvensen. Som ett resultat av detta kommer den från kraftparksmodulen avgivna maximala aktiva effekten, P_{\max} , att variera.

Kraftparksmoduler ska kunna upprätthålla konstant effekt vid sitt målvärde för aktiv effekt. Praktiskt innebär detta att kraftparksmodulen ska ha en driftmod för aktiv effekthereglering som ska justera den eventuella påverkan som frekvensen kan ha på den aktiva effektproduktionen. Vid frekvenser under 49,0 Hz tillåts dock en minskning av aktiv effekt så länge som den är mindre än 3 % för varje 1 Hz.

Kravet som behandlas i detta avsnitt kan således delas upp i ett krav som gäller över 49,0 Hz och ett krav som gäller under 49,0 Hz.

2.3.3 Utförande av prov

Kravet på att inte den maximala aktiva effektproduktionen 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 effekterreglering provas när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effekterreglering. Börvärdet för den aktiva effekten ska under provet vara $0,5 * (P_{\max} + \text{Lägsta nivå med reglerförmåga})$ med en primär energi som överskrider den givna aktiva effekten, dvs. den aktiva effekten ska följa det konstanta börvärdet. Provet utförs genom att låta den naturliga variationen av frekvensen i nätet påverka kraftparksmodulen. Provet utförs under en timme.

2.3.4 Resultat av prov

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

2.4 Snabb nedreglering av aktiv effekt

2.4.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2
- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 19 §

2.4.2 Bakgrund och syfte med prov

Det bakomliggande motivet till att den berörda systemansvarige för överföringssystemet önskar en snabb nedreglering av den aktiva effekten kan bero på flera olika anledningar men det troliga är att något inträffat i kraftsystemet som gjort att systemdrifttillståndet ändrats ifrån normaldrifttillstånd till skärpt drifttillstånd, nöddrifttillstånd eller nätsammanbrott. Detta kräver en snabb åtgärd för att återställa kraftsystemet till normalt driftläge, exempelvis genom nätvärn, och kravet på nedreglering kan komma att skickas till ett flertal kraftproduktionsmoduler samtidigt.

Provet syftar till att visa att en börvärdesförändring av aktiv effekt skickad från den berörda systemansvarige eller den berörda systemansvarige för överföringssystemet till kraftparksmodulen ska resultera i att den aktiva effektproduktionen justeras ned inom den tid och omfattning som föreskrivs.

2.4.3 Utförande av prov

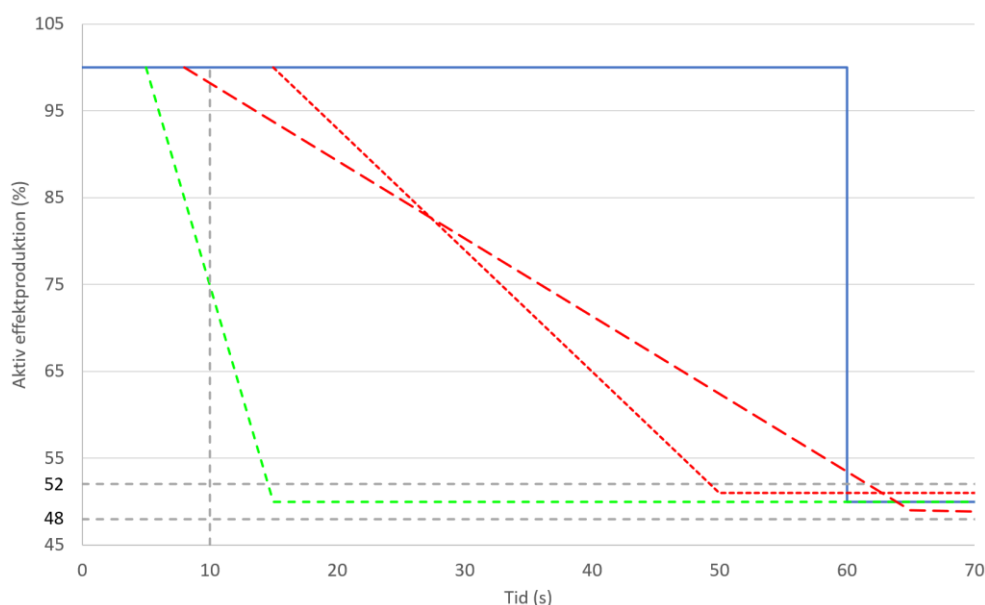
Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effekterreglering och om möjligt vid maximal kontinuerlig aktiv effekt, P_{\max} . Om drifttiden vid P_{\max} är

alltför begränsad kan provet istället utföras valfritt inom intervallet $(0,8-1,0) \cdot P_{\max}$ men då måste slutnivån anpassas så att steget ändå blir 50 % av P_{\max} , dvs. utförs provet vid $0,9 \cdot P_{\max}$ ska slutnivån hamna på $0,4 \cdot P_{\max}$. Den berörda systemansvarige eller berörd systemansvarig för överföringssystemet skickar en instruktion (lämpligtvis en signal) till kraftparksmodulen om att minska den aktiva effektproduktionen från maximal kontinuerlig effekt ned till en aktiv effektproduktion motsvarande 50 % av maximal kontinuerlig effekt (lägre än $0,5 \cdot P_{\max}$ om startnivån är under P_{\max}). Om det vid tiden för prov inte finns någon tillgänglig signal från överliggande system ska istället en lokal signal emuleras. Denna signal ska gå in på samma ställe i parkregulatorn där en eventuell framtida överliggande signal kan kopplas in.

2.4.4 Resultat av prov

Provet anses godkänt om:

- > Nedregleringen av aktiv effekt påbörjas inom 10 s efter att instruktion skickats, se gråstreckad lodrät linje i Figur 5. En viss kortvarig ökning kan accepteras under de första sekunderna om det är relaterat till naturliga begränsningar, exempelvis en vindökning hos kraftparksmodulen.
- > Reduktion av aktiv effekt skett från maximal kontinuerlig aktiv effektproduktion ned till 50 % av maximal kontinuerlig aktiv effektproduktion inom 60 s, se heldragen blå kurva i Figur 5.
- > Ny stationär aktiv effektnivå avviker <2 % av P_{\max} ifrån det nya börvärdet för aktiv effektnivå, dvs. mellan 48-52 % av maximal kontinuerlig effekt, se gråstreckade vågräta linjer i Figur 5.



Figur 5 Krav på respons vid prov, provet anses godkänt om responsen påbörjas inom 10 s (lodrät gråstreckat område), går snabbare än heldragen blå linje samt om stationär nivå hamnar inom gråstreckat område. Grönstreckad kurva visar godkänt resultat medan rödsträckade kurvor visar underkänt resultat.

2.5 Reglerbarhet och reglerområde för aktiv effekt

2.5.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2.a-b, 15.6.e
- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 31 §

2.5.2 Bakgrund och syfte med prov

Det bakomliggande motivet till att den berörda systemansvarige för överföringssystemet önskar en snabb reglering av den aktiva effekten kan bero på flera olika anledningar men det troliga är att något inträffat i kraftsystemet som gjort att systemdrifttillståndet ändrats ifrån normaldrifttillstånd till skärpt drifttillstånd, nöddrifttillstånd eller nätsammanbrott. Detta kräver en snabb åtgärd för att återställa kraftsystemet till normalt driftläge, exempelvis genom nätvärn, och kravet på reglering kan komma att skickas till ett flertal kraftproduktionsmoduler samtidigt.

Provet syftar till att visa att en börvärdesförändring av aktiv effekt ska resultera i att den aktiva effektproduktionen förändras inom den tid och omfattning som föreskrivs för kraftparksmoduler. Till skillnad från provet på snabb nedreglering av aktiv effekt i avsnitt 2.4 inkluderar inte provet test av signal från ett eventuellt överliggande system.

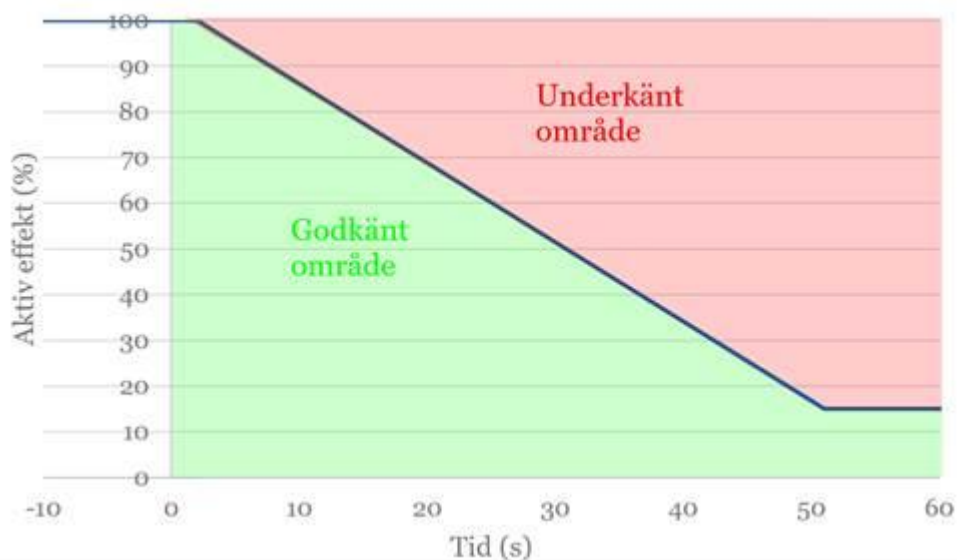
2.5.3 Utförande av prov

Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och om möjligt vid den högsta aktiva produktionsnivån, dvs. maximal kontinuerlig effekt, P_{\max} . Om drifttiden vid P_{\max} är alltför begränsad kan provet istället utföras med en tillgänglig aktiv effekt inom intervallet $(0,8-1,0) \cdot P_{\max}$. Effektbörvärdet för den aktiva effektproduktionen justeras ned från P_{\max} till $0,15 \cdot P_{\max}$. Efter att driften och den aktiva effektproduktionen i kraftparksmodulen stabiliserats vid $0,15 \cdot P_{\max}$ justeras effektbörvärdet från $0,15 \cdot P_{\max}$ upp till P_{\max} .

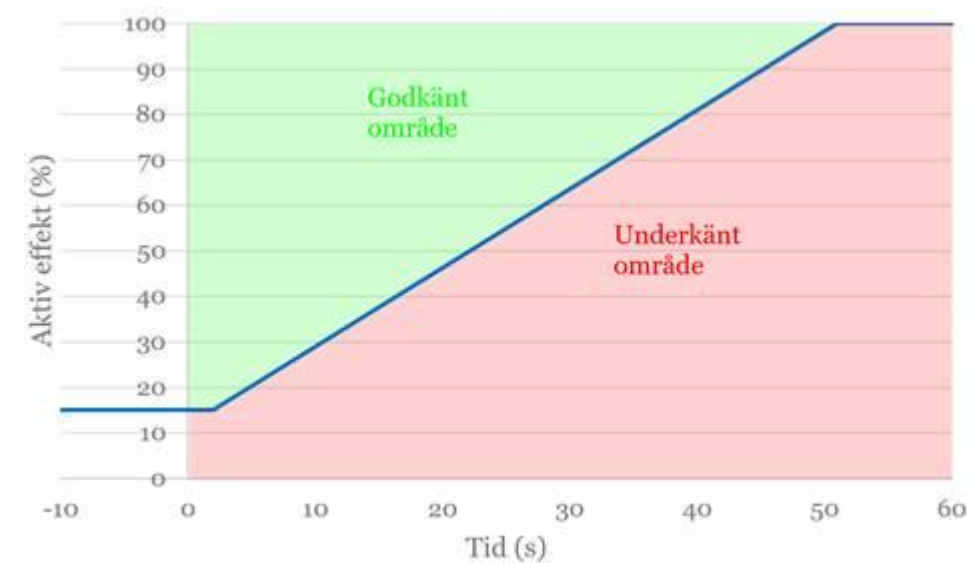
2.5.4 Resultat av prov

Provet anses godkänt om:

- > Kraftparksmodulen bibehåller stabil drift och anslutning till nätet vid effektnivån $0,15 \cdot P_{\max}$. Med stabil drift menas att den stationära aktiva effektnivån hamnar inom toleransen 2 % av P_{\max} .
- > Responsten i aktiv effekt vid nedregleringsprovet sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. under föreskriven kurva i Figur 6. Den stationära aktiva effektnivån hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt.
- > Responsten i aktiv effekt vid uppregeringsprovet sker med föreskriven ändringshastighet, dvs. ovanför föreskriven kurva i Figur 7. Den stationära aktiva effektnivån hamnar inom toleransen 2 % av maximal kontinuerlig effekt.



Figur 6 Krav (nedanför blå kurva) på nedregleringshastighet för en kraftparksmodul i driftmod aktiv effekterreglering.



Figur 7 Krav (ovanför blå kurva) på uppregringshastighet och reglerområde för en kraftparksmodul i driftmod aktiv effektreglering.

2.6 Snabbhet i reglering av aktiv effekt

2.6.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.6.e
- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 32 §.

2.6.2 Bakgrund och syfte med prov

Det bakomliggande motivet till att den berörda systemansvarige för överföringssystemet önskar en snabb reglering av den aktiva effekten kan bero på flera olika anledningar men det troliga är att något inträffat i kraftsystemet som gjort att systemdrifttillståndet ändrats ifrån normaldrifttillstånd till skärpt drifttillstånd, nöddrifttillstånd eller nätsammanbrott. Frekvensavvikelserna kan då vara så stora att mycket av den frekvensregleringskapacitet som finns tillgänglig i FSM och LFSM har aktiverats. Detta kräver en snabb åtgärd för att återställa kraftsystemet till normalt driftläge, exempelvis genom nätvärn, och kravet på reglering kan komma att skickas till ett flertal kraftproduktionsmoduler samtidigt.

Provet syftar till att visa att reglering av aktiv effekt kan ske med den snabbhet och omfattning som föreskrivs för kraftparksmoduler. Till skillnad från provet på snabb nedreglering av aktiv effekt i avsnitt 2.4 inkluderar inte provet test av signal från ett eventuellt överliggande system då detta redan är provat.

2.6.3 Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering. Två steg i börvärdet för den aktiva effekten appliceras enligt Tabell 1.

Tabell 1 Steg i börvärdet för aktiv effekt vid prov av kraftparksmodulens reglerförmåga av aktiv effekt.

Steg	Effektbörvärde
Steg 1	Ökning av effektbörvärdet med $0,3 \cdot P_{\max}$
Steg 2	Minskning av effektbörvärdet med $0,3 \cdot P_{\max}$, dvs. effektbörvärdet återgår till sitt ursprungliga värde.

Innan ett nytt effektsteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Stationärtillstånd anses uppnått då effektförändringen är inom 98-102 % av den stationära effektförändringen, dvs. för effektsteget på 30 % ska effektförändringen vara inom intervallet 29,4–30,6 % av P_{\max} .

Samtliga provmoment enligt ovan utförs med följande initiala aktiva börvärden för aktiv effekt:

- > 50 % av P_{\max}
- > 70 % av P_{\max}

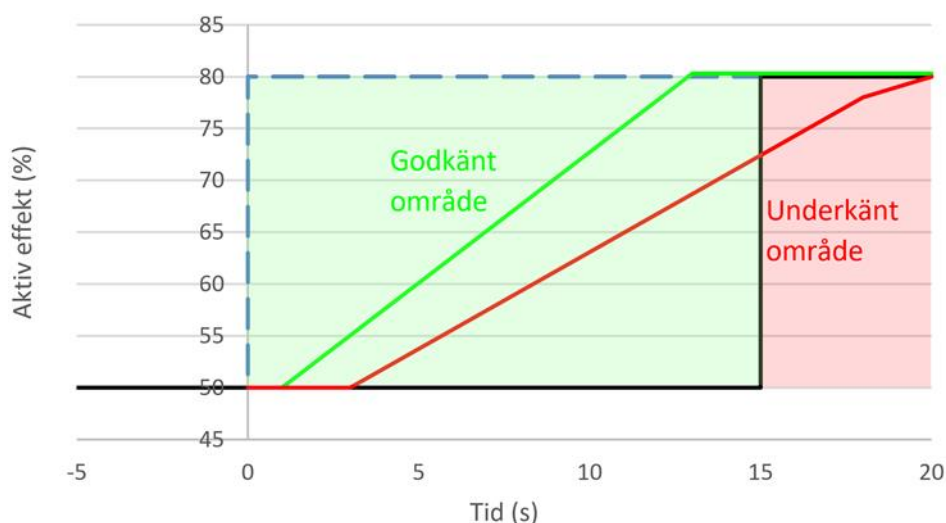
Vid provet ska den tillgängliga aktiva effekten vara minst 80 % av P_{\max} .

För de kraftparksmoduler där det finns rampbegränsare på effektbörvärdesförändringen som går i ingrepp implementeras lämpligen två varianter för ändring av effektbörvärdet; en variant som tillåter snabbare förändring av effektbörvärdet och används vid order från berörd systemansvarig för överföringssystem och en variant som tillåter långsammare förändring av effektbörvärdet och som används vid normal drift.

2.6.4 Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

- > Förändringen av effektbörvärdet uppåt och nedåt för samtliga provade effektnivåer resulterar i en förändring av den aktiva effektproduktionen som efter 15 s överstiger 30 % av P_{\max} (en tolerans på ± 2 % av effektsteget tolereras, dvs. $\pm 0,06 \cdot P_{\max}$), se Figur 8.



Figur 8 Exempel på prov på kraftparksmodul, blåstreckad kurva visar förändring av effektbörvärdet med 30 % från en initial aktiv effektproduktion motsvarande 50 % av P_{max} . Svart är gränsen för kravuppfyllnad, grön ett prov som visar godkänt och röd ett prov som visar underkänt resultat.

2.7 Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens – LFSM-O

2.7.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 13.2
- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 3-6 §

2.7.2 Bakgrund till krav

Frekvensen i kraftsystemet hålls normalt inom 49,9-50,1 Hz men kan vid bortfall, av exempelvis en stor HVDC-länk som exporterar 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. När frekvensen överstiger 50,5 Hz har således något allvarligt inträffat i kraftsystemet och det är viktigt att alla produktionskällor bidrar med minskad aktiv effektproduktion och att detta sker snabbt för att rädda kraftsystemet. Regleringen bör då vara minst lika snabb som föreskrivs för FSM.

Många kraftproduktionsmoduler deltar i marknaden för stödtjänster, exempelvis FCR-D. Kraven för dessa stödtjänster kan innebära krav för hur övergång mellan FCR-D och LFSM-O ska göras för att övergången till LFSM-O inte ska störa FCR-D-leveransen. Exakta krav finns beskrivet i de tekniska kraven för FCR-N och FCR-D.

2.7.3 Syfte med prov

Kraftparksmodulens tekniska förmåga att kontinuerligt och snabbt reglera aktiv effekt för att bidra till frekvensreglering 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.

2.7.4 Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering genom att applicera frekvens in på parkregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 1.1. Prov utförs dels med frekvensramper för att verifiera frekvensdödbandet, dels frekvenssteg för att verifiera statik och snabbhet i regleringen.

