

NVF 2025

Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet

Gjeldende fra 13 juni 2025



FORORD

Denne veilederen er et vedlegg til retningslinjene for utøvelse av systemansvaret for fos § 14 – Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet. Retningslinjene er utarbeidet av systemansvarlig og godkjennes av Reguleringsmyndigheten for energi iht. føringer gitt i fos § 28a. Det er selve funksjonskravene og praktiseringen av disse, som er underlagt godkjenning fra Reguleringsmyndigheten for energi. Høringsutkast for Veilederen NVF2025 er en oppdatering av NVF2024. Den største forandringen er at det nå stilles krav til energilagring eller batterilagringssystemer og til tilknytningsvern. Flere endringer og suppleringer er gjort som følge av dialog og spørsmål fra aktører for å tydeliggjøre innhold. Under listes endringer gjort i NVF2025:



Del II – Nettanlegg

I Kapittel 5.1.2 *Koblingsanlegg generelt* justeres krav om lik funksjonalitet for alle avganger slik at "avganger til transmisjonsnett som alternativ kan følge koblingsløsning i transmisjonsnett". Og i kapittel 5.1.5.2 *Praktisering* (for koblingsanlegg i regionalnett $110 \leq U_n < 220$ kV tilknyttet transmisjonsnett) åpnes det for alternativ løsning med dublerede strømtransformatorer på avganger til transmisjonsnett, og enkle strømtransformatorer på avganger til regionalnett, og dette illustreres i en ny figur 5-3.

I kapittel 5.1.4 *Koblingsanlegg som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten*, legges til et underkapittel 5.1.4.3 om at krav til fleksibilitet og redundans vil fastsettes i hvert enkelt tilfelle for koblingsanlegg med $U_n < 110$ kV eller til spesielle applikasjoner som er vesentlig for forsyningssikkerheten.

I kapittel 5.2.1 *Endepunktskomponenter i en overføring* er definisjoner og funksjonskrav skrevet om for å lette forståelse, tydeliggjøre kravet. Selve funksjonskravet er ikke endret.

Kapittel 5.3.1 *Generelle Funksjonskrav* om transformator suppleres med en formulering om at krav til automatisk spenningsregulering (trinnekobler) ikke gjelder for autotransformator som transformerer mellom 420 og 300 kV.

Om SVS anlegg i kapittel 5.4.4.1 *Funksjonskrav*, mildnes krav i og med at krav til dempetilsats endres fra et fast krav, til i stedet å bli behovsvurdert. Kapittel 5.4.4.2 om å kunne drifte ved avbrudd i spenning justeres kun tekstlig for å tydeliggjøre. 5.4.4.3 *Praktisering* av krav om å kunne drifte ved avbrudd i spenning endres fra 30 til 60 sekunder ved bortfall av stasjonsforsyning.

NVF 2025 inkluderer et nytt delkapittel; 6.8. *Tilknytningsvern*.

Tilknytningsvern er vern som brukes i avgang til forbruk eller produksjonsanlegg tilknyttet på vilkår. I forbindelse med at sluttbrukere/produsenter skal få tillatelse til å koble seg til kraftnettet kan det i en del tilfeller være en forutsetning at disse skal være tilkoblet et tilknytningsvern. Tilknytningsvern er vern som skal gjøre det driftsmessig forsvarlig å tilknytte nytt forbruk eller produksjon.

Tilknytningsvern vil bli en del av tiltak som omsøkes iht. fos § 14. NVF 2025 inkluderer derfor funksjonskrav til tilknytningsvern, samt informasjon om rutiner i forbindelse med etablering, testing og utarbeidelse av tilhørende dokumentasjon.

Del III – Forbruk og tilknytning av nett

Kapittel 10.4 *Uttevksling av reaktiv effekt* er skrevet om for å tydeliggjøre skille mellom krav til anlegg med eller uten dynamisk spenningsregulering. Informasjon og referanser til EU kode er forenklet. Funksjonskrav er ikke endret.

Del IV – Produksjonsanlegg

Kapittel 12.1.1 *Dimensjonerende aktiv effekt* er kortet ned slik at kapittelet kun definerer P_{maks} som

den høyeste aktive effekten som kontinuerlig kan leveres til nettet. P_{maks} er dimensjonerende for øvrige funksjonskrav. Tekst om behovsprøving av P_{maks} er slettet fordi dette ikke er relevant.

12.5.6.2 *Praktisering* (dempetilsats)

Det legges til en setning om at praktisering for eksisterende aggregater med dempetilsats er at denne funksjonen videreføres. Hensikten er å tydeliggjøre gjeldende praksis.

Kapittel 12.7.3 og kapittel 14.7.3 *Fjernstyring* endres slik at systemansvarlig kan behovsvurdere at også type B produksjonsanlegg skal kunne fjernstyres. Årsaken til endringen er å muliggjøre at også mindre produksjonsanlegg skal kunne fjernstyres og slik være forberedt på å kunne respondere på meldinger.

I Tabell 13-1, rad 13.1.3 *merknader* gjøres tekstlige endringer for å tydeliggjøre når det skal gjøres analyser av magnetiseringsutstyr.

I kapittel 14 *Funksjonskrav for kraftparker* blir *energilagrinssystemer og batterilagringssystemer* inkluderes i begrepet 'kraftpark', og disse vil kravstilles på lik linje som øvrige kraftparker. De vil også deles inn i kategorier; type A, B, C eller D på samme måte som øvrige produksjonsanlegg, som beskrevet i NVF kap. 11.1.

Kapittel 14.1.1 *Dimensjonerende aktiv effekt* er kortet ned slik at kapittelet kun definerer P_{maks} som den høyeste aktive effekten som kontinuerlig kan leveres til nettet. P_{maks} er dimensjonerende for øvrige funksjonskrav. Tekst om funksjonskrav og praktisering/ behovsprøving av P_{maks} er slettet fordi dette ikke er relevant.

Kapittel 14.5 *Reaktiv ytelse* er endret. Reaktiv ytelse og dermed spenningsreguleringsegenskaper i driftsområdet $0 \leq P < P_{min}$ (STATCOM-funksjonalitet) hos kraftparker av type C og D gjøres til et fast krav. Kravet vil også være gjeldende for anlegg av type B, men kan behovsprøves av konsesjonær og må godkjennes av systemansvarlig i hvert enkelt tilfelle.

Kapittel 14.6.4 *Nettformende egenskaper* endres i omfang. Funksjonskrav om at systemansvarlig kan behovsvurdere at kraftparker skal ha nettformende egenskaper økes fra tidligere til å omfatte type C og D, til nå også å inkludere type B.

Kapittel 16 *Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker* endres slik at det kreves elektromagnetiske transientmodeller (EMT-modeller) for type D anlegg. Anlegg- og typespesifikke EMT-modeller av enkeltanlegg gir mulighet for å verifisere krav som ikke mulig eller hensiktsmessig å verifisere gjennom fysiske prøver på anlegget, for eksempel FRT-egenskaper. EMT-modeller av kraftparkmoduler gir mulighet til å oppdage ustabiliteter og fenomener som ligger utenfor gyldighetsområdet til tradisjonelle PDT-modeller, og tilpasse kontrollsystemer for å unngå dem.

Del V – HVDC

Kapittel 18.1.4 *Frekvensendringshastighet* er endret slik at krav om at HVDC-systemer skal kunne drifte ved frekvensendringshastighet detaljeres og økes med krav til

± 5 Hz/s målt over 0,25 sekund og

± 1,25 Hz/s målt over 2 sekunder

Årsaken til kravet er å sikre stabil drift for nye HVDC anlegg i tilfelle dårligere frekvenskvalitet i nettet, samt å tilpasse europeiske regler.

Noen feil i trykk og format er også rettet.

Innhold

NVF 2025	1
DEL I – GENERELLE FØRINGER	1
1 FORMÅL OG VIRKEOMRÅDE	1
1.1 Systemansvarliges rolle.....	1
1.2 Formål og virkeområde for fos § 14.....	1
1.3 Formål med nasjonal veileder for funksjonskrav.....	2
1.4 Hvem omfattes av veilederen.....	2
1.4.1 Anlegg i regional- og transmisjonsnett (fos § 14 første ledd)	3
1.4.2 Produksjonsanlegg i distribusjonsnett (fos § 14 annet ledd)	3
1.5 Forhold til annet regelverk.....	4
1.5.1 Forhold til Europeisk tilknytningsregelverk.....	4
1.5.2 Forhold til andre bestemmelser i fos eller bestemmelser i forskrifter tilknyttet systemansvaret	4
1.5.3 Forhold til annet norsk regelverk	5
1.6 Juridiske forhold.....	5
2 VEILEDERENS OPPBYGNING	6
2.1 Behovsprøvd og behovsvurderte krav	6
2.2 Unntak.....	7
2.3 Dokumentasjon og analyser	7
2.3.1 Dokumentasjon og analyser ifm. fos § 14-søknad	7
2.3.2 Dokumentasjon og analyser knyttet til etterlevelse av krav.....	7
DEL II - NETTANLEGG	9
3 FORKORTELSER OG DEFINISJONER	9
3.1 Relevante forskrifter og utredninger	9
3.2 Akronymer, forkortelser og definisjoner	9
3.3 Symboler	11
3.4 Relevante standarder og normer.....	11
4 OVERFØRING	12
4.1 Kraftledning.....	12
4.1.1 Funksjonskrav om revolvering.....	12
4.1.2 Funksjonskrav om gjennomgående jordforbindelse.....	12
4.2 Kabelanlegg.....	13
4.2.1 Funksjonskrav om fasevis symmetri for en-fase kabler	13
4.2.2 Funksjonskrav om gjennomgående jordforbindelse.....	13
4.2.3 Funksjonskrav om spenningsstigning.....	13

4.2.4	Funksjonskrav om overlastbarhet	14
4.3	Reaktiv kompensering av overføringsanlegg	14
4.3.1	Funksjonskrav om reaktiv kompensering av overføringsanlegg (kraftledning og kabelanlegg)	14
5	KOBLINGSANLEGG OG STASJONER - APPARATANLEGGSLØSNING	15
5.1	Fleksibilitet og systemutforming.....	15
5.1.1	Uavhengige anleggsdeler	15
5.1.2	Koblingsanlegg generelt	15
5.1.3	Koblingsanlegg i transmisjonsnett $U_n \geq 132$ kV	15
5.1.4	Koblingsanlegg som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten, $U_n \leq 420$ kV	17
5.1.5	Koblingsanlegg i regionalnett $110 \leq U_n < 220$ kV tilknyttet transmisjonsnett	18
5.1.6	Koblingsanlegg i regionalnett $U_n < 110$ kV, tilknyttet transmisjonsnett	20
5.1.7	Koblingsanlegg i regionalnett $110 \leq U_n < 220$ kV	20
5.1.8	Koblingsanlegg i regionalnett $U_n < 110$ kV	22
5.1.9	T-avgreninger	23
5.2	Komponenter i koblingsanlegg	26
5.2.1	Endepunktskomponenter i en overføring	26
5.2.2	Skillebryter.....	27
5.2.3	Fraskillende effektbryter	27
5.2.4	Effektbryter	27
5.2.5	Overspenningsavledere.....	32
5.3	Transformator	33
5.3.1	Generelle Funksjonskrav	33
5.3.2	Funksjonskrav for tilleggsutstyr til transformator.....	35
5.3.3	Praktisering av funksjonskrav for transformator i nett som har beslutning om fremtidig overgang til lavohmig eller direktejordet systemjording	35
5.4	Reaktive komponenter og anlegg	35
5.4.1	Funksjonskrav om styring av reaktive komponenter og brytere for dette	35
5.4.2	Shuntkondensator	36
5.4.3	Shuntreaktor.....	36
5.4.4	SVS anlegg – Static Var System.....	37
5.4.5	Roterende reaktive komponenter.....	37
5.5	Jordstrømkompensering	38
5.5.1	Kompensering generelt	38
5.5.2	Kompensering – nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV	39
6	Kontrollanlegg	40

6.1	Lokalt kontrollanlegg.....	40
6.1.1	Funksjonskrav til kontrollanlegg.....	40
6.2	Informasjonsutveksling	40
6.2.1	Funksjonskrav for informasjonsutveksling	40
6.3	Fjernstyring og overvåkning.....	42
6.3.1	Funksjonskrav om fjernstyring og overvåkning.....	42
6.4	Hjelpeanlegg	43
6.4.1	Funksjonskrav om uavhengige hjelpeanlegg til kontrollanlegg for direktejordet nett systemspenning ≥ 220 kV	43
6.5	Målinger i nettanlegg for avregning, driftskontroll og vern	43
6.5.1	Konvensjonelle målinger i nett med nominell systemspenning ≥ 33 kV.....	43
6.6	Inn- og gjeninnkoblingsautomatikk (IKA).....	45
6.6.1	Inn- og gjeninnkoblingsautomatikk for to-bryteranlegg	45
6.6.2	Funksjonskrav for inn- og gjeninnkoblingsautomatikk	45
6.7	Feilskrivere i nettanlegg.....	47
6.7.1	Funksjonskrav om feilskriverfunksjonalitet.....	47
6.7.2	Funksjonskrav om pendlingsregistratorfunksjonalitet.....	47
6.8	Tilknytningsvern	48
6.8.1	Funksjonskrav for tilknytningsvern i transmisjonsnett	48
6.8.2	Funksjonskrav for tilknytningsvern i regionalnett.....	49
6.8.3	Funksjonskrav for tilknytningsvern i distribusjonsnett	49
6.8.4	Praktisering.....	49
7	Vern i nettanlegg	51
7.1	Definisjoner.....	51
7.2	Vern i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV	53
7.2.1	Vernsystem for enhet.....	53
7.2.2	Generelle funksjonskrav	54
7.2.3	Praktisering av generelle funksjonskrav - overføringskapasitet	55
7.2.4	Direktejordet nett ≥ 220 kV	56
7.2.5	Systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, nett som inngår i transmisjonsnett, nett med vesentlig betydning for forsyningssikkerheten eller koblingsanlegg tilknyttet transmisjonsnett	60
7.2.6	Systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, lavohmig eller direktejordet nett	62
7.2.7	Systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, Isolert eller kompensert systemjording	67
7.2.8	Shuntreaktor.....	71
7.2.9	Shunkondensator	72
7.2.10	Funksjonskrav til FACTS-anlegg	73

7.2.11	Funksjonskrav til HVDC systemer	73
7.3	Vern i nettanlegg med nominell systemspenning fra og med 33 kV til 110 kV	74
7.3.1	Krav til vernsystem for enhet	74
7.3.2	Generelle funksjonskrav	75
7.3.3	Isolert eller kompensert systemjording < 110 kV	76
8	Feilskrivere og pendlingsregistratorer	81
8.1	Feilskrivere	81
8.1.1	Plassering av feilskrivere	81
8.1.2	Registreringshastighet.....	81
8.1.3	Kalibrering	82
8.1.4	Startkriterier	82
8.1.5	Registreringstid	82
8.1.6	Tidssynkronisering.....	83
8.1.7	Registrering og presentasjon.....	83
8.2	Pendlingsregistratorer	84
8.2.1	Detektering av pendlinger	84
8.2.2	Plassering av pendlingsregistratorer	84
8.2.3	Startkriterier	84
8.2.4	Registreringstid	84
8.3	PMU-er og spenningskvalitetsmålere	84
8.3.1	Funksjonskrav for PMU-er	85
8.3.2	Praktisering for PMU-er og spenningskvalitetsmålere.....	85
8.4	Lagring og overføring av data fra feilskriverutstyr og pendlingsregistratorer.....	85
8.4.1	Funksjonskrav	85
8.4.2	Praktisering av funksjonskrav for lagring og overføring.....	85
Del III – FORBRUK og tilknytning av nett.....		86
9	Forbruk - omfang og virkeområde	86
9.1	Omfang.....	86
9.2	Informasjon om referanser til EU nettkoder	86
9.3	Definisjoner og notasjoner.....	87
10	Forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet	89
10.1	Frekvensgrenser	89
10.1.1	Funksjonskrav om frekvensgrenser for nettanlegg og forbruksanlegg.....	89
10.2	Spenningsintervall.....	89
10.2.1	Funksjonskrav om spenningsintervall for nettanlegg og forbruksanlegg som er tilknyttet nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV	89

10.2.2	Funksjonskrav om spenningsintervall for nettanlegg og forbruksanlegg som er tilknyttet nett med nominell systemspenning < 110 kV	92
10.3	Kortvarige spenningsgrenser	92
10.3.1	Funksjonskrav om kortvarige spenningsgrenser for nettanlegg og forbruksanlegg tilknyttet nett med maksimal kontinuerlig systemspenning ≥ 300 kV	92
10.4	Utteksling av reaktiv effekt.....	93
10.4.1	Funksjonskrav om reaktiv effektutveksling for nettanlegg og forbruksanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett	93
10.4.2	Funksjonskrav om brytere for styring av statiske reaktive komponenter	94
10.5	Vern, kontroll og informasjonsutveksling	94
10.5.1	Funksjonskrav til vern og beskyttelse av forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett	94
10.5.2	Funksjonskrav til kontroll og informasjonsutveksling for forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett	95
10.6	Transformator for tilknytning av forbruksanlegg	96
10.7	Radial for tilknytting av forbruksanlegg.....	96
Del IV	– produksjonsanlegg.....	97
11	Generelt - Produksjonsanlegg	98
11.1	Inndeling	98
11.1.1	Distribuert produksjon av Type A.....	99
11.2	Behovsvurderinger, behovsprøvinger eller fos § 18 vedtak	99
11.3	Symboler og konstanter	101
11.4	Definisjoner.....	102
12	Funksjonskrav for synkrone produksjonseenheter	105
12.1	Driftsområder.....	105
12.1.1	Dimensjonerende aktiv effekt.....	105
12.1.2	Spenningsintervall.....	106
12.1.3	Frekvensgrenser	106
12.1.4	Frekvensendringshastighet (ROCOF).....	107
12.2	Turbinregulator	108
12.2.1	Fullverdig turbinregulator	108
12.2.2	Forenklet turbinregulator.....	110
12.2.3	Fullverdig turbinregulator med deteksjon av separatdrift og parameterskift – FCR-I110	110
12.3	Frekvensreguleringsegenskaper og - stabilitet	113
12.3.1	Frekvensregulering - Små lastsprang	113
12.3.2	Frekvensregulering – Store lastsprang.....	114
12.3.3	Frekvensregulering - Stabilitet	114

12.4	Reaktiv ytelse	115
12.5	Spenningsregulator	117
12.5.1	Reguleringsmoduser	118
12.5.2	Utregeringstid i modus spenningskontroll	118
12.5.3	Laststatikk - i modus spenningskontroll	120
12.5.4	Frekvensstatikkfunksjon i modus spenningskontroll	120
12.5.5	Begrensere	121
12.5.6	Dempetilsats (Power System Stabilizer)	122
12.5.7	Resetfunksjonalitet	122
12.6	Robusthet og gjenoppbygning	123
12.6.1	Fault Ride Through	123
12.6.2	Produksjonsgjenoppretting etter feil	125
12.6.3	Svartstart	125
12.6.4	Respons ved eksterne feil - nettfeil	125
12.6.5	Stopptid	126
12.6.6	Automatisk gjeninnkobling	126
12.7	Apparat- og kontrollanlegg	126
12.7.1	Informasjonsutveksling	126
12.7.2	Kommunikasjonsprotokoll	127
12.7.3	Fjernstyring	128
12.7.4	Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer	128
12.7.5	Rampehastighet	128
12.7.6	Vannstandsregulering	128
12.7.7	Feilskriverutstyr	128
12.7.8	Vern	129
12.7.9	Generatortransformator	131
12.7.10	Produksjonsradial	132
13	Krav til verifiserende analyser og tester for synkrone produksjonseenheter	133
13.1	Verifiserende analyser	133
13.1.1	Krav til analyse av Fault Ride Through-egenskaper	134
13.1.2	Krav til analyse av frekvensreguleringsegenskaper og -stabilitet	138
13.1.3	Krav til analyse av magnetiseringsutstyr	145
13.1.4	Krav til analyse av reaktiv ytelse	148
13.2	Verifiserende tester	151
13.2.1	Turbinregulator	153
13.2.2	Magnetiseringssystem	170

13.2.3	Svartstart	179
14	Funksjonskrav for kraftparker	180
14.1	Driftsområder.....	180
14.1.1	Dimensjonerende aktiv effekt	180
14.1.2	Spenningsintervall	181
14.1.3	Frekvensgrenser	181
14.1.4	Frekvensendringshastighet	182
14.2	Parkregulator	182
14.2.1	Aktiv effektregulering - ramping	182
14.2.2	Frekvensregulering - Funksjoner	182
14.2.3	Dempetilsats (POD - Power Oscillation Damper)	183
14.2.4	Reaktiv effektregulering - funksjoner.....	183
14.2.5	Stabilitet	185
14.3	Reguleringsevne – frekvensregulering.....	185
14.4	Reguleringsevne - reaktiv effekt	185
14.5	Reaktiv ytelse	187
14.5.1	Reaktiv ytelse ved $P = P_{maks}$	187
14.5.2	Reaktiv ytelse ved $P_{min} \leq P < P_{maks}$	189
14.5.3	STATCOM-drift ved $0 \leq P < P_{min}$	190
14.6	Robusthet og gjenoppbygning	191
14.6.1	Fault Ride Through	191
14.6.2	Hurtig feilstrømbidrag	193
14.6.3	Produksjonsgjenoppretting	194
14.6.4	Nettformende egenskaper	194
14.6.5	Gjeninnkobling	194
14.7	Apparat- og kontrollanlegg	195
14.7.1	Informasjonsutveksling	195
14.7.2	Kommunikasjon.....	196
14.7.3	Fjernstyring.....	196
14.7.4	Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer	197
14.7.5	Feilskriverutstyr	197
14.7.6	Vern	197
14.7.7	Parktransformator	198
14.7.8	Produksjonsradial	198
15	Funksjonskrav for HVDC-tilknyttede kraftparker	199
15.1	Driftsområder.....	199

15.1.1	Frekvensgrenser	199
15.1.2	Spenningsintervall	199
15.1.3	Frekvensendringshastighet (ROCOF).....	200
15.2	Reaktiv ytelse	200
15.2.1	Reaktiv ytelse ved $P = P_{maks}$	200
15.3	Apparat – og kontrollanlegg	201
15.3.1	Kontrollanlegg	201
16	Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker	202
16.1	Verifiserende simuleringer.....	203
16.1.1	Krav til verifiserende simuleringer av Fault Ride Through	203
16.1.2	Krav til analyse av reaktiv ytelse	204
16.2	Verifiserende tester	207
16.2.1	Aktiv effektregulering.....	210
16.2.2	Frekvensregulering	212
16.2.3	Spenningsregulering	220
16.2.4	Reaktiv ytelse	226
16.2.5	Oppstartstid etter nettutfall.....	228
Del V - HVDC.....		230
17	Generelt - HVDC	230
17.1	Definisjoner	230
18	HVDC-systemer.....	232
18.1	Driftsområder.....	232
18.1.1	Dimensjonerende aktiv effekt.....	232
18.1.2	Spenningsintervall	232
18.1.3	Frekvensgrenser	234
18.1.4	Frekvensendringshastighet	234
18.2	Aktiv effekt og frekvensregulering.....	235
18.2.1	Effektregulering	235
18.2.2	Dempetilsats (Power Oscillation Damping – POD).....	235
18.2.3	Frekvensregulering – Funksjoner	236
18.2.4	Frekvensreguleringsegenskaper.....	236
18.2.5	Stabilitet	237
18.2.6	Nettformende egenskaper	237
18.3	Reaktiv effekt og spenningsregulering.....	237
18.3.1	Reaktiv ytelse ved $P = P_{maks, import}$	237
18.3.2	Reaktiv ytelse – $P - Q / P_{maks, import}$	239

18.3.3	Reguleringsfunksjoner.....	239
18.3.4	Reaktiv effekt-regulering.....	241
18.3.5	Begrensning av reaktiv ytelse.....	241
18.4	Robusthet og gjenoppbygning	242
18.4.1	Fault Ride Through	242
18.4.2	Hurtig feilstrømbidrag	243
18.4.3	Gjenoppretting av effektflyt.....	244
18.4.4	Svartstart	244
18.5	Kontrollanlegg.....	244
18.5.1	Informasjonsutveksling	245
18.5.2	Kommunikasjon.....	245
18.5.3	Fjernstyring.....	245
18.5.4	Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer.....	245
18.5.5	Vern	246
18.5.6	Feilskriverutstyr i HVDC-systemer	246
19	Kravetterlevelse HVDC-systemer	247
19.1	Verifiserende simuleringer.....	248
19.1.1	Krav til analyse av Fault Ride Through	248
19.1.2	Krav til analyse av reaktiv ytelse	250
19.2	Verifiserende prøver	252
19.2.1	Krav til tester av regulator	252
19.2.2	Krav til test av reaktiv ytelse	257
20	Referanser	258
	Bibliografi / Referanser	258
21	Vedlegg.....	260
21.1	Koordinering av Fault Ride Through-egenskaper og vernløsninger	260

DEL I – GENERELLE FØRINGER

1 FORMÅL OG VIRKEOMRÅDE

1.1 Systemansvarliges rolle

I medhold av energiloven er Statnett ved egen konsesjon utpekt som systemansvarlig i Norge. Systemansvaret er regulert i energiloven § 6-1, energilovforskriften § 6-1 og § 6-3, forskrift om kraftrasjonering § 3a og forskrift av 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet, fos. Gjennom energiloven er systemansvarlig gitt offentligrettslig hjemmel til å fatte forvaltningsvedtak. Fos er styrende for systemansvarliges agering, og gir både systemansvarlig og aktørene forpliktelser og rettigheter.

