



Datum: 2024-12-17

Sid 1/20

Anslutning av batterilager av typ B och C


Kraftringen Nät AB

org.nr 556228-1138

Box 25, 221 00 Lund

Miljöcertifierat enligt ISO 14001

 kraftringen.se

 020-32 61 00

 info@kraftringen.se





Innehåll

1.	Inledning.....	3
1.1.	Process för kravverifiering.....	3
1.2.	Projektspecifika krav	3
2.	Tillstånd för spänningssättning och provdrift.....	7
2.1.	Verifiering enligt instruktioner från Svk.....	7
2.2.	Verifiering av specifika krav.....	11
2.2.1.	Verifiering av specifika krav för typ B.....	11
2.2.2.	Verifiering av specifika krav för typ C.....	11
3.	Slutligt driftsmeddelande.....	12
3.1.	Verifiering enligt instruktioner från Svk.....	12
3.2.	Verifiering av specifika krav.....	16
3.2.1.	Verifiering av specifika krav för typ B.....	16
3.2.2.	Verifiering av specifika krav för typ C.....	16
4.	Krav för batterilager enligt förslag på reviderad EIFS 2018:2	17



1. Inledning

1.1. Process för kravverifiering

Processen för kravverifiering enligt RfG till Krafringen Nät AB beskrivs översiktligt i dokumentet "Instruktion för anslutning av kraftproduktionsmodul".

För batterilager tillämpar Krafringen Nät AB kravställning enligt Svenska kraftnäts förslag på revidering av EIFS 2018:2. Förenklat sett innebär detta att batterilagret betraktas som en kraftparksmodul fast med vissa tillägg enligt kapitel 4.

För batterilager av typ B och C tillämpar Krafringen Nät AB ett tillstånd för inkoppling och provdrift samt ett slutligt driftsmeddelande på samma sätt som för kraftparksmoduler.

En stor del av verifiering av kravuppfyllnad gäller krav som även ställs för kraftparksmoduler av typ D, och där tillämpas de instruktioner som Svenska kraftnät har publicerat¹, och där refererar den här bilagan till Svenska kraftnäts dokument.

En specifikation av de krav som gäller för den aktuella anläggningen tillhandahålls av Krafringen Nät AB efter förfrågan från anläggningsägaren.

Vid anslutning till Krafringen Nät AB ska tillämpliga delar av den gällande versionen av följande branschrekommendationer uppfyllas:

- Energiföretagens Handbok, Anslutning av elproduktion till lågspänningsnätet – ALP
- Energiföretagens Handbok, Anslutning av produktionsanläggningar till mellanspänningsnätet – AMP
- Energiföretagens ASP Handbok, Anslutning av större produktionsanläggningar till regionnätet

För ett batterilager som är en del av en anslutning ska det säkerställas att den totala maximala kontinuerliga effekten i anslutningen inte överskrider den maximala avtalade effekten enligt anslutningsavtalet.

Krafringen Nät AB kan ställa ytterligare projektspecifika krav.

1.2. Projektspecifika krav

I kravställningen för RfG finns det ett antal krav som inte är specificerade, utan anges för varje projekt, de så kallade projektspecifika kraven. De projektspecifika kraven ska fastställas tidigt i anslutningsprocessen för att den inköpta

¹ [Nätanslutning av generatorer \(RfG\) | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)



anläggningen inte ska sakna någon kravställd prestanda. De projektspecifika kraven för ett batterilager av typ B listas i Tabell 1 och de projektspecifika kraven för ett batterilager av typ C listas i Tabell 2.

Tabell 1 Projektspecifika krav för ett batterilager av typ B.

Artikel	Krav
13.1.b	Tålighet mot snabba frekvensändringar
13.6	Fjärrstyrning av aktiv effekt
13.7	Automatisk anslutning till nätet
14.2	Fjärrstyrning av aktiv effekt
14.4	Systemåterställning
14.5.a	Reglerprinciper och inställningar
14.5.b	Skyddsprinciper och inställningar
14.5.d	Informationsutbyte
20.2.a	Förmåga till reaktiv effekt
20.2.b-c	Tillhandahållande av snabb felström

Tabell 2 Projektspecifika krav för ett batterilager av typ C.