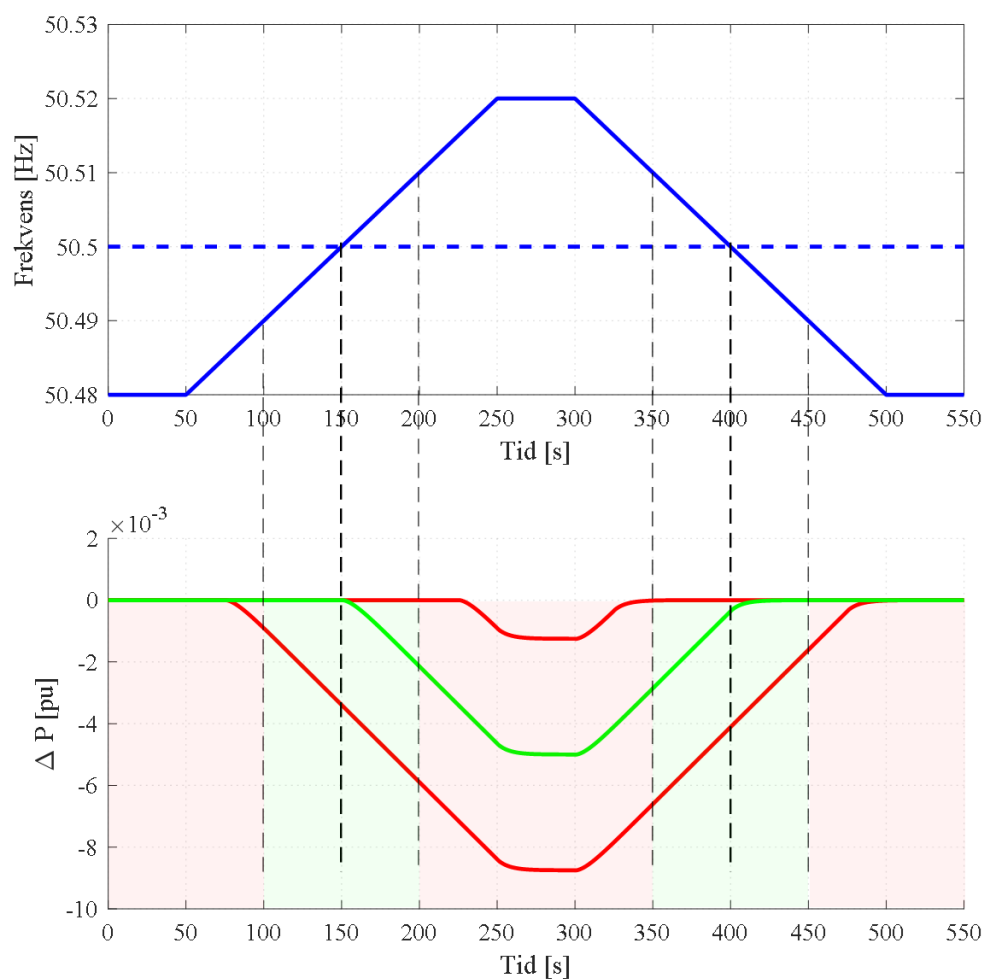
Frekvensramp

Tabell 2 Frekvensförändringar som påförs parkregulatorn vid LFSM-O prov.

Ändring	Frekvensändring
1	Steg: 50,00 => 50,48 Hz
2	Ramp: 0,2 mHz/s under 200 s (50,48 => 50,52 Hz)
3	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (50,52 => 50,48 Hz)
4	Steg: 50,48 => 50,00 Hz

Innan varje ny frekvensförändring påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Många parkregulatorer använder sig av en PI reglering med återkoppling och den integrerande delen av regleringen kommer då att förändras exponentiellt med en tidskonstant T_I . Stationärt tillstånd anses uppnått då $t > 7 * T_I$, där t anger tiden då frekvenssteget appliceras. Tiden t ska dock alltid uppgå till minst 5 minuter ($t > 5$ minuter).

Prov med frekvensramp utförs enbart på en (valfri) effektnivå där den aktiva effekten under provet inte begränsas av tillgänglig primär energi eller minsta nivå med reglerförmåga.



Figur 9 Proov med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.

Frekvenssteg

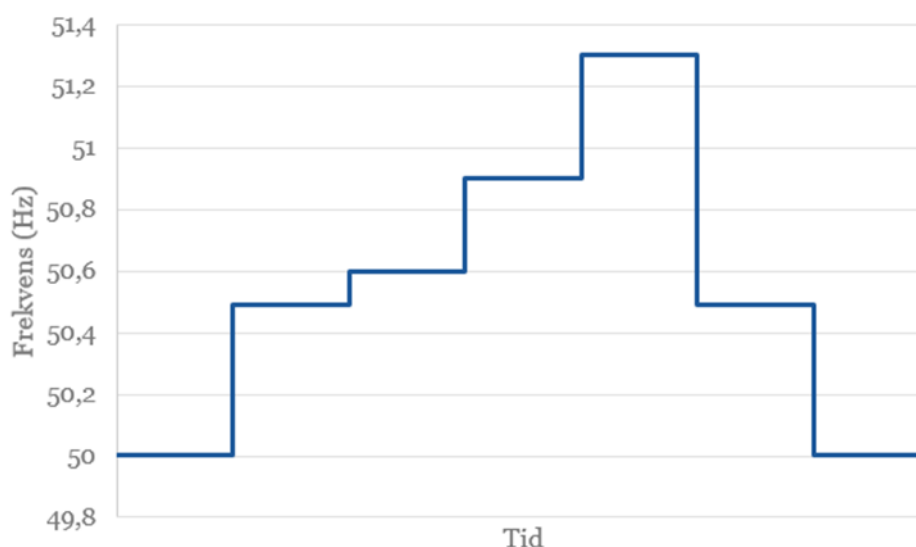
De olika frekvenssteg som påförs parkregulatorn visas i Tabell 3.

Tabell 3 Frekvenssteg som påförs parkregulatorn vid test av LFSM-O

Steg	Frekvenssteg
Steg 1	50,00 => 50,50 Hz
Steg 2	50,50 => 50,60 Hz
Steg 3	50,60 => 50,90 Hz
Steg 4	50,90 => 51,30 Hz
Steg 4b	För effektnivå 2 justeras effektbörvärdet upp från lägsta nivå med reglerförmåga+0,15*P _{max} till lägsta nivå med reglerförmåga+0,25*P _{max}
Steg 5	51,30 => 50,50 Hz

Steg 6	50,50 => 50,00 Hz
--------	-------------------

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Många parkregulatorer använder sig av en PI reglering med återkoppling och den integrerande delen av regleringen kommer då att förändras exponentiellt med en tidskonstant T_I . Stationärt tillstånd anses uppnått då $t > 7 * T_I$, där t anger tiden då frekvenssteget appliceras. Tiden t ska dock alltid uppgå till minst 5 minuter ($t > 5$ minuter).

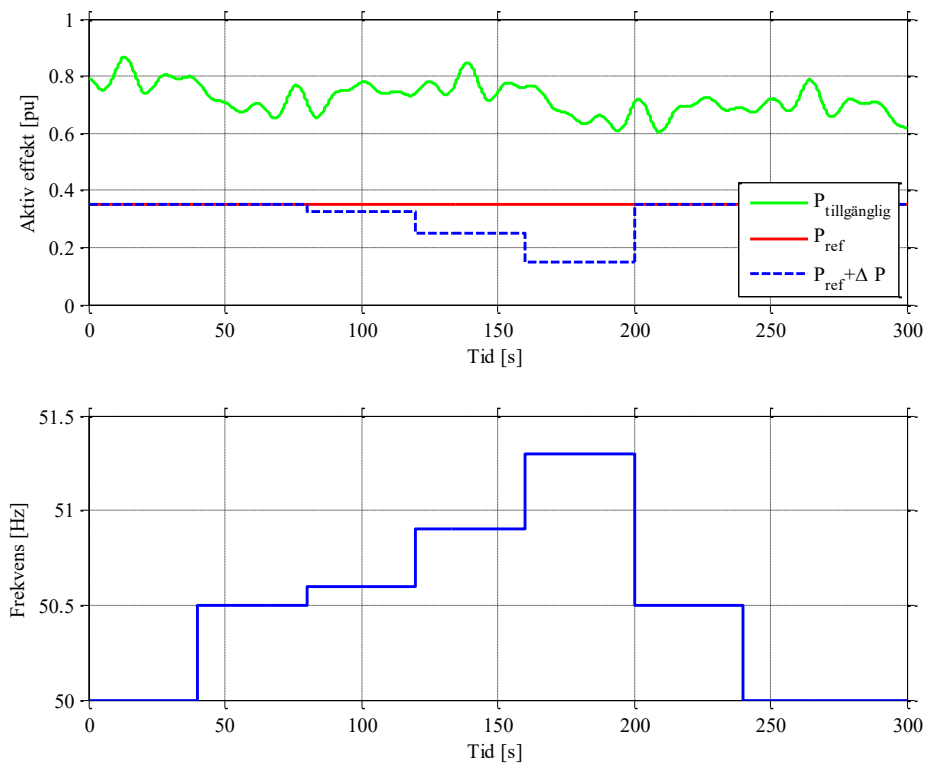


Figur 10 Påförd simulerad frekvenssignal vid test av LFSM-O

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

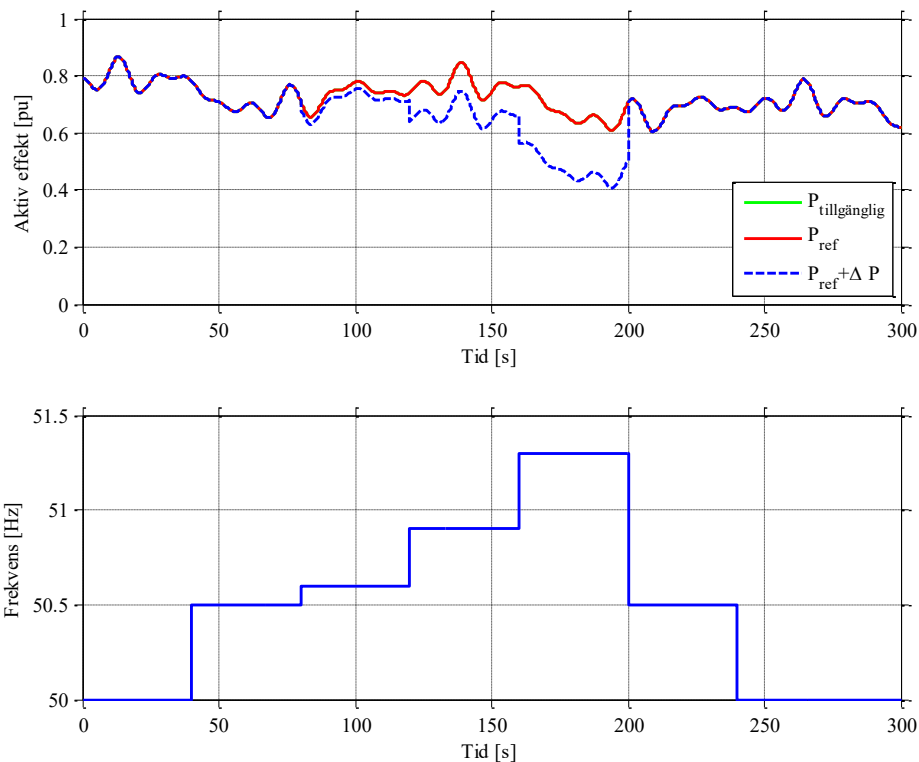
1. Valfritt konstant effektbörvärde inom $(0,8-1,0) * P_{max}$, med tillgång på primär energi som överstiger vald effektnivå. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under provet.
2. Effektbörvärdet, P_{ref} , ska hållas konstant på lägsta nivå med reglerförmåga $+0,15 * P_{max}$, med tillgång på primär energi som överstiger lägsta nivå med reglerförmåga $+0,15 * P_{max}$, enligt Figur 11. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under provet.
3. Kraftparksmodulen ska inte vara effektbegränsad utan ska följa den tillgängliga aktiva effekten som ska vara lägre än P_{max} enligt Figur 12. Produktionen för kraftparksmodulen kommer under provet att variera som en följd av varierande primär energi. Vid aktivering av LFSM-O ska förändringen i aktiv effekt ΔP adderas till referensvärdet, P_{ref} , som i det här fallet är den tillgängliga aktiva effekten.

Vid proven ska kraftparksmodulen ha aktiv effektreglering med ovanstående börvärden. Proven på effektnivåerna 1 och 2 ska utföras vid förhållanden då tillgången på primär energi överstiger det givna börvärdet, se exempel i Figur 11.



Figur 11 Exempel på LFSM-O respons vid aktiv effektreglering med börvärdet 0,35 pu och lägsta nivå med reglerförmåga 0,2 pu.

Effektnivå 3 motsvarar att kraftparksmodulen inte är effektbegränsad utan följer tillgänglig aktiv effekt som är mindre än P_{max} . Provet utförs på valfri aktiv effektnivå och förändringen i den aktiva effektproduktionen för ett steg i frekvensen, ΔP , relaterar till den tillgängliga aktiva effekten enligt exemplet i Figur 12.



Figur 12 Exempel på LFSM-O respons där kraftparksmodulen följer den tillgängliga aktiva effekten som är lägre än P_{max} .

2.7.5 Analys av prov

Frekvensrampsproven plottas i analogi med Figur 9, dvs. det ska tydligt ses i figuren när frekvensen går utanför frekvensdödbandet så att det lätt går att avläsa när den aktiva effekten börjar och slutar att förändras. Som visas i figuren ska förändringen påbörjas/avslutas inom det gröna området.

Utformningen av regleringen innebär emellertid att en viss tidsfördröjning fås ifrån att frekvensen ändras tills att responsen ses i aktiv effekt. Om detta innebär att kravet är på gränsen till att klaras finns möjlighet att återupprepa provet fast med ännu lägre frekvensramp än 0,2 mHz/s.

Utifrån utförda frekvensstegsprov tas stationär aktiv effektförändring, ΔP , vid varje frekvenssteg, Δf , fram.

2.7.6 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Frekvensrampsproven visar att den aktiva effekten börjar att förändras då frekvensen är utanför frekvensdödbandet (grönt område i Figur 9) och

slutar att förändras då frekvensen är innanför frekvensdödbandet (grönt område i Figur 9). En acceptans på 10 mHz avvikelse accepteras, dvs. frekvensdödbandet accepteras vara mellan 0,49-0,51 Hz.

- > Frekvenssteg 1-6 resulterar i förändring av den aktiva effektproduktionen i enlighet med Tabell 4. För varje enskilt frekvenssteg accepteras en tolerans på $\pm 0,5$ % av P_{\max} (exempelvis för steg 4 accepteras en effektminskning på 9,5-10,5 % av P_{\max}). Ackumulerat, dvs. för ΔP_{tot} , accepteras en tolerans på $\pm 1,0$ % av P_{\max} .

Tabell 4 Krav på effektförändring vid prov av olika frekvenssteg vid LFSM-O.

Steg	Frekvenssteg	ΔP (% av P_{\max})	ΔP_{tot} (% av P_{\max})
Steg 1	50,00 => 50,50 Hz	0	0
Steg 2	50,50 => 50,60 Hz	-2,5	-2,5
Steg 3	50,60 => 50,90 Hz	-7,5	-10
Steg 4	50,90 => 51,30 Hz	-10*	-20**
Steg 5	51,30 => 50,50 Hz	+20**	0
Steg 6	50,50 => 50,00 Hz	0	0

*-5 % vid effektnivå 2 pga. begränsning vid lägsta nivå med reglerförmåga och förändring av effektbörvärdet.

** ± 15 % vid effektnivå 2 pga. begränsning vid lägsta nivå med reglerförmåga och förändring av effektbörvärdet.

- > Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 4 (gäller ej för belastningsnivå 2) ska minska med 10 % av P_{\max} på 30 s (en tolerans på $\pm 0,5$ % accepteras, dvs. minskningen ska vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{\max} efter 30 s)
- > Påbörjad förändring 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 effektnivå 2, medför att aktiv effektproduktion stabiliseras på lägsta nivå med reglerförmåga.
- > Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i stationära aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av P_{\max}
- > Ändring av effektbörvärdet vid effektnivå 2 och frekvensen 51,3 Hz (steg 4b) inte resulterar i någon förändring av den aktiva effektproduktionen

2.8 Begränsat frekvenskänslighetsläge vid underfrekvens - LFSM-U

2.8.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2.c
- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 20-22 §

2.8.2 Bakgrund till krav

Frekvensen i kraftsystemet hålls normalt inom 49,9-50,1 Hz men kan vid bortfall av exempelvis en stor produktionskälla eller HVDC-länk som importerar effekt kortvarigt hamna nedåt 49,5 Hz. Att frekvensen underskrider 49,5 Hz händer dock mycket sällan och normalt är det flera år mellan sådana händelser. När frekvensen understiger 49,5 Hz har således något allvarligt inträffat i kraftsystemet och det är viktigt att alla produktionskällor bidrar med ökad aktiv effektproduktion och att detta sker snabbt för att rädda kraftsystemet. Regleringen bör då vara minst lika snabb som föreskrivs för FSM.

Många kraftproduktionsmoduler deltar i marknaden för stödtjänster, exempelvis FCR-D. Kraven för dessa stödtjänster kan inbegripa krav för hur övergång mellan FCR-D och LFSM-U ska göras för att övergången till LFSM-U inte ska störa FCR-D-leveransen. Exakta krav finns beskrivet i de tekniska kraven för FCR-N och FCR-D.

2.8.3 Syfte med prov

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

2.8.4 Utförande av prov

Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering genom att applicera frekvens in på parkregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 1.1.