Formålet med fos er å legge til rette for et effektivt kraftmarked, momentan balanse og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. I tillegg skal fos sikre en samfunnsmessig rasjonell utøvelse av systemansvaret, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.

I kraftsystemet må det til enhver tid være momentan balanse mellom den samlede produksjonen og det samlede forbruket av kraft. Det må i den sammenhengen tas hensyn til kraftutvekslingen mellom transmisijsnett, regionalnett og underliggende nett, samt eventuelle begrensninger i kapasitet i det norske kraftsystemet og kraftutveksling. Det skal legges til rette for en tilfredsstillende leveringskvalitet i alle deler av landet, og aktørers beslutninger må koordineres i planlegging og drift. Dette utgjør kjernen i det som betegnes som systemansvaret.

I virkeområdet til fos heter det at forskriften kommer til anvendelse på systemansvarlig og enhver som helt eller delvis eier eller driver nett, produksjon eller organisert markedsplass, samt kraftomsettere og sluttbrukere.

Utøvelsen av systemansvaret innebærer ansvar og myndighet til å pålegge andre aktører å handle på en bestemt måte. Med hjemmel i energiloven og tildelt konsesjon utøver Statnett som systemansvarlig offentlig myndighet, der systemansvarlig fattet beslutninger som gir andre aktører rettigheter og plikter. Aktørene kan som følge av systemansvarliges beslutninger også bli påført kostnader. Det er avgjørende for en samfunnsmessig rasjonell systemansvarsutøvelse at systemansvarlig opptre nøytralt og ikke-diskriminerende. Systemansvarliges beslutninger skjer gjennom enkeltvedtak, enten normale enkeltvedtak eller systemkritiske vedtak. Vedtak etter fos § 14 er normale enkeltvedtak iht. forvaltningsloven.

1.2 Formål og virkeområde for fos § 14

Formålet med fos § 14 er å sikre at kraftsystemet utvikles på en harmonisert måte og at nødvendig funksjonsegenskaper i komponenter og anlegg ivaretas, for å bidra til en rasjonell utnyttelse av kraftsystemet og at kraftsystemet skal fungere samlet, herunder å ivareta kraftsystemets tekniske og systemmessige egenskaper. NVE (nå Reguleringsmyndigheten for energi) fastslår i sitt andre utkast til forskriften i 2002¹ at " *Intensjonen med bestemmelsen er at kraftsystemet bygges ut på en*

¹ NVE 2002, Systemansvaret i kraftsystemet, forslag til forskrift, 2. høring

samfunnsmessig rasjonell måte. Dette betyr at systemansvarlig må samordne funksjonaliteten på deler av anleggene i regional- og transmisjonsnett."

Veilederen angir de krav systemansvarlig legger til grunn ved godkjenning av teknisk funksjonalitet i anlegg. Dersom ønsket funksjon kan oppnås på annen måte enn det som er beskrevet i veilederen, vil systemansvarlig kunne akseptere løsningen. Dokumentet beskriver tekniske funksjonskrav til anlegg, og skal fungere som en veileder for bransje og systemansvarlig for funksjonskrav som fastsettes gjennom vedtak iht. fos § 14.

Veilederen gjelder for fos § 14 første og annet ledd, som angir hva som skal rapporteres til systemansvarlig, som grunnlag for vedtak om funksjonalitet før anleggene tillates idriftsatt. Fos § 14 tredje og fjerde ledd omhandler systemer, rutiner og rapportering av brudd til Reguleringsmyndigheten for energi. Dette er omtalt i retningslinjene. Fos § 14 første ledd omfatter anlegg i, eller tilknyttet regional- og transmisjonsnett. Dette vil si anlegg i eller tilknyttet nett med spenning over 24 kV. Relatert til normerte spenninger, vil det i praksis typisk inkludere anlegg med driftsspenning ≥ 33 kV. Fos § 14 annet ledd omfatter produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnett.

1.3 Formål med nasjonal veileder for funksjonskrav

Denne veilederen er utarbeidet for å tydeliggjøre systemansvarliges tekniske funksjonskrav til anleggene, og for å veilede konsesjonærer om hvorfor kravene stilles og hvordan de kan overholdes. Veilederen søker å harmonisere kravene til anlegg for å sikre at ulike anlegg hos ulike konsesjonærer har en funksjonalitet som utfyller hverandre og passer sammen. Veilederen er også viktig for å sikre at kravene gjennomføres på en ikke-diskriminerende og nøytral måte.

Veilederen omhandler også krav til funksjonalitet i vernsystemer (fos § 20), funksjonskrav knyttet til utveksling av målinger og meldinger (fos § 18) og overføringsgrenser (fos § 7), samt innstillinger av produksjonsanlegg (fos § 9 om regulerstyrke) og andre innstillinger av anlegg. Systemansvarlig anser det som rasjonelt og effektivt at dette vurderes og kravstilles i forbindelse med tilknytning av nye anlegg og ved endringer i eksisterende anlegg.

Kravene som presenteres i veilederen er knyttet til behovet for å sikre at nye anlegg og endringer i eksisterende anlegg har nødvendige harmoniserte funksjonsegenskaper, som legger til rette for et effektivt og forsyningssikkert kraftsystem. Veilederen er ikke en oppskrift for hvordan anlegg skal bygges. Det er konsesjonærens eget ansvar å sørge for at anlegg bygges iht. gjeldende lover og forskrifter.

Denne veilederen erstatter NVF 2024. Ved fremtidige endringer av hele eller deler av veilederen vil dette markeres med revisjonskontroll. Viktige oppdateringer i førstkommende revisjon blir merket NVF 2025.

1.4 Hvem omfattes av veilederen

Fos § 14 første ledd angir at konsesjonærens rapporteringsplikt gjelder når andre konsesjonærer blir berørt av tiltaket. I denne sammenheng anses systemansvarlig alltid som berørt konsesjonær for tiltak i, eller tilknyttet regional- og transmisjonsnett. Det vil si at alle nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg i, eller tilknyttet regional- og transmisjonsnett skal rapporteres til

systemansvarlig. Systemansvarlig har utarbeidet en egen veileder for hvilke tiltak som er søknadspliktige. Denne veilederen er lagt ved retningslinjene til fos § 14.

Med begrepet *konsesjonær* menes her den som har anleggskonsesjon, områdekonsesjon, eller utvidet områdekonsesjon² for anlegg som omfattes av fos § 14. Plikten for å rapportere iht. fos § 14 gjelder også selv om tiltakshaver ikke enda er gitt konsesjon for anlegget som skal bygges.

Retningslinjene for fos § 14 beskriver nærmere prosess og rutiner knyttet til fos § 14.

1.4.1 Anlegg i regional- og transmisjonsnett (fos § 14 første ledd)

Veilederen omhandler tekniske funksjonskrav for anlegg i eller tilknyttet regional- og transmisjonsnett. Dette omfatter anlegg i, eller tilknyttet nett med spenning høyere enn 24 kV. Veilederen inneholder egne kapitler som beskriver krav til nettanlegg, produksjonsanlegg, HVDC-anlegg og forbruksanlegg.

Prosess og rutiner er beskrevet i retningslinjene til fos § 14 første og tredje ledd. Det er utarbeidet løsning for søknad (skjema eller Fosweb) for rapporteringen iht. fos § 14 første ledd.

Nettanlegg, forbruksanlegg og produksjonsanlegg omfattes av funksjonskravene i de respektive delene av NVF med samme navn. Omformeranlegg, inkl. HVDC, benyttes til ulike formål, hvilket legger føringer for hvilke funksjonskrav som er gjeldende. Oppsummert;

- For HVDC-systemer for kraftutveksling mellom synkronområder eller kontrollområder, gjelder krav iht. NVF Del V - HVDC. Systemansvarlig stiller kun krav til omformeranlegget på norsk side i tilknytningen mot regional- eller transmisjonsnettet.
- For HVDC-systemer for offshorevirksomhet vil det stilles krav til omformeranlegget i tilknytningspunktet mot regional- eller transmisjonsnettet.
- For alle HVDC-systemer som i sin helhet er plassert geografisk slik at energiloven og forskrift om systemansvaret er gjeldende, stiller systemansvarlig krav iht. HVDC-kapittelet i NVF. Om systemansvarlig stiller krav til fjern-ende omformerstasjon (omformerstasjonen som er tilknyttet produksjon- eller forbruksanlegget), ref. NVF, avhenger av behov for koordinering mellom ulike konsesjonærer, ref. fos § 14 første ledd.
- For andre omformeranlegg for forsyning av industri og jernbane, vil det stilles krav til omformeranlegget i tilknytningspunktet mot regional- eller transmisjonsnettet iht. NVF-kapittelet for Forbruksanlegg.

1.4.2 Produksjonsanlegg i distribusjonsnett (fos § 14 annet ledd)

Veilederen inneholder de kravene som legges til grunn for eventuelle vedtak iht. fos § 14 annet ledd, overfor produksjonsanlegg i nett med spenning ≤ 24 kV regulert av en områdekonsesjon, i distribusjonsnettet.

Prosess og rutiner er beskrevet i retningslinjene til fos § 14 annet og tredje ledd. Det er utarbeidet løsning for søknad (skjema eller Fosweb) for rapporteringen iht. fos § 14 annet ledd.

² "Ein områdekonsesjon er eit løyve til å byggje og drive fordelingsnett med spenning opp til 22 kV innanfor eit geografisk avgrensa område. I nokre byar er områdekonsesjonen utvida til òg å gjelde kabelanlegg med spenning opp til 132 kV." (NVE, <https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonsbehandling-av-nettanlegg/omradekonsesjon/>)

1.5 Forhold til annet regelverk

Anlegg i kraftsystemet kan være underlagt krav gitt av annet nasjonalt regelverk, som kan ha strengere funksjonskrav enn det NVF foreskriver. Det vil være det regelverk med strengeste funksjonskrav som bestemmer utforming av anleggene.

1.5.1 Forhold til Europeisk tilknytningsregelverk

Tilknytningsforordningene, Requirements for Generators (NC-RfG), Demand Connection Code (NC-DCC) og High Voltage Direct Current Connections (NC-HVDC), er en del av de såkalte Connection Network Codes, som er utarbeidet av ENTSO-E³ med veiledning fra ACER⁴. Forordningene har som mål å fasilitere harmonisering, integrasjon og effektivitet for det europeiske energimarkedet. Dette utdypes av Europakommisjonen, med presiseringen om at kravene skal omfatte funksjonalitet med grensekryssende betydning, og at forordningene ikke erstatter nasjonale regelverk med funksjonskrav av lokal betydning [1]. Forordningene er godkjente av Europakommisjonen, og tredje energimarkedspakke er innført i norsk lovgivning 01.11.2019. Tilknytningsforordningene er p.t. ikke tatt inn i norsk lov.

Innenfor rammene av gjeldende lov og forskrift er relevante krav fra tilknytningsforordningene søkt inkludert i NVF, ref. NVEs forespørselsbrev datert 13.03.2018. De kravene som er tatt med er krav som oppfattes som nødvendige for funksjonsegenskaper i kraftsystemet, og tilpasningene tilsvarer de anbefalingene som Statnett gav i gjennomgangen av NC-RfG [2] for NVE. Relevante krav fra tilknytningsforordningene er beskrevet i de respektive kapitlene for produksjonsanlegg, HVDC-anlegg og forbruksanlegg. EU har ikke utarbeidet egne tilknytningsforordninger for nettanlegg.

Krav fra tilknytningsforordningene, som ikke er hjemlet i norsk lov, er ikke tatt inn i denne veilederen. Retningslinjer for fos § 14 og denne veilederen kan ikke sees på som en veileder for etterlevelse av det europeiske tilknytningsregelverket eller en generell implementering av dette tilknytningsregelverket.

Prossesser fra tilknytningsforordningene er blant annet basert på avtaleregulering og flere typer godkjenningssdokumenter. Systemansvarlig har valgt å ikke ta med dette inn i de foreslåtte rutinene for behandling iht. fos § 14.

1.5.2 Forhold til andre bestemmelser i fos eller bestemmelser i forskrifter tilknyttet systemansvaret

Idriftsettelse av nye anlegg, eller endringer i eksisterende anlegg kan medføre at andre plikter iht. fos, eller andre plikter knyttet til systemansvaret i andre forskrifter gjøres gjeldende. Dette er ikke omfattet av prosessen knyttet til fos § 14 og det er viktig at konsesjonærene selv følger opp disse forpliktelsene.

De øvrige pliktene i fos gjelder uavhengig av om et anlegg er gitt vedtak iht. fos § 14.

Eksempler på øvrige plikter som kan gjøre seg gjeldende ved idriftsettelse av nye anlegg eller ved endringer i eksisterende anlegg (ikke uttømmende):

- Søknad om driftsstans iht. fos § 17

³ European Network of Transmission System Operators for Electricity

⁴ ACER - Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

- Oppdatering av gjenopprettingsplaner iht. fos § 12
- Oppdatering av TUF-planer iht. fos § 13
- Oppdatering av anleggsdata iht. energilovforskriften § 6-1, herunder også oppdatering av maksimale overføringsgrenser iht. fos § 7 og innsending av releplaner iht. fos § 20
- Innsending av målinger og meldinger iht. fos § 18 eller § 23
- Oppdatering av informasjon knyttet til markedssystemer
- Behov for endringer i koblingsbilde iht. § 16
- Spenningsregulering og fastsettelse av innstillinger iht. fos § 15

1.5.3 Forhold til annet norsk regelverk

Funksjonskravene i NVF har grenseflater mot flere andre regelverk, som forvaltes av ulike myndigheter og hvor systemansvarlig ikke er gitt noen rolle. Noen eksempler, ikke uttømmende, på relevante regelverk er forskrift om leveringskvalitet (fol), forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF) og forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen (kbf). Til eksempel stiller kraftberedskapsforskriftens krav til redundans og dublering, som kan være strengere enn funksjonskrav om fleksibilitet i forhold til NVF, fastsatt i fos § 14 vedtak. Systemansvarlig følger ikke opp kravene i andre lovverk, hvor systemansvarlig ikke er gitt en eksplisitt rolle. I forbindelse med nybygging og ombygginger er det konsesjonærens/tiltakshavers eget ansvar å sørge for at relevant lovverk følges.

For noen funksjonskrav gir veilederen informasjon om andre relevante regelverk som har grenseflater til funksjonskravet. Veilederen har grenseflater til ulike normer og standarder som utvikles av IEC, CENELEC, NEK. Dette er omtalt under spesifikke delkapitler i veilederen. Dette er ment som en informasjon, og kan ikke anses som fullstendig informasjon eller veiledning om hvilke lovverk som har grenseflater til kravene i veilederen eller hvordan regelverk skal fortolkes. Andre regelverk kan stille strengere eller mildere krav til anlegg i kraftsystemet. Det vil alltid være det strengeste regelverket som har presedens.

Systemansvarliges kravstilling av anlegg iht. fos § 14 kan ikke være i strid med konsesjon og konsesjonsvilkår gitt av myndighetene. Det er viktig at tekniske krav iht. veilederen avklares på et så tidlig tidspunkt som mulig, som beskrevet i retningslinjene til fos § 14. Dersom det er krav som bør avklares før konsesjonsprosessen startes, bør systemansvarlig kontaktes. I søknadsmalen for fos § 14-saker kan det angis hvorvidt et anlegg har fått konsesjon, eller hvor i prosessen man eventuelt er med hensyn til å søke eller motta konsesjon. Systemansvarliges behandling iht. fos § 14 er ikke en kontrollfunksjon for konsesjonsvilkår, og det forutsettes at konsesjonær selv holder i de ulike prosessene.

Proessen og rutiner knyttet til fos § 14 omfatter ikke hvorvidt det er ledig nettkapasitet for tilknytning. Dette er netteiers rolle å ivareta, og håndteres i en separat prosess som skal avklares med netteier.

1.6 Juridiske forhold

Systemansvaret er omfattet av lov om behandlingsmåten i forvaltningssaker (forvaltningsloven) for alle vedtak som ikke er definert som systemkritiske. Vedtak systemansvarlig fatter i medhold av fos § 14 gjøres alltid som normale enkeltvedtak. Det betyr at de følger forvaltningslovens krav til saksforberedelse, grunngivelse og klageadgang.

Det gis normalt tre ukers klageadgang, fra det tidspunktet vedtaket er kommet frem til parten, på systemansvarliges vedtak etter fos § 14. Mottager av vedtaket, enten tiltakshaver eller berørt konsesjonær, kan klage på vedtaket. Dersom systemansvarlig og klagende part ikke kommer til enighet, sendes klagen videre til Reguleringsmyndigheten for energi (RME).

Systemansvarlig kan i sin forberedende behandling beslutte å omgjøre et vedtak. Dette kan skje med utgangspunkt i en eventuell klage fra konsesjonær eller berørt konsesjonær. Det kan også skje dersom det i etterkant av at vedtaket er fattet oppdages at underlagsmaterialet, som vedtaket er basert på, var uriktig eller at løsningen som ble vedtatt har uheldige konsekvenser for kraftsystemet.

Systemansvaret er omfattet av lov om rett til innsyn i dokument i offentlig verksemd (offentleglova). Innkome og utgående dokumenter som regnes som saksdokumenter, dvs. skal underlegges saksbehandling og har verdi som dokumentasjon, registreres i offentlig journal. Ved forespørsel om innsyn i saksunderlag knyttet til fos § 14 vurderer systemansvarlig krav om merinnsyn opp mot behov for å skjerme opplysninger i medhold av enten offentliglova eller andre lovverk.

2 VEILEDERENS OPPBYGNING

Systemansvarliges vurdering og vedtak om funksjonsegenskaper er knyttet til de deler av anleggene som søkes installert eller endret, og ikke til alle tilgrensende komponenter. De konkrete funksjonskravene fattes først når systemansvarlig fatter vedtak i henhold til fos § 14. Denne veilederen beskriver hvilke funksjonskrav systemansvarlig vil legge til grunn for vurderingen når vedtak skal fattes.

Veilederen er lagt opp slik at det skilles mellom faste krav og behovsprøvde eller behovsvurderte krav. Veilederen inkluderer også praktisering av funksjonskrav som beskriver hvordan kravene kan oppfylles, samt hva som legges til grunn ved fastsettelse av behovsprøvde og behovsvurderte funksjonskrav.

Tekst i NVF under overskriftstittel *funksjonskrav* gjør rede for selve kravet. Underkapittel med tittel *praktisering* vil forklare funksjonskravet nærmere, og eventuelt beskrive aktuell løsning for hvordan kravet kan tilfredsstilles. Praktisering kan slik anses som en del av kravet. Praktisering kan også forklare hva som skal legges til grunn for *behovsprøvde funksjonskrav*.

Informasjon kan vise til andre relevante regelverk og standarder. Under overskriften "informasjon" refereres det også til artikler i EU nettkoder. EU nettkoder som ikke er tatt inn i norsk lov, blir ikke lagt til grunn i vedtak etter fos § 14. Henvisning til EU-koder kan likevel gi relevant bakgrunnsinformasjon for internasjonale aktører og leverandører.