Artikel	Krav
13.1.b	Tålighet mot snabba frekvensändringar
13.7	Automatisk anslutning till nätet
14.4	Systemåterställning
14.5.a	Reglerprinciper och inställningar
14.5.b	Skyddsprinciper och inställningar
14.5.d	Informationsutbyte
15.2.a	Reglering av aktiv effekt



Artikel	Krav
15.2.b	Manuell, lokal styrning av aktiv effekt
15.2.g.ii	Övervakning i realtid av FSM
15.3	Spänningsområden för automatisk bortkoppling
15.4.c	Feltålighet
15.5.c.i	Skyddsstrategi för snabb återsynkronisering
15.6.a	Förlust av fasvinkelstabilitet eller reglering
15.6.b	Felregistrering och övervakning av systemdynamik
15.6.c	Simuleringsmodeller
15.6.d	Anordningar för systemdrift och systemsäkerhet
15.6.f	Jordning
20.2.b-c	Tillhandahållande av snabb felström
21.2	Syntetisk tröghet
21.3.a	Förmåga till reaktiv effekt
21.3.b	Förmåga till reaktiv effekt
21.3.c	Reglering av aktiv och reaktiv effekt
21.3.d	Reglering av spänning och effektfaktor
21.3.d.vii	Fjärrstyrning av reaktiv effekt
21.3.e	Prioritering av aktiv och reaktiv effekt vid felfall
21.3.f	POD (PSS)
EIFS 5 kap, 2 §	Generering av reaktiv effekt
EIFS 5 kap, 3 §	Konsumtion av reaktiv effekt




Kraftringen Nät AB

org.nr 556228-1138

Box 25, 221 00 Lund

Miljöcertifierat enligt ISO 14001

 [kraftringen.se](https://www.kraftringen.se)

 020-32 61 00

 info@kraftringen.se



2. Tillstånd för spänningssättning och provdrift

2.1. Verifiering enligt instruktioner från Svk

För att få tillstånd att koppla in en anläggning och påbörja provdrift krävs ett tillstånd för spänningssättning och provdrift. Detta är liknande det tillfälliga driftsmeddelande där den prestanda som är kritisk för driften verifieras före anläggningen tas i drift.

För de krav som även tillämpas för typ D utförs verifiering enligt följande bilagor för kraftparksmoduler utgivna av Svenska kraftnät², med givna tillägg:

- *Bilaga 3, Anläggningsdata*
- *Bilaga 4, Simuleringsmodeller*
- *Bilaga 5, Överensstämmelsesimulering*

De avsnitt i dessa bilagor som verifierar teoretisk kravuppfyllnad inför provdrift för de krav som även gäller för typ B respektive typ C sammanställs i Tabell 3 för batterilager av typ B och i Tabell 4 för batterilager av typ C.

Tabell 3 Verifiering av kravuppfyllnad inför tillstånd för spänningssättning och provdrift för batterilager av typ B enligt bilagor publicerade av Svenska kraftnät.

Bilaga	Kapitel	RfG	EIFS 2018:2	Krav
3	2.2	13.4 13.5	3 kap, 7 §	Minskning av aktiv effekt vid sjunkande frekvens
3	3.1	14.5.b		Skyddsprinciper och inställningar
3	3.2	14.5.c		Prioritering av skydds- och regleranordningar
3	3.6	13.1.b	3 kap, 2 §	Tålighet mot snabba frekvensändringar
3	3.7		3 kap, 18 §	Tålighet mot spänningsvariationer
3	3.8	13.1.a	3 kap, 1 §	Tålighet mot frekvensvariationer
3	3.9	13.1.a	3 kap, 1 § 3 kap, 18 §	Tålighet mot spänningsvariationer och frekvensvariationer
3	3.10	14.3 20.3	3 kap, 10–16 § 5 kap, 1 §	Feltålighet och återhämtning av aktiv effekt efter fel

² [Nätanslutning av generatorer \(RfG\) | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)



Bilaga	Kapitel	RfG	EIFS 2018:2	Krav
3	4.1	14.4		Tillstånd för återinkoppling
3	5.2	14.5.a		Reglerprinciper och inställningar
3	6.1	14.5.d		Informationsutbyte
5	3.1	13.2	3 kap, 3-6 §	Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens – LFSM-O
5	5.1	14.3 20.3	3 kap, 10-16 § 5 kap, 1 §	Feltålighet och återhämtning av aktiv effekt efter fel
5	5.2	14.3	3 kap, 10-16 § 5 kap, 1 §	Feltålighet vid osymmetriska fel
5	5.3	20.2		Tillhandhållande av snabb felström

Tabell 4 Verifiering av kravuppfyllnad inför tillstånd för spänningssättning och provdrift för batterilager av typ C enligt bilagor publicerade av Svenska kraftnät.