Frekvensramp

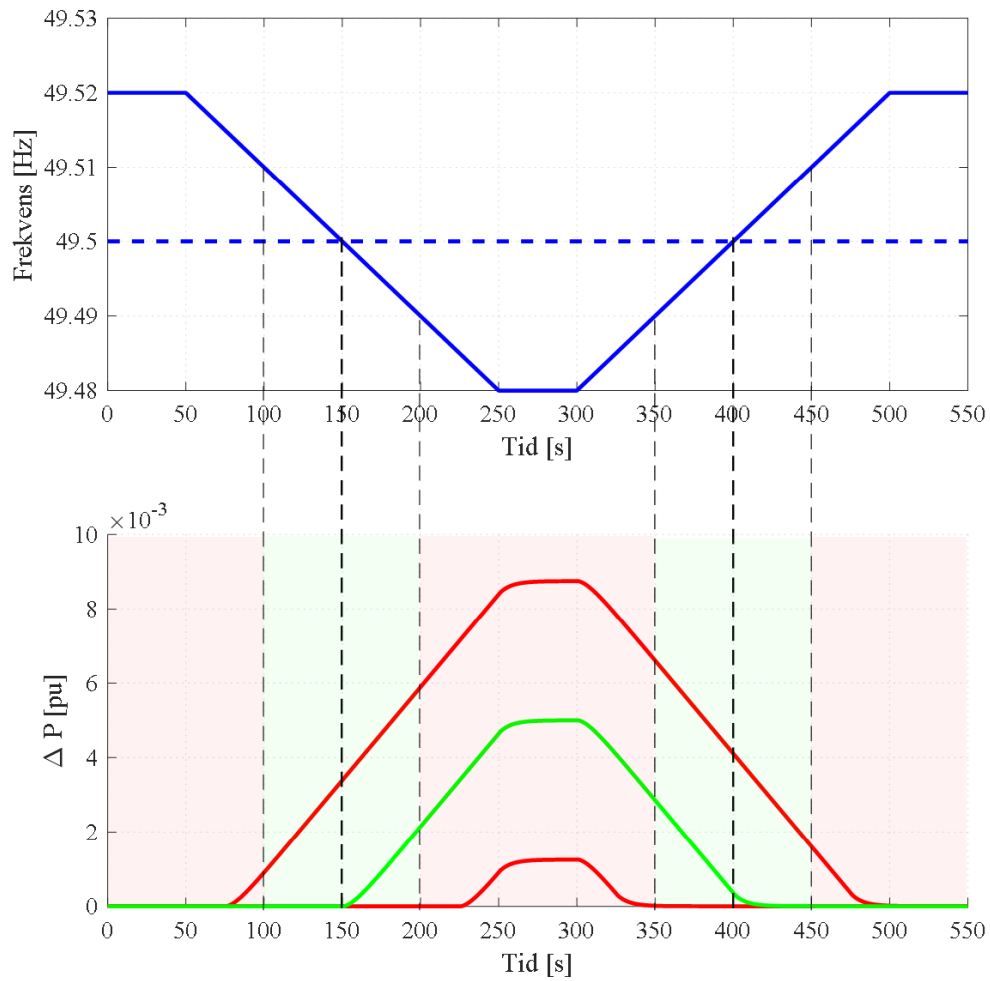
De olika frekvenssteg som påförs parkregulatorn visas i Tabell 5.

Tabell 5 Frekvensförändringar som påförs parkregulatorn vid LFSM-U prov.

Ändring	Frekvensändring
1	Steg: 50,00 => 49,52 Hz
2	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (49,52 => 49,48 Hz)
3	Ramp: +0,2 mHz/s under 200 s (49,48 => 49,52 Hz)
4	Steg: 49,52 => 50,00 Hz

Innan varje ny frekvensförändring påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Många parkregulatorer använder sig av en PI reglering med återkoppling och den integrerande delen av regleringen kommer då att förändras exponentiellt med en tidskonstant T_I . Stationärt tillstånd anses uppnått då $t > 7 * T_I$, där t anger tiden då frekvenssteget appliceras. Tiden t ska dock alltid uppgå till minst 5 minuter ($t > 5$ minuter).

Prov med frekvensramp utförs enbart på en (valfri) effektnivå där den aktiva effekten under provet inte begränsas av tillgänglig primär energi eller minsta nivå med reglerförmåga.



Figur 13 Prov med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.

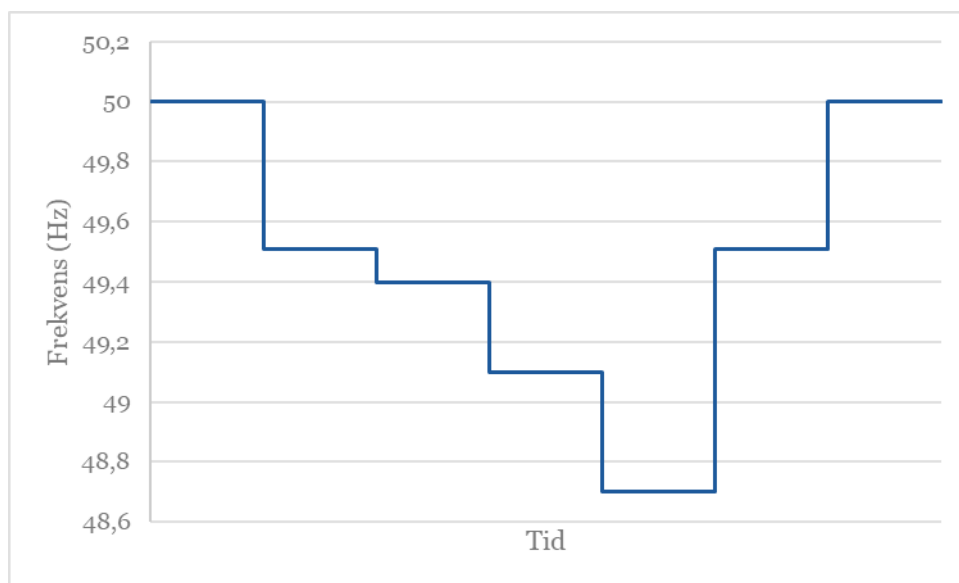
Frekvenssteg

De olika frekvenssteg som påförs parkregulatorn visas i Tabell 6.

Tabell 6 Frekvenssteg som påförs parkregulatorn vid test av LFSM-U

Steg	Frekvenssteg
Steg 1	50,00 => 49,50 Hz
Steg 2	49,50 => 49,40 Hz
Steg 3	49,40 => 49,10 Hz
Steg 4	49,10 => 48,70 Hz
Steg 5	48,70 => 49,50 Hz
Steg 6	49,50 => 50,00 Hz

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Många parkregulatorer använder sig av en PI reglering med återkoppling och den integrerande delen av regleringen kommer då att förändras exponentiellt med en tidskonstant T_I . Stationärt tillstånd anses uppnått då $t > 7 * T_I$, där t anger tiden då frekvenssteget appliceras. Tiden t ska dock alltid uppgå till minst 5 minuter ($t > 5$ minuter).



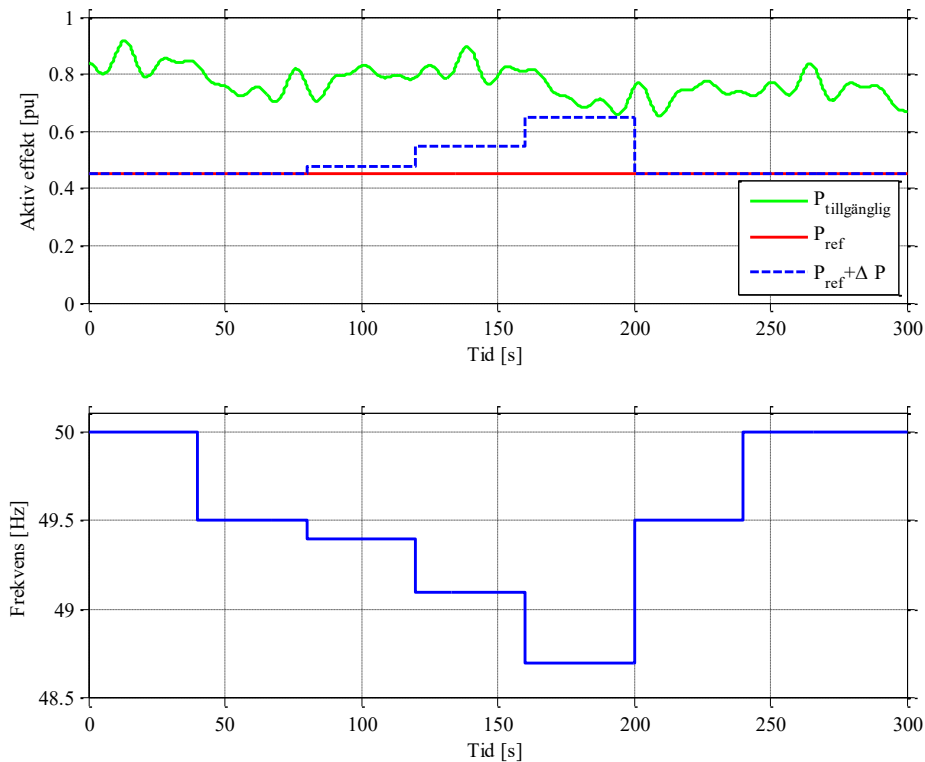
Figur 14 Påförd simulerad frekvenssignal vid test av LFSM-U

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

1. Valfritt konstant effektbörvärde inom $(0,6-0,8) * P_{max}$, med tillgång på primär energi som överstiger vald effektnivå. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under provet.
2. Effektbörvärdet P_{ref} ska vara konstant lägsta nivå med reglerförmåga, med tillgång på primär energi som överstiger lägsta nivå med reglerförmåga $+0,25 * P_{max}$ enligt Figur 15. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under provet.
3. Effektbörvärdet P_{ref} ska vara 0,2 pu lägre än den tillgängliga effekten, med tillgång på primär energi som är lägre än P_{max} enligt Figur 16, vilket innebär att P_{ref} förändras med den tillgängliga aktiva effekten för att alltid ha 0,2 pu aktiv effekt tillgänglig för frekvensreglering.

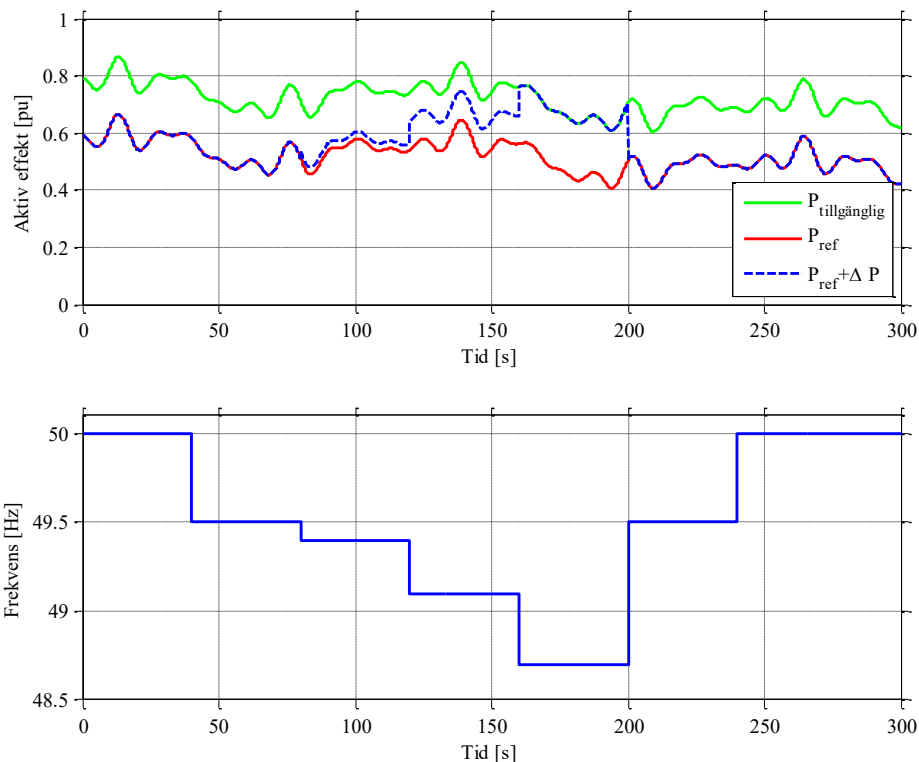
Vid proven ska kraftparksmodulen ha aktiv effekterreglering med ovanstående börvärden. Proven på effektnivåerna 1 och 2 ska utföras vid förhållanden då

tillgången på primär energi överstiger det givna börvärdet, se exempel i Figur 15.



Figur 15 Exempel på LFSM-U respons vid aktiv effekterreglering med börvärdet 0,45 pu där lägsta nivå med reglerförmåga är 0,2 pu.

Effektnivå 3 motsvarar att referensvärdet P_{ref} för aktiv effekt är 0,2 pu under tillgänglig aktiv effekt för att möjliggöra frekvensreglering. Referensvärdet för aktiv effekt kommer därmed att variera under simuleringen beroende på variationerna i tillgänglig aktiv effekt. För att kunna ge en ökning i aktiv effekt som en funktion av LFSM-U ska kraftproduktionsmodulen under testet ha ett aktivt effektbörvärde som är 0,2 pu lägre än den tillgängliga effekten. Provet utförs på valfri aktiv effektnivå och förändringen i den aktiva effektproduktionen för steg i frekvensen relaterar till den tillgängliga aktiva effekten enligt exemplet i Figur 16.



Figur 16 Exempel på LFSM-U respons där kraftparksmodulen följer den tillgängliga aktiva effekten som är lägre än P_{max} och har 0.2 pu marginal för frekvensreglering..

2.8.5 Analys av prov

Frekvensrampsproven plottas i analogi med Figur 13 dvs. det ska tydligt ses i figuren när frekvensen går utanför frekvensdödbandet så att det lätt går att avläsa när den aktiva effekten börjar och slutar att förändras. Som visas i figuren ska förändringen påbörjas/avslutas inom det gröna området.

Utformningen av regleringen innebär emellertid att en viss tidsfördröjning fås ifrån att frekvensen ändras tills att responsen ses i aktiv effekt. Om detta innebär att kravet är på gränsen till att klaras finns möjlighet att återupprepa provet fast med ännu lägre frekvensramp än 0,2 mHz/s.

Utifrån utförda frekvensstegsprov tas stationär aktiv effektökning, ΔP , vid varje frekvenssteg, Δf , fram.

2.8.6 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Frekvensrampsproven visar att den aktiva effekten börjar att förändras då frekvensen är utanför frekvensdödbandet (grönt område i Figur 13) och

slutar att förändras då frekvensen är innanför frekvensdödbandet (grönt område i Figur 13). En acceptans på 10 mHz avvikelse accepteras, dvs. frekvensdödbandet accepteras vara mellan 0,49-0,51 Hz.

- > Frekvenssteg 1-6 resulterar i förändring av den aktiva effektproduktionen i enlighet med Tabell 7. För varje enskilt frekvenssteg accepteras en tolerans på $\pm 0,5$ % av P_{\max} (exempelvis för steg 4 accepteras en effektökning på 9,5-10,5 % av P_{\max}). Ackumulerat, dvs. för ΔP_{tot} , accepteras en tolerans på $\pm 1,0$ % av P_{\max} .

Tabell 7 Krav på effektförändring vid simulering av olika frekvenssteg vid LFSM-U.

Steg	Frekvenssteg	ΔP (% av P_{\max})	ΔP_{tot} (% av P_{\max})
Steg 1	50,00 => 49,50 Hz	0	0
Steg 2	49,50 => 49,40 Hz	+2,5	+2,5
Steg 3	49,40 => 49,10 Hz	+7,5	+10
Steg 4	49,10 => 48,70 Hz	+10	+20
Steg 5	48,70 => 49,50 Hz	-20	0
Steg 6	49,50 => 50,00 Hz	0	0

- > Påbörjad förändring i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats, detta gäller för de frekvenssteg som resulterar i aktivering av LFSM-U aktiveras, dvs. där $f < 49,5$ Hz
- > Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 4 (gäller ej för belastningsnivå 1 och 3) kan öka med 10 % av P_{\max} på 30 s (en tolerans på $\pm 0,5$ % accepteras, dvs. ökningen ska vara inom intervallet 9,5-10,5 % av P_{\max} efter 30 s)
- > Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i stationära aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av P_{\max}

2.9 Frekvenskänslighetsläge - FSM

2.9.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.2.d
- > EIFS 2018:2: Kapitel 3, 23-29 §

2.9.2 Bakgrund till krav

Frekvensen i kraftsystemet hålls normalt inom 49,9-50,1 Hz men kan vid bortfall av exempelvis en stor produktionskälla eller HVDC-länk resultera i att frekvensen sjunker/stiger väsentligt mer. För att klara av dessa driftsituationer köper de systemansvariga i Norden in stödtjänsterna FCR-D upp och FCR-D ned. I händelse av att det inte finns tillgänglig FCR-D kapacitet på marknaden eller att kraftsystemet befinner sig i ett annat drifttillstånd än normaldrift som kräver mer frekvensregleringsresurser kan Svenska kraftnät beordra kraftproduktionsmoduler att aktivera reglermod FSM.

2.9.3 Syfte med prov

Kraftparksmodulens tekniska förmåga att kontinuerligt reglera aktiv effekt för att bidra till frekvensreglering vid en ökning eller minskning av frekvensen ska visas vid olika produktionsnivåer. Parametrar som statik och dödband, okänslighet för frekvenssvar samt dynamisk prestanda ska verifieras.

För de kraftparksmoduler som kvalificerats utifrån de nya kraven på FCR-D (de nya kraven börjar gälla från 1 september 2023), både FCR-D upp och FCR-D ned, behöver ingen prekvalificering ske av FSM. Observera att de nya kraven på FCR-D kräver omfattande provning med frekvenssteg, frekvensramper och överlagrade sinusformade variationer av frekvensen. Det innebär mer provning för FCR-D jämfört med de krav på provning som gäller för FSM i detta dokument. Dessutom är kravet på snabbhet och stabilitet för FCR-D hårdare än för FSM.

2.9.4 Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod frekvensreglering-FSM genom att applicera frekvens in på parkregulatorn i enlighet med den procedur för provning som finns beskriven i avsnitt 1.1. Provet delas upp i olika delprov för att testa:

- > Dödband och okänslighet för frekvenssvar
- > Snabbhet i reglering samt statik

2.9.5 Utförande av delprov *dödband och okänslighet för frekvenssvar*

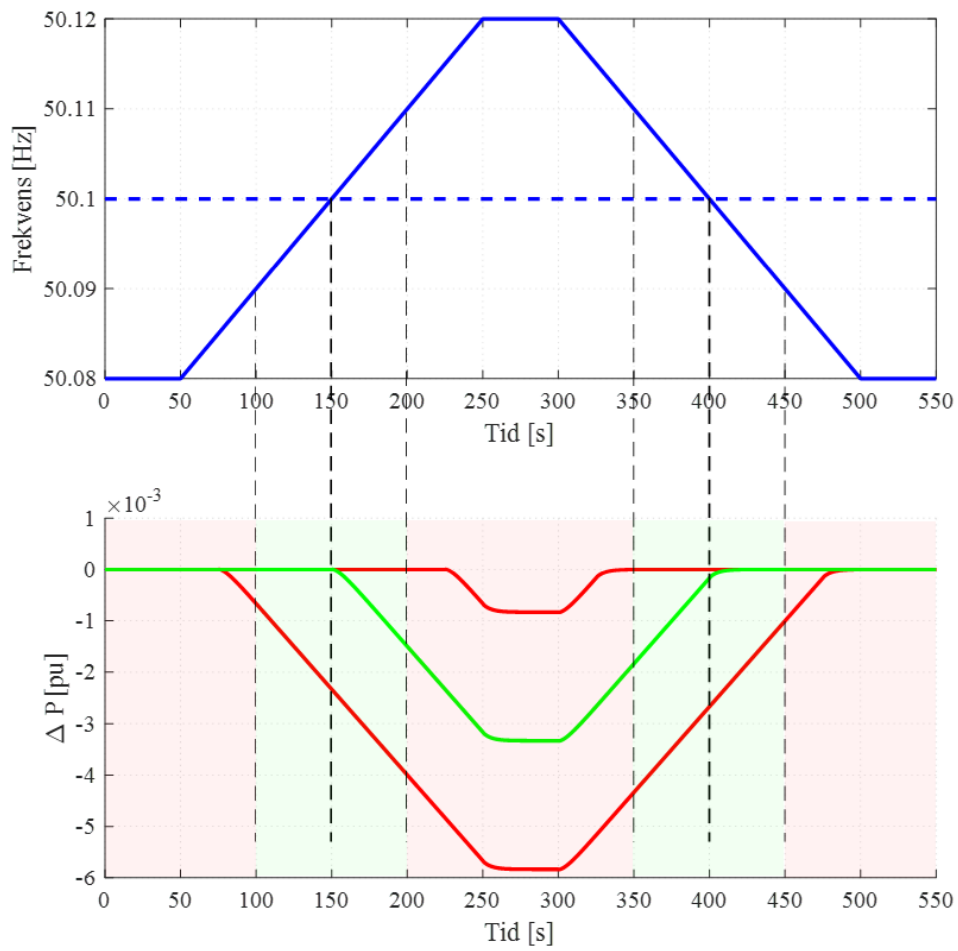
Syftet med delprovet är att säkerställa att dödbandet är $\pm 0,1$ Hz och att det är justerbart samt att okänsligheten för frekvenssvar är mindre än 10 mHz, dvs. fås en förändring i frekvens som är högre än okänsligheten så ska detta kunna

mätas upp i form av en respons i aktiv effekt. Statikinställningen ska vid provet vara inställd på 12 %.