2.1 Behovsprøvde og behovsvurderte krav

Behovsprøvde og behovsvurderte krav er krav som ikke anses som faste, men som gjennom avklaring med systemansvarlig kan tilpasses for det aktuelle anlegget ved hvert enkelt tilfelle. Årsaken til at krav kan behovsprøves eller behovsvurderes, skyldes at det i noen tilfeller vil være samfunnsmessig rasjonelt. Systemansvarlig vil vurdere hver sak individuelt, og tilpasse aktuelle krav for saken. De ulike kapitlene i NVF angir hvilke krav som kan behovsprøves og hvilke som er behovsvurderte, samt hva som spesielt legges til grunn for å tilpasse kravet. For behovsprøvde krav kan konsesjonær ta initiativ for å tilpasse og mildne krav, der dette begrunnes. For behovsvurderte krav vil det være systemansvarlig som kan ta initiativ for å tilpasse og fastsette kravet. Behovsprøving og behovsvurdering med fastsettelse av funksjonskrav bør gjøres tidlig i vedtaksprosessen, på bakgrunn av dialog og samarbeid mellom tiltakshaver, systemansvarlig og berørte konsesjonærer. Systemansvarlig legger til grunn at for de kravene hvor det ikke legges opp til behovsprøving eller behovsvurdering, anses kravet å være rasjonelt å stille som et fast krav.

Ved fastsettelse av behovsprøvde og behovsvurderte krav vil systemansvarlig gjøre vurderinger basert på blant annet:

1. Stasjonens/koblingsanleggets lokasjon og funksjon i nettstruktur, med hensyn til;
 - redundans i system

- systembehov for å drifte samlet eller delt
- tilknytning av produksjonsanlegg og ytelse
- 2. Anleggets ytelse, størrelse og omfang, tatt i betraktning;
 - antall tilknyttede kraftledninger og overføringskapasitet for disse
 - antall transformatorer og ytelse for disse
- 3. Eksisterende løsninger for funksjonalitet ved endringer og utvidelse av anlegg, og restlevetid.
- 4. Teknologi og type anlegg (f.eks. GIS, luft-/utendørsanlegg).
- 5. Konsekvens for kraftsystemet med hensyn til evalueringer og;
 - kraftsystemanalyser
- 6. Vurdering av samfunnsmessig rasjonalitet
- 7. Høringsuttalelser

Konsesjonær kan i fos § 14-søknaden angi de krav som konsesjonær mener bør behovsprøves i henhold til NVF, samt der det ønskes avklaring i forhold til eventuelle behovsvurderte krav. Det skal vedlegges relevant underlag for behovsprøvingen og eventuelle avklaringer i forhold til behovsvurderte krav.

2.2 Unntak

NVF er veiledende og beskriver de krav som normalt legges til grunn ved behandling iht. fos § 14. De krav i veilederen som ikke er beskrevet som aktuelle for behovsprøving eller behovsvurdering, anses derfor som faste krav. Dersom konsesjonær av ulike årsaker anser at det ikke er mulig eller hensiktsmessig å oppfylle krav i NVF skal dette så snart som mulig informeres om til systemansvarlig via søknad iht. fos § 14. I søknaden må det beskrives hvilket krav som ikke kan oppfylles, begrunnelsen for dette og hvilke avbøtende tiltak som er vurdert.

2.3 Dokumentasjon og analyser

Systemansvarlig krever dokumentasjon både i forbindelse med søknad iht. fos § 14 og i forbindelse med oppfølging av krav før og i etterkant av idriftsettelse. Parameterlister og løsning for søknad som skal benyttes ved rapportering iht. fos § 14 første og annet ledd er omtalt i retningslinjer for fos § 14.

Informasjon om den spesifikke dokumentasjonen som kreves for ulike typer anlegg er spesifisert i de aktuelle kapitlene i veilederen.

2.3.1 Dokumentasjon og analyser ifm. fos § 14-søknad

I løsning for søknad (skjema eller Fosweb) blir det spesifisert krav til generell dokumentasjon. I tillegg vil mengde og type dokumentasjon som etterspørres avhenge av type tiltak det rapporteres om, og hvorvidt man ønsker behovsprøving av krav. Ved ønske om behovsprøving, og i tilfelle behovsvurdering, vil det kreves mer dokumentasjon. Systemansvarlig kan ved behov kreve ytterligere dokumentasjon, utover det som er spesifisert i veilederen (og i løsning for søknad).

2.3.2 Dokumentasjon og analyser knyttet til etterlevelse av krav

For å sikre at kravene i veilederen oppfylles ved idriftsettelse vil systemansvarlig kunne kreve ettersendelse av dokumentasjon. I vedtaket som konsesjonær mottar vil det spesifiseres i vilkår hvilken dokumentasjon som skal ettersendes og frister for ettersendelsen. Eksempler på dokumentasjon som kan kreves ettersendt er prøverapporter fra idriftsettelse.

Mengden dokumentasjon som skal ettersendes vil avhenge av type tiltak og hvor tidlig i konsesjonærens prosess, vedtaket fattes. Dersom vedtaket fattes tidlig vil dette medføre at noe av dokumentasjonen, som ikke foreligger på tidspunktet for rapportering, ettersendes systemansvarlig.

DEL II – NETTANLEGG

I denne del av NVF omtales systemkomponenter grunnleggende funksjonskrav som stilles til system og anleggsdeler i nettanlegg.

3 FORKORTELSER OG DEFINISJONER

3.1 Relevante forskrifter og utredninger

fos – Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet

bfe – Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen (beredskapsforskriften)

kbf – Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen (kraftberedskapsforskriften) erstatter bfe

FEF – Forskrift om elektriske forsyningsanlegg

fol – Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet

KSU – Kraftsystemutredningene er rapporter som gir oversikt over utviklingen av kraftsystemet i Norge. Det finnes en kraftsystemutredning for transmisjonsnettet og 17 kraftsystemutredninger for ulike deler av regionalnettet i Norge. Rapportene oppdateres annet hvert år av ansvarlige nettselskap utpekt av NVE.

3.2 Akronymer, forkortelser og definisjoner

U_n = nominell (system) spenning; spenning som et system er betegnet med, eller identifisert ved, navnebetegnelse.

Spenning for kabelanlegg benevnes med U_o , U og U_m der;

U_o = rms spenning mellom hver fase og jord.;

U = merkespenning mellom to faser (linjespenning)

U_m = rms maksimal driftsspenning mellom to faseledere (linjespenning).

$3I_0$ – Nullfølgestrømmen

Jordfeilstrom: Strøm i feilsted som består av kapazitiv, induktiv og resistiv del.

Kapazitiv jordfeilstrom: Kapazitiv jordfeilstrom er den del av jordfeilstømmen som drives av nettets kapasitanser mot jord.

Ladestrom: Strøm drevet av nettets kapasitanser mot jord

IPO – Independent Pole Operation (enfaset / operasjon per fase)

MPO – Multiple Pole Operation (flerfaset / operasjon av flere faser)

IKA – Innkoblingsautomatikk; Inn- og gjeninnkoblingsautomatikk. Denne funksjonen skal blant annet sikre smidig kobling ved fasing synkronisert inn- eller utkobling.

PMU – Phasor Measurement Unit (norsk: vektormåler). Enhet som periode for periode (20 ms ved 50 Hz) måler spenninger og strømmer som vektorer. Instrumentets klokke har meget høy nøyaktighet og instrumentet overfører tid-satte måledata kontinuerlig ("live stream"). I tillegg beregnes frekvensen, trefase ubalanse samt aktiv og reaktiv effekt.

Fasevis synkronisert inn- eller utkobling: Fasevis styring av koblingstidspunktet relatert spenningens sinuskurve (via fasestyringsapparat). Dette forutsetter også enfaset driftsanordning på effektbryter (IPO). Hensikten med denne funksjonen er å begrense innkoblingsstrøm til reaktive komponenter. Funksjonen vil også begrense spenningspåkjennning ved utkobling av shuntreaktor, eller ved spenningssetting av kabel.

T-avgrening: Tilknytning til en ledning, der tilknytningspunktet ikke har fullverdige bryterfelt for alle avganger.

Transmisjonsnett: Transmisjonsnettet omfatter anlegg for overføring av elektrisk energi på minst 200 kV, og anlegg på 132 kV som er av vesentlig betydning for driften av disse anleggene.

Transmisjonsnettet omfatter også anlegg for omforming av elektrisk energi, når omformeranlegget er direkte tilknyttet anlegg for overføring som nevnt i første ledd og transformerer til spenning på minst 33 kV.

Transmisjonsnettet omfatter ikke anlegg som nevnt i første og andre ledd som kun betjener en enkelt eller et fåtall brukere.

Departementet kan i enkeltvedtak fastsette hvilke anlegg som skal inngå i transmisjonsnettet i henhold til denne bestemmelse. Anlegg som inngår i sentralnettet ved denne bestemmelsens ikrafttredelse, inngår i transmisjonsnettet med mindre departementet fatter annet vedtak.

Luftledning: Luftledning kan her også beskrives som:

"Overføringsenhet som betraktes som luftledning": Dette kan bety luftledning med en relativt kort innskutt kabel, eller kort kabel ved ende (for innføring i stasjon).

"Overføringsenhet som betraktes som kabel": Dette kan bety kabel med en relativt kort luftledning ved ende (for innføring til stasjon).

Objektmaskin: Den del av lokalt numerisk kontrollanlegg som styrer en avgang/ et felt.

Kraftledning: Med kraftledning menes luftledning, kabel eller kombinasjoner av disse.

Nett som har beslutning om å bli lavohmig eller direktejordet: Nett der konsesjonær(er) har besluttet å endre systemjording til å bli lavohmig eller direktejordet i fremtiden.

Leveringskvalitet er et samlebegrep som omfatter leveringspålitelighet, spenningskvalitet og ulike ikke-tekniske elementer, slik som kundeservice og informasjon.

Forbruk/ forbruksanlegg; Forbruk eller forbruksanlegg defineres som er et anlegg som forbruker elektrisk energi og som er tilknyttet via et eller flere tilknytningspunkt til distribusjonsnett, regional- eller transmisjonsnett. Forbruk vil i NVF bety et industrianlegg som er tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet.

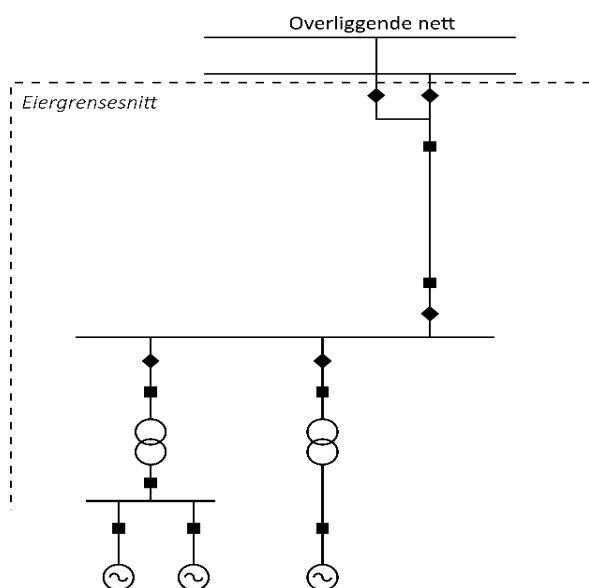
Jordfeilfaktor; forholdet mellom U_{1RMS} / U_{2RMS} , der

U_{1RMS} : Høyeste grunnharmonisk fasespenning i en frisk fase ved en enkel jordfeil på et gitt sted og for et gitt nettbilde.

U_{2RMS} : Grunnharmonisk fasespenning i samme fase uten jordfeil på samme sted og for samme nettbilde som for U_{1RMS} .

Produksjonsradial/ "produksjonsanlegg på tamp":

Dette vil si en stasjon etter en radial, "på tamp" som er tilknyttet kraftsystemet via en radiell kraftledning (uten dublering eller redundans i system). Og som kun mottar kraft fra en kraftstasjon.



FIGUR 3-1 EKSEMPEL PÅ PRODUKSJONS RADIAL

3.3 Symboler

I figurene i *Del II – Nettanlegg* benyttes symbolene under for å indikere effektbryter, skillebryter og strømtransformator.

Effektbryter:



Skillebryter:



Strømtransformator:



Merk at det ikke skilles på åpne og lukkede brytere.

3.4 Relevante standarder og normer

Komponenter i nettanlegg bør spesifiseres iht. relevante standarder og normer. Se referanselisten for standarder og normer referert til i denne veileder.

4 OVERFØRING

4.1 Kraftledning

4.1.1 Funksjonskrav om revolvering

Kraftledninger skal være tilstrekkelig revolvert for å sikre tilstrekkelig symmetri, der planlagte fremtidige kraftledninger også er ivaretatt. Helt eller delvis parallelførte kraftledninger skal også være revolvert med hensyn på hverandre.

4.1.1.1 Praktisering av funksjonskrav om revolvering for kompensert nett

Konsesjonær må vurdere den enkelte ledning, og denne ledningen sammen med resten av det galvaniske sammenhengende nettet, og tilstrebe at impedans, og spesielt kapasitans mot jord, blir symmetrisk.

I et spolejordet nett skal kraftledninger være revolvert slik at:

1. Nettet kan driftes med en kompenseringsgrad som gjør at strømmen i feilstedet ved enkel jordfeil blir så lav at feilen slukker av seg selv.
2. Nettet kan driftes med ønsket kompenseringsgrad uten at komponenter i normal drift risikerer å bli påkjent fase-jord spenninger over det komponentene er dimensjonert for i kontinuerlig drift.
3. Det unngås alarm om jordfeil når regulatoren til en P-spole søker etter nytt driftspunkt.

4.1.1.2 Praktisering av funksjonskrav om revolvering for lavohmig og direktejordet nett

Konsesjonær må vurdere den enkelte ledning, og denne ledningen sammen med resten av det galvaniske sammenhengende nettet, og tilstrebe at impedans blir symmetrisk.

Funksjonskravet om revolvering betyr at ledninger må bygges på en slik måte at vernsystemet ikke får start på grunn av usymmetri med maksimal belastning.

For å hindre uønsket utkobling skal bidrag til nullfølgestrømmer fra en ledning ikke overstige 20 A. Summen av $3I_o$ -bidrag fra to parallelførte ledninger skal ikke overstige 35 A. Dette verifiseres ved at ledning inklusive revolveringspunkter moduleres, og at det beregnes $3I_o$ ved maksimal last.

4.1.2 Funksjonskrav om gjennomgående jordforbindelse

Nye ledninger skal bygges med gjennomgående metallisk jordforbindelse mellom tilstøtende stasjoner i lavohmig eller direktejordet nett.

Det skal ikke være brudd i denne metalliske jordforbindelsen.

For parallelførte ledninger, på separate masterekker, skal hver enkelt ledning ha separat gjennomgående jordforbindelse.

Dersom det er innskutt kabel på ledningen, skal det sikres kontinuitet i den gjennomgående jordingsforbindelsen.

4.1.2.1 Praktisering av funksjonskrav om gjennomgående jord for nye kraftledninger i nett som har beslutning om fremtidig lavohmig eller direktejordet systemjording

Det skal etableres gjennomgående metallisk jordforbindelse for kraftledning som bygges i nett som i dag er kompensert dersom konsesjonær(er) har besluttet at nettet i fremtiden skal bli lavohmig eller direktejordet.

4.1.2.2 Praktisering av funksjonskrav om gjennomgående jord for eksisterende kraftledninger i nett som har beslutning om fremtidig lavohmig eller direktejordet systemjording – løsning uten gjennomgående jord

For eksisterende kraftledninger lokalisert i nett som konsesjonærer har besluttet skal bli lavohmig eller direktejordet, vil det bli nødvendig å forberede for direktejording uten gjennomgående jordforbindelse. En slik løsning vil kreve installasjon av særskilt vernsystem, tilpasset for å beskytte kraftledninger i et direktejordet nett uten metallisk gjennomgående jordforbindelse. Se kapittel 7.2.6.4 for beskrivelse av vernsystem til særskilt vernløsning som skal være installert når systemjording for nettet blir endret, hvis ikke gjennomgående jord er implementert.

4.2 Kabelanlegg

Kabelanlegg inkludert gjennomgående jordingssystem skal dimensjoneres for å tåle spenninger og strømmer som kan oppstå i nettet.

4.2.1 Funksjonskrav om fasevis symmetri for en-fase kabler

En-fase kabler i overføringsenhet som betraktes som kabel eller i luftledning med innskutt kabel i direktejordet nett, skal forlegges med like kabellengder i alle tre faser slik at uønsket vern-funksjon unngås. Dersom det er flere kabler per fase skal disse også ha like lengder.

En-fase kabler i overføringsenhet som betraktes som kabel eller i luftledning med innskutt kabel i spolejordet nett, skal forlegges med like kabellengder i alle tre faser slik at:

1. Nettet kan driftes med en kompenseringsgrad som gjør at strømmen i feilstedet ved enkel jordfeil blir så lav at feilen slukker av seg selv.
2. Nettet kan driftes med ønsket kompenseringsgrad uten at komponenter i normal drift risikerer å bli påkjent fase-jord spenninger over det de er dimensjonert for i kontinuerlig drift.
3. Det unngås alarm om jordfeil når regulatoren til en P-spole søker etter nytt driftspunkt.

Dersom det er flere kabler per fase, uavhengig av systemjording, skal disse også ha lik lengde.

4.2.2 Funksjonskrav om gjennomgående jordforbindelse

Kabelanlegget, også de som er innskutt på ledning, skal utføres med gjennomgående metallisk jordforbindelse med elektrisk kontinuitet.

4.2.3 Funksjonskrav om spenningsstigning

Kabelanlegg i kompensert og isolert nett skal dimensjoneres for spenningsstigningen som kan oppstå som følge av jordfeil. Denne spenningen (mellom fase og jord) er gitt av nettets jordfeilfaktor multiplisert med merkespenningen U_0 med varighet opptil 8 timer.

I kompensert nett der det benyttes én-leder kabler skal kapasitiv symmetri ivaretas med hensyn på spenningsstigning i og nær resonans.

4.2.3.1 Praktisering av funksjonskrav om spenningsstigning - bestemmelse av jordfeilfaktor

Nettets jordfeilfaktor avhenger av nettets geografiske utstrekning og andel kabel i nettet.

Konsesjonær/netteier skal bestemme nettets faktiske jordfeilfaktor basert på målinger og/eller beregninger. Denne kan variere avhengig av hvor feilen er og hvor mye kabel/nett som ligger inne. Fremtidige utvidelser av nettet skal også inngå ved vurdering og bestemmelse av jordfeilfaktor.

4.2.4 Funksjonskrav om overlastbarhet

Kabler i overføringsanlegg eller som del av linjeoverføring eller transformatoranlegg skal dimensjoneres for å tåle 20% overlast i 15 minutter referert kontinuerlig termisk grenselast, forutsatt at kabler først var belastet stasjonært på $\leq 70\%$ av kontinuerlig termisk grenselast.

Kontinuerlig termisk grenselast vil si prosjektert overføringsevne (tatt hensyn til aktuell forlegningsmåte, temperatur, termisk ledningsevne i omfyllingsmasse/ jordsmonn mm).

4.3 Reaktiv kompensering av overføringsanlegg

Krav om reaktiv kompensering kommer til anvendelse for tiltak som inkluderer overføring (kraftledning eller kabelanlegg), stasjoner og komponenter i nettanlegg. Det vises til kapittel 5 for krav til de reaktive komponentene. Ved tilknytning av nett- og forbruksanlegg vises det til kapittel 10.4 Uteksling av reaktiv effekt. Det vises også til kapittel 10.2 Spenningsintervall for spenningsgrensene som anlegg skal kunne driftes innenfor. Det vises forøvrig til kapittel 5.5 om Jordstrømskompensering for tiltak hvor planlagt overføring bidrar med mye ladestrøm.

4.3.1 Funksjonskrav om reaktiv kompensering av overføringsanlegg (kraftledning og kabelanlegg)

Konsesjonær har ansvar for å kompensere for egen reaktiv utveksling. Hver enkelt netteier er ansvarlig for å kompensere reaktiv produksjon eller forbruk i sine overføringsanlegg (kraftledning og kabelanlegg).

4.3.1.1 Praktisering av funksjonskrav

Lokal reaktiv ubalanse skal kompenseres lokalt for å sikre en effektiv utnyttelse av kraftsystemet. Spenningssprang skal ikke få betydning for forpliktelser til berørte konsesjonærer, også med hensyn til andre regelverk (bl.a. fol - Forskrift Om Leveringskvalitet og FEF - Forskrift om Elektriske Forsyningsanlegg).

Det vil kreves analyser som viser hvordan spenningsforholdene blir med og uten kompensering dersom tiltaket inneholder:

- Sjøkabel
- Overføringer i transmisjonsnett

Det vil kunne kreves analyser som viser hvordan spenningsforholdene blir med og uten kompensering dersom tiltaket inkluderer anlegg som bidrar med en høy MVAR-generering.

5 KOBLINGSANLEGG OG STASJONER - APPARATANLEGGSLØSNING

5.1 Fleksibilitet og systemutforming

Anlegg i kraftsystemet kan være gitt en klasse referert kraftberedskapsforskriften, blant annet med hensyn til spenningsnivå og ytelse, der det stilles krav til redundans og dublering. Det vises til kbf. med hensyn til krav i forhold til denne forskriften.

Funksjonskrav i NVF om fleksibilitet, kan ha flere grenseflater til kraftberedskapsforskriften enn det som blir indikert spesielt i relevante delkapitler.

5.1.1 Uavhengige anleggsdeler

5.1.1.1 Funksjonskrav om uavhengige anleggsdeler

Det skal velges koblingsløsninger som gjør at anleggsdelene er uavhengige.

5.1.1.2 Praktisering av funksjonskrav om uavhengige anleggsdeler

En anleggsdel vil her betegne én transformator, et kompenseringsanlegg, et produksjonsanlegg, eller en overføringslinje (kraftledning mellom to stasjoner). Uavhengig vil si at anleggsdelen skal være selvstendig med egne brytere og måletransformatorer.

5.1.2 Koblingsanlegg generelt

5.1.2.1 Funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt

Det skal være fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt der det fordeles kraft til flere forgreninger for nett med nominell systemspenning ≥ 33 kV. Det betyr at det skal være et fullverdig koblingsanlegg til fordeling av kraft til produksjon, forbruk, kompensering, og/eller transmisjon. I nye koblingsanlegg med doble samleskinner, skal alle avganger på samme spenningsnivå gi lik funksjonalitet. Dette med unntak for avganger til transmisjonsnett som kan følge koblingsløsning i transmisjonsnett, ref. kap. 5.1.3. Stasjoner tilknyttet transmisjonsnettet skal ha doble effektbrytere på alle avganger.