Bilaga	Kapitel	RfG	EIFS 2018:2	Krav
3	2.1	21.3	5 kap, 2 § 5 kap, 3 §	Kontinuerlig produktion och konsumtion av reaktiv effekt
3	2.2	13.4 13.5	3 kap, 7 §	Minskning av aktiv effekt vid sjunkande frekvens
3	3.1	14.5.b 15.4.c		Skyddsprinciper och inställningar
3	3.2	14.5.c		Prioritering av skydds- och regleranordningar
3	3.3	15.4.a		Tålighet vid effektpendlingar
3	3.4	15.6.a		Förlust av fasvinkelstabilitet eller reglering
3	3.6	13.1.b	3 kap, 2 §	Tålighet mot snabba frekvensändringar
3	3.7	15.4.b	3 kap, 18 §	Tålighet mot spänningsvariationer



Bilaga	Kapitel	RfG	EIFS 2018:2	Krav
3	3.8	13.1.a	3 kap, 1 §	Tålighet mot frekvensvariationer
3	3.9	13.1.a 15.4.b	3 kap, 1 § 3 kap, 18 §	Tålighet mot spänningsvariationer och frekvensvariationer
3	3.10	14.3 20.3	3 kap, 10–16 § 5 kap, 1 §	Feltålighet och återhämtning av aktiv effekt efter fel
3	4.1	14.4		Tillstånd för återinkoppling
3	4.2	15.5.c.i		Snabb återsynkronisering
3	4.4	15.6.d		Anordningar för systemdrift och systemsäkerhet
3	5.1	15.2.a 15.4.b 15.6.e	3 kap, 19 § 3 kap, 31–32 §	Reglering av aktiv effekt
3	5.2	14.5.a		Reglerprinciper och inställningar
3	5.3	15.2.b		Lokal aktiv effekthereglering
3	6.1	14.5.d		Informationsutbyte
3	6.2	15.2.g		Övervakning i realtid av FSM
3	6.3	15.6.b		Övervakning och felregistrering
3	6.4	21.3.d.vii		Fjärrstyrning av reaktiv effekt
4	2.1	15.6.c		RMS-modeller
4	2.2	15.6.c		Transienta modeller
4	2.3	15.6.c		Modeller för överensstämelsesimuleringar
4	2.4	15.6.c		Frekvensberoende impedansdata
5	3.1	13.2.c	3 kap, 3–6 §	Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens – (LFSM-O)
5	3.2	15.2.c	3 kap, 20–22 §	Begränsat frekvenskänslighetsläge – underfrekvens (LFSM-U)



Bilaga	Kapitel	RfG	EIFS 2018:2	Krav
5	3.3	15.2.d	3 kap, 23–29 §	Frekvenskänslighetsläge – FSM – dödband och okänslighet
5	3.4	15.2.d	3 kap, 23–29 §	Frekvenskänslighetsläge – FSM – snabbhet i reglering samt statik
5	3.5	15.2.a	3 kap, 19 §	Snabb nedreglering av aktiv effekt
5	3.6	15.2.a 15.2.b 15.6.e	3 kap, 31 §	Reglerbarhet och reglerområden för aktiv effekt
5	3.7	15.6.e	3 kap, 32 §	Snabbhet i reglering av aktiv effekt
5	3.8	15.5.c.ii 15.5.c.iii	3 kap, 30 §	Övergång till husturbindrift
5	3.9	21.2		Tillhandahållande av syntetisk tröghet
5	4.1	21.3		Reaktiv effekt-/Mvar reglering
5	4.2	21.3	5 kap, 4 §	Reglerbarhet av spänning
5	4.3	21.3		Reglerbarhet av effektfaktor/cos φ
5	4.4	21.3	5 kap, 5–6 §	Övergång mellan reglermoder för reaktiv effekt
5	4.5–4.7	21.3.f	5 kap, 7 §	POD (PSS)
5	5.1	14.3 20.3	3 kap, 10–16 § 5 kap, 1 §	Feltålighet och återhämtning av aktiv effekt efter fel
5	5.2	14.3	3 kap, 10–16 § 5 kap, 1 §	Feltålighet vid osymmetriska fel
5	5.3	20.2		Tillhandahållande av snabb felström
5	5.4	21.3.e		Prioritering mellan aktiv och reaktiv effekt under feltillstånd



2.2. Verifiering av specifika krav

För kraftparksmoduler av typ B och C tillkommer ett antal krav som inte gäller för typ D och därmed finns instruktioner för verifiering av kravuppfyllnad inte angiven i instruktionerna för typ D utgivna av Svenska kraftnät.