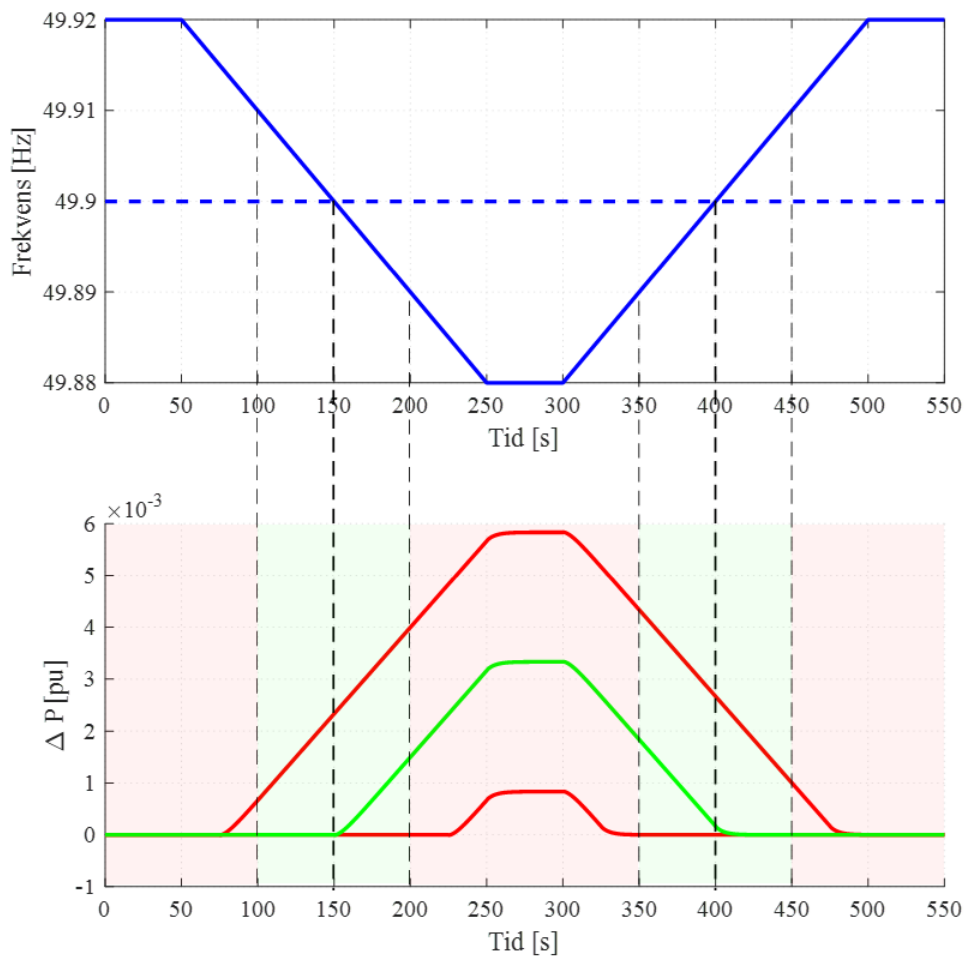
De olika frekvensändringar, både frekvenssteg och frekvensramper, som påförs regulatorn vid prov med frekvensdödband $\pm 0,1$ Hz och statik 12 % visas i Tabell 8 och frekvensramperna åskådliggörs även i Figur 17 och Figur 18.

Tabell 8 Frekvensförändringar som påförs parkregulatorn vid prov av FSM vid frekvensdödband $\pm 0,1$ Hz och statik 12 %.

Ändring	Frekvensändring
1	Steg: 50,00 => 50,08 Hz
2	Ramp: 0,2 mHz/s under 200 s (50,08 => 50,12 Hz)
3	Steg: 50,12 => 50,13 Hz
4	Steg: 50,13 => 50,12 Hz
5	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (50,12 => 50,08 Hz)
6	Steg: 50,08 => 49,92 Hz
7	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (49,92 => 49,88 Hz)
8	Ramp: +0,2 mHz/s under 200 s (49,88 => 49,92 Hz)
9	Steg: 49,92 => 50,00 Hz



Figur 17 Prov med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband vid FSM och $\pm 0,1$ Hz dödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls, frekvensstegen 50,12 till 50,13 Hz och vice versa är inte inkluderade i figuren.



Figur 18 Prov med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband vid FSM och $\pm 0,1$ Hz dödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.

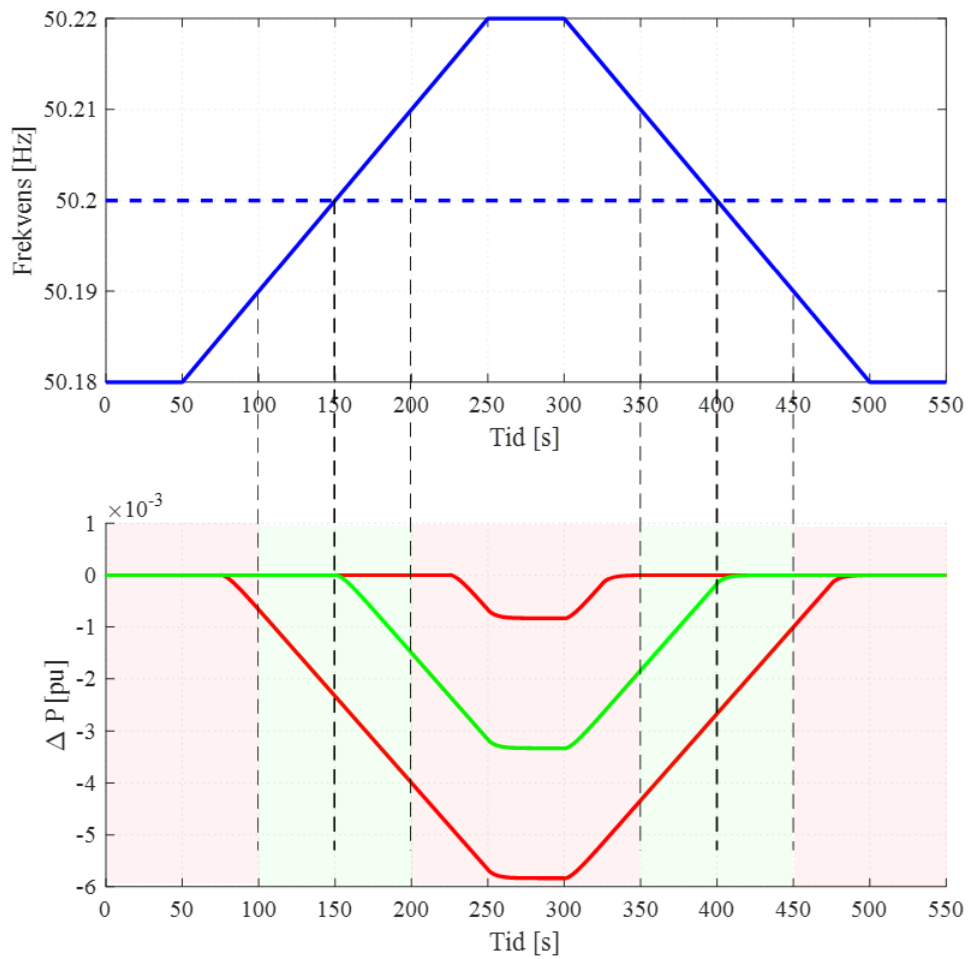
Innan varje ny frekvensförändring påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Många parkregulatorer använder sig av en PI reglering med återkoppling och den integrerande delen av regleringen kommer då att förändras exponentiellt med en tidskonstant T_I . Stationärt tillstånd anses uppnått då $t > 7 * T_I$, där t anger tiden då frekvenssteget appliceras. Tiden t ska dock alltid uppgå till minst 5 minuter ($t > 5$ minuter).

Prov med frekvensramp utförs enbart på en (valfri) effektnivå där den aktiva effekten under provet inte begränsas av tillgänglig primär energi eller minsta nivå med reglerförmåga.

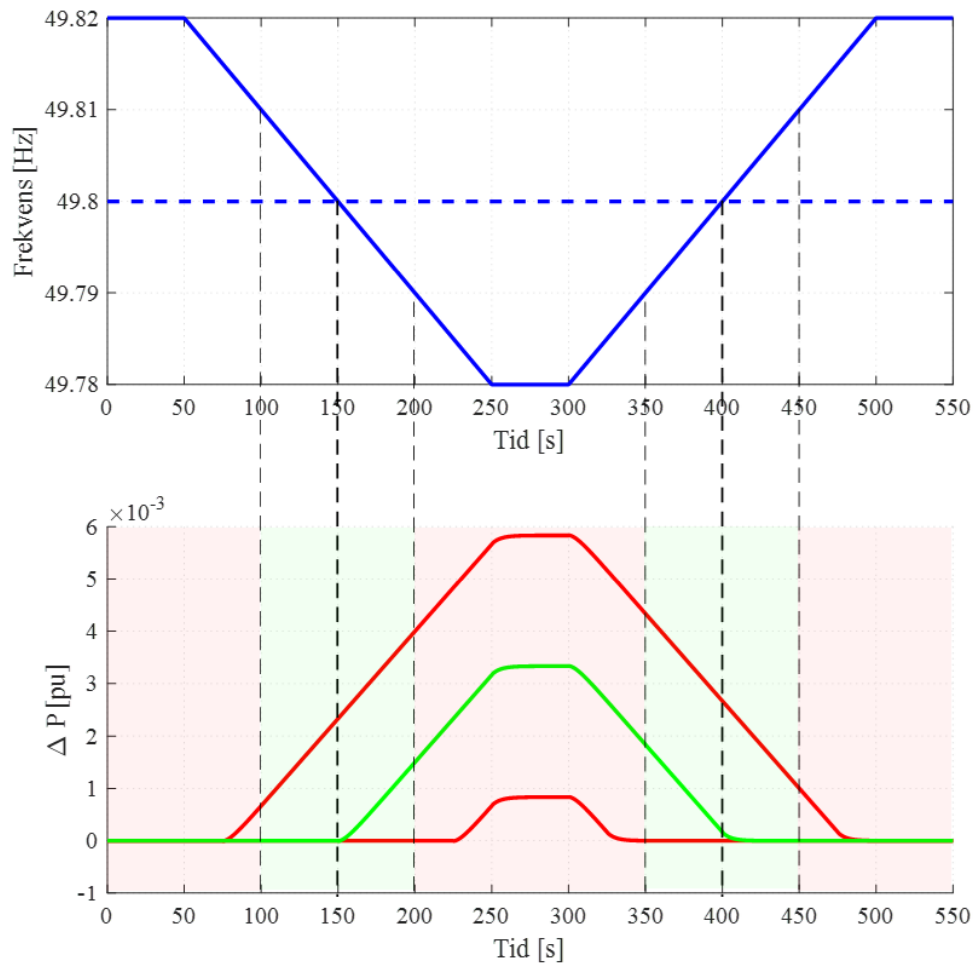
Frekvensdödbandet ställs in på 0,20 Hz, statiken är kvar på 12 %, och därefter påförs följande frekvensändring på parkregulatorn enligt Tabell 9 vid valfri effektnivå. Frekvensramperna åskådliggörs även i Figur 19 och Figur 20.

Tabell 9 Frekvenssteg som påförs parkregulatorn vid prov av FSM vid frekvensdödband 0,2 Hz och statik 12 %.

Ändring	Frekvensändring
10	Steg: 50,00 => 50,18 Hz
11	Ramp: 0,2 mHz/s under 200 s (50,18 => 50,22 Hz)
12	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (50,22 => 50,18 Hz)
14	Steg: 50,18 => 49,82 Hz
15	Ramp: -0,2 mHz/s under 200 s (49,82 => 49,78 Hz)
16	Ramp: 0,2 mHz/s under 200 s (49,78 => 49,82 Hz)
17	Steg: 49,82 => 50,00 Hz



Figur 19 Prov med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband vid FSM och $\pm 0,2$ Hz dödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.



Figur 20 Prov med frekvensramper för att verifiera frekvensdödband vid FSM och $\pm 0,2$ Hz dödband, grön kurva och grönt område visar när kravet uppfylls och röda kurvor och rött område visar när kravet inte uppfylls.

2.9.1 Analys av delprov dödband och okänslighet för frekvenssvar

Frekvensrampsproven plottas i analogi med Figur 17 och Figur 18 respektive Figur 19 och Figur 20, dvs. det ska tydligt markeras i figuren när frekvensen går utanför frekvensdödbandet så att det lätt går att avläsa när den aktiva effekten börjar att förändras.

2.9.2 Resultat av delprov dödband och okänslighet för frekvenssvar

Provet ska anses godkänt om:

- > Frekvensändring 1, 6, 9, 10, 14 och 17 inte resulterar i några förändringar i aktiv effektproduktion, dvs. inom frekvensdödbandet.
- > Frekvensändring 2 och 5 samt 7 och 8 visar på ett frekvensdödband som är $\pm 0,1$ Hz. En tolerans på ± 10 mHz accepteras, dvs. frekvensdödbandet ska vara inom 0,09-0,11 Hz.
- > Frekvensändring 11 och 12 samt 15 och 16 visar på ett frekvensdödband som är $\pm 0,2$ Hz. En tolerans på ± 10 mHz accepteras, dvs. frekvensdödbandet ska vara inom 0,19-0,21 Hz.
- > Frekvensändring 3 och 4 resulterar i en uppmätbar förändring i aktiv effektproduktion, dvs. okänsligheten för frekvenssvar < 10 mHz.

2.9.3 Delprov snabbhet i reglering samt statik

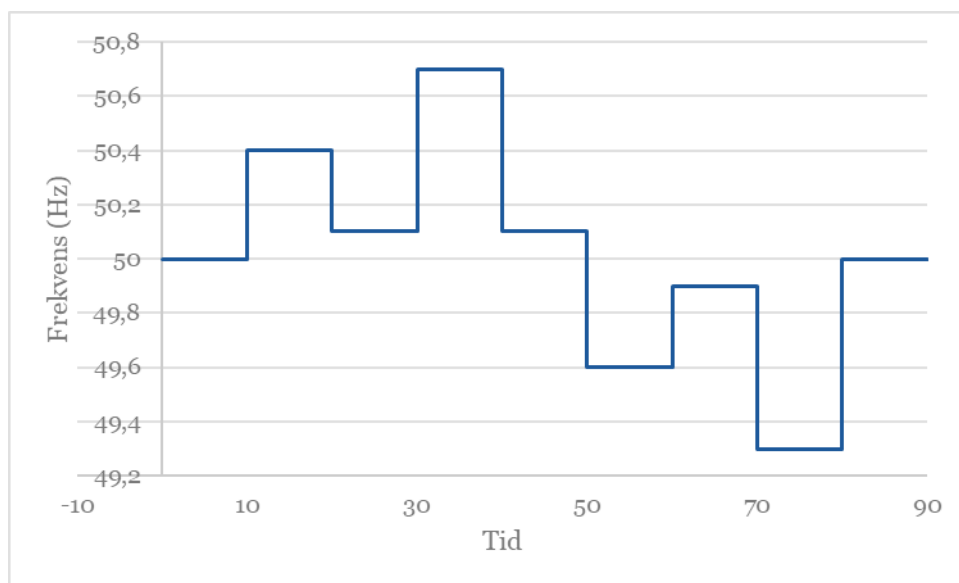
Syftet med delprovet är att säkerställa snabbheten i den respons som fås i samband med stegförändringar i frekvensen, aktiverad effekt samt statikinställning.

2.9.4 Utförande av delprov snabbhet i reglering samt statik

Provet utförs vid en statikinställning på 12 % och ett frekvensdödband på $\pm 0,1$ Hz. De olika frekvenssteg som påförs parkregulatorn visas i Tabell 10 och Figur 21.

Tabell 10 Frekvenssteg som påförs parkregulatorn för prov av snabbhet och statik för FSM vid frekvensdödband 0,1 Hz och statik 12 %.

Steg	Frekvenssteg
Steg 1	50,00 => 50,40 Hz
Steg 2	50,40 => 50,10 Hz
Steg 3	50,10 => 50,70 Hz
Steg 4	50,70 => 50,10 Hz
Steg 5	50,10 => 49,60 Hz
Steg 6	49,60 => 49,90 Hz
Steg 7	49,90 => 49,30 Hz
Steg 8	49,30 => 50,00 Hz



Figur 21 Frekvenssteg som ska påföras vid prov av snabbheten för FSM vid frekvensdödband 0,1 Hz och statik 12 %.

Innan varje nytt frekvenssteg påförs ska stationärtillstånd ha uppnåtts. Många parkregulatorer använder sig av en PI reglering med återkoppling och den integrerande delen av regleringen kommer då att förändras exponentiellt med en tidskonstant T_1 . Stationärt tillstånd anses uppnått då $t > 7 * T_1$, där t anger tiden då frekvenssteget appliceras. Tiden t ska dock alltid uppgå till minst 5 minuter ($t > 5$ minuter). Efter steg 3 och 7 gäller dessutom att nästkommande steg får påföras tidigast efter 15 minuter.