5.1.2.2 Praktisering av funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt

Et fullverdig koblingsanlegg skal inkludere samleskinne(r), bryter(e), vernsystem, måletransformatorer og kontrollanlegg. Komponentene skal være satt i et system for å ivareta funksjoner for kobling. Koblingsanlegget styres av et kontrollanlegg som skal kunne fjernstyres. Vernsystem inngår i kontrollanlegget for å gi beskyttelse. Et fullverdig koblingsanlegg skal inkludere effektbrytere. Bestykning med hensyn på effektbrytere skal være lik for alle avganger på samme spenningsnivå.

Koblingsanlegget skal ha fleksibilitet og redundans i forhold til spenningsnivå og funksjon, med praktisering eller behovsprøving som beskrevet i de følgende kapitler om koblingsanlegg, eller for T-avgreninger se kapittel 5.1.9.

5.1.3 Koblingsanlegg i transmisjonsnett $Un \geq 132$ kV

5.1.3.1 Funksjonskrav

Koblingsanlegg som inngår i transmisjonsnett med nominell systemspenning ≥ 132 kV skal som minimum bygges med fleksibilitet, mulighet for revisjon og konsekvens ved feil som beskrevet i punkt 1-3 under:

1. Det kreves fleksibilitet ved intakt nett med redundante løsninger der man kan endre koblingsbildet uten brudd i kraftoverføringen gjennom koblingsanlegget.
2. Ved revisjoner kreves fleksibilitet som muliggjør inspeksjon og vedlikehold på effektbryter, samleskinner og strømtransformatorer i koblingsanlegget uten brudd i kraftoverføringen ved omkobling, slik at kontinuerlig drift opprettholdes.
3. Ved feil kreves det at anlegget har funksjon for kontinuerlig kraftoverføring på ikke berørte avganger, også ved samleskinnekortslutning.

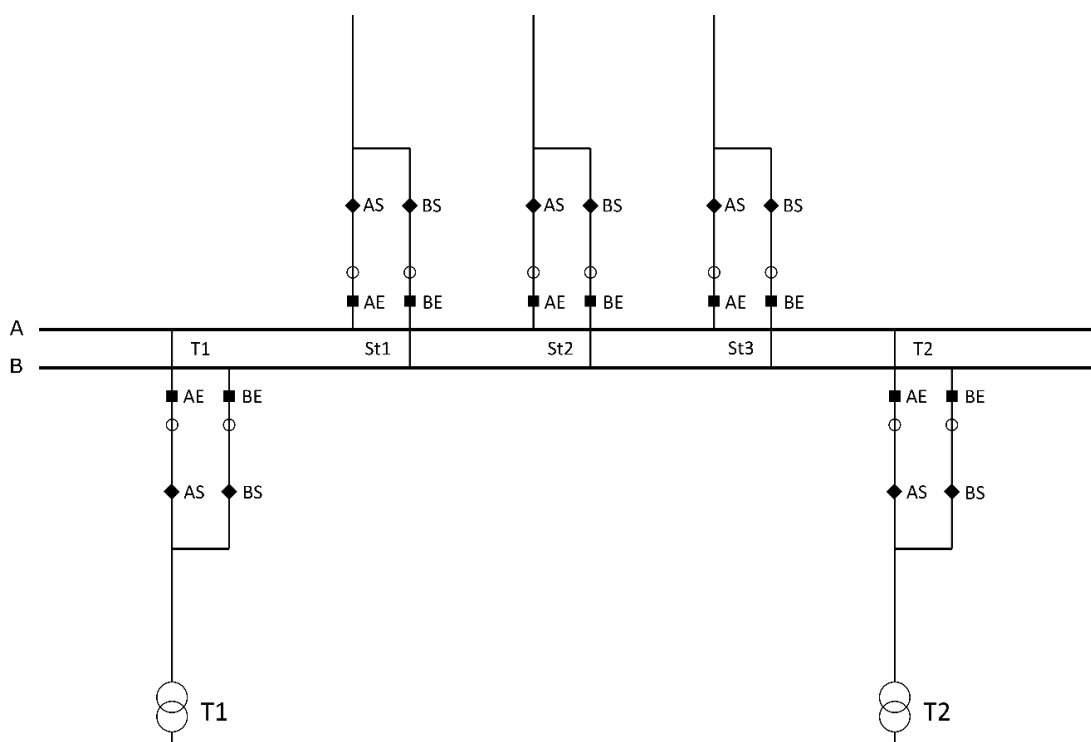
Funksjonskravet gjelder alle avganger.

Ved endringer og utvidelser av eksisterende koblingsanlegg kan funksjonskravet behovsprøves, se også kapittel 5.1.3.3.

5.1.3.2 Praktisering

For å oppfylle funksjonskravene, skal anlegget ha dublering av samleskinner, effekt- og skillebrytere, strømtransformatorer og annen nødvendig utrustning. De dublerte komponentene skal sammenstilles til en løsning som gir fleksibilitet både for å drifte samleskinner sammenkoblet eller som delt drift. Det skal også være mulig å drifte alle avganger på både A- eller B-samleskinne og legge den andre samleskinnen spenningsløs (en-samleskinndrift). Det skal være to-soners samleskinnevern for å ivareta funksjonen avbruddsfri kraftoverføring ved feil på en samleskinne.

Figur 5-1 viser et eksempel på en konfigurasjon som oppfyller funksjonskrav. Anlegget driftes normalt sammenkoblet og med alle brytere inne for å ivareta avbruddsfri forsyning ved feil (se funksjonskrav punkt 3 over). Avgangsvern kobler ut feilbefengt avgang eller gren, mens to-soners samleskinnevern kobler fra feilbefengt samleskinne, samtidig som full drift opprettholdes avbruddsfritt på frisk samleskinne.



FIGUR 5-1: EKSEMPEL PÅ STASJONSLØSNING MED FLEKSIBILITET I TRANSMISJONSNETT FOR LUFTISOLERT ANLEGG BASERT PÅ TO BRYTERE OG TO STRØMTRANSFORMATORER MED AB SKINNE.

5.1.3.3 Behovsprøving av funksjonskrav til anlegg i transmisjonsnett og anlegg som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten

Funksjonskrav om fleksibilitet til stasjoner med koblingsanlegg i transmisjonsnett, kan behovsprøves ved endringer og utvidelser av en eksisterende stasjon. Anlegg med systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten, kan behovsprøves i forhold til å benytte enkle strømtransformatorer, også for nye stasjoner. Det kan være rasjonelt å stille forskjellig krav til eksisterende del av stasjon/koblingsanlegg og til nye avganger/ utvidelser. Ved behovsprøving og fastsettelse av krav til fleksibilitet, vil systemansvarlig legge til grunn forhold som beskrevet i kapittel 2.1, og dokumentasjon kan bli etterspurt.

Behovsprøving for å mildne krav til fleksibilitet ved endringer og utvidelser (av eksisterende stasjon) kan knyttes til omfanget av endringene som forklart under.

Mindre endringer i eksisterende anlegg kan bety utskifting av en komponent (for eksempel en strømtransformator) eller en mindre ombygging (for eksempel utvidelse med ett felt som har begrenset betydning for kraftsystemet).

Moderate endringer kan betegne en ombygging av moderat omfang (for eksempel utvidelse med ett fåtall felter), eventuelt kombinert med utskifting av et fåtall komponenter (for eksempel utskifting av bryter og strømtransformator). Kravet om fleksibilitet kan behovsprøves ved mindre eller moderate endringer.

Vesentlige endringer kan være omfattende utvidelser eller ombygging av eksisterende stasjon, for eksempel utvidelse med flere felter, eventuelt kombinert med utskifting av flere komponenter. Stasjonens lokasjon i området/nettstrukturen, og om stasjonen fordeler kraft fra et produksjonsanlegg, samt om endringene involverer både utskiftinger og utvidelser, er også momenter som kan ha betydning for hvorvidt endringene vurderes som vesentlige. For en stasjon sentralt plassert i nettstrukturen, der mer enn halvparten av koblingsanlegget endres og/ eller utvides, vil endringene typisk vurderes som vesentlige. Ved vesentlige endringer vil det normalt være krav om fleksibilitet iht. funksjonskrav i kapittel 5.1.3.1 som vil gjelde for koblingsanlegget, spesielt i forhold til nye/ utvidede deler av stasjon/ koblingsanlegg.

5.1.4 Koblingsanlegg som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten, $U_n \leq 420$ kV

Systemansvarlig kan behovsvurdere og beslutte at et koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 \leq U_n \leq 420$ kV, skal bygges med fleksibilitet tilsvarende som beskrevet i kapittel 5.1.3, dersom anlegget har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten. Kriterier i kapittel 2.1 med vekt på punkter listet under vil bli lagt til grunn i en slik vurdering:

- Viktig fordelingspunkt for kraftoverføring/ produksjon
- Viktig forbruk
- Transformatorytelse

5.1.4.1 Funksjonskrav

Funksjonskravene er tilsvarende som for koblingsanlegg i transmisjonsnett, se kapittel 5.1.3.1.

5.1.4.2 Praktisering og behovsprøving

Praktisering er tilsvarende som for koblingsanlegg i transmisjonsnett, se kapittel 5.1.3.2.

Behovsprøving blir også tilsvarende som for koblingsanlegg i transmisjonsnett, se kapittel 5.1.3.3.



5.1.4.3 Koblingsanlegg $U_n < 110$ kV eller til spesielle applikasjoner

For koblingsanlegg $U_n < 110$ kV eller til spesielle applikasjoner/ miljøer, som behovsvurderes som vesentlig for forsyningssikkerheten, vil krav til fleksibilitet og redundans fastsettes i vedtak i hvert enkelt tilfelle.

5.1.5 Koblingsanlegg i regionalnettet $110 \leq U_n < 220$ kV tilknyttet transmisjonsnett

Dette kapittelet omhandler koblingsanlegg i regionalnettet som er direkte tilknyttet transmisjonsnett via transformator(er).

5.1.5.1 Funksjonskrav

Koblingsanlegg tilknyttet transmisjonsnett med nominell systemspenning ≥ 110 kV skal som minimum bygges med fleksibilitet, mulighet for revisjon og konsekvens ved feil i anlegg som beskrevet i punkt 1-3 under:

1. Det kreves fleksibilitet ved intakt nett med redundante løsninger der man kan endre koblingsbildet uten brudd i kraftoverføringen gjennom koblingsanlegget.
2. Ved revisjoner kreves fleksibilitet som muliggjør inspeksjon og vedlikehold på effektbrytere og samleskinne i koblingsanlegget uten brudd i kraftoverføringen. Ved revisjon av strømtransformator aksepteres at avgangen må legges spenningsløs.
3. Ved feil kreves det at anlegget har funksjon for kontinuerlig kraftoverføring på deler av koblingsanlegget. Ved samleskinnekortslutning tillates brudd i kraftoverføring på de avganger tilknyttet feilbefengt samleskinne inntil drift er gjenopprettet med tilkobling til frisk samleskinne.

Funksjonskravet gjelder alle avganger.

5.1.5.2 Praktisering

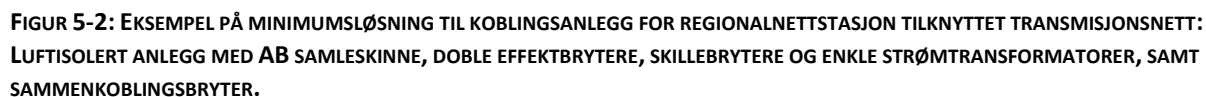
Figur 5-2 viser et eksempel på en konfigurering av et luftisolert koblingsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet som oppfyller funksjonskrav. Anlegget har dublering av samleskinner, effektbrytere og skillebrytere.

Det skal da være mulig å drifte anlegget med tre forskjellige koblingsbilder:

- med innkoblet sammenkoblingsbryter, der avgangene er fordelt A- og B-drift
- som en-samleskinnedrift, der alle avganger ligger mot enten A- eller B- drift
- eller delt i to adskilte systemer A og B-drift med åpen sammenkoblingsbryter

I koblingsanlegg der felt har enkel strømtransformator forutsettes 2-sone samleskinnevern med tilknyttet strømtransformator i sammenkoblingsfeltet. Videre forutsettes at ved normal driftskobling skal sammenkoblingsbryter være innkoblet, samt at avganger er hensiktsmessig fordelt på de to samleskinnene, slik at konsekvensene ved samleskinnekortslutning reduseres (se funksjonskrav punkt 3).

Sammenkoblingsbryter kan brukes til å seksjonere nettet ved stående jordfeil i kompensert nett.



The diagram illustrates a power transmission system with two main voltage levels: 420 kV (top) and 132 kV (bottom). The system is divided into two main sections by a dashed line labeled "Typisk grense for eierskap TSO / DSO".

Top Section (420 kV): Labeled "Transmisjons nett". It shows two transformer stations, T1 and T2. Each station has a 420 kV busbar (A) and a 132 kV busbar (B). The 420 kV busbar is connected to a 132 kV busbar via a transformer. The 132 kV busbar is connected to a 132 kV busbar (B) via a transformer. The 132 kV busbar (B) is connected to a 132 kV busbar (B) via a transformer.

Bottom Section (132 kV): Labeled "Regional nett". It shows two transformer stations, T1 and T2. Each station has a 132 kV busbar (A) and a 132 kV busbar (B). The 132 kV busbar (A) is connected to a 132 kV busbar (B) via a transformer. The 132 kV busbar (B) is connected to a 132 kV busbar (B) via a transformer.

Ownership Boundary: A dashed line labeled "Typisk grense for eierskap TSO / DSO" separates the "Transmisjons nett" (TSO) from the "Regional nett" (DSO). The boundary is located between the two transformer stations, T1 and T2.

FIGUR 5-3: ALTERNATIVT EKSEMPEL PÅ KOBLINGSANLEGG FOR REGIONALNETTSTASJON TILKNYTTET TRANSMISJONSNETT: LUFTISOLERT ANLEGG MED AB SAMLESKINNE, DOBLE EFFEKTBRYTERE, SKILLEBRYTERE OG ENKLE STRØMTRANSFORMATORER, MEN DOBLE STRØMTRANSFORMATOR PÅ AVGANGER TIL TRANSMISJONSNETT I STEDET FOR SAMMENKOBLINGSBRYTER.

Andre løsninger der koblingsanlegget er basert på dublerne strømtransformatorer kan også benyttes, da vil krav om sammenkoblingsbryter utgå (se også kapittel 5.1.3 om koblingsanlegg i transmisjonsnett).

Funksjonskrav for koblingsanlegg i regionalnett tilknyttet transmisjonsnett kan behovsprøves i tilfelle mindre og moderate endringer og utvidelser av eksisterende stasjon, der det legges til grunn forhold som beskrevet i kapittel 2.1 og omfang av endringer/ utvidelser som beskrevet i kapittel 5.1.3.3 (tilsvarende for koblingsanlegg i transmisjonsnett).

5.1.6 Koblingsanlegg i regionalnett $U_n < 110$ kV, tilknyttet transmisjonsnett

For koblingsanlegg i regionalnett med nominell systemspenning $66 \text{ kV} \leq U_n < 110 \text{ kV}$ direkte tilknyttet transmisjonsnettet gjennom transformator(er), kreves minimum tilsvarende funksjonalitet som beskrevet i kapittel 5.1.7 *Koblingsanlegg i regionalnett $110 \leq U_n < 220$ kV*.

5.1.7 Koblingsanlegg i regionalnett $110 \leq U_n < 220$ kV

5.1.7.1 Funksjonskrav

Koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV som ikke er i transmisjonsnett, ikke tilknyttet transmisjonsnett og koblingsanlegg som ikke er vesentlig for forsyningssikkerheten, skal som minimum bygges med fleksibilitet, mulighet for revisjoner av anlegg, og konsekvens ved feil i anlegg som beskrevet i punkt 1-3 under.

1. Det kreves fleksibilitet ved intakt nett med redundante løsninger der man kan endre koblingsbildet, uten brudd i kraftoverføringen gjennom koblingsanlegget.
2. Ved revisjoner, inspeksjon og vedlikehold på sentrale komponenter i koblingsanlegget tillates brudd i kraftoverføringen.
3. Ved feil, kreves det at anlegget har funksjon for å gjenopprette kraftoverføring på friske avganger og på frisk samleskinne. Det tillates brudd under omkoblingen.

Funksjonskravet gjelder hele koblingsanlegget med alle avganger.

Funksjonskrav om fleksibilitet kan behovsprøves som beskrevet i kapittel 5.1.7.3.

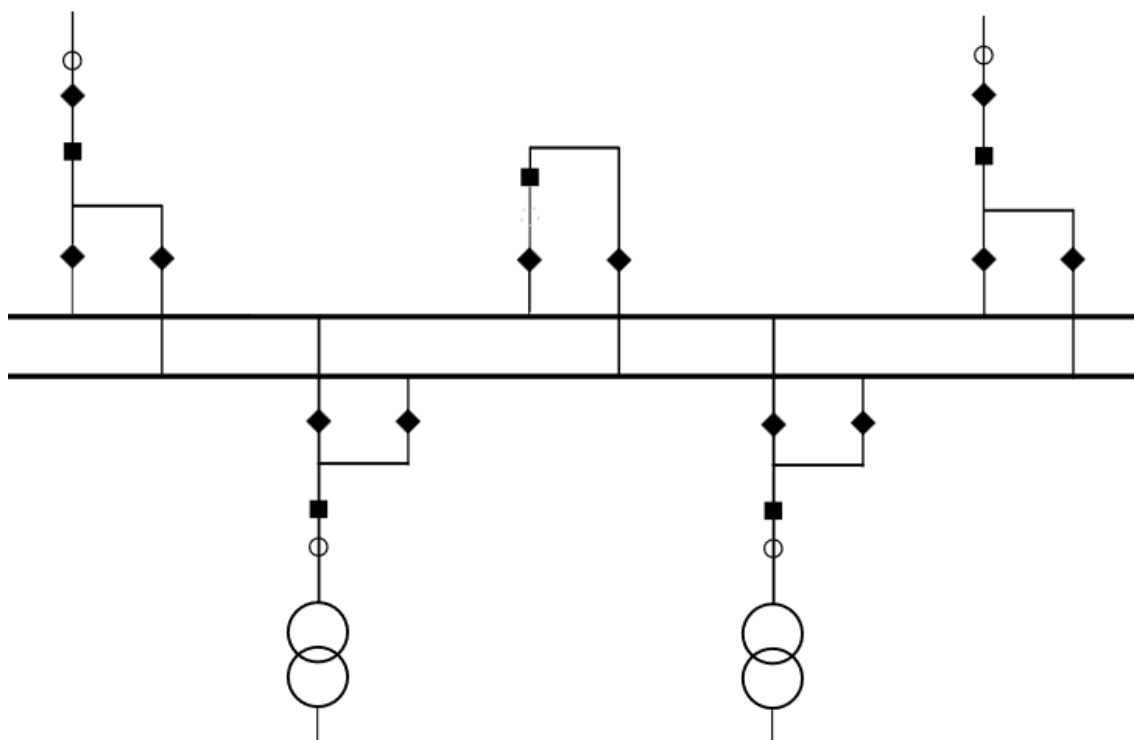
Funksjonskrav om fleksibilitet i dette kapittel gjelder ikke for koblingsanlegg som ligger etter en produksjonsradial ("på tamp"), se definisjon kapittel 3.2. Koblingsanlegg i slike stasjoner skal i stedet som minimum følge funksjonskrav tilsvarende kapittel 5.1.8 *Koblingsanlegg i regionalnett $U_n < 110$ kV*, forutsatt at andre regelverk ikke stiller strengere krav.

5.1.7.2 Praktisering

For å oppfylle funksjonskrav må anlegget som minimum ha dublering av samleskinner og skillebrytere, samt inkludere sammenkoblingsbryter.

Fleksibilitet kan ivaretas ved flere ulike konfigurasjoner.

Figur 5-3 viser et eksempel på konfigurasjon som oppfyller funksjonskrav. Anlegget driftes normalt tilkoblet enten A- eller B- samleskinne (en-samleskinnedrift) med mulighet for omkobling til den andre skinnen ved samleskinnekortslutning. Sammenkoblingsbryteren gjør det mulig ved intakt nett å endre koblingsbildet uten brudd i kraftoverføringen gjennom koblingsanlegget (se funksjonskrav punkt 1). En eventuell strømtransformator i sammenkoblingsfelt (opsjon/ ikke krav), kan muliggjøre funksjonalitet for 2-sone samleskinnevern.



FIGUR 5-4: EKSEMPEL PÅ STASJONSLØSNING MED FLEKSIBILITET FOR REGIONALE KOBLINGSANLEGG MED NOMINELL SYSTEMSPENNING $110 \leq U_N < 220$ kV; AB SAMLESKINNE, ENKLE EFFEKTBYTERE, ENKLE STRØMTRANSFORMATORER OG DOBLE SKILLEBYTERE, SAMT SAMMENKOBLINGSFELT.

5.1.7.3 Behovsprøving av funksjonskrav om fleksibilitet for koblingsanlegg i regionalnett

Behovsprøving vil i denne sammenheng si at krav om fleksibilitet mildnes i forhold til kraftsystemets evne til å opprettholde kraftoverføringen (referer kapittel om praktisering over). Ved behovsprøving og fastsettelse av krav til fleksibilitet, vil systemansvarlig generelt legge til grunn forhold som beskrevet i kapittel 2.1, og dokumentasjon kan bli etterspurt.

Funksjonskrav om fleksibilitet kan behovsprøves i de 4 tilfeller som listet under:

1. I tilfelle redundans er ivaretatt i (kraft)system
Behovsprøving av fleksibilitet, mht. redundans og dublering i forhold til redundans i system, har grenseflater til andre regelverk (kbj).
2. I tilfelle begrenset ytelse på transformator eller innmatet effekt fra produksjonsanlegg
Behovsprøving av fleksibilitet, mht. redundans og dublering i forhold til ytelse til transformator og ytelse til produksjonsanlegg, har grenseflater til annet regelverk (kbj)
3. Ved begrenset størrelse/omfang og betydning til stasjon/ koblingsanlegg
 Betydning av fleksibilitet til koblingsanlegget evalueres i forhold til kraftsystemets behov ved normalt koblingsbilde, ved revisjoner og konsekvens ved feil. Dette i forhold til hvor viktig koblingsanlegget er for å opprettholde kraftoverføring. Krav til funksjonalitet fastsettes i vedtak, og kan fastsettes tilsvarende funksjonskrav om fleksibilitet for koblingsanlegg i regionalnett $U_N < 110$ kV, se kapittel 5.1.8.