2.2.1. Verifiering av specifika krav för typ B

De krav som är specifika för typ B (som inte appliceras på typ D) är även projektspecifika. Därmed tillhandahålls både kravbild och instruktioner för kravverifiering för varje projekt för följande krav:

- *Artikel 13.6 Fjärrstyrning av aktiv effekt*
- *Artikel 13.7 automatisk anslutning och maximal ökning av aktiv effekt*
- *Artikel 14.2 Fjärrstyrning av aktiv effekt*
- *Artikel 20.2.a kapabilitet för reaktiv effekt*

2.2.2. Verifiering av specifika krav för typ C

De krav som är specifika för typ C (som inte appliceras på typ D) är även projektspecifika. Därmed tillhandahålls både kravbild och instruktioner för kravverifiering för varje projekt för följande krav:

- *Artikel 13.7 automatisk anslutning och maximal ökning av aktiv effekt*
- *Artikel 15.3 Spänningsområden för automatisk bortkoppling*



3. Slutligt driftsmeddelande

3.1. Verifiering enligt instruktioner från Svk

För de krav som även tillämpas för typ D utförs verifiering enligt följande bilagor för kraftparksmoduler utgivna av Svenska kraftnät³, med givna tillägg:

- *Bilaga 3, Anläggningsdata*
- *Bilaga 5, Överensstämmelsesimulering*
- *Bilaga 6, Överensstämmelseprovning*
- *Bilaga 7, Modellvalidering*

De avsnitt i dessa bilagor som verifierar kravuppfyllnad inför slutligt driftsmeddelande för de krav som även gäller för typ B respektive typ C sammanställs i Tabell 5 för batterilager av typ B och i Tabell 6 för batterilager av typ C.

Tabell 5 Verifiering av kravuppfyllnad inför slutligt driftsmeddelande för batterilager av typ B enligt bilagor publicerade av Svenska kraftnät.

Bilaga	Kapitel	RfG	EIFS 2018:2	Krav
3	2.2	13.4 13.5	3 kap, 7 §	Minskning av aktiv effekt vid sjunkande frekvens
3	3.1	14.5.b		Skyddsprinciper och inställningar
3	3.2	14.5.c		Prioritering av skydds- och regleranordningar
3	3.6	13.1.b	3 kap, 2 §	Tålighet mot snabba frekvensändringar
3	3.7		3 kap, 18 §	Tålighet mot spänningsvariationer
3	3.8	13.1.a	3 kap, 1 §	Tålighet mot frekvensvariationer
3	3.9	13.1.a	3 kap, 1 § 3 kap, 18 §	Tålighet mot spänningsvariationer och frekvensvariationer
3	3.10	14.3 20.3	3 kap, 10–16 § 5 kap, 1 §	Feltålighet
3	4.1	14.4		Tillstånd för återinkoppling
3	5.2	14.5.a		Reglerprinciper och inställningar

³ [Nätanslutning av generatorer \(RfG\) | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)



Bilaga	Kapitel	RfG	EIFS 2018:2	Krav
3	6.1	14.5.d		Informationsutbyte
3	6.4	21.3.d.vii		Fjärrstyrning av reaktiv effekt
5	5.1	14.3 20.3	3 kap, 10-16 § 5 kap, 1 §	Feltålighet och återhämtning av aktiv effekt efter fel
5	5.2	14.3	3 kap, 10-16 § 5 kap, 1 §	Feltålighet vid osymmetriska fel
5	5.3	20.2		Tillhandhållande av snabb felström
6	2.2	13.1.b	3 kap, 2 §	Frekvensändringshastighet
6	2.3	13.3 13.4 13.5	3 kap, 7 §	Maximal minskning av aktiv uteffekt till följd av sjunkande frekvens
6	2.7	13.2	3 kap, 3-6 §	Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens – LFSM-O

Tabell 6 Verifiering av kravuppfyllnad inför slutligt driftsmeddelande för batterilager av typ C enligt bilagor publicerade av Svenska kraftnät.