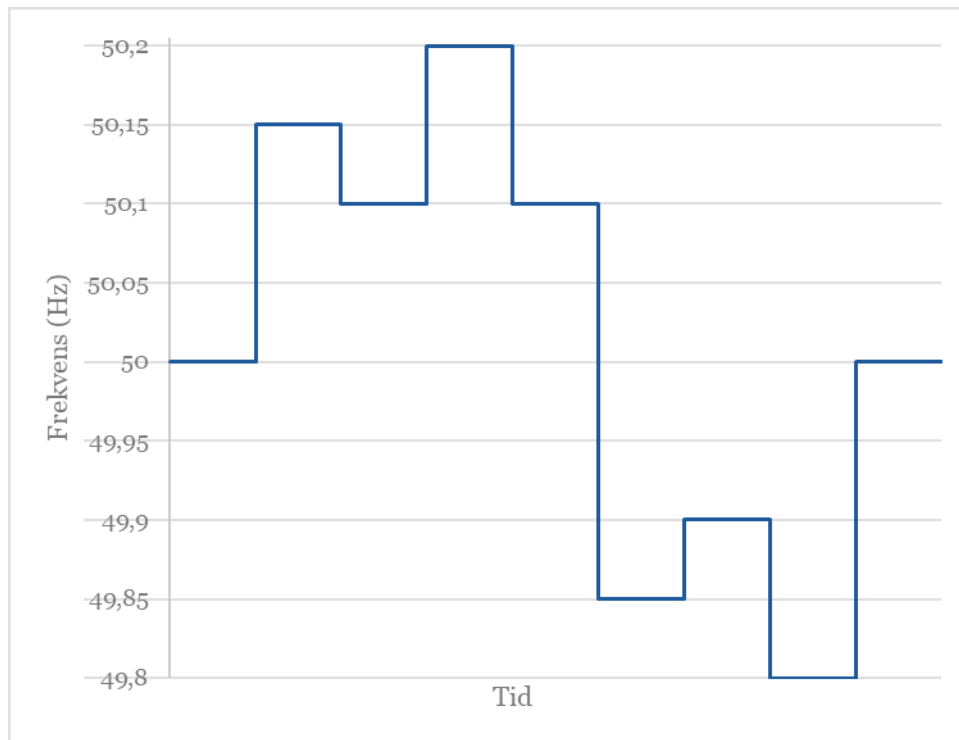
För effektnivå 1 utförs även prov när statiken ändras från 12 % till 2 %, och frekvensdödbandet är kvar på 0,1 Hz. För att erhålla samma storlek på de aktiva effektförändringarna (bortsett från eventuell aktivering av LFSM-O/U) utförs provet med mindre frekvenssteg enligt Tabell 11 och Figur 22.

Tabell 11 Frekvenssteg som påförs parkregulatorn vid prov av snabbheten för FSM vid frekvensdödband 0,1 Hz och statik 2 %

Steg	Frekvenssteg
Steg 9	50,00 => 50,15 Hz
Steg 10	50,15 => 50,10 Hz
Steg 11	50,10 => 50,20 Hz
Steg 12	50,20 => 50,10 Hz
Steg 13	50,10 => 49,85 Hz
Steg 14	49,85 => 49,90 Hz
Steg 15	49,90 => 49,80 Hz

Steg 16

49,80 => 50,00 Hz



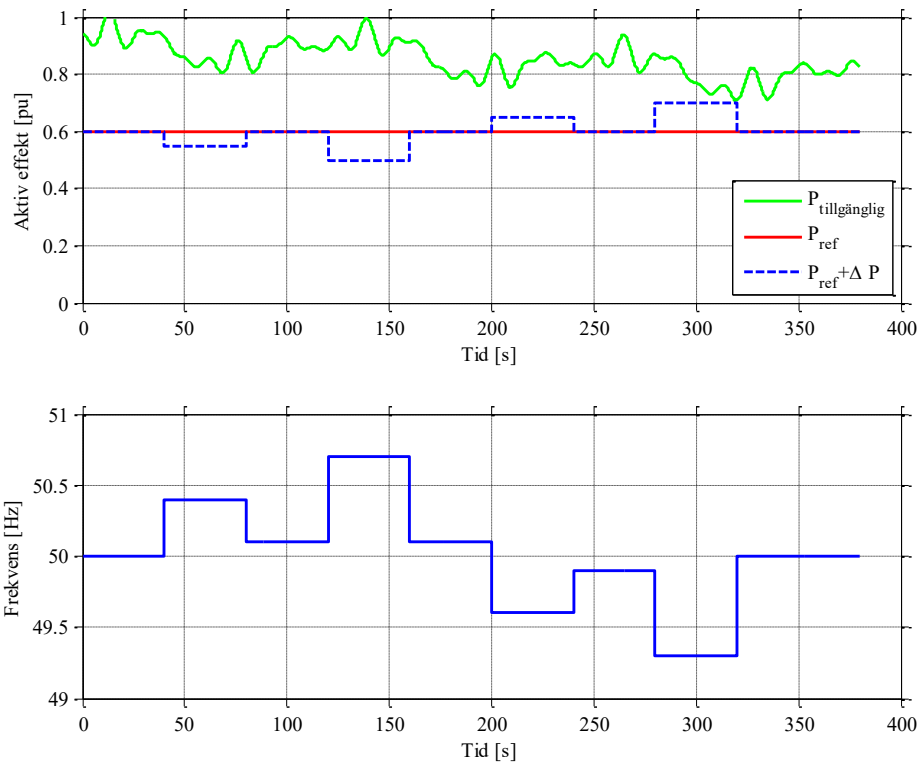
Figur 22 Frekvenssteg som ska påföras vid prov av snabbheten för FSM vid frekvensdöband 0,1 Hz och statik 2 %.

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

1. Valfritt konstant effektbörvärde inom $(0,8-0,95) \cdot P_{\max}$, med tillgång på primär energi som överstiger vald effektnivå. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under provet.
2. Effektbörvärdet ska vara $0,5 \cdot (P_{\max} + \text{Lägsta nivå med reglerförmåga})$, med tillgång på primär energi som överstiger $0,5 \cdot (\text{lägsta nivå med reglerförmåga}) + 0,6 \cdot P_{\max}$. enligt Figur 23. Kraftparksmodulen ska kunna producera konstant aktiv effekt vid det givna börvärdet under provet.
3. Effektbörvärdet P_{ref} ska vara 0,1 pu lägre än den tillgängliga effekten, med tillgång på primär energi som är lägre än P_{\max} enligt Figur 24, vilket innebär att P_{ref} förändras med den tillgängliga aktiva effekten för att alltid ha 0,1 pu aktiv effekt tillgänglig för frekvensreglering.

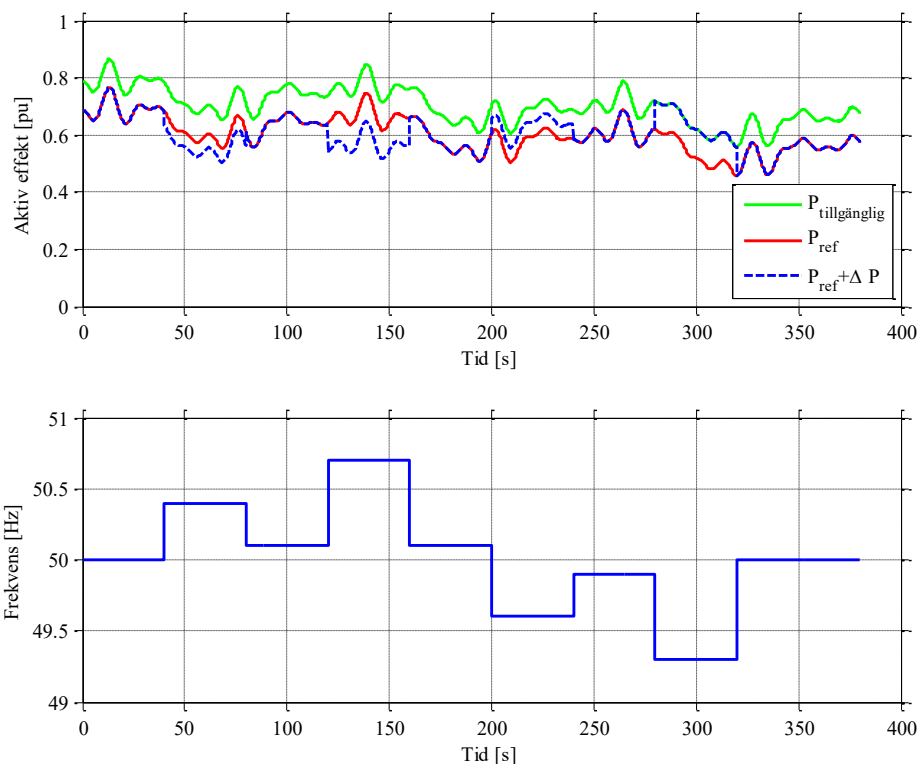
Vid proven på effektnivåerna 1 och 2 ska kraftparksmodulen ha aktiv effektreglering med ovanstående börvärden. Provet ska utföras vid

förhållanden då tillgången på primär energi överstiger det givna börvärdet, se exempel i Figur 23.



Figur 23 Exempel på FSM respons vid aktiv effektreglering med börvärdet 0,6 pu där lägsta nivå med reglerförmåga är 0,2 pu.

Effektnivå 3 motsvarar att kraftparksmodulen inte är effektbegränsad utan följer tillgänglig aktiv effekt, dvs. börvärdet för aktiv effekt är P_{\max} men den tillgängliga primära energin är lägre. För att kunna ge en ökning i aktiv effekt som en funktion av FSM ska kraftproduktionsmodulen under testet ha ett börvärde för den aktiva effekten som är 0,1 pu lägre än den tillgängliga effekten. Provet utförs på valfri aktiv effektnivå och förändringen i den aktiva effektproduktionen för ett steg i frekvensen relaterar till den tillgängliga aktiva effekten enligt exemplet i Figur 24.



Figur 24 Exempel på FSM respons vid aktiv effektreglering där kraftparksmodulen följer den tillgängliga aktiva effekten som är lägre än P_{\max} och har 0,1 pu marginal för frekvensreglering.

2.9.5 Analys av delprov snabbhet i reglering samt statik

Utifrån utförda frekvensstegsprov tas kurvor fram där stationär aktiv effektförändring, ΔP , vid frekvenssteg, Δf , kan avläsas samt tiden det tar att uppnå denna förändring.

2.9.6 Resultat av delprov snabbhet i reglering samt statik

Provet ska anses som godkänt om:

- > Aktivering av effektförändring vid respektive frekvenssteg vid belastningsnivå 1 och 2 sker snabbare än vad som visas i Figur 25.
- > Påbörjad förändring i aktiv effekt erhålls inom 2 s efter att respektive frekvenssteg applicerats
- > Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 11, 12, 15 och 16 kan förändras med 10 % av P_{\max} på 30 s (en tolerans på $\pm 0,5$ % accepteras, dvs. förändringen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{\max} efter 30 s)

- > Snabbheten i regleringen innebär att den aktiva effekten vid frekvenssteg 3, 4, 7 och 8 kan förändras med 10 % av P_{\max} på 30 s (en tolerans på $\pm 0,5$ % accepteras, dvs. förändringen skall vara inom intervallet 9,5–10,5 % av P_{\max} efter 30 s).
- > Aktiverad aktiv effektförändring som fås vid steg 3 och 7 har en uthållighet på mer än 15 minuter
- > Frekvenssteg 1-8 resulterar i förändring av den aktiva effektproduktionen i enlighet med Tabell 12 och frekvenssteg 9-16 i enlighet med Tabell 13. För varje enskilt frekvenssteg accepteras en tolerans på $\pm 0,5$ % av P_{\max} (exempelvis för steg 3 accepteras en effektminskning på 9,5-10,5 % av P_{\max}). Ackumulerat, dvs. för ΔP_{tot} , accepteras en tolerans på $\pm 1,0$ % av P_{\max} .

Tabell 12 Krav på effektförändring vid simulering av olika frekvenssteg vid FSM med 12 % statik och $\pm 0,1$ Hz frekvensdödband.

Steg	Frekvenssteg	ΔP (% av P_{\max})	ΔP_{tot} (% av P_{\max})
Steg 1	50,00 => 50,40 Hz	-5,0	-5,0
Steg 2	50,40 => 50,10 Hz	+5,0	0
Steg 3	50,10 => 50,70 Hz	-11,7*	-11,7*
Steg 4	50,70 => 50,10 Hz	+11,7*	0
Steg 5	50,10 => 49,60 Hz	+5,0	+5,0
Steg 6	49,60 => 49,90 Hz	-5,0	0
Steg 7	49,90 => 49,30 Hz	+11,7**	+11,7**
Steg 8	49,30 => 50,00 Hz	-10,0	0

* Notera att LFSM-O med 8 % statik aktiveras vid 50,5 Hz.

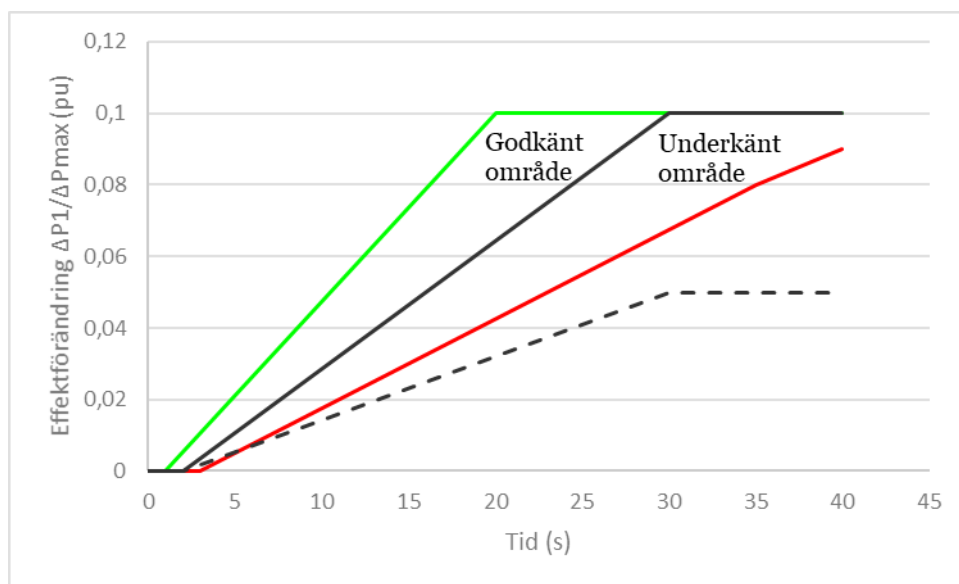
** Notera att LFSM-U med 8 % statik aktiveras vid 49,5 Hz. ΔP kan begränsas av P_{\max} .

Tabell 13 Krav på effektförändring vid simulering av olika frekvenssteg vid FSM med 2 % statik och $\pm 0,1$ Hz frekvensdödband.

Steg	Frekvenssteg	ΔP (% av P_{\max})	ΔP_{tot} (% av P_{\max})
Steg 9	50,00 => 50,15 Hz	-5,0	-5,0
Steg 10	50,15 => 50,10 Hz	+5,0	0
Steg 11	50,10 => 50,20 Hz	-10,0	-10,0
Steg 12	50,20 => 50,10 Hz	+10,0	0
Steg 13	50,10 => 49,85 Hz	+5,0	+5,0
Steg 14	49,85 => 49,90 Hz	-5,0	0

Steg 15	49,90 => 49,80 Hz	+10,0	+10,0
Steg 16	49,80 => 50,00 Hz	-10,0	0

- > Påläggning av frekvenssteg inte resulterar i stationära aktiva effektpendlingar med en amplitud större än 0,1 % av P_{max} .



Figur 25 Krav på effektrespons vid en stegförändring av frekvensen med -0,6 Hz vid en statik på 12 % som ska ge en effektrespons på +10 % av P_{max} , heldragen svart linje visar gränsen för kravuppfyllnad, grön ett prov som visar godkänt och röd ett prov som visar underkänt resultat. Svartstreckad linje visar motsvarande krav som ska ge en effektrespons på +5 % av P_{max} .

2.10 Återsynkronisering inom 15 minuter

Detta krav gäller för de kraftparksmoduler som inte behöver uppfylla kravet på övergång till husturbindrift (gäller självklart även kraftparksmoduler där det inte finns någon turbin, se RfG för definition av husturbindrift) beskrivet i avsnitt 2.12.

2.10.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.5.c.i.

2.10.2 Bakgrund till krav

Kraftsystemet kan utsättas för allvarliga störningar vilket i värsta fall kan innebära att hela eller delar av kraftsystem blir spänningslöst. För att snabbt kunna återuppbygga kraftsystem är det viktigt att de kraftproduktionsmoduler som finns tillgängliga snabbt kan kopplas in på kraftsystemet för att därmed

kunna bidra både med aktiv och reaktiv effekt. Snabb återinkoppling till nätet förutsätter antingen att kraftproduktionsmodulerna är snabbstartade, kravet i detta avsnitt, eller att kraftproduktionsmodulerna i samband med en störning kan gå över i husturbindrif, se krav i avsnitt 2.11. Kravet på husturbindrif är specificerat till 12 timmar och för att sätta rimliga och jämlika krav på uthålligheten på hjälpkraftsystem i de kraftproduktionsmoduler som är snabbstartade tolkas att samma tidskrav på 12 timmar gäller, dvs. uppstart och återsynkronisering ska kunna ske om anslutande nät varit spänningslöst i upp till 12 timmar. För de situationer då det är spänningslöst i mer än 12 timmar accepteras att uppstarten och återsynkronisering av kraftproduktionsmodulen tar längre tid än 15 minuter.

Förutom de två ovannämnda situationerna med uppstart inom 15 minuter respektive husturbindrif kan det finnas kraftproduktionsmoduler i stationer där hjälpkraftbehovet inte är direkt anslutet elektriskt via kraftproduktionsmodulens generator utan istället sker matning av hjälpkraften från en annan kraftproduktionsmodul i samma station eller vid en störning via en dieselgenerator eller motsvarande intern hjälpkraftkälla. I samband med bortfall av spänningen på anslutande nät ska kraftproduktionsmodulen klara av en övergång till tomgång, dvs. drift helt utan belastning (idle). Detta till skillnad mot husturbindrif där kraftproduktionsmodulen definitionsmässigt matar sin egen hjälpkraft.

Om kraftproduktionsmodulen kan klara av en övergång till tomgång (idle), därefter tomgångsdrift i mer än 12 timmar och sedan återsynkronisera inom 15 minuter så uppfylls kravet. Om hjälpkraften matas av en annan kraftproduktionsmodul måste i så fall denna kunna klara av att gå in i husturbindrif och kunna drivas i husturbindrif i mer än 12 timmar. Dessutom måste denna kraftproduktionsmodul alltid vara i drift samtidigt med den kraftproduktionsmodul som saknar egen hjälpkraftmatning via generatorn. Om hjälpkraften i samband med störningen tas över från exempelvis en dieselgenerator måste denna kunna ha en uthållighet på mer än 12 timmar.

Det finns även kraftproduktionsmoduler där matningen av hjälpkraften tillfälligt kan tas över i samband med en störning och sedan när kraftproduktionsmodulens spänning och frekvens stabiliserats sker överkoppling tillbaka till matning via den egna kraftproduktionsmodulen.

För de kraftproduktionsmoduler som stoppar, återstartar samt återsynkroniseras inom 15 minuter följs beskrivningen i detta avsnitt 2.10. För övriga fall måste en speciell procedur för överensstämmelseprovning tas fram projektspecifikt utifrån de förhållanden som gäller i det specifika fallet.