4. Når omfang av endringer og/ eller utvidelser av eksisterende anlegg er begrenset

Behovsprøving for å mildne krav til fleksibilitet ved endringer av eksisterende stasjon knyttes til omfanget av endringene som forklart under.

Mindre endringer i eksisterende anlegg kan bety utskifting av en komponent (for eksempel en strømtransformator) eller kanskje en mindre ombygging (for eksempel utvidelse med ett felt som har begrenset betydning for kraftsystemet).

Moderate endringer kan betegne en ombygging av moderat omfang (for eksempel utvidelse med ett fåtall felter), eventuelt kombinert med utskifting av et fåtall komponenter (for eksempel utskifting av bryter og strømtransformator). Kravet om fleksibilitet kan behovsprøves ved mindre eller moderate endringer.

Vesentlige endringer kan være omfattende utvidelser eller ombygging av eksisterende stasjon, for eksempel utvidelse med flere felter, eventuelt kombinert med utskifting av flere komponenter. Stasjonens plassering i kraftnettet, om stasjon fordeler kraft fra produksjonsanlegg, om det er avgang til forbruk (industri), om det er flere transformatorer tilknyttet, samt restlevetid, er alle momenter som kan ha betydning for hvorvidt endringene vurderes som vesentlige. For en stasjon sentralt plassert i nettstrukturen, der mer enn halvparten av koblingsanlegget endres og/ eller utvides, vil endringene typisk vurderes som vesentlige. Ved vesentlige endringer vil det normalt være krav om fleksibilitet i kapittel 5.1.7.1 som vil gjelde for koblingsanlegget.

5.1.8 Koblingsanlegg i regionalnett $U_n < 110 \text{ kV}$

Koblingsanlegg med nominell systemspenning $33 \leq U_n < 110 \text{ kV}$ skal som minimum bygges med fleksibilitet, mulighet for revisjon og konsekvens ved feil i anlegg som beskrevet under i kapittel

5.1.8.1 Funksjonskrav.

Koblingsanlegg som ligger etter en produksjonsradial eller en forbruksradial ("på tamp") med nominell systemspenning $< 220 \text{ kV}$ skal som minimum bygges med fleksibilitet som beskrevet under i kapittel 5.1.8.1, se også kapittel 5.1.7.1 fjerde ledd (siste avsnitt).

Koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 < U_n \leq 220 \text{ kV}$ kan i noen tilfeller ved behovsprøving få fastsatt funksjonskrav tilsvarende som beskrevet under i kapittel 5.1.8.1, se kapittel 5.1.7.3.

5.1.8.1 Funksjonskrav

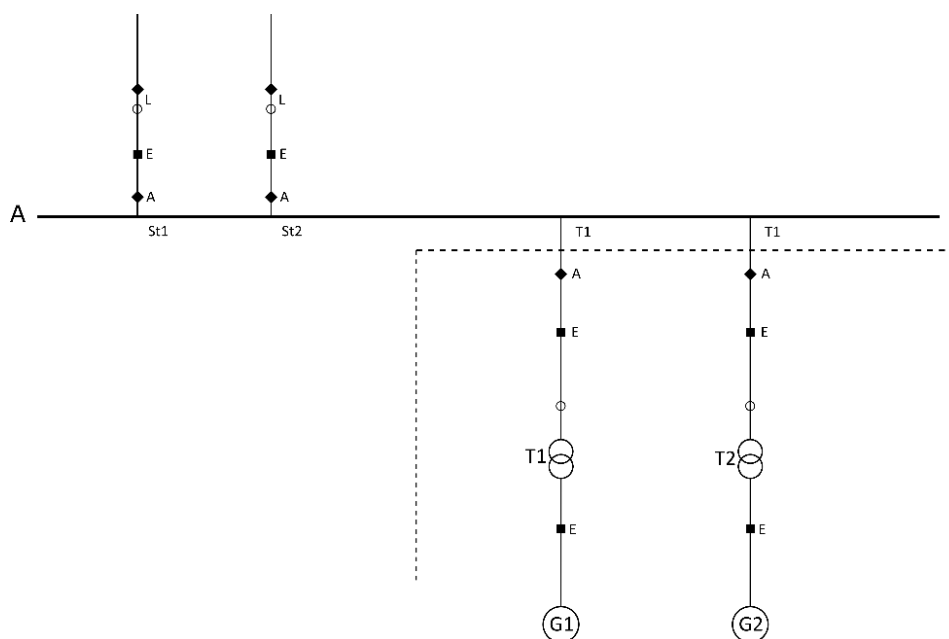
Koblingsanlegg i regionalnett med nominell systemspenning $< 110 \text{ kV}$ skal som minimum bygges med fleksibilitet, mulighet for revisjon og konsekvens ved feil i anlegg som beskrevet i punkt 1-3 under:

1. Ved intakt nett kreves det løsninger som muliggjør at ledning, anleggsdel eller komponent kan frakobles og gjøres spenningsløs på en sikker måte.
2. Ved revisjoner kan man gjøre inspeksjon og vedlikehold på komponenter i koblingsanlegget, med brudd i kraftoverføringen.
3. Ved feil kreves det at anlegget har funksjoner som kan koble fra feilbefengt avgang, komponent eller samleskinne inntil feilen er rettet og driften kan gjenopprettes.

Funksjonskravet gjelder alle avganger.

5.1.8.2 Praktisering

Figur 5-4 viser et eksempel på en konfigurasjon som oppfyller funksjonskrav.



FIGUR 5-5: EKSEMPEL PÅ STASJONSANLEGG MED ENKEL FLEKSIBILITET

5.1.9 T-avgreninger

Dette delkapittel gjør rede for praktisering og behovsprøving i forhold til funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg (se kapittel 5.1.2.1) i fordelingspunkt ved fordeling av kraft i kun tre retninger, T-avgreninger.

T-avgrening er her definert som tilknytningen til en forbindelse, der koblingspunktet ikke har fullverdig bryterfelt for alle avganger.

5.1.9.1 Praktisering av funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt og krav til fleksibilitet for avgrening i nett med nominell systemspenning ≥ 220 kV

T-avgreninger skal for nye anlegg ikke benyttes i fordelingspunkt for avgrening til kraftledning, produksjon eller forbruk i nett med nominell systemspenning ≥ 220 kV.

Krav til fleksibilitet i forhold til bruk av T-avgrening for kompenseringsanlegg, kan for visse tilfeller behovsprøves. Behovsprøving vil være aktuelt når kompenseringsanleggets oppgave kan defineres som beskrevet i neste delkapittel.

5.1.9.2 Behovsprøving av funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt og fastsettelse av krav om fleksibilitet for avgrening til statiske kompenseringsanlegg som kun kompenserer anleggsdel i nett med nominell systemspenning ≥ 33 kV

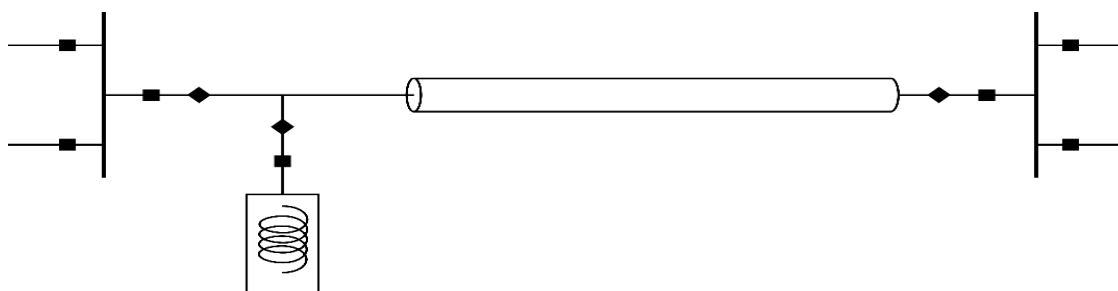
For reaktive komponenter som kun har som oppgave å kompensere en anleggsdel, for eksempel sjøkabel, kan funksjonskrav til koblingsanlegg og fleksibilitet for tilkobling av kompenseringsanlegget behovsprøves i forhold til nytteverdi av kompenseringsenheten for kraftsystemet.

Hvis kompenseringsanlegget ikke kan være til nytte når anleggsdelen (for eksempel sjøkabel) ikke er tilkoblet, kan koblingsarrangement og fleksibilitet til forgreningspunktet for kompenseringsanlegget

behovsprøves. Dette slik at krav til fleksibilitet kan tilfredsstilles ved hjelp av T-avgrening fra anleggsdel (f.eks. sjøkabel). En slik avgrening skal da som minimum utstyres med enkelt bryterfelt med mulighet for fjernstyring.

Ved behovsprøving og fastsettelse av krav til fleksibilitet for avgrening til kompenseringsanlegget, vil systemansvarlig legge til grunn vurderinger beskrevet i kapittel 2.1, og følgende forhold spesielt:

1. Konsekvens for kraftsystemet i forhold til om kompenseringsanlegget kan være til nytte for systemdriften.
2. Ulike koblingsbilder og situasjoner for kraftoverføring,
3. Tiltakshaver/ konsesjonær spesifikke forslag til utforming av koblingsfelt for anleggsdel (f.eks. sjøkabel) og for koblingsfelt i forgrening til kompenseringsanlegg.
4. Nett-topologi på begge sider av anleggsdel (for eksempel sjøkabel).



FIGUR 5-6: EKSEMPEL PÅ T-AVGRENING MED BRYTER TIL KOMPENSERINGSANLEGG - BEHOVSPRØVD FLEKSIBILITET I FORHOLD TIL AT KOMPENSERINGSANLEGGET IKKE KAN VÆRE TIL NYTTE FOR KRAFTSYSTEMET NÅR SJØKABEL IKKE ER I DRIFT

5.1.9.3 Behovsprøving av funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt og fastsettelse av krav om fleksibilitet til T-avgrening for tilknytning av produksjon eller forbruk i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV

I tilfelle hvor det viser seg vanskelig å begrunne samfunnsmessig rasjonalitet for et fullverdig koblingsanlegg i avgreningspunktet, kan krav til koblingsanlegg og fleksibilitet for avgreningen behovsprøves. Krav til fleksibilitet behovsprøves i forhold til om det vil være tilstrekkelig å etablere et enkelt fullverdig koblingsanlegg, eller alternativt om det vil være tilstrekkelig å etablere et forenklet koblingsanlegg i fordelingspunktet (T-avgreningen).

For å fastsette behovsprøvd fleksibilitet og sette krav til funksjonalitet, vil systemansvarlig legge til grunn vurderinger iht. kapittel 2.1 og følgende spesielle forhold:

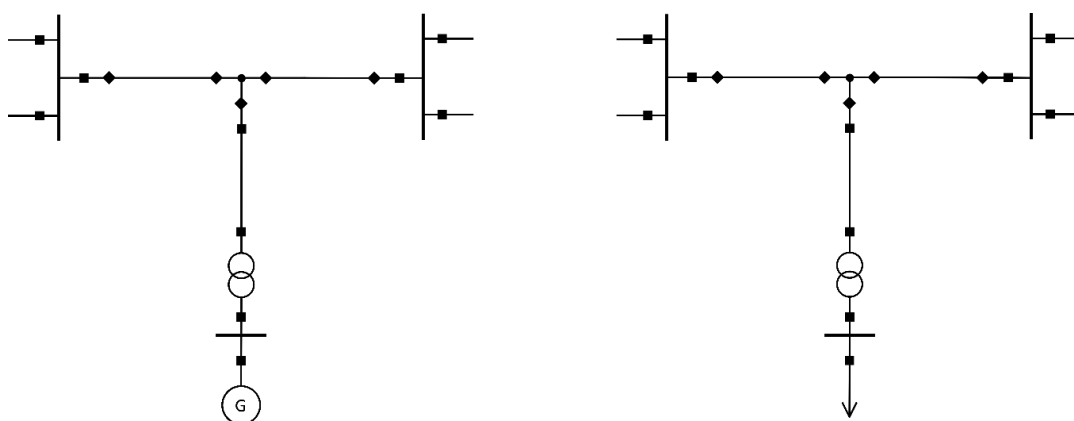
1. Begrensninger for areal og terreng
2. Vernfunksjon og etterlevelse av krav
3. Tilknyttet avgrening; type, ytelse og omfang av forbruk og produksjon
4. Lokasjon og funksjon i nettstruktur (redundans i underliggende system)

Behovsprøving og fastsettelse av funksjonalitet om fleksibilitet, som kan etterleves med et enkelt fullverdig koblingsanlegg, eller et forenklet koblingsanlegg, evalueres særskilt i hvert tilfelle. Det bør tidlig i søknadsprosess, før innsending av fos § 14 søknad, være dialog mellom tiltakshaver/ konsesjonær og systemansvarlig for å klarlegge overordnede krav til fleksibilitet og funksjonalitet for koblingsløsning.

I tilfelle det behøvsprøves fleksibilitet som skal kunne etterleves ved hjelp av forenklet koblingsanlegg, skal det forenklede koblingsanlegget ivareta følgende funksjoner:

1. Produksjon- eller forbruksanlegg skal ha nettilgang ved revisjoner eller utfall av hovedledningen, men det kreves ikke avbruddsfri kraftoverføring ved omkobling. Dette fordrer minimum fleksibilitet i hovedledningen, dvs. det skal være mulighet for synlig brudd på begge sider av radialtilkoblingen (skillebryter og jordingsbryter).
2. T-avgrensningens radialpunkt til produksjonsanlegget/forbruksanlegget skal ha minimum fleksibilitet (eller bedre). Med minimum fleksibilitet menes at det skal være effektbryter med selektivitet mot hovedledningens effektbrytere i tilstøtende stasjoner. Dette for å kunne koble bort eventuelle feil på radial, slik at hovedledning kan opprettholde kraftoverføring. Effektbryter kan være lokalisert ved transformator og ved avgreningspunkt. Skillebrytere på hovedledning har som funksjon å styre kraften og for å gi produsent/forbruksanlegg nettilgang ved utfall og utkobling av hovedlinjen. Vernsystem og fleksibilitet skal beskrives i søknaden.
3. Alle brytere skal ha mulighet for å bli fjernstyrt fra døgnbemannet driftssentral.

Andre løsninger enn hva som er beskrevet her, kan også være aktuelle, f.eks. ved tilknytning av flere parallelle linjer. De enkelte løsninger vil måtte vurderes i hvert enkelt tilfelle.



FIGUR 5-7 - EKSEMPLER PÅ FORENKLET KOBLINGSANLEGG

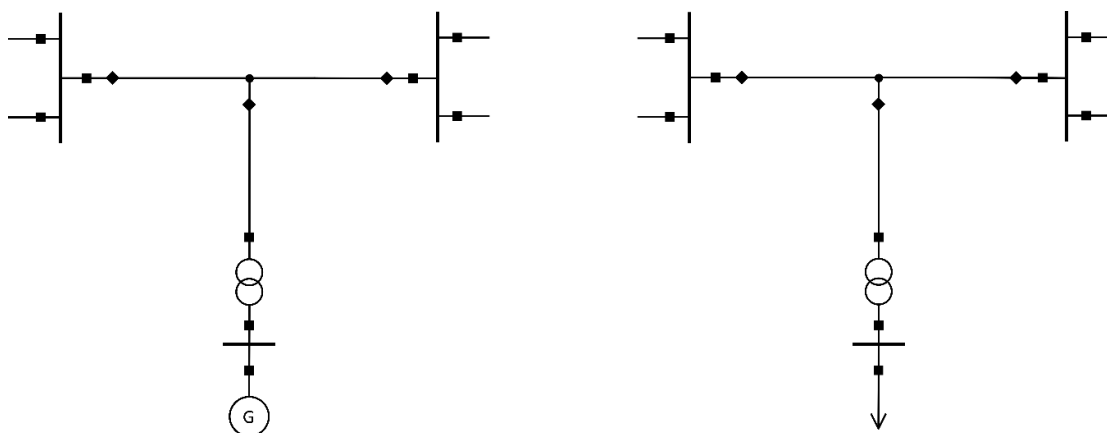
5.1.9.4 Behovsprøving av krav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt og fastsettelse av krav om fleksibilitet til avgrensning for tilknytning av forbruk eller produksjon i nett med nominell systemspenning $33 \leq U_n < 110$ kV

I tilfeller hvor det viser seg vanskelig å begrunne samfunnsmessig rasjonalitet for et fullverdig koblingsanlegg i avgreningspunktet, kan krav til koblingsanlegg og fleksibilitet for avgrensningen behøvsprøves. Krav til fleksibilitet behøvsprøves i forhold til om det vil være tilstrekkelig å etablere en T-avgrensning med bryterfelt kun i avgrensningen (til avgrensningen for forbruk eller produksjon).

For å fastsette krav til fleksibilitet vil systemansvarlig legge til grunn generelle forhold iht. kapittel 2.1, samt vurderinger iht. liste under. Underlag kan bli etterspurt:

1. Begrensninger for areal og terreng.
2. Vernfunksjon og etterlevelse av krav.
3. Tilknyttet avgrensning; type, ytelse og omfang av forbruk eller produksjon.
4. Lokasjon og funksjon i nettstruktur (redundans i underliggende system).

T-avgreninger behandles særskilt i hvert tilfelle. Det kreves som minimum at det etableres enkel skillebryter i avgreningen. Det bør tidlig i søknadsprosessen, gjerne før innsending av fos § 14 søknad, være dialog mellom tiltakshaver/ konsesjonær og systemansvarlig for å klarlegge krav til fleksibilitet og funksjonalitet for avgreningen.



FIGUR 5-8 - EKSEMPEL PÅ T-AVGRENING MED SKILLEBRYTER I AVGRENINGSRADIAL

5.2 Komponenter i koblingsanlegg



5.2.1 Endepunktskomponenter i en overføring

En overføring består av alle serielle hovedkomponenter og endepunktskomponenter.

Hovedkomponenter i en overføring kan være luftledning, kabel og/ eller transformator. Med endepunktskomponenter menes her øvrige serielle forbindelser som for eksempel strømtransformatorer, brytere, innføringskabel, seriereaktor, inn-strekk, looper og gjennomføringer i, eller til stasjon.

5.2.1.1 Overføringskapasitet og definisjoner av grenser

Resulterende overføringsgrenser/ strømgrenser til en overføring vil være bestemt av den hovedkomponent eller endepunktskomponent i kjeden som har lavest overføringsgrenser.

Overføringsgrensene er kontinuerlig overføringsgrense og kortvarig overføringsgrense.

Kontinuerlig overføringsgrense betyr at det ikke er noen tidsbegrensning for hvor lenge overføringen kan driftes med denne strømbelastningen. *Kontinuerlig overføringsgrense* vil si prosjektert overføringsevne (for kabler betyr dette tatt hensyn til aktuell forlegningsmåte, temperatur, termisk ledningsevne i omfyllingsmasse/ jordsmonn mm).

Kortvarig overføringsgrense vil si maksimal tillatt strømbelastning med 15 minutters varighet. For luftlinjer og kabler er det forutsatt at anleggsdelen, først var belastet stasjonært på maksimalt 70 % av kontinuerlig overføringsgrense.

For øvrige komponenter følger grenseverdier oppgitt av produsent. Dersom kortvarig overføringsgrense ikke finnes/oppgis, benyttes kontinuerlig overføringsgrense.

5.2.1.2 Funksjonskrav; endepunktskomponenter skal ikke begrense overføringskapasitet

Endepunktskomponenter skal ikke være reelt begrensende for utnyttelsen av overføringen, dvs. *ikke begrense overføringsgrensene* for overføringen.

Endepunktskomponentens ytelse skal dimensjoneres for tillatt *kontinuerlig* overføringsgrense, og for *kortvarig overføringsgrense* i 15 minutter for overføringen.

5.2.1.3 Praktisering av funksjonskravet om overføringskapasitet

Systemansvarlig vurderer om overføringsgrensene er satt for lave eller om endepunktskomponentene utgjør en reell begrensning for den totale overføringskapasiteten. Med reell begrensning mener systemansvarlig at behovet for overføringskapasitet er større enn endepunktskomponentenes overføringsgrense. Hvis det maksimale forbruket eller produksjonen bak en radial ikke overstiger endepunktskomponentenes maksimale overføringsgrense, anser ikke systemansvarlig at endepunktskomponentene *reelt* begrenser ledningen.

Systemansvarlig baserer sin vurdering blant annet på historisk flyt på de aktuelle overføringene, og hvorvidt det er benyttet systemreguleringer tidligere for å overholde overføringsgrenser.

Systemansvarlig legges videre til grunn at overføringer som inngår i snitt skal ha den overføringskapasitet som tåler omlagring etter feil. Dette vil si at flyt etter utfall ikke skal overstige overføringens maksimale overføringsgrense.

Fremtidig flyt vil kun bli hensyntatt når systemansvarlig er kjent med at det er inngått avtale om tilknytning av ny produksjon eller forbruk, alternativt når det er søkt fos § 14 vedtak for dette.

5.2.2 Skillebryter

5.2.2.1 Funksjonskrav

I anlegg hvor effektbryter har påmontert styrekondensatorer skal skillebrytere kunne koble inn og ut lave kapasitive strømmer.

5.2.3 Fraskillende effektbryter

5.2.3.1 Generelle funksjonskrav til fraskillende effektbryter

En fraskillende effektbryter skal ha tilsvarende funksjonalitet som om det bygges separate effekt- og skillebrytere, det vises til funksjonskravene gitt i kapittel 5.2.4.

5.2.4 Effektbryter

Effektbryter vil si en bryter dimensjonert for å kunne slutte/bryte alle påregnelige drifts- og feilstrømmer uten å forringe i forhold til relevante standarder/ regelverk [3].

5.2.4.1 Generelle funksjonskrav til effektbryter

Effektbryter for enheter i nett med nominell systemspenning $U_n \geq 220$ kV skal ha to utspoler.

Effektbryter for enheter i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, uavhengig av systemjording, skal ha to utspoler når feltet er utstyrt med dublerte vernsystem. Med dublerte vernsystem menes eksempelvis transformator med differensialvern og overstrømsvern/ distansevern, ledning med dublert distansevern osv.

Der det benyttes dublerte vernsystem, skal vernsystem 1 gi utkommando til utspole 1, og vernsystem 2 skal gi utkommando til utspole 2. Alternativt kan vernsystem 1 og 2 gi utkommando til begge utspoler.

5.2.4.2 Funksjonskrav om en-fase gjeninnkobling til effektbryter i felt for luftledning i nett med nominell systemspenning ≥ 220 kV

Effektbryter for overføringsenhet, som betraktes som luftledning i nett med nominell systemspenning ≥ 220 kV, skal ha driftsanordning med funksjonalitet for enfaset gjeninnkobling.