Bilaga	Kapitel	RfG	EIFS 2018:2	Krav
3	2.1	21.3	5 kap, 2-3 §	Kontinuerlig produktion och konsumtion av reaktiv effekt
3	2.3	13.4 13.5	3 kap, 7 §	Minskning av aktiv effekt vid sjunkande frekvens
3	3.1	14.5.b 15.4.c		Skyddsprinciper och inställningar
3	3.2	14.5.c		Prioritering av skydds- och regleranordningar
3	3.3	15.4.a		Tålighet vid effektpendlingar
3	3.4	15.6.a		Förlust av fasvinkelstabilitet eller reglering



Bilaga	Kapitel	RfG	EIFS 2018:2	Krav
3	3.5	16.2.c		Automatisk bortkoppling vid spänningsvariationer
3	3.6	13.1.b	3 kap, 2 §	Tålighet mot snabba frekvensändringar
3	3.7	15.4.b	3 kap, 18 §	Tålighet mot spänningsvariationer
3	3.8	13.1.a	3 kap, 1 §	Tålighet mot frekvensvariationer
3	3.9	13.1.a 15.4.b	3 kap, 1 § 3 kap, 18 §	Tålighet mot spänningsvariationer och frekvensvariationer
3	3.10	14.3 20.3	3 kap, 10-16 § 5 kap, 1 §	Feltålighet och återhämtning av aktiv effekt efter fel
3	4.1	14.4		Tillstånd för återinkoppling
3	4.2	15.5.c.i		Snabb återsynkronisering
3	4.4	15.6.d		Anordningar för systemdrift och systemsäkerhet
3	5.1	15.2.a 15.4.b 15.6.e	3 kap, 19 § 3 kap, 31-32 §	Reglering av aktiv effekt
3	5.2	14.5.a		Reglerprinciper och inställningar
3	5.4	15.2.b		Lokal aktiv effektregering
3	6.1	14.5.d		Informationsutbyte
3	6.2	15.2.g		Övervakning i realtid av FSM
3	6.3	15.6.b		Övervakning och felregistrering
3	6.4	21.3		Fjärrstyrning av reaktiv effekt
5	4.5-7	21.3.f	5 kap, 7 §	POD (PSS)
5	5.1	14.3 20.3	3 kap, 10-16 § 5 kap, 1 §	Feltålighet och återhämtning av aktiv effekt efter fel
5	5.2	14.3	3 kap, 10-16 § 5 kap, 1 §	Feltålighet vid osymmetriska fel



Bilaga	Kapitel	RfG	EIFS 2018:2	Krav
5	5.3	20.2		Tillhandhållande av snabb felström
5	5.4	21.3.e		Prioritering mellan aktiv och reaktiv effekt under feltillstånd
6	2.2	13.1.b	3 kap, 2 §	Frekvensändringshastighet
6	2.3	13.3 13.4 13.5	3 kap, 7 §	Maximal minskning av aktiv uteffekt till följd av sjunkande frekvens
6	2.4	15.2	3 kap, 19 §	Snabb nedreglering av aktiv effekt
6	2.5	15.2.a-b 15.6.e	3 kap, 31 §	Reglerbarhet och reglerområde för aktiv effekt
6	2.6	15.6.e	3 kap, 32 §	Snabbhet i reglering av aktiv effekt
6	2.7	13.2	3 kap, 3-6 §	Begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens - LFSM-O
6	2.8	15.2.c	3 kap, 20-22 §	Begränsat frekvenskänslighetsläge vid underfrekvens - LFSM-U
6	2.9	15.2.d	3 kap, 23-29 §	Frekvenskänslighetsläge - FSM
6	2.10	15.5.c.i		Återsynkronisering inom 15 minuter
6	2.11	15.5.c.ii 15.5.c.iii	3 kap, 30 §	Övergång till och upprätthållande av husturbindrift
6	2.12	21.2		Tillhandahållande av syntetisk tröghet
6	2.13	21.3	5 kap, 2-4 §	Reglerbarhet av spänning
6	2.14	21.3	5 kap, 5-6 §	Reaktiv effekt-/Mvar reglering
6	2.15	21.3	5 kap, 5-6 §	Reglerbarhet av effektfaktor/cos φ
6	2.16-17	21.3.f	5 kap, 7 §	POD (PSS)
7	2	15.6.c		Validering av RMS-modeller
7	3	15.6.c		Validering av transienta modeller



Bilaga	Kapitel	RfG	EIFS 2018:2	Krav
7	4	15.6.c		Validering av modeller för överensstämmelsesimuleringarna

3.2. Verifiering av specifika krav

För kraftproduktionsmoduler av typ B och C tillkommer ett antal krav som inte gäller för typ D och därmed finns instruktioner för verifiering av kravuppfyllnad inte angiven i instruktionerna för typ D utgivna av Svenska kraftnät.