Proceduren kommer dock till stora delar att bygga på provet på husturbindrift beskrivet i avsnitt 2.11.

2.10.3 Syfte med prov

Syftet med provet är att visa kraftproduktionsmodulens förmåga att starta upp och återsynkronisera inom 15 minuter efter att spänningen kommit tillbaka på kraftsystemet efter en störning. Dimensionerande felhändelse är att det anslutande nätet faller ifrån och blir spänningslöst. Detta medför att kraftproduktionsmodulen kopplas bort från överliggande nät vid dimensionerande belastning på kraftproduktionsmodulen och att detta i sin tur leder till att kraftproduktionsmodulen löser ut och stoppar. Om kraftproduktionsmodulen istället går över i husturbindrift förutsätts att kravet på 12 timmars husturbindrift inte klaras utan att kraftproduktionsmodulen kommer att stängas ned efter en viss tid som är kortare än 12 timmar.

2.10.4 Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effekterreglering. Spänningsregulatorn är i normal driftmod, dvs. automatisk spänningsreglering eller Mvar reglering. Den aktiva effektproduktionen har justerats valfritt inom effektområdet $(0,8-1,0) \cdot P_{\max}$ och den reaktiva effektproduktionen i anslutningspunkten har justerats till $P_{\max}/3$.

- > Slå ifrån kraftparksmodulens aggregatbrytare, dvs. brytaren till transformatorn som förbinder kraftparksmodulen med överliggande nät
- > Slå ifrån all övrig extern hjälpkraftsmatning så att hjälpkraften blir spänningslös
- > Säkerställ att kraftproduktionsmodulen löst ut och stoppas. Om kraftproduktionsmodulen lyckats gå över i husturbindrift stoppas kraftproduktionsmodulen av operatören
- > Slå till spänningsmatningen till hjälpkraften en minut efter att hjälpkraften blev spänningslös, detta motsvarar att spänningen återkommer på anslutande nät
- > Återstarta kraftparksmodulen och återsynkronisera så snart som möjligt. Återstart ska ske enligt normal procedur vilket oftast innebär start från driftcentralen.

För en del kraftparksmoduler kan det finnas driftmässiga begränsningar som gör att den reaktiva effektproduktionen i anslutningspunkten inte kan justeras till önskade $P_{\max}/3$. I samråd med berörd systemansvarig anpassas då provet

utifrån rådande omständigheter. Det kan innebära att berörd systemansvarig aktivt måste reglera reaktiv effektproduktion i området eller att provet utförs vid en lägre reaktiv effektproduktion än $P_{\max}/3$. Generellt eftersträvas att provet inte ska ge spänningsförändringar större än 3 % på anslutande nät.

Anledningen till att provet utförs med en initial hög aktiv och reaktiv belastningsnivå är att detta med stor sannolikhet kommer att resultera i att olika skydd kan komma att lösa ut kraftproduktionsmodulen i samband med att fränkoppling sker av kraftproduktionsmodulen från nätet. Tiden det tar för att återställa dessa skydd (vilket ibland måste ske via att personal åker ut fysiskt till anläggningen om den är obemannad) ska inkluderas i den tid på 15 minuter som ingår i kravet på att kunna återsynkronisera.

2.10.5 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om kraftparksmodulen startat upp och har återsynkroniserat inom 15 minuter efter det att spänningsmatningen till hjälpkraften återkommit.

2.11 Övergång till och upprätthållande av husturbindrift

Detta krav gäller för de kraftparksmoduler som inte klarar av kravet på återsynkronisering inom 15 minuter. De kraftparksmoduler som klarar återsynkronisering inom 15 minuter omfattas istället av provningen i avsnitt 2.10.

2.11.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 1, artikel 15.5.c.ii, iii
- > EIFS 2018:2: 3 kap 30 §

2.11.2 Bakgrund till krav

Kraftsystemet kan utsättas för allvarliga störningar vilket i värsta fall kan innebära att hela eller delar av kraftsystem blir spänningslöst. För att snabbt kunna återuppbygga kraftsystem är det viktigt att de kraftparksmoduler som finns tillgängliga snabbt kan kopplas in på kraftsystemet för att därmed kunna bidra med aktiv och reaktiv effekt. Snabb återinkoppling till nätet förutsätter antingen att kraftparksmodulerna är snabbstartade, se avsnitt 2.10, eller att kraftparksmodulerna i samband med en störning kan gå över i husturbindrift.

2.11.3 Syfte med prov

Provet syftar till att visa kraftparksmodulens förmåga att övergå till husturbindrift, drivas i husturbindrift under specificerat tidsintervall samt därefter fasa in kraftproduktionsmodulen mot anslutande nät inom 15 minuter efter det att spänningen återkommit.

2.11.4 Utförande av prov

Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering. Spänningsregulatorn är i normal driftmod, dvs. automatisk spänningsreglering eller Mvar reglering. Den aktiva effektproduktionen har justerats till P_{\max} och den reaktiva effektproduktionen i anslutningspunkten har justerats till $P_{\max}/3$.

- > Slå ifrån aggregatbrytaren så att kraftparksmodulen övergår i husturbindrift via ett stort lastfrånslag
- > Slå ifrån all övrig extern hjälpkraftsmatning
- > Drift i husturbindrift ska därefter pågå i mer än 12 timmar
- > Efter 12 timmars husturbindrift, slås extern kraftmatning till, därefter fahas kraftparksmodulen åter in på nätet via brytaren i anslutningspunkten.

Provet på husturbindriftövergång utförs även vid en annan produktionsnivå. Den aktiva effektproduktion ska då vara lägsta nivå med reglerförmåga och den reaktiva effektförbrukningen i anslutningspunkten ska vara lika med $P_{\max}/3$.

- > Slå ifrån aggregatbrytaren så att kraftparksmodulen övergår i husturbindrift via ett litet lastfrånslag
- > Slå ifrån all övrig extern hjälpkraftsmatning
- > Drift i husturbindrift ska därefter pågå i mer än 5 minuter
- > Efter 5 minuters husturbindrift slås extern kraftmatning till, därefter fahas kraftparksmodulen åter in på nätet.

För en del kraftparksmoduler kan det finnas driftmässiga begränsningar som gör att den reaktiva effektproduktionen eller förbrukningen i anslutningspunkten inte kan justeras till önskade $P_{\max}/3$. I samråd med berörd systemansvarig anpassas då provet utifrån rådande omständigheter. Det kan innebära att berörd systemansvarig aktivt måste reglera reaktiv effektproduktion i området eller att provet utförs vid en lägre reaktiv effektproduktion än $P_{\max}/3$ eller lägre reaktiv effektförbrukning än $P_{\max}/3$. Generellt eftersträvas att provet inte ska ge spänningsförändringar större än 3 % på anslutande nät.

12 timmars husturbindrift kan för vissa kraftparksmoduler (exempelvis solcellsanläggningar) inte uppnås på grund av att den primära energikällan inte finns tillgänglig under 12 timmar per dygn. I dessa situationer bör prov planeras så att det kan utföras under så lång tid som möjligt.

12 timmars prov med husturbindrift kan efter överenskommelse med berörd systemansvarig förkortas till ett prov på 2 timmars husturbindrift. Denna eventuella överenskommelse ska samordnas med berörd systemansvarig för överföringssystemet. Förutsättningen för att få förkorta provet till 2 timmar är att ägaren av kraftparksmodulen kan visa att inga ytterligare påfrestningar på kraftparksmodulen uppkommer efter 2-12 timmars husturbindrift jämfört med de påfrestningar som uppkommer under de två första timmarna av husturbindrift.

2.11.5 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Kraftparksmodulen klarar av den transienta överspänning/underspänning som fås vid de båda husturbindriftövergångarna utan att kraftparksmodulens skydd löser ut
- > Kraftparksmodulen klarar av den kraftiga frekvensökning/frekvenssänkning som fås efter husturbindriftövergångarna utan att kraftparksmodulens skydd löser ut
- > Kraftparksmodulen klarar av husturbindrift under mer än 12 (2) timmar respektive 5 minuter i de två delproven och därefter klarar av att fasas in på nätet igen inom 15 minuter. Kraftparksmodulen ska efter den fasat in mot nätet klara av att vara i drift i minst 5 minuter.

2.12 Tillhandahållande av syntetisk tröghet

2.12.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.2

2.12.2 Bakgrund till krav

Trögheten/rotationsenergin är en viktig egenskap i elsystemet eftersom trögheten begränsar frekvensderivatan vid obalans mellan produktion och last. När synkrona kraftproduktionsmoduler ersätts med annan typ av generering förvinner en del av den naturliga trögheten i systemet. En mindre tröghet i systemet ger en risk för större frekvensvariationer vilket inte är önskvärt. Ett

sätt att öka trögheten i systemet är att tillhandahålla syntetisk tröghet från kraftparksmoduler.

Den syntetiska tröghet som kraftproduktionsmodulen ska ha förmåga att tillhandahålla är ett projektspecifikt krav och avgörs individuellt för varje projekt. Det är en del av de projektspecifika uppgifterna och kraven som är listade i bilaga 1, avsnitt 2.

2.12.3 Syfte med prov

Syftet med provet är att visa att kraftparksmodulen har förmåga att tillhandahålla den syntetiska tröghet som har specificerats i de projektspecifika kraven.

2.12.4 Utförande av prov

Detta är ett projektspecifikt krav där både specifikation av kraven och metod för verifiering bestäms för varje projekt av berörd systemansvarig och/eller berörd systemansvarig för överföringssystemet. De projektspecifika kraven listas i bilaga 1, avsnitt 2.

2.12.5 Resultat av prov

Provet ska anses godkänt om:

- > Kraftparksmodulen kan påvisa uppfyllnad av de givna reglerprinciperna.

2.13 Reglerbarhet av spänning

2.13.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.3.b-c, d.ii-iv
- > EIFS 2018:2: 5 kap, 2-4 §

2.13.2 Syfte med prov

Kraftparksmodulens förmåga att vid anslutning till överföringssystemet kunna reglera spänningen genom att ändra spänningsbörvärdet inom området 95-105 % ska visas. Vid spänningsreglering inom spänningsområdet 90-102 % ska visas att reaktiv effekt upp till $P_{\max}/3$ kan produceras och inom spänningsområdet 95-105 % ska visas att reaktiv effekt upp till $P_{\max}/3$ kan förbrukas. Snabbheten att tillhandahålla reaktiv effekt vid en förändring av spänningen ska visas. Även kraftparksmodulens spänningsreglering med valbar Q-U-lutning (reaktiv kompensering) inom området 2-7 % ska visas. För

kraftparksmoduler som har dödband i spänningsregleringen ska dödbandets funktion visas.

2.13.3 Utförande av prov

Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering och om möjligt vid maximal kontinuerlig aktiv effekt, P_{\max} , samt valfritt inom intervallet $(0,2-0,3) \cdot P_{\max}$. Om drifttiden vid P_{\max} är alltför begränsad kan provet istället utföras med valfri konstant effektbörvärde inom intervallet $(0,8-1,0) \cdot P_{\max}$. Kraftparksmodulen ska vara i driftmod automatisk spänningsreglering med ett inställt spänningsbörvärde på 100 % av spänningen i anslutningspunkten. Provet utförs initialt genom att applicera förändringar av spänningsbörvärdet enligt Tabell 14.

Beroende på spänning och styrka (kortslutningseffekt) i anslutande nät kan i vissa fall inte spänningsbörvärdet regleras inom önskat intervall. En annan begränsning är att spänningen i anslutningspunkten inte bör ändras mer än 3 % i samband med proven. I det anslutande nätet finns även lindningskopplare som reglerar spänningen. Därför kan vid vissa prov, i samordning med berörd systemansvarig, lindningskopplare behöva läggas i manuell mod för att inte automatiskt reglera spänningen. Slutligen är det viktigt att beakta att kravet på att tillhandahålla reaktiv effekt motsvarande $P_{\max}/3$ gäller upp till en spänning i anslutningspunkten på 102 % medan motsvarande begränsning för att förbruka reaktiv effekt motsvarande $P_{\max}/3$ gäller för en spänning i anslutningspunkten upp till 105 %. Om spänningen i anslutande nät avviker för mycket från 100 % då den reaktiva effektutmatningen är 0 Mvar får en justering ske av spänningsbörvärde som anges i Tabell 14. Eventuell justering av spänningsbörvärde ska ske i samråd mellan ägaren av kraftparksmodulen, den systemansvarige och den systemansvarige för överföringssystemet.

Tabell 14 Spänningssteg vid prov av kraftparksmodulens spänningsregleringsförmåga.

Steg	Spänningssteg
Steg 1	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 101 %
Steg 2	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 101 % till 100 %
Steg 3	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 99 %
Steg 4	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 99 % till 100 %
Steg 5	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +2 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 102 %

Steg 6	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -2 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 102 % till 100 %
Steg 7	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -2 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 98 %
Steg 8	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +2 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 98 % till 100 %
Steg 9	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +5 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 105 %
Steg 10	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -5 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 105 % till 100 %
Steg 11	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -5 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 95 %
Steg 12	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +5 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 95 % till 100 %
Steg 13-16	Om steg 9 och steg 11 inte resulterar i att den reaktiva effekten begränsas påförs spänningssteg som medför att den reaktiva effekten går in i begränsning.

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåtts. Stationärtillstånd anses uppnått då den reaktiva effektproduktionen utifrån kraftparksmodulen inte varierar med mer än 1 % av Q_{\max} . I vissa situationer då nätets spänning varierar mycket kan större variationer accepteras. Acceptans för större variationer måste då godkännas av berörd systemansvarig.

Prov ovan, enligt Tabell 14, utförs för följande inställningar:

- 0 % dödband och Q-U-lutning på 2 %, alla steg enligt Tabell 14.
- 0 % dödband och Q-U-lutning på 4,5 %, steg 5-8 enligt Tabell 14.
- 0 % dödband och Q-U-lutning på 7 %, steg 5-8 enligt Tabell 14.

För kraftparksmoduler som är utrustade med dödband i spänningsregleringen ska prov utföras där steg appliceras enligt Tabell 15. Prov enligt Tabell 15 utförs för följande inställningar:

± 1,5 % dödband och Q-U-lutning på 4,5 %, steg 17-24 enligt Tabell 15.

Tabell 15 Spänningssteg vid prov av kraftparksmodulens spänningsregleringsförmåga då dödband finns inlagt i spänningsregleringen.

Steg	Spänningssteg
Steg 17	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 100 % till 101 %

Steg 18	Lägg till ett spänningssteg på ytterligare 1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 101 % till 102 %
Steg 19	Lägg till ett spänningssteg på ytterligare 1 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 102 % till 103 %
Steg 20	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -3 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 103 % till 100 %
Steg 21	Lägg till ett spänningssteg motsvarande -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 100 % till 99 %
Steg 22	Lägg till ett spänningssteg på ytterligare -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 99 % till 98 %
Steg 23	Lägg till ett spänningssteg på ytterligare -1 %, dvs. spänningsbörvärdet minskas från 98 % till 97 %
Steg 24	Lägg till ett spänningssteg motsvarande +3 %, dvs. spänningsbörvärdet ökas från 97 % till 100 %

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåts. Stationärtillstånd anses uppnått då den reaktiva effektproduktionen utifrån kraftparksmodulen inte varierar med mer än 1 % av Q_{max} . I vissa situationer då nätets spänning varierar mycket kan större variationer accepteras. Acceptans för större variationer måste då godkännas av berörd systemansvarig.

Förändringar av spänningsbörvärdet är normalt kombinerat med en rampfunktion som begränsar hur snabbt en förändring av spänningsbörvärdet slår igenom. För att testa av snabbheten i spänningsreglering behöver därför prov utföras i enlighet med proceduren beskriven i avsnitt 1.2 där en simulering görs av att spänningen förändras i yttre nät. Vid prov på snabbheten ska driftmoden vara spänningsreglering, Q-U lutningen ska vara 2 % och dödbandet ska vara 0 %. Vid proven appliceras stegformade förändringar av spänningen i enlighet med Tabell 16.

Tabell 16 Spänningssteg vid prov av kraftparksmodulens snabbhet att reglera reaktiv effekt.

Steg	Spänningssteg
Steg 25	Lägg till ett spänningssteg motsvarande en förändring av spänningen i yttre nät på + 1 %
Steg 26	Tag bort spänningssteget applicerat i steg 25
Steg 27	Lägg till ett spänningssteg motsvarande en förändring av spänningen i yttre nät på + 2 %
Steg 28	Tag bort spänningssteget applicerat i steg 27
Steg 29	Lägg till ett spänningssteg motsvarande en förändring av spänningen i yttre nät på - 2 %
Steg 30	Tag bort spänningssteget applicerat i steg 29

Innan varje nytt spänningssteg påförs ska stationärtillstånd uppnåts. Stationär-tillstånd anses uppnått då den reaktiva effektproduktionen utifrån kraftparksmodulen inte varierar med mer än 1 % av Q_{max} . I vissa situationer då nätets spänning varierar mycket kan större variationer accepteras. Acceptans för större variationer måste då godkännas av berörd systemansvarig.