5.2.4.2.1 Praktisering av funksjonskrav om en-fase gjeninnkobling

Funksjonalitet for enfaset gjeninnkobling forutsetter enfaset driftsanordning / separat driftsanordning per fase (IPO - Independent Pole Operation) for bryteren.

5.2.4.2.1.1 IPO-brytere forutsetter følgestyringslogikk

Det kreves at alle IPO-brytere bestykkes med følgestyringsfunksjon for å sikre 3-polet utkobling ved pol-opposisjon (en bryterpol blir liggende i annen posisjon enn de to øvrige). Funksjonen skal baseres på stillingskontakter internt i bryteren og ikke på strømkriterier. For ledninger der det benyttes 1-polet gjeninnkobling, må følgestyringsfunksjonen forsinkes lenger enn tiden for 1-polet gjeninnkobling.

5.2.4.3 Behovsprøving av funksjonskrav om en-fase gjeninnkobling til effektbryter i felt for luftledning i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV som er lavohmig eller direktejordet

Funksjonskrav om en-fase gjeninnkobling til effektbryter i felt for luftledning i nett med systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV kan behovsprøves. Ved behovsprøving vil systemansvarlig legge til grunn vurderinger beskrevet i kapittel 2.1 og følgende forhold spesielt, dokumentasjon vil bli etterspurt:

1. Om effektbryter inngår i et masket nett, og i hvilken grad man kan forvente at nettet driftes masket eller radielt.
2. Lokasjon og funksjon i nettstruktur, og eventuell redundans i underliggende system.
3. Om aktuell luftledning tilknytter andre konsesjonærers nett.
4. Bruk av 3-fase forsinket automatisk gjeninnkobling.

5.2.4.4 Funksjonskrav til effektbryter i felt for spenningssetting av kabel; innkoblingsstrøm og koblingsspenninger skal ikke redusere funksjonalitet og leveringskvalitet

Effektbryter for overføringsenhet som betraktes som kabel (se definisjoner i kapittel 3.2), skal kunne koble og spenningssette kabel slik at innkoblingsstrøm og koblingsspenninger ikke reduserer koblingsanleggets funksjonalitet eller kraftsystemets leveringskvalitet.

5.2.4.4.1 Praktisering av funksjonskrav til effektbryter i felt for spenningssetting av kabel;

Behovsprøving om bruk av anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsoverspenninger for kabel i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV

For å tilfredsstille funksjonskrav i kapittel 5.2.4.4 over, skal det behovsprøves om effektbryter i felt for spenningssetting av kabel med nominell systemspenning ≥ 110 kV behøver anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsoverspenninger. Alternativt om valg av isolasjonsnivå og bruk av avledere vil være tilstrekkelig for kabelanlegget og de øvrige apparater i de stasjoner som kabelanlegget er terminert i.

Systemansvarlig vil legge til grunn generelle forhold beskrevet i kapittel 2.1 og spesielle forhold som listet under i en slik behovsvurdering/ evaluering. Dokumentasjon vil kunne bli etterspurt:

1. Overføringskapasitet for kabel, lengde og øvrige elektriske data (kapasitans, spenning, piekvivalent mm), samt testrapporter.
2. Lokasjon og funksjon til kabel i nettstruktur.
3. En vurdering som evaluerer risiko knyttet til koblingsoverspenninger, der det også hensyntas kabelens avstand i forhold til bryter. Overspenninger skal evalueres i forhold til aktuelle IEC normerte tester av kabel- og koblingsanlegg.
Vurderingen skal evaluere overspenninger og konkludere om det er behov for anordning, eller om isolasjonskoordinering med hensiktsmessig valg av isolasjonsnivå, og bruk av avledere, vil være tilstrekkelig. Konesjonærens underlag (oversikt over hvilke spenningsgrenser som er lagt til grunn for de ulike apparatene og isolasjonskoordineringsstudie) og egen vurdering skal følge søknaden, og vil slik være et vesentlig grunnlag til behovsvurderingen.

Den enkelte konsesjonær har selv ansvar for underlag og kvalitet for vurderingen, og for at funksjonalitet blir tilfredsstillende (kravetterlevelse).

5.2.4.4.2 [Anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger](#)

Anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger kan være innkoblingsmotstand eller utstyr for fasevis synkronisert innkobling. Kabel skal kunne spenningssettes selv om automatikk for innkoblingsmotstand, eller fasevis synkronisert innkobling, ikke er operativ.

Anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger kan være basert på annen teknologi/ løsning enn motstand eller fasevis synkronisert innkobling.

5.2.4.4.3 [Funksjonalitet for fasevis synkronisert kobling](#)

Funksjon for *fasevis synkronisert kobling* forutsetter bruk av fasestyringsapparat (apparat for fasevis styring av koblingstidspunktet relatert spennings sinuskurve). Dette krever at effektbryter har separat drivmekanisme per fase (IPO), se også definisjoner i kapittel 3.2, og at den har en drivmekanisme som gir repeterbare innkoblingstider.

5.2.4.5 [Funksjonskrav til effektbryter for spenningssetting av transformator; innkoblingsstrøm og koblingsspenninger skal ikke redusere funksjonalitet og leveringskvalitet](#)

Effektbryter skal kunne koble og spenningssette transformator slik at innkoblingsstrøm og koblingsspenninger ikke reduserer koblingsanleggets funksjonalitet eller kraftsystemets leveringskvalitet.

5.2.4.5.1 [Praktisering av funksjonskrav til effektbryter for spenningssetting av transformator; krav om anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger](#)

Funksjonskravet (kapittel 5.2.4.5) kan ivaretas ved at effektbryter har anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger.

Anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger kan være innkoblingsmotstand eller utstyr for fasevis synkronisert innkobling. Transformator skal kunne spenningssettes selv om automatikk for innkoblingsmotstand, eller fasevis synkronisert innkobling, ikke er operativ.

Anordning(en) plasseres på den side (eller sider) transformatoren normalt skal kunne spenningssettes fra. Det vil si at det ikke er krav til anordning på den side av transformatoren det normalt ikke spenningssettes fra.

Anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger kan være basert på annen teknologi/ løsning enn motstand eller fasevis synkronisert innkobling.

Krav om anordning knyttes til transformatorens ytelse med mulighet for behovsprøving av kravet der dette er angitt i beskrivelse av praktisering under.

5.2.4.5.1.1 Praktisering av funksjonskrav til effektbryter for spenningssetting av transformator med ytelse ≥ 150 MVA

Effektbryter for spenningssetting av transformator med ytelse ≥ 150 MVA skal ha anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger.

5.2.4.5.1.2 Praktisering av funksjonskrav til effektbryter for spenningssetting av transformator med ytelse $100 \leq S_n < 150$ MVA - behovsprøving av krav om anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger

For effektbryter til spenningssetting av transformatorer med ytelse $100 \leq S_n < 150$ MVA der anlegget planlegges uten anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger, skal kravet behovsprøves. Systemansvarlig vil legge til grunn generelle forhold beskrevet i kapittel 2.1 og spesielle forhold som listet under, dokumentasjon kan bli etterspurt:

1. Transformatorens ytelse.
2. Transformatorens/ stasjonens lokasjon og funksjon i nettstruktur.
3. Erfaringer med eksisterende tilsvarende løsninger.
4. En vurdering som gjør rede for hvordan anlegget vil fungere uten anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger. Koblingsanleggets funksjonalitet skal slik underbygges i forhold til en evaluering av spenningsforløp ved kobling (koblingsspenninger) og spenningssetting av transformatoren (spenningsvariasjon som følge av innkoblingsstrøm).

Vurderingen til behovsprøvingen kan være basert på analyse, simulering og/eller beregninger. En eventuell analyse skal gjøres ved intakt nett og ved minimum kortslutningsytelse (eksempelvis ved driftsforstyrrelser eller tilfeller der anleggsdeler er utkoblet til vedlikehold).

Konsesjonærens underlag og egen vurdering skal følge søknaden. Det vil være den enkelte konsesjonær sitt ansvar at underlag og funksjonaliteten er tilfredsstillende.

5.2.4.5.1.3 Praktisering av funksjonskrav til effektbryter for spenningssetting av transformator med ytelse < 100 MVA

Effektbryter for spenningssetting av transformator med ytelse < 100 MVA, vil normalt ikke behøve anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger. Det betyr at dokumentasjon, vurdering og behovsprøving normalt ikke kreves for ytelser < 100 MVA. Dette forutsetter likevel at konsesjonær oppfyller det overordnede funksjonskravet (se kapittel 5.2.4.5).

5.2.4.6 Praktisering av funksjonskrav til effektbryter til spenningssetting av kabel og spenningssetting av transformator for tilknytning av produksjonsenhet

Uavhengig av spenningsnivå, kreves det ikke anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsspenninger (se kapittel 5.2.4.4 og 5.2.4.5), forutsatt at transformator normalt spenningssettes fra generator/ produksjonsenhet. Se også del IV om produksjonsanlegg.

5.2.4.7 Informasjon om effektbryter til spenningssetting av transformator og/ eller kabel – krav til spenningskvalitet

Anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsoverspenninger kan være hensiktsmessig, og eventuelt nødvendig, for å oppnå tilfredsstillende spenningskvalitet i forhold til andre regelverk (fol, IEC standarder mm.) ved spenningssetting av transformator og/ eller overføringsenhet som betraktes som kabel.

Merk også at NVF Del III om Forbruksanlegg og Nettanlegg, setter krav til spenningskvalitet for forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet. Disse krav kan være relevant for funksjonalitet til effektbryter for spenningssetting av transformator og/ eller kabel, når bryter inngår som er en del av anlegg for slik tilknytning.

5.2.4.8 Funksjonskrav til effektbryter for innkobling av shuntkondensator

Effektbryter for innkobling av shuntkondensator, av ytelse ≥ 50 MVar, skal ha utstyr for fasevis synkronisert innkobling. Dette gjelder uavhengig av type systemjording. Innkobling av shuntkondensator skal være blokkert dersom automatikk for fasevis synkronisert kobling, ikke er operativ.

5.2.4.9 Funksjonskrav til effektbryter for kobling av shuntreaktor

Effektbryter for inn- og utkobling av shuntreaktor med ytelse ≥ 50 MVar skal ha funksjon for fasevis synkronisert inn- og utkobling. Utkommando fra kortslutningsvern skal gå direkte til effektbryter.

5.2.4.9.1 Praktisering av funksjonskrav til effektbryter for kobling av shuntreaktor

Kravene til bryter gjelder alle typer systemjording. Innkobling av shuntreaktoren skal være blokkert dersom automatikk for fasevis synkronisert kobling ikke er operativ.

5.2.4.10 Oppsummeringstabell av funksjonskrav til effektbryter i felt for kabel, transformator, kondensator og reaktor

Tabell 5-1 summerer opp funksjonskrav for effektbryter med hensyn til når de skal være utstyrt med anordning for å begrense innkoblingsstrøm og koblingsoverspenninger, eller med utstyr for fasestyrt synkronisert kobling. Dette for kabel, transformator, shuntreaktor og shuntkondensator.

TABELL 5-1: INN- OG UTKOBLING AV HOVEDKOMPONENTER SOM KREVER EFFEKTBYTER MED ANORDNING FOR Å BEGRENSE INNKOBLINGSSTRØM OG KOBLINGSSPENNINGER

KOBLINGSFELT HOVED-KOMPONENT	SPENNING	YTELSE	EFFEKTBYTER KOBLING FUNKSJONSKRAV	KOBLINGS-FORLØP	KOMMENTAR/REFERANSE
Effektbryter for overføringsenhet som betraktes som kabel	≥ 110 kV	Alle ytelser	Behovsprøves i forhold til å ha anordning (utstyr for fasevis synkronisert kobling eller innkoblingsmotstand), eller om isolasjonsnivå og avleder er tilstrekkelig.	Innkobling	Se kap.5.2.4.4
Effektbryter for anleggsdel; Transformator	Alle spenninger	≥ 150 MVA ≥ 100 MVA	Skal ha utstyr for fasevis synkronisert kobling eller innkoblingsmotstand. Behovsprøves.	Innkobling	Se kap.5.2.4.5
Effektbryter for anleggsdel: Shuntreaktor	Alle spenninger	≥ 50 MVar	Skal ha utstyr for fasevis synkronisert kobling	Inn- og utkobling	Se kap. 5.2.4.9
Effektbryter for anleggsdel Shuntkondensator	Alle spenninger	≥ 50 MVar	Skal ha utstyr for fasevis synkronisert kobling eller innkoblingsmotstand	Innkobling	Se kap. 5.2.4.8

5.2.4.11 Behovsprøving av funksjonskrav om en-fase gjeninnkobling for effektbryter til felt for luftledning i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV der det er besluttet å endre systemjording til å bli lavohmig- eller direktejordet.

Koblingsanlegg i nye stasjoner og ved endringer av stasjoner, kan behovsprøves i forhold til om de skal bygges med brytere som har funksjonalitet for en-fase gjeninnkobling i felt for luftledning i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV dersom konsesjonær(er) har bestemt at nettet skal bli lavohmig eller direktejordet.

Ved behovsprøving vil systemansvarlig legge til grunn vurderinger beskrevet kapittel 2.1 og følgende forhold spesielt, dokumentasjon vil bli etterspurt:

1. Om effektbryter inngår i et masket nett, og i hvilken grad man kan forvente at nettet driftes masket eller radielt.
2. Lokasjon og funksjon i nettstruktur, og eventuell redundans i underliggende system.
3. Om aktuell luftledning tilknytter andre konsesjonærers nett.
4. Bruk av 3-fase forsinket automatisk gjeninnkobling

5.2.5 Overspenningsavledere

Overspenningsavledere velges for å gi tilstrekkelig beskyttelse av komponenter der konsesjonær finner det hensiktsmessig.

5.2.5.1 Funksjonskrav til overspenningsavledere i kompenserte og isolerte nett

Overspenningsavleder skal i kompenserte og isolerte nett dimensjoneres for spenningsstigning som kan oppstå som følge av jordfeil og nettets faktiske jordfeilfaktor. I nett med spenning $110 \leq U_n < 220$ kV vil kravet gjelde for varighet av jordfeil i 2 timer.

5.3 Transformator

Dette kapittelet angir generelle krav, og krav som er avhengig av type systemjording, for transformatorer i nettanlegg.

Dette kapittelet omfatter også funksjonskrav for transformatorer for tilknytning av forbruksanlegg til regional- og transmisjonsnett, slik det er beskrevet i kapittel 10.6. Kapittel 5.3 gir tilsvarende krav til parktransformatorer for tilknytning av kraftparker til regional- og transmisjonsnett, slik det er beskrevet i kapittel 14.7.7. Kapittel 5.3 omfatter også generatortransformatorer i den grad som blir beskrevet i kapittel 12.7.9.

5.3.1 Generelle Funksjonskrav

1. Transformator med primærvikling tilknyttet nett med nominell systemspenning ≥ 33 kV, skal ha trinnkobler med mulighet for automatisk spenningsregulering. Antall trinn skal være tilpasset normale spenningsvariasjoner på regulert side. Krav om automatisk spenningsregulering gjelder ikke for autotransformator som transformerer mellom 420 kV og 300 kV spenningsnivå.
2. Det skal sikres tilfredsstillende beskyttelse av transformator/autotransformator, spesielt mot innvendige feil. Det skal etableres effektbrytere på alle viklingssider som er i bruk med spenningsnivå ≥ 33 kV, og det forutsettes pålitelig kommunikasjon mellom vern og brytere internt i aktuelle stasjoner.
3. Transformator skal være dimensjonert for forventet kortslutningsytelse i nettet, også mht. jordslutningsstrøm.
4. Transformator og transformator trinnkobler skal som minimum dimensjoneres iht. forventet kontinuerlig last, for 40 % overlast i 15 minutter, og i forhold til lastveiledning i relevant standard, referanse [4].

5.3.1.1 Funksjonskrav for transformator tilknyttet lavohmig eller direktejordet nett

Transformator skal som minimum ha én Δ -vikling. Δ -viklingen kan være hovedvikling, eller en dempevikling.

For direktejordet nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV skal nøytralt punktet forbindes direkte til stasjonens jordingsanlegg.

5.3.1.2 Funksjonskrav for transformator tilknyttet lavohmig nett

For lavohmig jordet nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV kan nøytralt punktet enten forbindes direkte til stasjonens jordingsanlegg, via en impedans til stasjonens jordingsanlegg, eller det kan være isolert.

5.3.1.3 Funksjonskrav for transformator tilknyttet kompensert nett

5.3.1.3.1 Generelle krav

Konsesjonær skal sikre at transformatorer har funksjonalitet for tilknytning av tilstrekkelig spolekapasitet for dagens nett og planlagte utvidelser med hensyn til kompensering av ladestrøm for egne anlegg, både ved normalt koblingsbilde/ intakt nett, ved revisjoner og ved feil.

Transformator og gjennomføringer på transformator skal dimensjoneres for spenningsstigning som kan oppstå som følge av jordfeil og nettets faktiske jordfeilfaktor. I nett med spenning $110 \leq U_n < 220$ vil kravet gjelde for varighet av jordfeil i 8 timer.

5.3.1.3.2 Funksjonskrav til transformator som skal ha tilknyttet jordslutningsspole

Transformator som skal ha tilknyttet jordslutningsspole, skal som minimum ha én Δ -vikling. Δ -viklingen kan være hovedvikling, eller være dempevikling.

Transformatorer med viking tilknyttet ≥ 110 kV kompensert nett, som skal ha tilknyttet jordslutningsspole, skal være dimensjonert for aktuell spoelstrøm, maksimalt 300 A. Nøytralpunktet for spoletilkobling skal være dimensjonert for 8 timers drift med jordslutning og med jordslutningsspolens merkestrøm. Nøytralpunktet for tilkobling av spolejording skal være fullisolert (tilsvarende fasene). Aktuell spoelstrøm knyttes til den andel ladestrøm som skal kompenseres.

5.3.1.3.3 Funksjonskrav til transformator som skal forberedes for fremtidig tilknytning av jordslutningsspole for å kunne kompensere planlagte utvidelser av nett

Konsesjonær må sørge for at fremtidig behov for kompensering blir ivaretatt med tilstrekkelig transformatorkapasitet ref. 5.3.1.3.1.

Transformator som skal forberedes for fremtidig kompensering, skal ha deltavikling.

Transformator med viking tilknyttet ≥ 110 kV skal ha nøytralpunkt dimensjonert for spoelstrøm tilsvarende minimum nominell fasestrøm til transformator og maksimalt 300 A. Nøytralpunktet for spoletilkobling skal være dimensjonert for 8 timers drift med jordslutning og med jordslutningsspolens merkestrøm. Nøytralpunktet for tilkobling av spolejording skal være fullisolert (tilsvarende fasene).

Beslutning om transformator(er) skal forberedes for jordslutningsspole kan behovsprøves som beskrevet i delkapittel under.

5.3.1.4 Behovsprøving av funksjonalitet for fremtidig tilknytning av jordslutningsspole til transformator med viking tilknyttet ≥ 110 kV kompensert nett

I kompenserte nett, der krav om å forberede transformator for tilknytning av jordslutningsspole med Δ -vikling (dempevikling) og krav til nøytralpunkt dimensjonert for spoelstrøm minimum tilsvarende nominell fasestrøm og maksimalt 300 A til ≥ 110 kV viklingens nøytralpunkt, viser seg vanskelig å begrunne ut fra samfunnsmessig rasjonalitetsvurderinger, kan funksjonskravet behovsprøves.

Slik behovsprøving kan begrunnes/motiveres i at tilkobling av spolejording er forberedt på annen måte eller på annet sted, alternativt ved at det begrunnes at transformatorens kapasitet for spoelstrøm til ≥ 110 kV viklingen er hensiktsmessig. Ved behovsprøving vil systemansvarlig legge til grunn generelle forhold som beskrevet i kapittel 2.1 og til spesielle forhold som listet under, underlag vil kunne bli etterspurt:

1. Eksisterende ladestrøm for tilknyttede kraftledninger og kabler.
2. Forventet framtidig ladestrøm ved økning og utvidelse av nett.
3. Oversikt over eksisterende kompenseringsspoler, deres lokasjon og ytelser.
4. Mulige løsninger for framtidig kompensering i aktuell stasjon og i andre transformatorstasjoner, framtidige p-spolers lokasjon og ytelser.

5. Om transformatorstasjonen er i et område/ kraftsystem som konsesjonær(er) har besluttet skal bli direktejordet.
6. Vurdering med evaluering av framtidig behov for tilknytning av spolekompensering ved aktuell transformator mht. informasjonen listet over.

5.3.1.5 Behovsprøving eller behovsvurdering av funksjonalitet for fremtidig tilknytning av jordslutningsspole til transformator tilknyttet nett med nominell systemspenning <110 kV

Systemansvarlig kan stille krav til deltavikling hvis informasjon eller uttalelse fra berørt konsesjonær indikerer behov for dette. For øvrig vil systemansvarlig legge til grunn konsesjonærens vurdering, uten å etterspørre underlag/ eller dokumentasjon.

5.3.1.6 Funksjonskrav for transformator tilknyttet isolert nett

Nøytralpunkt skal være fullisolert (tilsvarende fasene).

Transformator og gjennomføringer på transformator skal dimensjoneres for spenningsstigning som kan oppstå som følge av jordfeil og nettets faktiske jordfeilfaktor. I nett med spenning $110 \leq U_n < 220$ vil kravet gjelde for varighet av jordfeil i 8 timer.

5.3.1.7 Informasjon om nøytralpunkt til transformator tilknyttet isolert eller kompensert nett med systemspenning < 110 kV

For transformator tilknyttet isolert eller kompensert nett med nominell systemspenning < 110 kV, dimensjoneres transformator og nøytralpunkt med hensyn til strøm og jordslutningsspole i det enkelte tilfelle. Andre regelverk (FEF) setter krav til dimensjonering med tanke på varighet av jordfeil.

5.3.2 Funksjonskrav for tilleggsutstyr til transformator

Tilleggsutstyr, som interne strømtransformatorer, gjennomføringer, interne ledere og koblere, skal ikke begrense utnyttelsen av termisk overlastbarhet i transformator.

5.3.3 Praktisering av funksjonskrav for transformator i nett som har beslutning om fremtidig overgang til lavohmig eller direktejordet systemjording

Transformatorer i et isolert eller kompensert nett som konsesjonær(er) har besluttet i fremtiden skal bli lavohmig eller direktejordet, skal følge både funksjonskrav i et isolert eller kompensert nett, og samtidig kravene i et lavohmig eller direktejordet nett. Dette er viktig med hensyn til konstruksjon, dimensjonering/ytelse og isolasjonsnivå, spesielt for nøytralpunkt og dempevikling.