3.2.1. Verifiering av specifika krav för typ B

De krav som är specifika för typ B (som inte appliceras på typ D) är även projektspecifika. Därmed tillhandahålls både kravbild och instruktioner för kravverifiering för varje projekt för följande krav:

- Artikel 13.6 Fjärrstyrning av aktiv effekt
- Artikel 13.7 automatisk anslutning och maximal ökning av aktiv effekt
- Artikel 14.2 Fjärrstyrning av aktiv effekt
- Artikel 20.2.a kapabilitet för reaktiv effekt

3.2.2. Verifiering av specifika krav för typ C

De krav som är specifika för typ C (som inte appliceras på typ D) är även projektspecifika. Därmed tillhandahålls både kravbild och instruktioner för kravverifiering för varje projekt för följande krav:

- Artikel 13.7 automatisk anslutning och maximal ökning av aktiv effekt
- Artikel 15.3 Spänningsområden för automatisk bortkoppling



4. Krav för batterilager enligt förslag på reviderad EIFS 2018:2

1 § Batterilager som är utrustade med omriktare för likriktning och växelriktning ska omfattas av samma krav som följer av kommissionens förordning (EU) nr 2016/631 och denna föreskrift om de kan användas för att utbyta aktiv effekt i anslutningspunkten. Batterilager ska ses som en kraftparksmodul och uppfylla samtliga krav som gäller för kraftparksmoduler med tillägg och avvikelser utifrån vad som anges i detta kapitel. Kraven i kommissionens förordning (EU) nr 2016/631 och denna föreskrift ska gälla både vid produktion och förbrukning av aktiv effekt sett ifrån anslutningspunkten om inte annat anges i detta kapitel.

För kraftproduktionsmoduler där batterilager är en del av kraftproduktionsmodulen och där styrning och reglering sker gemensamt för kraftproduktionsmodulen och batterilagret ska kravbilderna för batterilagret fastställas av berörd systemansvarig för överföringssystemet efter samordning med berörd systemansvarig och ägaren av batterilagret.

Superkondensator eller batterier där energin som kan produceras eller förbrukas är liten och begränsas till en uthållighet under en minut vid $P_{\max, \text{prod}}$ eller $P_{\max, \text{förbr}}$ ska inte ses som ett batterilager och således inte omfattas av kraven i förordning (EU) nr 2016/631 eller denna föreskrift.

2 § Batterilager av typ C och D ska för POD-funktion enligt 6 kap 16§ i förslag på reviderade EIFS 2018:2 implementera funktionen så att den uppfyller specifikationen för POD-P.

Allmänna råd: POD-funktionen kan med fördel implementeras som en kombination av POD-P och POD-Q.

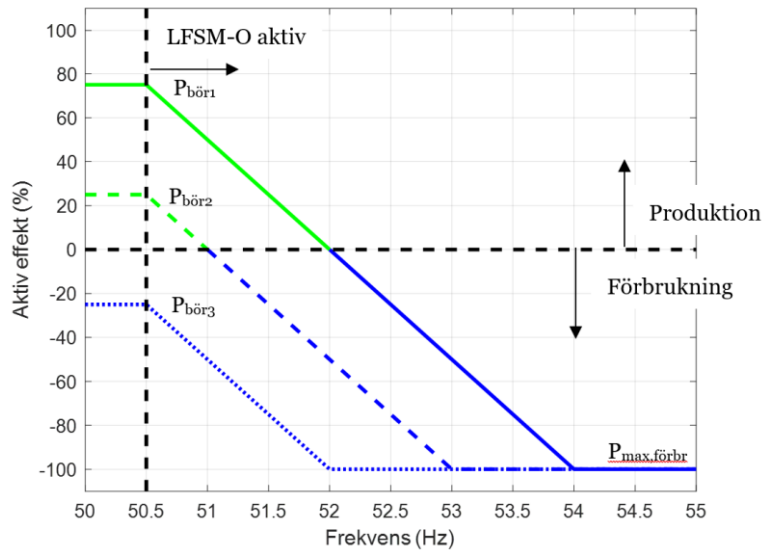
3 § För batterilager ska referensvärdet för aktiv effekt till vilket ΔP är kopplat, enligt kommissionens förordning (EU) nr 2016/631 Artikel 13.2, Figur 1, Artikel 15.2c, Figur 4 och Artikel 15.2c Figur 5 vid begränsat frekvenskänslighetsläge – överfrekvens (LFSM-O), begränsat frekvenskänslighetsläge – underfrekvens (LFSM-U) och frekvenskänslighetsläge (FSM) utgöras av det högsta värdet av maximal kontinuerlig effekt ($P_{\max, \text{prod}}$) eller maximal kontinuerlig förbrukning som kan förbrukas i anslutningspunkten, ($P_{\max, \text{förbr}}$).