2.13.4 Analys av prov

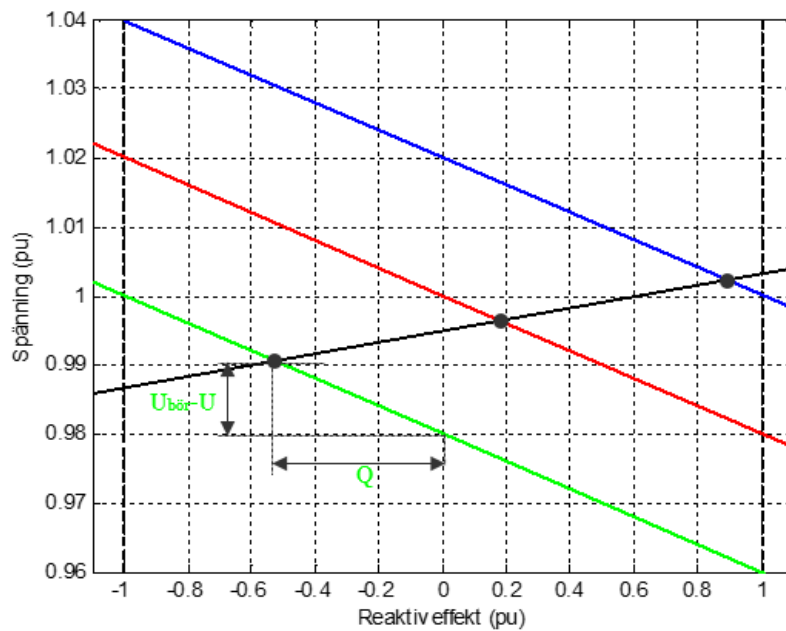
Baserat på uppnått stationärtillstånd i spänning i anslutningspunkten samt reaktiv effektproduktion från kraftparksmodulen beräknas Q-U-lutningen (reaktiv kompensering), X_c . Uppmätt spänning i anslutningspunkten, U , och spänningsbörvärde, $U_{bör}$, normeras utifrån nätspänningens börvärde med relativtal 1, U_{ref} , och reaktiv effekt, Q , utifrån maximal reaktiv effekt, Q_{max} , där $Q_{max}=P_{max}/3$.

$$X_c = \frac{(U_{bör} - U)/U_{ref}}{Q/Q_{max}} = \frac{(U_{bör} - U)/U_{ref}}{3Q/P_{max}}$$

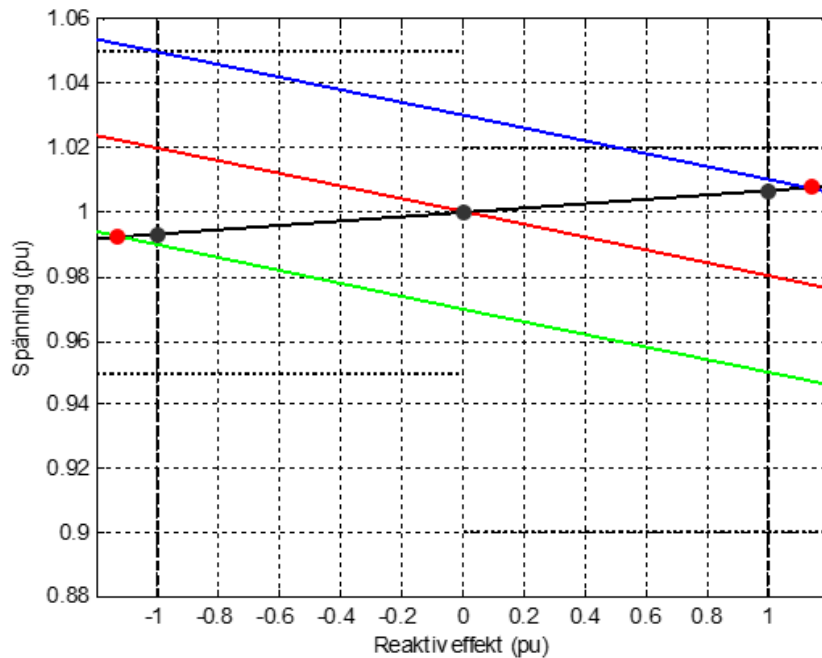
Vid större steg på spänningens börvärde kan begränsning ske av den reaktiva effektproduktionen vilket exemplifieras i Figur 27. I detta fall kommer således inte de röda driftpunkterna att nås vid spänningssteg på ± 3 % utan begränsning kommer att ske vid ± 1 pu reaktiv effekt. Beroende på spänningen i anslutningspunkten kan dessa begränsningar även inträffa för andra spänningssteg. I de fall då begränsning fås kan inte Q-U lutningen beräknas.

För de fall då prov utförs med ett dödband, DB, i spänningsregleringen justeras beräkningen av Q-U lutningen enligt:

$$X_c = \frac{(U_{bör} - U \pm DB)/U_{ref}}{Q/Q_{max}} = \frac{(U_{bör} - U \pm DB)/U_{ref}}{3Q/P_{max}}$$

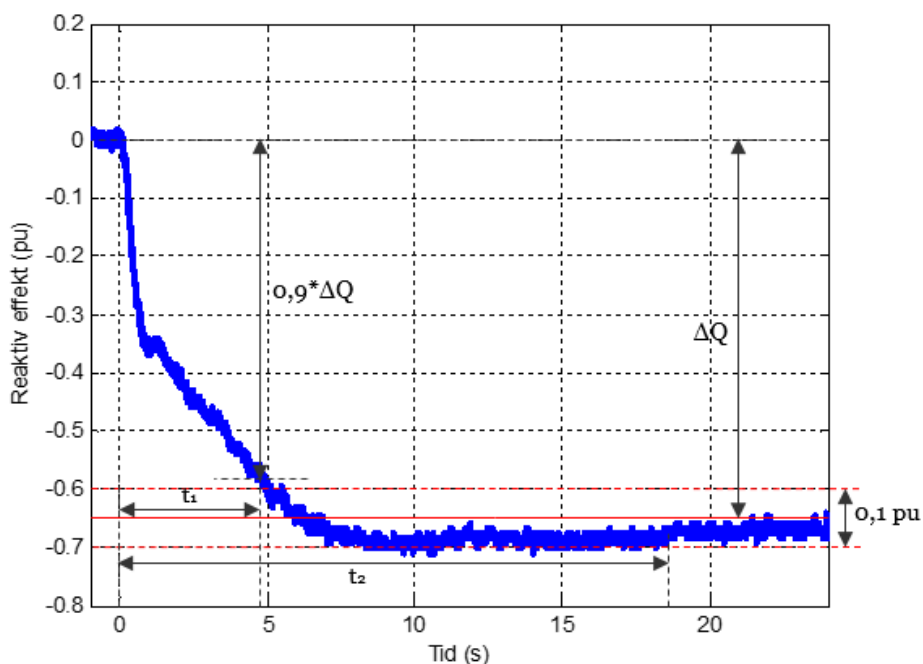


Figur 26 Reaktiv effektproduktion som funktion av spänningsbörvärde vid en Q-U-lutning på 2 %, heldragen svart linje visar nätkaraktärstiken i anslutningspunkten, streckade svarta linjer visar kravet på produktion och förbrukning av reaktiv effekt, blå, röd och grön linje visar spänningsbörvärde 1,02, 1,00 och 0,98 pu.



Figur 27 Reaktiv effektproduktion som funktion av spänningsbörvärde vid en Q-U-lutning på 2 %, heldragen svart linje visar nätkaraktärstiken i anslutningspunkten, streckade svarta linjer visar kravet på produktion och förbrukning av reaktiv effekt, prickade svarta linjer visar begränsningar på grund av spänning, blå, röd och grön linje visar spänningsbörvärde 1,03, 1,00 och 0,97 pu.

Baserat på applicerade spänningssteg enligt Tabell 16 beräknas snabbheten i responsen på den reaktiva effekten. I Figur 28 exemplifieras hur snabbheten tas fram genom två tidskonstanter, t_1 och t_2 . Tiden t_1 fås då den reaktiva effekten förändrats med 90 % av den teoretiskt förväntade reaktiva effektförändringen, ΔQ . Tiden t_2 fås då den reaktiva effektförändringen hamnat inom intervallet $\pm 0,05$ pu från den teoretisk förväntade reaktiva effektförändringen, ΔQ . Tiderna t_1 och t_2 är i RfG definierade inom ett intervall så därför provas de kortaste tiderna i dessa intervall om inte berörd systemansvarig anger något annat.



Figur 28 Exempel på reaktiv effekt från kraftparksmodulen efter en sänkning av spänningsbörvärdet.

2.13.5 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Spänningsbörvärdet kan justeras inom området 95-105 % i steg om 1 %
- > Snabbheten i regleringen av reaktiv effekt ger en tidskonstant t_1 som är kortare än 1 s och en tidskonstant t_2 som är kortare än 5 s
- > Stora stegformade ökning av spänningsbörvärdet vid 2 % Q-U lutning resulterar i att den reaktiva effektproduktionen går i gräns. Gränsen ska vara högre än 1,0 pu ($P_{\max}/3$)

- > Stora stegformade minskningar av spänningsbörvärdet vid 2 % Q-U lutning resulterar i att den reaktiva effektproduktionen går i gräns. Gränsen ska vara lägre än $-1,0 \text{ pu}$ ($-P_{\max}/3$)
- > Uppmätt Q-U lutning överensstämmer med inställd Q-U lutning, dvs. 2 %, 4,5 % och 7 %, förutsatt att reaktiv begränsning inte uppnås. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera $0,05 \text{ pu}$ (eller $5/Q_{\max} \text{ pu}$ om detta är lägre än $0,05 \text{ pu}$) av maximal reaktiv effekt Q_{\max} .
- > Steg 17 och steg 21, som utförs då ett dödband på $\pm 1,5 \%$ är inlagt, resulterar inte i någon förändring av den reaktiva effekten.
- > Uppmätt Q-U lutning för steg 18-steg 20 och steg 22-24 överensstämmer, efter korrigering på grund av dödbandet, med inställd Q-U lutning på 4,5 %. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 5 % utifrån teoretiskt förväntad reaktiv effekt

2.14 Reaktiv effekt-/Mvar reglering

2.14.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.3.c. iv, 21.3.d. i, v och vii
- > EIFS 2018:2: 5 kap, 5-6 §

2.14.2 Syfte med prov

Provet syftar till att visa att en kraftparksmodul i driftmod reaktiv effekt-/Mvar reglering kan producera och förbruka reaktiv effekt motsvarande Q_{\max} ($P_{\max}/3$), att det är möjligt att justera reaktivt effektbörvärdet i steg mindre än $0,05 \text{ pu}$ (eller $5/Q_{\max} \text{ pu}$ om detta är mindre än $0,05 \text{ pu}$) samt att snabbheten i regleringen är i analogi med spänningsregleringen. Vid driftmod reaktiv effektregering ska även visas att övergång till reglermod spänningsreglering sker om spänningen i anslutningspunkten understiger 95 %. Driftmod spänningsreglering ska därefter vara aktiv i minst 5 minuter efter det att spänningen åter överstiger 95 %.

2.14.3 Utförande av prov

Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektregering och om möjligt vid maximal kontinuerlig aktiv effekt, P_{\max} , samt valfritt inom intervallet $(0,2-0,3) \cdot P_{\max}$. Om drifttiden vid P_{\max} är alltför begränsad kan provet istället utföras valfritt inom intervallet $(0,8-1,0) \cdot P_{\max}$. Kraftparksmodulen ska vara i driftmod reaktiv effektregering med ett inställt

reaktivt effektbövärd på 0 pu (observera att 1 pu reaktiv effekt motsvarar $P_{\max}/3$). Spänningsbörvärdet ska vara inställt på 100 % och Q-U-lutningen i spänningsregleringen ska vara inställd på 2 % (innebär att spänningen i anslutningspunkten ska minska med ökande reaktiv effektproduktion från kraftparksmodulen). Eventuellt dödband i regleringen ska vara inställt på 0 %.

Tabell 17 Reaktiva effektsteg vid prov av kraftparksmodulens reglerförmåga av reaktiv effekt.

Steg	Reaktiva effektsteg
Steg 1	Ändra reaktiva effektbövärdet från 0 pu till 0,05 pu (eller till $5/Q_{\max}$ pu om detta är lägre än 0,05 pu).
Steg 2	Ändra reaktiva effektbövärdet från 0,05 pu till 0,5 pu
Steg 3	Ändra reaktiva effektbövärdet från 0,5 pu till 1,0 pu
Steg 4	Ändra reaktiva effektbövärdet från 1,0 pu till 0,5 pu
Steg 5	Ändra reaktiva effektbövärdet från 0,5 pu till 0 pu
Steg 6	Ändra reaktiva effektbövärdet från 0 pu till -0,5 pu
Steg 7	Ändra reaktiva effektbövärdet från -0,5 pu till -0,55 pu (eller till $(-0,5 - 5/Q_{\max})$ pu om detta blir högre än -0,55 pu)
Steg 8	Ändra reaktiva effektbövärdet från -0,55 pu till -1,0 pu
Steg 9	Ändra reaktiva effektbövärdet från -1,0 pu till -0,5 pu
Steg 10	Ändra reaktiva effektbövärdet från -0,5 pu till 0 pu

Beroende på anslutande nät och dess eventuella begränsningar kan stegen i Tabell 17 vid behov behöva justeras. Detta ska då ske enligt överenskommelse med berörd systemansvarig.

Prov ska även utföras då kraftproduktionsmodulen är i normal driftmod, dvs. producerar all tillgänglig aktiv effekt ifrån primära energikällan. Således kommer den aktiva effektproduktionen att variera, exempelvis på grund av att vinden varierar eller att solinstrålningen varierar. Driftmoden för spänning/reaktiv effekt ska vara reaktiv effektregering och inställt reaktivt effektbövärd ska vara 1,0 pu. Provet ska pågå under minst en timma.

För att verifiera att driftmoden ändras från reaktiv effektregering till spänningsreglering om spänningen i anslutande nät, U, understiger 95 % appliceras en tilläggsignal till parkregulatorn för spänning, ΔU , i enlighet med proceduren beskriven i avsnitt 1.2. Vid provet ska det reaktiva effektbövärdet vara inställt på 0 pu, spänningsbörvärdet 1,00 pu och Q-U lutningen 7 %.

Tabell 18 Prov av övergång till spänningsreglering från reaktiv effektregering vid sjunkande spänning i nätet.

Steg	Övergång
Steg 11	Lägg till ett spänningssteg, ΔU , motsvarande en förändring av spänningen i yttre nät på - 1 %. Fortsätt sedan med ytterligare spänningssteg om -1 % tills summan av spänningen i anslutningspunkten, U , och påförd tilläggssignal av spänningen, ΔU , underskrider 94 %, dvs. $U+\Delta U < 0,94$ pu.
Steg 12	Om övergången till spänningsreglering inte resulterar i att summan av spänningen i anslutningspunkten, U , och påförd tilläggssignal av spänningen, ΔU , dvs. $U + \Delta U$, överskrider 0,95 pu justeras tilläggssignalen, ΔU , stegvis upp tills $U + \Delta U$ överskrider 0,95 pu.
Steg 13	Efter att spänningen $U + \Delta U$ varit högre än 0,95 pu i mer än 7 minuter avbryts provet

2.14.4 Analys av prov

Snabbheten i regleringen av reaktiv effekt ska, såvida inte berörd systemansvarig anger annat, vara samma som snabbheten vid spänningsreglering. Snabbheten definieras som två tidskonstanter t_1 och t_2 . Tiden t_1 fås då den reaktiva effekten förändrats med 90 % av den teoretiskt förväntade reaktiva effektförändringen, ΔQ . Tiden t_2 fås då den reaktiva effektförändringen hamnat inom intervallet $\pm 0,05$ pu från den teoretisk förväntade reaktiva effektförändringen, ΔQ . Analysen av provet sker i analogi med analysen av provet på spänningsreglering vilket beskrivs i avsnitt 2.13.4 och Figur 28.

2.14.5 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Reaktiv effektbörvärde enligt steg 1 och steg 7 går att ställa in och en förändring av den reaktiva effektproduktionen fås motsvarande förändring av reaktivt effektbörvärde. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu (eller $5/Q_{\max}$ pu om detta är lägre än 0,05 pu)
- > Steg 3 resulterar i att den reaktiva effektproduktionen i stationärtillståndet blir 1 pu. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu (eller $5/Q_{\max}$ pu om detta är lägre än 0,05 pu)
- > Steg 8 resulterar i att den reaktiva effektproduktionen i stationärtillståndet blir -1 pu. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu (eller $5/Q_{\max}$ pu om detta är lägre än 0,05 pu)
- > Vid ett steg i börvärdet för den reaktiva effekten ska den angivna reaktiva effekten uppnås inom tiden t_1 , och ska stanna vid börvärdet inom tiden t_2 ,

där tiderna t_1 och t_2 är projektspecifika och som anges av berörd systemansvarig för varje projekt, se bilaga 1, avsnitt 2.

- > Drift med reaktiv effekttreglering med ett reaktivt effektbörvärde på 1,0 pu under normal driftmod av aktiv effekt, dvs. all tillgänglig aktiv effekt ifrån primära energikällan används, resulterar i att den reaktiva effektproduktionen hålls på 1,0 pu under provtiden. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu (eller $5/Q_{\max}$ pu om detta är lägre än 0,05 pu).
- > Steg 11 resulterar i att kraftparksmodulen ändrar reglermod från reaktiv effekttreglering till spänningsreglering och att spänningsregleringen justerar den reaktiva effekten utifrån inställt spänningsbörvärde och Q-U lutning.
- > Steg 12 och 13 medför att återgång till driftmod reaktiv effekttreglering inte sker eller att övergång sker tidigast 5 minuter efter att spänningen överstiger 0,95 pu

2.15 Reglerbarhet av effektfaktor/ $\cos\varphi$

2.15.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.3.d. i, vi, vii
- > EIFS 2018:2: 5 kap, 5-6 §

2.15.2 Syfte med prov

Provet syftar till att visa att en kraftparksmodul i driftmod effektfaktor-/ $\cos\varphi$ reglering kan producera och förbruka reaktiv effekt motsvarande Q_{\max} ($P_{\max}/3$) och att det är möjligt att justera effektfaktorbörvärde i steg mindre än 0,01. Vid driftmod effektfaktorreglering ska även visas att övergång till reglermod spänningsreglering sker om spänningen i anslutningspunkten understiger 95 %. Driftmot spänningsreglering ska därefter vara aktiv i minst 5 minuter efter det att spänningen åter överstiger 95 %.

För de kraftparksmoduler där inte denna reglermod efterfrågas och är implementerad utgår provmomentet.

2.15.3 Utförande av prov

Provet utförs när kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effekttreglering (tillgänglig effekt från primära energikällan är högre än producerad effekt) och i driftmod effektfaktorreglering/ $\cos\varphi$ reglering med en inställd effektfaktor på 1,00. Spänningsbörvärdet ska vara inställt på 100 % och Q-U-lutningen i

spänningsregleringen ska vara inställd på 2 % (innebär att spänningen i anslutningspunkten ska minska med ökande reaktiv effektproduktion från kraftparksmodulen). Eventuellt dödband i regleringen ska vara inställt på 0 %.

Provet utförs genom att applicera förändringar av börvärdet för den aktiva effekten för kraftparksmodulen enligt Tabell 19.

Tabell 19 Steg för börvärdet i aktiv effekt vid prov av effektfaktorreglering.

Steg	Börvärdet för aktiv effekt
Steg 1	Börvärdet för aktiv effekt ändras från P_{\max} till $0,8 * P_{\max}$.
Steg 2	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,8 * P_{\max}$ till $0,6 * P_{\max}$.
Steg 3	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,6 * P_{\max}$ till $0,4 * P_{\max}$.
Steg 4	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,4 * P_{\max}$ till $0,15 * P_{\max}$.
Steg 5	Börvärdet för effektfaktorn ändras i ett steg från 1,00 till 0,95
Steg 6	Börvärdet för aktiv effekt ändras från $0,15 * P_{\max}$ till $0,4 * P_{\max}$.
Steg 7	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,4 * P_{\max}$ till $0,6 * P_{\max}$.
Steg 8	Börvärdet för aktiv effekt ökas från $0,6 * P_{\max}$ till $0,8 * P_{\max}$.
Steg 9	Börvärdet för aktiv effekt ökas från $0,8 * P_{\max}$ till P_{\max} .
Steg 10	Börvärdet för effektfaktorn ändras i ett steg från 0,95 till 1,00
Steg 11	Börvärdet för effektfaktorn ändras i ett steg från 1,00 till -0,95
Steg 12	Börvärdet för aktiv effekt ändras från P_{\max} till $0,8 * P_{\max}$.
Steg 13	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,8 * P_{\max}$ till $0,6 * P_{\max}$.
Steg 14	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,6 * P_{\max}$ till $0,4 * P_{\max}$.
Steg 15	Börvärdet för aktiv effekt minskas från $0,4 * P_{\max}$ till $0,15 * P_{\max}$.