5.4 Reaktive komponenter og anlegg

5.4.1 Funksjonskrav om styring av reaktive komponenter og brytere for dette

Reaktive komponenter, roterende og statiske (SVS, kondensatorbatterier og reaktorer) skal ha egne effektebrytere med mulighet for fjernstyring fra driftssentral. Statisk reaktive komponenter skal ha mulighet for automatisk styring. Kompenseringsanlegg med dynamisk spenningsregulering skal ha funksjon for fjerninnstilling av settpunkt.

Reaktive komponenter skal ha funksjonalitet for stabilisering av spenning i tilknytningspunktet.

5.4.2 Shunkondensator

Shunkondensatorer kan bli installert for å kompensere for reaktiv effektutveksling. Se NVF del III for krav til utveksling av reaktiv effekt ved tilknytning til regional- og transmisjonsnettet.

Shunkondensatorer installeres også for at netteiere skal klare sine forpliktelser etter forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (fol).

5.4.2.1 Generelle funksjonskrav for shunkondensator

I direkte- eller lavohmig jordet nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV skal shunkondensator utføres med jordet nøytralpunkt.

I kompensert og isolert nett skal shunkondensator utføres med isolert nøytralpunkt, slik at denne ikke påvirkes av jordfeil.

Se også kapittel 5.2.4.8 og for krav til effektbryter for shunkondensator

5.4.2.2 Funksjonskrav om dempereaktor ved flere shunkondensatorer tilknyttet samme samleskinne

Med flere shunkondensatorer tilknyttet samme samleskinne skal det installeres dempereaktor for å unngå store utladestrømmer.

5.4.2.2.1 Praktisering av funksjonskrav om dempereaktor

Der det er mer enn en shunkondensator tilkoblet samme samleskinne kan én av shunkondensatorene være uten dempereaktor, da dempereaktor på de øvrige vil begrense innkoblingsstrømmen.

5.4.3 Shuntreaktor

Se også kapittel 5.2.4.9 for krav til effektbryter for shuntreaktor.

Shuntreaktor kan bli installert for å kompensere for reaktiv effektutveksling. Se NVF del III for krav til utveksling av reaktiv effekt ved tilknytning til regional- og transmisjonsnettet.

Shuntreaktor installeres også for at netteiere skal oppfylle sine forpliktelser etter forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (fol).

5.4.3.1 Generelle funksjonskrav for shuntreaktor

I direktejordet nett skal shuntreaktor utføres med jordet nøytralpunkt.

I kompensert og isolert nett skal shuntreaktor utføres med isolert nøytralpunkt.

5.4.3.2 Funksjonskrav om reguleringsegenskaper under spenning for shuntreaktor

Shuntreaktor med ytelse ≥ 100 MVar skal ha mulighet for regulering under spenning, automatisk og /eller fjernstyrt.

5.4.3.2.1 Praktisering av funksjonskrav om reguleringsegenskaper under spenning for shuntreaktor

Regulering av shuntreaktor skal kunne operere i automatisk modus i forhold til spenning, eller manuell modus styrt fra driftssentral. Valg av modus for automatisk eller manuell regulering skal kunne styres/velges fra driftssentral.

5.4.4 SVS anlegg – Static Var System

SVS anlegg (Static Var System), bygges for å bedre spenningsforhold og øke overføringsevnen i nettet (bedre spennings- og vinkelstabilitet). Spenningsreguleringen er dynamisk.

SVS anlegg betegnes også SVC (Static Var Compensation) eller STATCOM m.fl. avhengig av produsent/ leverandør.

5.4.4.1 Funksjonskrav om dempetilsats til SVS anlegg

SVS anlegg skal utstyres med dempetilsats dersom behovsvurdert som hensiktsmessig for systemdrift av systemansvarlig.



5.4.4.2 Funksjonskrav til SVS anlegg om evne til å drifte ved avbrudd i spenning fra tilknyttet nett

SVS anlegg skal ha funksjonalitet for å håndtere spenningsløs tilstand i tilknyttet nett, være operativ under spenningsbortfallet. Anleggets effektbrytere skal ikke kobles ut som følge av et spenningsforløp som kan forventes å inntreffe ved alminnelig feilklarering. Varigheten som det dimensjoneres for må hensynta de GIK/KONGIK-rutiner som benyttes i det aktuelle nettet.

5.4.4.3 Praktisering av funksjonskrav til SVS anlegg om evne til å drifte ved avbrudd i spenning fra tilknyttet nett

SVS anlegg skal dimensjoneres for å tåle 60 sekunder spenningsløs tilstand ved bortfall av stasjonsforsyning, eller den tid som er nødvendig med hensyn til GIK/ KONGIK-rutiner for det aktuelle nett, og for å unngå utfall ved omkobling av stasjonsforsyning. Kjøleanlegg for SVS anlegget skal være tilkoplest forsyning for prioritert last/ UPS. Ved kortvarig bortfall av spenning under feilklareringstid, skal SVS anlegget forbli tilkoplest og beholde samme settpunkt fram til spenningen kommer tilbake. Dette for at SVS anlegget skal kunne fortsette å regulere, som før feilhendelsen, når spenning er tilbake i tilknyttet nett.



5.4.5 Roterende reaktive komponenter

Roterende fasekompensatorer bygges for å bedre spenningsforhold og øke overføringsevnen i nettet, samt å levere kortslutningsytelse ved feil og bidra med treghetsmoment i systemet. Spenningsreguleringen er dynamisk.

5.4.5.1 Funksjonskrav for styring av roterende reaktive komponenter

Roterende reaktive komponenter (roterende fasekompensatorer og synkronmaskiner) skal ha funksjonalitet for spenningsregulering med innstillbar spenningsstatikk.

Krav spesifiseres i hvert enkelt tilfelle ut fra nettets behov ved vedtak. Behovsvurderingen vil bl.a. legge til grunn forhold rundt tilgjengelighet og starttid, og det kan etterspørres underlag om dette.

5.5 Jordstrømkompensering

5.5.1 Kompensering generelt

Kravene i dette delkapittel gjelder kompenserte nett med jordslutningsspoler ved alle relevante systemspenninger, $33 \leq U_n \leq 132$ kV.

Det vises til kapittel 4.3 vedrørende krav til reaktiv kompensering relatert til å gi spenningsstøtte for linjespenningen i nettet.

5.5.1.1 Funksjonskrav om kompensering - generelle krav

Konsesjonær skal sikre tilstrekkelig kompensering av ladestrøm for egne anlegg, både ved normalt koblingsbilde/ intakt nett, ved revisjoner og ved feil.

5.5.1.2 Praktisering av funksjonskrav om kompensering - generelle krav

Tilstrekkelig kompensering skal begrense strøm i feilstedet slik at enkle jordfeil opphører ("sikker slukking"), også i tilfeller der nettets største jordslutningsspole er utkople/ utilgjengelig. Tilstrekkelig kompensering av ladestrøm skal også forhindre uønsket funksjon av vernsystem ved enkle jordfeil. Dette oppnås når målt jordstrøm i distansevern ikke overskrider vernets jordomkoblingsnivå ved alle aktuelle driftskoblinger. Slik vil vernsystem også kunne selekttere mellom enkel jordfeil og dobbel jordfeil. På denne måten ivaretas kraftsystemets leveringskvalitet både med hensyn til å unngå frakobling i tilfelle kun en enkelt jordfeil, og samtidig sikre frakobling eller splitting/ separering av nett i tilfelle dobbel jordfeil.

Generelt skal jordslutningsspoler plasseres så nært som mulig der ladestrømmen blir generert. Dette gjelder spesielt dersom det planlegges installasjon av større kabelanlegg. Kompensering kan utføres enten ved egne anlegg for jordstrømkompensering, eller gjennom samarbeid med andre konsesjonærer i samme galvanisk sammenhengende nett.

Søknad om tiltak som inkluderer spoler til jordstrømkompensering, skal inkludere dokumentasjon om ladestrøm i konsesjonærens nett (ladestrøm per i dag, og forventet vekst i ladestrøm). I tilfelle tiltaket ikke kompenserer for all ladestrøm i konsesjonærens nett, skal det informeres om øvrige spoler, som sammen med tiltakets spole vil kompensere for all ladestrøm i konsesjonærens nett. Tilsvarende underlag for jordstrømkompensering skal også følge søknad om andre tiltak, som vesentlig endrer nettets ladestrøm, f.eks. tiltak som involverer lang overføringsenhet som betraktes som kabel.

5.5.1.3 Funksjonskrav til spole(r) for jordstrømkompensering – generelle krav

1. I et kompensert nett, der normalt koblingsbilde gir ladestrøm over 100 A ($3 \cdot I_0$), skal spoleytelsen fordeles på minimum to jordslutningsspoler.
2. Ytelsen til hver enkelt jordslutningsspole skal dimensjoneres for den andel ladestrøm som skal kompenseres, maksimalt 300 A ($3 \cdot I_0$).
3. Dersom det benyttes effektbrytere for til- og frakobling av jordslutningsspoler, skal effektbryter kunne fjernstyres fra driftssentral.
4. Jordslutningsspoler skal plasseres distribuert i nettet.
5. Minimum én jordslutningsspole i et kompensert nett med total ladestrøm høyere enn 100 A skal være automatisk og trinnløst regulerbar.

5.5.1.3.1 [Praktisering av krav om jordslutningsspoler plassert distribuert i nettet.](#)

I tilfeller hvor det er flere jordslutningsspoler i samme galvanisk nett, skal det ved installasjon av nye spoler beskrives hvor de eksisterende spolene er lokalisert.

5.5.1.3.2 [Praktisering av krav om styring av automatisk trinnløs regulerbar jordslutningsspole](#)

Automatisk regulering av spole skal kunne velges og styres fra driftssentral. Nettet skal kunne opereres slik at kun en spole av gangen driftes i modus for automatisk regulering.

5.5.2 Kompensering – nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV

5.5.2.1 [Funksjonskrav om kompensering for nett med nominell systemspenning \$\geq 110\$ kV](#)

Nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV som med normalt koblingsbilde har ladestrøm høyere enn 50 A, skal ha jordslutningsspole.

5.5.2.2 [Funksjonskrav til spoler for jordstrømkompensering i nett med nominell systemspenning \$\geq 110\$ kV](#)

1. Jordslutningsspoler i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV skal dimensjoneres for 8 timers drift ved merkestrøm.
2. I nett med spole som har regulator, skal målinger og indikeringer for spole overføres til driftssentral. Regulatoren skal kunne fjernstyres fra driftssentral.
3. Jordslutningsspoler i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV skal ha bryterløsning som muliggjør fjernstyrt inn- eller utkobling fra driftssentral.
4. I nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV, med total ladestrøm høyere enn 100 A skal det som minimum være tilgjengelig to jordslutningsspoler som er trinnløst regulerbare, bestykket med regulator funksjon for automatisk regulering. Regulator skal kunne fjernstyres fra driftssentral. Målinger og indikeringer for spole skal overføres til driftssentral.

6 Kontrollanlegg

6.1 Lokalt kontrollanlegg

Kontrollanlegg inkluderer signal- og datakabler, måletransformator, vern/ vernsystem, objektmaskin, kontroller (PLS), IO moduler og tilhørende apparatanlegg for signal og kontroll, samt informasjonsutveksling.

Strømforsyning til kontrollanlegget (normalforsyning, UPS/ vekselrettersystemer og batterianlegg/ ladesystemer) refereres til som hjelpesystemer.

6.1.1 Funksjonskrav til kontrollanlegg

Lokalt kontrollanlegg i en stasjon skal kunne overvåke og kontrollere anleggsdeler og komponenter, slik at anlegget kan opereres som forutsatt, der funksjonskrav om fleksibilitet blir ivaretatt. Se også kapittel 5 for krav om fleksibilitet.

6.2 Informasjonsutveksling

6.2.1 Funksjonskrav for informasjonsutveksling

Kontrollanlegg og/eller tilknyttet driftssentralsystem skal utføres med mulighet for å overføre alle målinger og meldinger til systemansvarlig og berørte konsesjonærer, som er nødvendig for å overvåke kraftsystemet, herunder måling; av strøm, spenning, frekvens aktiv og reaktiv effekt, samt overføring av informasjon om bryterstillinger og posisjon for trinnkoblere mm.

Det skal benyttes kommunikasjonsprotokoll i henhold til spesifikasjoner fra systemansvarlig for utveksling av informasjon. Kommunikasjonsprotokollen beskrevet i standard fra NEK EN 60870-6-802, referanse [5], vil bli benyttet av systemansvarlig dersom ikke annet er spesifisert.

Informasjon skal kunne overføres med kryptering dersom systemansvarlig beslutter at dette er nødvendig. Kryptering kan også etterspørres av tiltakshaver. Informasjon til systemansvarlig skal ha en tilgjengelighet som er høy nok for å sikre tilfredsstillende levering- og driftssikkerhet.

Målingene for driftskontroll skal være utført etter følgende retningslinjer:

- 1 Kilde for målt spenning skal være spenningstransformator med kvalitet i henhold til kap. 6.5.1.1 Funksjonskrav til spenningstransformatorer. Alternativt kan det benyttes LPIT (Low-Power Instrument Transformer) eller annen teknologi med tilsvarende eller bedre nøyaktighet.
- 2 Kilde for målt strøm skal være strømtransformator måle- eller vernkjerne med kvalitet i henhold til kap. 6.5.1.2 Funksjonskrav til strømtransformatorer (krav til strømtransformator for avregningsmåling eller for vern). Alternativt kan det benyttes LPIT (Low-Power Instrument Transformer) eller annen teknologi med tilsvarende eller bedre nøyaktighet.
- 3 Måleverdiomformere (herunder også vern og/eller objektmaskiner som bearbeider måleverdier for driftskontroll) skal ha interne måleavvik tilsvarende nøyaktighetsklasse 0,5 eller bedre iht. relevant standard for måleverdiomformere [6].
- 4 Alle målinger skal vise gyldig 0-verdi ved 0-verdi fra målekilde.

- 5 Målesystemets dødbånd skal være optimalisert slik at nøyaktigheten på målingen blir best mulig uten å beslaglegge unødvendig stor båndbredde.
- 6 Målesystemet skal generelt være aktivt fra nullverdi for strøm, aktiv- og reaktiv effekt.
- 7 Frekvensmålinger skal ha maksimalt avvik på 0,015 Hz i forhold til faktiske verdier.
- 8 Bryterstillinger skal overføres til driftssentral med maksimal forsinkelse på 1 s.
- 9 Målinger og meldinger for diskrete verdier (for eksempel trinnkobler) er kalibrerte og korrekte ved systemansvarliges mottak.

6.2.1.1 Praktisering

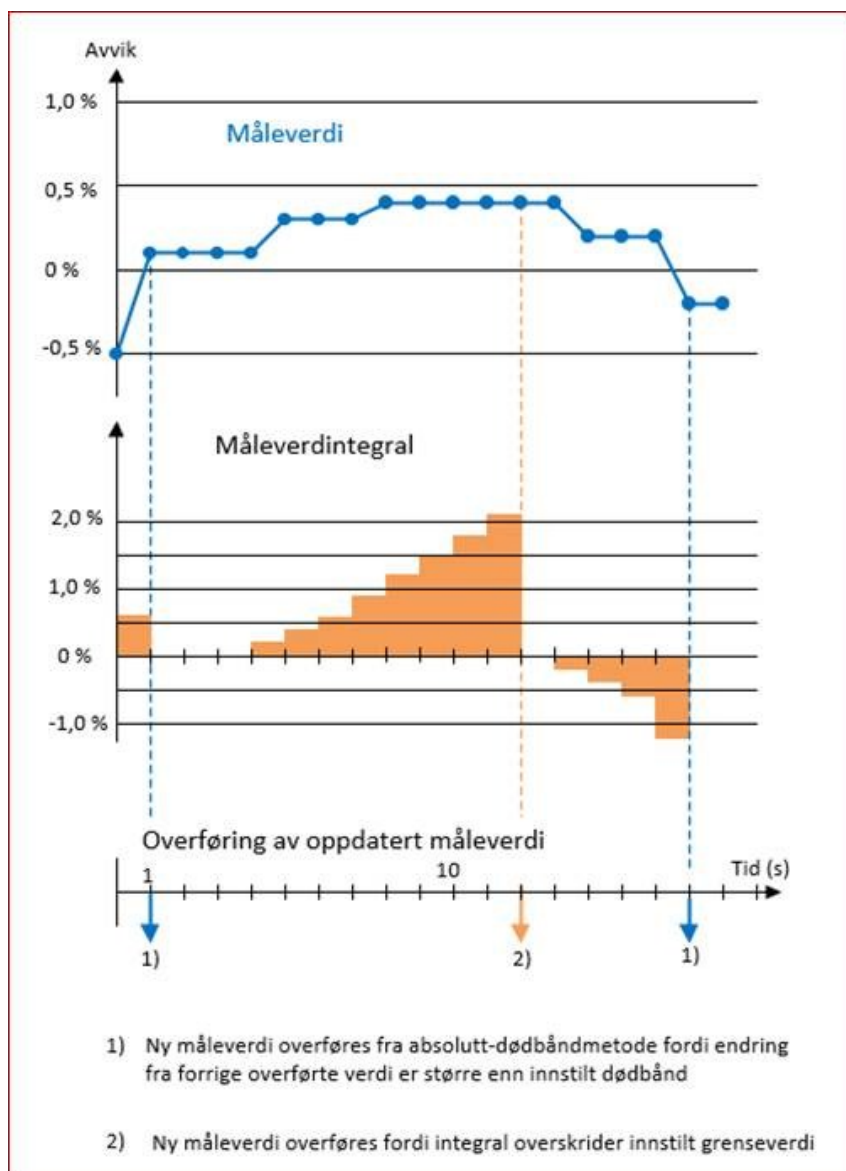
Vedr. punkt 5 over om krav til optimalisering av målesystemets dødbånd.
Det skal fortrinnsvis benyttes en kombinasjon av absolutt og integrerende dødbånd. Hvis en kombinasjon ikke er mulig, foretrekkes integrerende dødbånd.

Tabell 6-1 viser eksempel på akseptabel konfigurasjon av dødbånd, der figur 6-1 illustrerer begrepene absolutt dødbånd og integrerende dødbånd.

TABELL 6-1: EKSEMPEL PÅ KONFIGURASJON AV DØDBÅND

SIGNAL	Min eksempel	Maks eksempel	Absolutt dødbånd [%] av måleområde	Integrerende dødbånd [%] av måleområde (integrasjonstid 1 sekund)
Strøm [A]	0	2600	0.5	2.0
Effekt [MW]	-1889	1889	0.5	2.0
Reaktiv effekt [MVAR]	-1889	1889	0.5	2.0
Spenning [kV]	0	504	0.3	1.0
Frekvens [Hz]	45.0	55.0	0.1	*

*) For frekvens vil konfigurasjon av absolutt dødbånd være tilstrekkelig, integrerende dødbånd er ikke nødvendig.



FIGUR 6-1: EKSEMPEL PÅ KONFIGURERING AV DØDBÅND

Systemansvarliges vurdering og beslutning knyttet til behov for informasjonsutveksling, og hvilke målinger og meldinger som skal overføres, vil bli fastsatt og formidlet i et fos § 18 vedtak.

6.3 Fjernstyring og overvåkning

6.3.1 Funksjonskrav om fjernstyring og overvåkning

Brytere, for tilknytning av anleggsdeler til transmisjon- og regionalnettet skal kunne overvåkes og styres fra driftssentral.

Tilgjengelighet og oppetid skal være tilstrekkelig til å opprettholde tilfredsstillende forsyningssikkerhet og driftssikkerhet.

6.3.1.1 Praktisering av funksjonskrav om fjernstyring og overvåkning

Kravet til fjernstyring og overvåkning vil gjelde brytere med nominell systemspenning ≥ 110 kV, men kan involvere brytere med spenningsnivå ned til 33 kV i regionalnettet. I tilfelle tilknytning av

anleggsdel til transmisjon- og regionalnettet via en transformator, vil kravet om fjernstyring også gjelde bryter på lavspent side av transformator, uavhengig av spenning på lavspentsiden.

Krav for tilgjengelighet og oppetid vil avhenge av vurdering av kritikalitet for hver enkelt stasjon, der det legges til grunn lokale forhold, kompleksitet og lokasjon til stasjon, spenningsnivå og funksjon.

6.4 Hjelpeanlegg

Hjelpeanlegg kan omfatte kraftforsyning til stasjon med distribusjon for dette; normalforsyning, UPS/ vekselrettersystemer, batterier/ ladesystemer og nødkraftsystemer/ nødgeneratorer.

6.4.1 Funksjonskrav om uavhengige hjelpeanlegg til kontrollanlegg for direktejordet nett systemspenning ≥ 220 kV

Kontrollanlegg for direktejordet nett med nominell systemspenning ≥ 220 kV skal forsynes fra uavhengige batterisystem. Dublerte vernsystem skal ha forsyning fra hvert sitt batterisystem.

6.5 Målinger i nettanlegg for avregning, driftskontroll og vern

6.5.1 Konvensjonelle målinger i nett med nominell systemspenning ≥ 33 kV

6.5.1.1 Funksjonskrav til spenningstransformatorer

Spenningstransformatorer er beregnet for tilkobling mellom fase og jord. Pålitelighet og levetid er viktige parametere, men også gode dempesystemer mot ferresonans. Nøyaktighet er viktig under alle driftsforhold, uavhengig av variasjoner i temperatur, frekvens, spenning eller belastning.

Noen grunnleggende krav til spenningstransformatorer er følgende:

1. Spenningstransformator skal oppfylle krav til maksimal omsetnings- og vinkelfeil som angitt for nøyaktighetsklasse 0,2 iht. relevant standard [7], [8] og [9]. Byrden skal være tilpasset det enkelte anlegget slik at måletransformatoren oppfyller kravene i sin nøyaktighetsklasse.
2. Til avganger skal det benyttes 3 stk. en-polte spenningstransformatorer for å dekke funksjoner for måling.
3. Sekundærspenning skal normalt være $110/\sqrt{3}$ V.
4. Sekundærspenning på jordfeilvikling skal normalt være $110/3$ V (gjelder isolert/kompensert nett).
5. Det skal benyttes korrekt dimensjonert dempesystem mot ferresonans når det benyttes spenningstransformator av induktiv type.
6. I kompenserte og isolerte nett skal spenningstransformator dimensjoneres for spenningsstigning som kan oppstå som følge av jordfeil og nettets faktiske jordfeilfaktor. I nett med spenning $110 \leq U_n < 220$ vil kravet gjelde for varighet av jordfeil i 8 timer. Eventuell dempemotstand mot ferresonans må også være termisk dimensjonert for å tåle jordfeil med en slik varighet.
7. Prøveprotokoll skal være sporbar og leveres sammen med spenningstransformatoren.