$$P_{ref} = \max(|P_{\max, \text{prod}}|, |P_{\max, \text{förbr}}|)$$

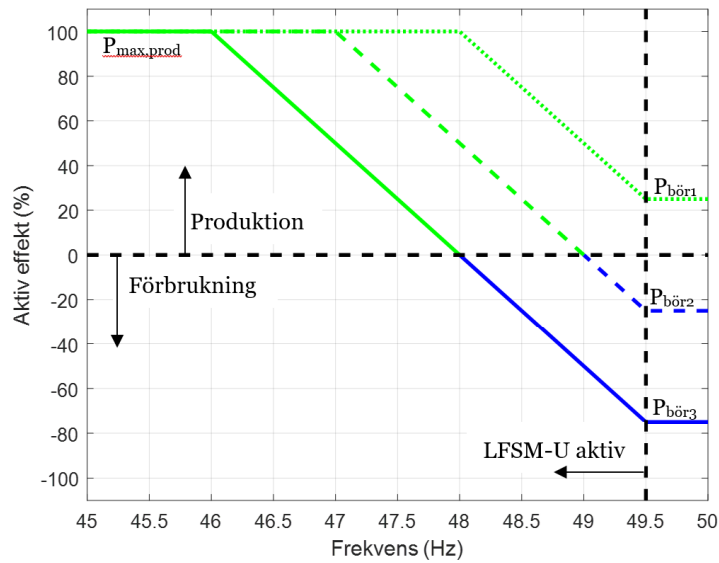
4 § Batterilager ska vid drift i frekvenskänslighetsläge, FSM, samt begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens och underfrekvens, LFSM-O och LFSM-U, tillhandahålla aktiv effekt som frekvenssvar både då batterilagret producerar och förbrukar aktiv effekt.



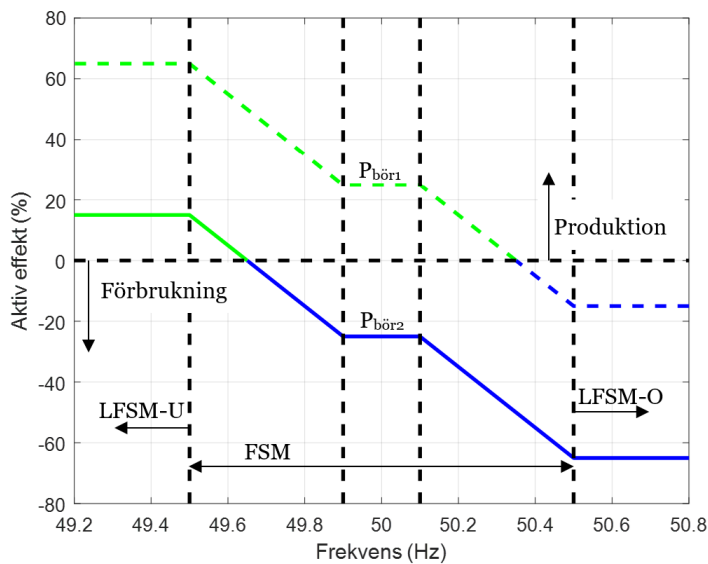
5 § Batterilager ska vid frekvenskänslighetsläge, FSM, samt begränsat frekvenskänslighetsläge vid överfrekvens och underfrekvens, LFSM-O och LFSM-U, kontinuerligt övergå från produktion till förbrukning och vice versa vilket exemplifieras i Figur 1–Figur 3. Förändringen av aktiv effekt ska baseras på frekvensavvikelse och inställd statik. Aktiv uteffekt i anslutningspunkten ska kunna regleras mellan maximal produktion, $P_{\max, \text{prod}}$, och maximal förbrukning, $P_{\max, \text{förbr}}$.



Figur 1 Aktiv effekt som funktion av frekvens då LFSM-O med 4 % statik är aktiv, grön linje visar när batteriet är i driftmod produktion och blå då det är i driftmod förbrukning, heldragen linje visar effektbörvärde $P_{bör1}=75\%$, streckad linje effektbörvärde $P_{bör2}=25\%$ och punktad linje $P_{bör3}=-25\%$, $P_{\max, \text{prod}}$ och $P_{\max, \text{förbr}}$ lika stora.