Innan varje nytt effektsteg påförs ska stationärtillstånd uppnått.

Prov ska även utföras då kraftproduktionsmodulen är i normal driftmod, dvs. producerar all tillgänglig aktiv effekt ifrån primära energikällan. Således kommer den aktiva effektproduktionen att variera exempelvis på grund av att vinden varierar eller att solinstrålningen varierar. Driftmoden för spänning/reaktiv effekt ska vara effektfaktorreglering och inställd effektfaktor ska vara $\cos\varphi=0,95$. Provet ska pågå under minst en timma.

För att verifiera att driftmoden ändras från effektfaktorreglering till spänningsreglering om spänningen i anslutande nät understiger 95 % appliceras en tilläggsignal till parkregulatorn för spänning, ΔU , i enlighet med proceduren beskriven i avsnitt 1.2. Vid provet ska kraftparksmodulen initialt

vara i driftmod effektfaktorreglering/ $\cos\varphi$ reglering. Effektfaktorn vara inställd på $\cos\varphi=1,00$, spänningsbörvärdet 1,00 pu och Q-U lutningen 2 %. Eventuellt dödband i regleringen ska vara inställt på 0 %. Provet utförs med en aktiv effekt på $(0,8-1,0)*P_{\max}$ genom att applicera steg enligt Tabell 20.

Tabell 20 Prov av övergång till spänningsreglering från effektfaktorreglering vid sjunkande spänning i nätet.

Steg	Övergång
Steg 16	Lägg till ett spänningssteg, ΔU , motsvarande en förändring av spänningen i yttre nät på - 1 %. Fortsätt sedan med ytterligare spänningssteg om -1 % tills summan av spänningen i anslutningspunkten, U, och påförd tilläggssignal av spänningen, ΔU , underskrider 94 %.
Steg 17	Om övergången till spänningsreglering inte resulterar i att summan av spänningen i anslutningspunkten, U, och påförd tilläggssignal av spänningen, ΔU , dvs. $U+\Delta U$, överskrider 0,95 pu justeras tilläggssignalen, ΔU , stegvis upp tills $U+\Delta U$ överskrider 0,95 pu.
Steg 18	Efter att spänningen $U+\Delta U$ varit högre än 0,95 pu i mer än 7 minuter avbryts provet.

2.15.4 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Effektfaktorbörvärdet går att ställa in på önskade nivåer 1,00, 0,95 och - 0,95 med ett minsta steg på 0,01. Vid förändring av effektfaktorbörvärdet förändras den reaktiva effektproduktionen så att det inställda effektfaktorbörvärdet uppnås i stationärtillstånd. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu (eller $5/Q_{\max}$ pu om detta är lägre än 0,05 pu)
- > Drift med effektfaktorreglering med $\cos\varphi=0,95$ under normal driftmod av aktiv effekt, dvs. all tillgänglig aktiv effekt ifrån primära energikällan används, resulterar i att effektfaktorn hålls på 0,95 under provtiden. En viss tolerans accepteras då stationärvärdet av reaktiv effekt tillåts variera 0,05 pu (eller $5/Q_{\max}$ pu om detta är lägre än 0,05 pu).
- > Steg 16 resulterar i att kraftparksmodulen ändrar reglermod från effektfaktorreglering till spänningsreglering och att spänningsregleringen justerar den reaktiva effekten utifrån inställt spänningsbörvärde och Q-U lutning. Steg 17 och 18 medför att återgång till driftmod effektfaktorreglering inte sker eller att övergång sker tidigast 5 minuter efter att spänningen överstiger 0,95 pu.

2.16 Prov på POD (PSS) – validering av simuleringsmodellen

Verifieringen av POD-funktionen för en kraftparksmodul görs med en simuleringsmodell där svängningar skapas för att studera kraftparksmodulens förmåga att dämpa dessa svängningar enligt avsnitt 4.5 i bilaga 5. Dessa simuleringar kan inte återupprepas genom provning. Däremot kan sinustesterna på det öppna systemet återskapas genom provning. Resultatet från dessa prov kan sedan valideras mot jämförbara simuleringar som finns redovisade i avsnitt 4.6 i bilaga 5

2.16.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.3.f
- > EIFS 2018:2: 5 kap, § 7

2.16.2 Bakgrund till krav

Dämpning av aktiva effektpendlingar i kraftsystemet kring en kraftparksmodul kan på samma sätt som för synkrona kraftproduktionsmoduler ske genom att påverka spänningsregleringen i parkregulatorn via en tillsatsfunktion, POD. Det finns även en del koncept framtagna där dämpningen i POD funktionen även innefattar påverkan på den aktiva effekten ut ifrån kraftparksmodulen. En del kraftparksmoduler har även reaktiv effektkompensering i form av en SVC eller STATCOM installerad som en del av kraftparksmodulen (ägs av ägaren av kraftparksmodulen) där en separat POD funktion normalt finns tillgänglig.

Beroende på hur pendlingsdämpningen är utformad i parkregulatorn kan provet utföras på olika sätt. Nedanstående beskrivning utgår ifrån att POD funktionen finns installerad i parkregulatorns spänningsreglering. Detta innebär dock inget krav att POD funktionen enbart kan vara installerad i parkregulatorns spänningsreglering utan POD funktionen kan även finnas i regleringen av aktiv effekt. För de fall då regleringen även finns i aktiv effekt behöver nedanstående beskrivning av provet modifieras i samråd med berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet.

Förutom en POD funktion kan även kraftparksmodulen innehålla funktioner för tillhandahållande av syntetisk tröghet och felströmsinjicering. I samband med prov ska därför överenskommas med berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet om funktionen för felströmsinjicering ska vara aktiverad och med berörd systemansvarig för överföringssystemet om funktionen för syntetisk tröghet ska vara aktiverad.

2.16.3 Syfte med prov

Syftet med provet är att visa att kraftparksmodulen är utrustad med en POD funktion som kan bidra till dämpning av effektpendlingar i kraftsystemet. Dämpningen ska ske för periodtider på 1-4 s (frekvens 0,25-1 Hz). Vid provet ska visas att responsen som fås från kraftparksmodulen med POD funktionen aktiverad överensstämmer med den respons som fås vid motsvarande simuleringar.

2.16.4 Utförande av prov

Provet utförs på det öppna systemet genom att applicera sinusformade förändringar av den tilltänkta mätsignalen enligt:

$$\Delta U_n(t) = 0,02 \times \sin\left(\frac{2\pi}{T_n} \times t\right)$$

De sinusformade variationerna påförs genom att addera en tilläggsignal, $\Delta U_n(t)$, i parkregulatorns spänningsregulator. Insignalen till spänningsregulatorn blir alltså

$$U(t) = U_0 + \Delta U_n(t)$$

där U_0 är ett statiskt referensvärde för spänningen. Exempelvis så kan U_0 vara den uppmätta spänningen vid det tillfälle där återkopplingsloopen bryts för att kunna utföra provet.

De sinusformade variationerna, $\Delta U_n(t)$, ska ha en amplitud på 0,02 pu (1,0 pu motsvarar spänningens börvärde med relativtal 1) och ha en periodtid, T_n , som varierar mellan 0,1 och 10 s. Om det under tidigare utförda simuleringar, se bilaga 5, eller under provet visar sig att effektpendlingarna blir för stora reduceras efter samråd med berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet, amplituden på den sinusformade spänningsvariationen. Om en del av de föreslagna periodtiderna kan innebära påtagliga risker för skada på kraftparksmodulen kan ägaren av kraftparksmodulen, efter överenskommelse med berörd systemansvarig för överföringssystemet, välja att inte utföra prov vid dessa tidsperioder.

Tabell 21 Sinusformad variation av spänningen påförd parkregulatorns spänningsreglering vid prov av POD funktionen.

Steg	Sinusformad variation
Steg 1	Påför en sinusformad variation av spänningen med amplituden 0,02 pu och periodtiden 10 s. De sinusformade variationerna bör ligga på tills

	stationärtillstånd uppnås i pendlarna av reaktiv effekt, dvs. den reaktiva effekten ska variera sinusformigt med en konstant amplitud.
Steg 2	Ändra periodtiden på den sinusformade variationen från 10 s till 8 s. De sinusformade variationerna bör ligga på tills stationärtillstånd uppnås i pendlarna av reaktiv effekt.
Steg 3	Ändra periodtiden för de sinusformade variationerna på samma sätt som i steg 2 för periodtiderna 7 s, 6 s, 5 s, 4 s, 3,5 s, 3 s, 2,5 s, 2 s, 1,5 s, 1,0 s, 0,9 s, 0,8 s, 0,6 s, 0,4 s, 0,2 s och 0,1 s. Innan periodtiden ändras ska stationärtillstånd ha uppnåtts.

- > Proven ska utföras vid samtliga reglermoder för aktiv och reaktiv effekt enligt överenskommelse med berörd systemansvarig för överföringssystemet.

2.16.5 Analys av prov

De reaktiva effektpendlingar som uppkommer vid sinusformade variationer, $\Delta U_n(t)$, av spänningen kommer att vara sinusformade och ha samma periodtid, T_n , som periodtiden på den pålagda sinusformade spänningsvariationen enligt:

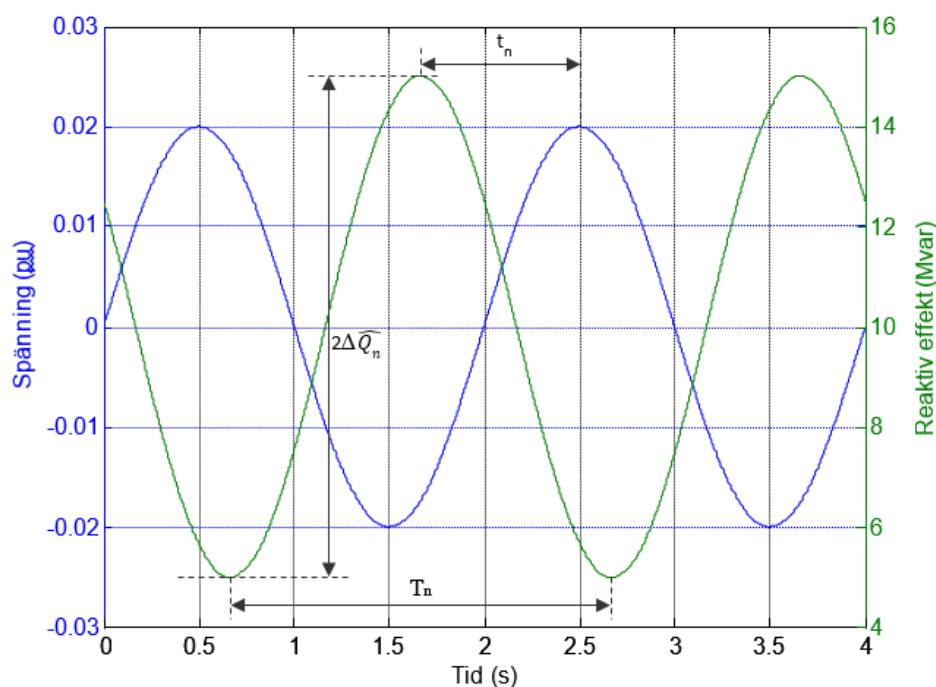
$$\Delta Q_n(t) = \Delta \widehat{Q}_n \times \sin\left(\frac{2\pi}{T_n} \times t + \varphi_n\right)$$

Amplituden, $\Delta \widehat{Q}_n$, samt färförskjutningen, φ_n , på de sinusformade reaktiva effektvaryationerna kommer att variera med periodtiden, T_n vilket exemplifieras i Figur 29. I figuren visas rena sinusformade variationer av den reaktiva effekten men provresultatet kan ofta avvika en del från rena sinusformade variationer. För dessa fall tas fundamentalkomponenten av den reaktiva effektpendlingen fram genom FFT analys.

Utifrån provet fås amplituden på de reaktiva effektpendlingarna, $\Delta \widehat{Q}_n$, samt tidsfördröjningen, t_n , mellan de sinusformade spännings- och reaktiva effektvaryationerna. Eftersom en period motsvarar 360° beräknas färförskjutningen mellan spänning och reaktiv effekt enligt:

$$\varphi_n = \frac{360}{T_n} \times t_n$$

Notera att färförskjutningen, φ_n , blir negativ om förändringar i reaktiv effekt, $\Delta Q_n(t)$, laggar efter förändringen den pålagda sinusformade variationen på spänningsmätningen, $\Delta U_n(t)$.



Figur 29 Pålagd sinusformad spänningsvariation (blå) och sinusformad reaktiv effektvariation (grön).

I de simuleringar som utförts i bilaga 5 har motsvarande simuleringar utförts som vid provet. Utifrån de förutsättningar som gäller vid de utförda proven kan dessa simuleringar behöva uppdateras så att exakt samma förutsättningar gäller vid simuleringarna som vid provet. Utifrån genomförda simuleringar tas på motsvarande sätt som vid provet amplituder och fasförskjutningar fram.

Utifrån framtagna värden på amplituder och fasförskjutningar från utförda prov och simuleringar ritas Bodeliknande diagram upp över förstärkning (amplitud på reaktiva effekten) samt fasvridning (vinkel φ_n mellan reaktiv effekt och spänning).

2.16.6 Resultat av prov

Provet ska anses vara godkänt om:

- > POD funktionen har en påverkan på den reaktiva effektutmatningen från kraftparksmodulen
- > POD funktionen har en respons vid provet som överensstämmer med POD funktionens respons vid jämförbara simuleringar.

Överensstämmelseprovet syftar till att visa att kraftparksmodulen är utrustad med en POD funktion som kan bidra till dämpning av effektpendlingar i kraftsystemet. Om det föreligger en avvikelse mellan

uppmätt beteende vid provet och simulerat beteende behöver simuleringsmodellen uppdateras och simuleringarna återupprepas tills överensstämmelse fås. Efter detta återupprepas simuleringarna som visar på kraftparksmodulens förmåga att via POD funktionen dämpa effektpendlingar som kan uppstå.

2.17 Prov av POD (PSS)

Detta prov är ett projektspecifikt prov som endast utförs efter initiativ av berörd systemansvarig för överföringssystemet.

Verifieringen av POD-funktionen för en kraftparksmodul görs med en simuleringsmodell där svängningar skapas för att studera kraftparksmodulens förmåga att dämpa dessa svängningar enligt avsnitt 4.5 i bilaga 5. Simuleringarna utförs för att verifiera dämpningen av pendlingar med olika periodtider inom kravställt område 1-4 s. Dessa simuleringar kan inte återupprepas genom provning. Däremot kan det finnas fall där det i det anslutande nätet går och är driftsmässigt möjligt att skapa svängningar, exempelvis genom urkoppling eller -inkoppling av ledning(ar), med någon/några periodtider inom kravställt intervall 1-4 s. Om förutsättningar finns kan provning utföras, enligt överenskommelse med berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet, där svängningar skapas och kraftparksmodulens förmåga att dämpa pendlingarna med och utan POD funktion aktiverad visas.

2.17.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 2, kapitel 3, artikel 21.3.f
- > EIFS 2018:2: 5 kap, 7 §

2.17.2 Syfte med prov

Inför detta prov ska simuleringar ha utförts med en nätmodell som är tillräckligt detaljerad för att de svängningar som ska skapas ska kunna simuleras, se bilaga 5 avsnitt 4.6.

Syftet med provet är att:

- > Visa hur pendlingar med periodtider mellan 1 s och 4 s kan skapas i det anslutande nätet med hjälp av exempelvis ur- och inkopplingar av ledningar
- > Visa att kraftparksmodulen med POD funktionen aktiverad bidrar till att dämpa de pendlingar som skapas.

2.17.3 Utförande av prov

Provet utformas i överenskommelse med berörd systemansvarig och berörd systemansvarig för överföringssystemet och innebär typiskt att en händelse initieras, exempelvis ur- och inkoppling av ledning(ar), som resulterar i svängningar med de önskade periodtiderna som påverkar anslutningspunkten till kraftparksmodulen.

Provet utförs då kraftparksmodulen är i driftmod aktiv effektreglering eller annan driftmod som inte påverkas av frekvensändringar i kraftsystemet. Den aktiva effektnivå som gäller vid provet styrs utifrån tillgänglig aktiv effekt från den primära energikällan. Parkregulatorns driftmod för reglering av reaktiv effekt väljs i samråd med berörd systemansvarig för överföringssystemet.

Provet utförs för följande fall:

- > Kraftparksmodulen är ej ansluten
- > Kraftparksmodulen är ansluten och POD-funktionen är ej aktiverad.
- > Kraftparksmodulen är ansluten och POD-funktionen är aktiverad.

Beroende på förutsättningarna i nätet samt möjligheterna till kopplingar i nätet kan en eller flera periodtider studeras vid provet. Innan provet ska simuleringar ha utförts enligt avsnitt 4.6 i bilaga 5 som visar på att pendlingar kan skapas inom kravställt område 1-4 s.

2.17.4 Resultat av prov

Provet ska anses som godkänt om:

- > Kraftparksmodulens POD funktion bidrar till att dämpa effektpendlingarna i systemet för aktuella frekvenser/periodtider (inom intervallet 0,25–1 Hz, periodtid 1-4 s).
- > Dämpningen blir större med POD-funktionen aktiverad än med POD-funktionen deaktiverad
- > Resultatet från prov och simuleringar visar god överensstämmelse.

3 Utformning av provprogram

3.1 Hänvisning till krav

- > RfG: Avdelning 4, kapitel 1, artikel 40.4

3.2 Bakgrund

Inför utförandet av överensstämmelseprovning behöver testproceduren specificeras och de parter som har rätt att närvara vid provningen ska informeras om tidpunkt och bjudas in att delta.

Instruktioner för utförande av överensstämmelseprov ges i den här bilagan, men en del specifikationer behöver göras inför provningen på varje enskild kraftproduktionsmodul. Detta inbegriper:

- > Vilka krav som är tillämpliga, dvs. vilka prov behöver utföras för att påvisa kravuppfyllnad för dessa krav.
- > Tidpunkt och program för provning.
- > Arbetspunkter vid vilka proven ska utföras.
- > Driftlägen vid prov.

3.3 Utformning av provprogram

Provprogrammet ska innehålla, men inte begränsas till följande uppgifter:

- > Datum och tidsschema för planerad provning.
- > Beskrivning, inklusive figur, av provuppkoppling och vald testmetod vid prov av frekvensreglering och spänningsreglering.
- > Beskrivning av test- och mätutrustning.
- > Sammanställning av samtliga mätsignaler vid provet. För varje mätsignal ska anges noggrannhet (inklusive mätutrustning), upplösning samt samplingsfrekvens.
- > Utförande av prov, förslagsvis enligt instruktioner givna i detta dokument.
- > Driftlägen vid provning.
- > Arbetspunkter vid vilka prov ska utföras.

Provprogrammet ska tillhandahållas inför tillfälligt driftsmeddelande och utformas i samråd med behörig systemansvarig och behörig systemansvarig för överföringssystemet.

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken

SVENSKA KRAFTNÄT
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