Figur 2 Aktiv effekt som funktion av frekvens då LFSM-U med 4 % statik är aktiv, grön linje visar när batteriet är i driftmod produktion och blå då det är i driftmod förbrukning, heldragen linje visar effektbörvärde $P_{bör3} = -75\%$, streckad linje effektbörvärde $P_{bör2} = -25\%$ och punktad linje $P_{bör1} = 25\%$, $P_{max,prod}$ och $P_{max,förbr}$ lika stora.



Figur 3 Aktiv effekt som funktion av frekvens då FSM är aktiv, grön linje visar när batteriet är i driftmod produktion och blå då det är i driftmod förbrukning, heldragen linje visar effektbörvärde $P_{bör2} = -25\%$ och streckad linje effektbörvärde $P_{bör1} = 25\%$, frekvensdöband 0,1 Hz och statikfaktorn 2 %.



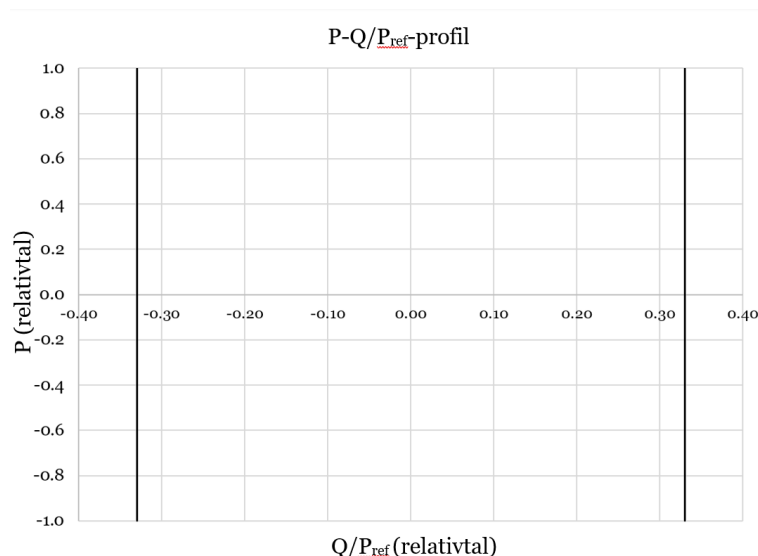
6 § Batterilager ska vid aktiv effektregering klara av en ramphastighet på 200 %/min inom reglerområdet ($|P_{\max prod}| + |P_{\max förb}|$) och effektområdet $-|P_{\max prod}| - |P_{\max förb}|$. Normering av aktiv effekt (100 %) ska vara baserad på det högsta värdet av maximal kontinuerlig effekt, $P_{\max prod}$, eller maximal kontinuerlig förbrukning som kan förbrukas i anslutningspunkten, $P_{\max förb}$.

Batterilager av typ B, C och D, ska vid en justering av börvärde för aktiv effekt klara en ramphastighet på 200 %/min inom reglerområdet ($|P_{\max prod}| + |P_{\max förb}|$) och effektområdet $-|P_{\max förb}| - |P_{\max prod}|$. Normering av aktiv effekt (100 %) ska vara baserad på det högsta värdet av maximal kontinuerlig effekt, $P_{\max prod}$, eller maximal kontinuerlig förbrukning som kan förbrukas i anslutningspunkten, $P_{\max förb}$. Ny stabil effektnivå ska erhållas inom toleransen ± 2 procent av den maximala kontinuerliga effekten.

Det ska vara möjligt att tillämpa en långsammare ramphastighet vid justering av börvärde för aktiv effekt än den som anges ovan om den systemansvarige för överföringssystemet meddelar en maximal ramphastighet eller ramperiod.

Kraven i denna paragraf gäller både vid fjärrstyrning och vid manuella, lokala åtgärder.

7 § För batterilager av typ B, C och D ska reaktiv effekt baseras på referensvärdet för aktiv effekt till vilket ΔP är kopplat, enligt kommissionens förordning (EU) nr 2016/631 Artikel 13.2 Figur 1, Artikel 15.2c Figur 4 och Artikel 15.2c Figur 5 Pref, enligt 3 §. Reactiv effekt i anslutningspunkten ska vara minst $-0,33 \cdot Pref - 0,33 \cdot Pref$ inom det aktiva effektområdet $-|P_{\max förb}| - |P_{\max prod}|$ i enlighet med Figur 4.



Figur 4 Minimikrav på reaktiv effekt i anslutningspunkten ($P-Q/Pref$ -profil) för batterilager av typ B, C och D.