6.5.1.2 Funksjonskrav til strømtransformatorer

Strømtransformatorer kan være f. eks. gassisolert eller oljeisolert, og benyttes for å transformere høye strømmen til standardiserte verdier for tilkoblet måle- og kontrollutstyr.

Strømtransformatorer skal blant annet oppfylle følgende generelle krav:

1. Det skal være strømtransformator i alle faser, med antall kjerner tilpasset anlegget for å dekke funksjoner for måling og vern.
2. Nominell sekundærstrøm skal tilpasses det enkelte anlegg og funksjon (5A eller 1A).

6.5.1.2.1 Strømtransformatorer for avregningsmåling skal oppfylle følgende krav:

1. Strømtransformator skal oppfylle krav til maksimal omsetnings- og vinkelfeil som angitt for nøyaktighetsklasse 0,2S iht. relevant standard [7] og [10]. Tilkoblet byrde skal være tilpasset strømtransformatorens nominelle byrde slik at klassens krav til nøyaktighet oppfylles.
2. Prøveprotokoll skal være tilgjengelig fra sporbare nasjonale og/ eller akkrediterte laboratorier og leveres sammen med strømtransformatoren.

6.5.1.2.2 Strømtransformator for vern skal oppfylle følgende krav:

1. Vernkjerner skal være av type 5P eller 5PR [10].
2. Strømtransformatorer og sekundærkretser skal dimensjoneres slik at de oppfyller de kravene som tilknyttede vern stiller for korrekt funksjon.
3. I direktejordet nett med nominell systemspenning ≥ 220 kV, skal strømtransformatorer ha minimum tre vernkjerner.
4. I lavohmig eller direktejordet nett med nominell systemspenning $110 \text{ kV} \leq U_n < 220 \text{ kV}$, der det skal benyttes dublerede ledningsvern, skal strømtransformatorer ha minimum tre vernkjerner.
5. I nett med isolert eller kompensert (spolejordet) systemjording med nominell systemspenning ≥ 110 kV, der det skal benyttes dublerede ledningsvern, skal strømtransformatorer ha minimum tre vernkjerner.
6. Dublerede vernsystem, eller to vernsystem som utgjør henholdsvis primær- og reserve-system, skal måle på ulike vernkjerner. Samleskinnevern skal som hovedregel måle på separate vernkjerner.
7. Prøveprotokoll skal være tilgjengelig for hver enkelt strømtransformator. Denne skal vise metningskarakteristikken til vernkjernene (knepunktspenning), sekundærviklingens resistans, samt strømtransformatorens merkeverdier for vernkjernene. For strømtransformatorer med sekundær omkobling skal de nevnte størrelser oppgis per omsetning.

6.6 Inn- og gjeninnkoblingsautomatikk (IKA)

IKA sørger for kontrollert sammenkobling av asynkrone nett (fasing), kontrollert sammenkobling av synkrone nett med hensyn til vinkelforskjell (parallelling) og eventuell spenningskontroll (retning for spenningssetting).

6.6.1 Inn- og gjeninnkoblingsautomatikk for to-bryteranlegg

6.6.1.1 Funksjonskrav til bestykning for to-bryteranlegg ≥ 220 kV

For to-bryteranlegg i nett ≥ 220 kV skal hver effektbryter ha funksjonalitet for innkoblingsautomatikk i *uavhengige* enheter. Innkoblingsautomatikk for begge brytere kan likevel legges i *felles* enhet når automatikk er integrert i avgangens objektmaskin.

6.6.1.2 Funksjonskrav til bestykning for to-bryteranlegg $110 \leq U_n < 220$ kV

For to-bryteranlegg i nett $110 \leq U_n < 220$ kV skal hver effektbryter i felt for kraftledninger ha funksjonalitet for innkoblingsautomatikk i *uavhengige* enheter. Innkoblingsautomatikk for hver bryter kan likevel legges i *felles* enhet når:

- Innkoblingsautomatikk er integrert i avgangens objektmaskin eller når:
- Aktuelt felt for kraftledning har enkelt vernsystem

For øvrige felt anbefales at hver effektbryter har funksjonalitet for innkoblingsautomatikk i uavhengige enheter når innkoblingsautomatikk ikke er integrert i avgangens objektmaskin.

6.6.2 Funksjonskrav for inn- og gjeninnkoblingsautomatikk

Effektbrytere hvor fasing til, eller parallell drift med nett med nominell systemspenning ≥ 33 kV kan forekomme, skal ha utstyr for kontrollert innkobling (KONIK)

Funksjonalitet for operatørstyrt innkobling og automatisk gjeninnkobling av effektbrytere må kunne utføre et utvalg/kombinasjon av funksjoner spesifisert nedenfor, momentant eller tidsforsinket, og en eller flere ganger.

Innkoblingsautomatikk er utstyr som skal benyttes på alle ledninger og transformatorer i nettet.

Innkoblingsautomatikk med KONIK-funksjon skal også benyttes for kondensatorbatteri- og reaktoravganger i koblingsanlegg med to-brytersystem der innkobling av en effektbryter i et felt kan medføre sammenkobling av A- og B skinne.

Automatisk gjeninnkobling benyttes kun på overføringsenheter som betraktes som luftledninger.

6.6.2.1 Funksjonskrav for operatørstyrt innkobling (KONIK)

Innkobling krever at elektriske forhold i nettet (spenningstilstand, fasevinkel, frekvens) er oppfylt, se relevante punkter nedenfor 6.6.2.5, 0 og 6.6.2.7.

6.6.2.2 Funksjonskrav for hurtig automatisk gjeninnkobling (HGIK)

Automatisk gjeninnkobling tillates kun startet fra hurtige vernfunksjoner innen innstilt kontrolltid (action time). Funksjon for hurtig automatisk gjeninnkobling benyttes i direktejordet nett.

Automatikken skal ha innstillbar pausetid før gjeninnkobling, og ha funksjonalitet for enfase, trefase og en+trefase gjeninnkobling.

Krav til innstillingsområder er:

1. Kontrolltiden skal være innstillbar fra 0,1 – 0,5 s.
2. Pausetiden skal være innstillbar fra 0,1 – 2,0 s.

6.6.2.3 Funksjonskrav for forsinket automatisk gjeninnkobling (KONGIK)

Automatisk gjeninnkobling tillates kun startet fra hurtige vernfunksjoner innen innstilt kontrolltid (action time). Automatikken skal ha innstillbar pausetid før gjeninnkobling. Gjeninnkobling krever at elektriske forhold i nettet (spenningstilstand, fasevinkel, frekvens) er oppfylt, se relevante punkter nedenfor. Se også 6.6.2.4, 6.6.2.5, 0 og 6.6.2.7.

Krav til innstillingsområder er:

1. Kontrolltiden skal være innstillbar fra 0,1 – 1,0 s.
2. Pausetiden skal være innstillbar fra 0,1 – 20,0 s.

6.6.2.4 Funksjonskrav for nett med isolert eller kompensert systemjording – ”GIK-Jord”:

Gjeninnkoblingssekvens skal avbrytes dersom jordfeil detekteres på en eller begge sider av effektbryter før frigivelse av inn-kommando til bryteren. Jordfeil defineres her som 3U0-spenning over innstilt nivå. Funksjonen for å avbryte gjeninnkoblingssekvens skal tidsforsinkes og tiden startes dersom GIK-syklus pågår og det samtidig detekteres jordfeil. Krav til innstillingsområder er:

1. Nivå for deteksjon av jordfeil skal være innstillbart fra 20 – 70 % av nominell spenning.
2. Varighet av jordfeil før GIK-syklus avbrytes skal være innstillbar fra 0,1 – 10,0 s.

Effektbryter skal kobles ut ved deteksjon av jordfeil etter fullført gjeninnkoblingssekvens. Utkommando gis dersom det oppstår jordfeil med tilstrekkelig varighet innenfor en definert overvåkningstid etter GIK-innkommando. Krav til innstillingsområder:

1. Nivå for deteksjon av jordfeil skal være innstillbart fra 20 – 70 % av nominell spenning.
2. Overvåkningstid etter GIK-innkommando skal være innstillbart fra 0,5 – 3,0 s.
3. Varighet av jordfeil (innenfor overvåkningstiden) skal være innstillbar fra 0,1 – 2,0 s.

6.6.2.5 Funksjonskrav for spenningsetting /innkobling

Innkommando til effektbryter skal gis hvis anlegget på en side av effektbryter er spenningsløs. Retning for spenningsetting skal være programmerbar. Innkoblingsforløpet skal avbrytes innen 120 s hvis kriteriet for spenningsatt anlegg ikke er oppfylt:

- Anlegg er ikke spenningsatt når spenningen er under innstilt grense 10 % - 50 % av nominell spenning.

Anlegget defineres å være spenningsatt når spenningen er over innstilt grense 70 % - 100 % av nominell spenning.

6.6.2.6 Funksjonskrav for parallelling

Innkommando til effektbryter skal gis hvis begge sider av effektbryter er spenningsatt og spenningene er synkrone. Innkoblingsforløpet skal avbrytes innen 120 s hvis følgende kriterier ikke er oppfylt:

Kriterier for synkrone nett er:

1. Frekvensforskjell mellom spenningene er $<$ innstilt grense 0,01 – 0,05 Hz.
2. Vinkelforskjell mellom spenningene er $<$ innstilt grense $10 - 60^\circ$.
3. Forskjell mellom spenningene er $<$ innstilt grense 5 - 20 % av nominell spenning.
4. Spenningene er $>$ 70 % - 100 % av nominell spenning.

6.6.2.7 Funksjonskrav for fasing

Ved sammenkobling av asynkrone nett, skal innkommando til effektbryter gis slik at bryterpolene slutter når spenningene er i fase. Innkoblingsforløpet skal avbrytes innen 120 s hvis følgende kriterier ikke er oppfylt:

Kriterier for asynkrone nett er:

1. Frekvensforskjell $<$ innstilt grense 0,01 – 0,50 Hz og frekvensforskjell $>$ innstilt grenseverdi for parallelling.
2. Forskjell mellom spenningene er $<$ innstilt grense 5 - 20 % av nominell spenning.
3. Spenningene er $>$ innstilt grense 70 - 100 % av nominell spenning.

6.7 Feilskrivere i nettanlegg

6.7.1 Funksjonskrav om feilskriverfunksjonalitet

Det skal være funksjonalitet for feilskriveropptak i alle stasjoner med nominell systemspenning $\geq 110 \text{ kV}$

Se kap. 8 for funksjonskrav til feilskrivere.

6.7.2 Funksjonskrav om pendlingsregistratorfunksjonalitet

Hvilke stasjoner som skal ha funksjonalitet for pendlingsregistrering bestemmes av systemansvarlig gjennom vedtak. Systemansvarlig stiller krav i hvert enkelt tilfelle, basert på blant annet stasjonens plassering i nettet, nettforhold og tilknyttet produksjon. Utvalget av stasjoner vurderes fortløpende etter behov. Det er i hovedsak stasjoner i områder med høy produksjon og/eller transitt, og stasjoner i områder med pendlinger som vil kunne ha behov for pendlingsregistrator.

Se kapittel 8 for funksjonskrav til pendlingsregistratorer.



6.8 Tilknytningsvern

I forbindelse med at sluttbrukere/produsenter skal få tillatelse til å koble seg til kraftnettet kan det i en del tilfeller være en forutsetning at disse skal være tilknyttet på vilkår og tilkoblet vha et tilknytningsvern.

For å oppnå driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt forbruk eller produksjon kan det være behov for installasjon av tilknytningsvern. Installasjonen gjøres etter avtale mellom berørte aktører i henhold til forskrift om netregulering kapittel 3. Tilknytningsvern omfatter utstyr for automatiske inngrep som kobler ut eller begrenser forbruk eller produksjon for å unngå overlast, spenningskollaps etc. Det er nettanlegget som skal beskyttes som definerer funksjonskrav for tilknytningsvernet. Eksempelvis vil krav til tilknytningsvern i transmisjonsnettet gjelder for hele systemvernløsningen når det er en overføring i transmisjonsnettet som skal beskyttes, selv om kunden er tilknyttet distribusjonsnettet.

Normalt vil tilknytningsvern bestå av overlastvern på anleggsdeler som kan bli overbelastet ved feil/utfall. Overlastvernene kobler ut forbruk (BFK) eller produksjon (PFK) som er tilknyttet på vilkår om automatisk frakobling ved overlast. I noen tilfeller vil tilknytningsvern frakoble forbruk eller produksjon kun som en følge av feil i nettet, og ikke som en følge av overlast. Det er netteier og nettkunde som etablerer og følger opp tilknytningsvern i henhold til fastsatte vilkår.

Kravene til tilknytningsvern vil i hovedsak være de samme som kravene som stilles til systemvern i regional- og transmisjonsnettet.

Eventuelle spesifikke krav fra systemansvarlig til et tilknytningsvern skal være avklart før avtale om nettilknytning på vilkår inngås. Under er beskrevet de generelle funksjonskravene en tilknytning på vilkår skal følge.

6.8.1 Funksjonskrav for tilknytningsvern i transmisjonsnett

Om ikke annet er bestemt av systemansvarlig skal forbruk/produksjon kobles ut i løpet av 0,1 s.

Det skal overføres to uavhengige BFK/PFK-signaler til utkoblingsobjektet. Disse signalene skal overføres via to uavhengige sambandsveier.

Tilknytningsvernfunksjonen for utkoblingsobjektet skal etableres med dublerede løsninger.

BFK/PFK-signalet skal normalt gå direkte til effektbryter og skal være uavhengig av lokal objektmaskin/PLS o.l. Avvik fra dette skal klareres med systemansvarlig.

Dersom Systemansvarlig har godkjent en løsning hvor lokal objektmaskin/PLS ol benyttes til BFK/PFK, skal det normalt være en backup funksjon som kobler ut effektbryter til forbruket/produksjonen.

BFK/PFK-funksjonen skal kunne styres AV/PÅ både lokalt i stasjonen og via fjernstyring fra driftssentral.

Følgende tidsstemplede signaler skal overføres fra eier av utkoblingsobjekt til Statnetts regionsentral (signalliste):

- Signal om BFK/PFK-mottatt i stasjonen/anlegget.
- Overvåkingssignal samband.
- Stilling på effektbryter for aktuell avgang.
- Stillingsindikering for BFK/PFK-vender AV/PÅ for aktuell(e) utkoblingsobjekter.
- Aktuell (P+jQ) MVA-uttak på utløsetidspunkt

På generelt grunnlag vil verntekstene ha denne formen:

Sysv	BFK/PFK [Stasjon]	Mottatt	OFF	Singel indikering
Sysv	BFK/PFK [Stasjon]	Sendt	OFF	Singel indikering
Sysv	BFK/PFK Samband fra/til [Stasjon]	Blokkert	Normal	Singel indikering
Sysv	BFK/PFK fra/til [Stasjon]	På	Av	Dobbel indikering med kommando

6.8.2 Funksjonskrav for tilknytningsvern i regionalnett

Det stilles normalt ikke krav til dublerne løsninger for tilknytningsvern som skal beskytte anlegg i regionalnettet. For øvrig gjelder funksjonskrav som for transmisjonsnettet.

6.8.3 Funksjonskrav for tilknytningsvern i distribusjonsnett

For tilknytningsvern som er søknadspliktig iht. for § 14 og som skal beskytte overføringsanlegg i regionalnettet, gjelder funksjonskrav som for regionalnettet. Ellers stiller systemansvarlig ingen funksjonskrav til tilknytningsvern som skal beskytte overføringsanlegg i distribusjonsnettet.

6.8.4 Praktisering

Alle tilknytningsvern som omfattes av funksjonskrav, skal godkjennes av systemansvarlig før de kan etableres. Det er viktig at slike vern samspiller godt med de systemvernene som finnes i kraftsystemet. Systemansvarlig må før godkjenning få oversendt en skisse over løsningen med en detaljert beskrivelse av funksjonene som skal inkluderes.

Netteier som tilknytter kunden er ansvarlig for å informere systemansvarlig om når et tilknytningsvern er ferdig etablert.

Netteier som har kunden tilknyttet er også ansvarlig for å informere systemansvarlig om når et tilknytningsvern er avviklet (alt teknisk utstyr tilhørende vernet er fjernet). Avvikling av tilknytningsvern vil være for § 14 søknadspliktig.

Alle tilknytningsvern (og meldinger til driftssentral) skal testes før vernet settes i drift. Når tilknytningsvernet er installert skal det utføres en skarp test for å verifisere at funksjonene responderer korrekt i mottakerenden, det vil si i stasjonen eller hos kunden der tilknytningsvernet skal aksjonere. Systemansvarlig må ha tid til å modellere og teste modell og signaler fra tilknytningsvernene i driftssentralsystemet. Testing av RAS-modell (RAS - Remedial Action Scheme) for tilknytningsvern kan ta opptil en måned å gjennomføre. Dette må være på plass før tilknytningsvernet kan idriftsettes. Når tilknytningsvernet er testet og funnet i orden skal dette dokumenteres i egen testdokumentasjon som på forespørsel skal være tilgjengelig for systemansvarlig.

Systemansvarlig forutsetter at nettselskap og nettkunde med tilknytningsvern etablerer et klart skille mellom eierskap og dermed ansvar for vernets funksjonalitet. Det er eier som er ansvarlig for at vernutstyret blir testet, vedlikeholdt og fungerer som det skal. Testing av vernets funksjonalitet koordineres av nettselskapet som har kunden tilknyttet.

Dersom et tilknytningsvern er en forutsetning for at en kunde skal være tilkoblet nettet, skal kunden normalt kobles fra nettet dersom tilknytningsvernet er ute for vedlikehold, eller at vernet ikke fungerer som det skal, for de tilfeller det ikke er dublerne tilknytningsvern (distribusjon- og regionalnett). Hvis driftsmessige forhold i vedlikeholdsperioden tilsier at tilknytningsvernet uansett ikke behøver å være aktivert, kan kunden likevel være tilknyttet. Dette vurderes og avtales i hvert

enkelt tilfelle. Systemansvarlig skal informeres umiddelbart dersom tilknytningsvernet ikke er i drift pga feil.

Dersom tilknytningsvernet midlertidig skal tas ut av drift pga vedlikehold, skal eier av den aktuelle anleggsdel påse at det blir søkt om driftsstans på tilknytningsvernet i Fosweb minimum 3 måneder før vedlikeholdet ønskes gjennomført.

Systemansvarlig legger til grunn at alle tilknytningsvern normalt skal være aktivert (armert).

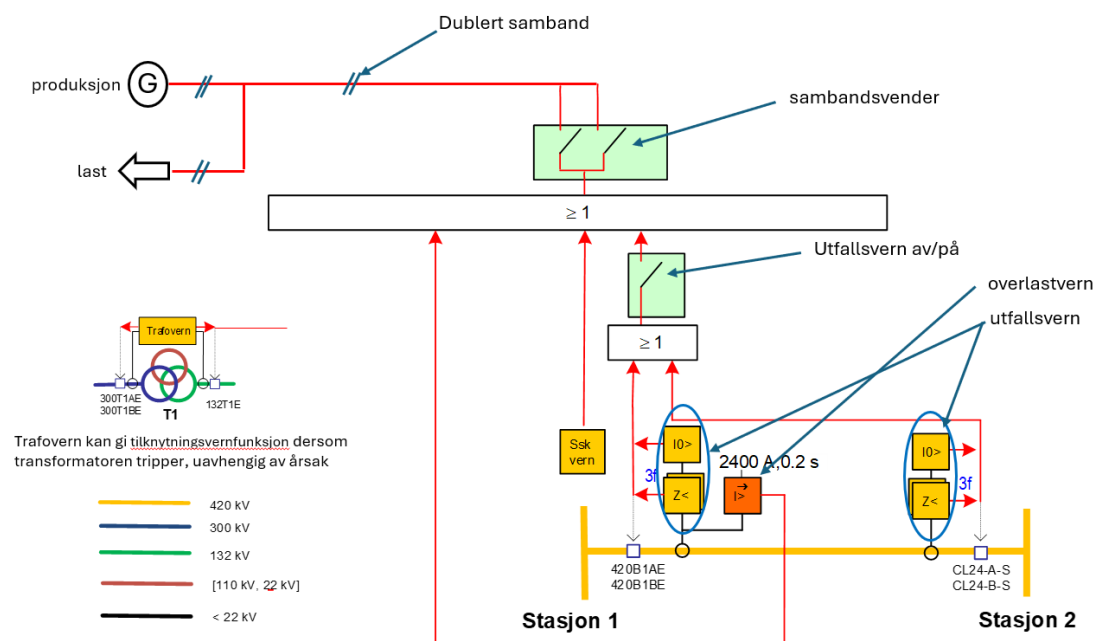
Kunder som er tilknyttet tilknytningsvern må regne med å ligge utkoblet etter en utløsning av vernet helt fram til hendelsen som medførte utløsningen er klarert.

Det skal utarbeides komplett dokumentasjon som viser hvordan tilknytningsvern i aktuell stasjon er realisert. Dokumentasjonen (tegninger etc.) skal på forespørsel være tilgjengelig for systemansvarlig.

Eksempler på typiske signaler ifm denne typen vern

Signaler fra overlastvern (her dublert) i stasjon A (300 kV) avg. til B og fra stasjon C:

- A 300 B1 Sysv Overlastv 1 Utløst/OFF
- A 300 B1 Sysv Overlastv 2 Utløst/OFF
- A 300 B1 Sysv Overlastv 1 int. Blokkert/Deblokkert
- A 300 B1 Sysv Overlastv 2 int. Blokkert/Deblokkert
- A 300 B1 Sysv Overlastv 1&2 Param.sett 1/Param.sett 2
- A 300 B1 Sysv Overlastv 1&2 P.sett Varsel (når ulik tilb.meld. på parametersett fra vern 1 og 2)
- A Sysv BFK samband til C Blokkert/Deblokkert
- A Sysv BFK til C Sendt/OFF
- C Sysv BFK fra A Mottatt/OFF
- C Sysv BFK samband fra A Blokkert/Deblokkert
- C Sysv BFK fra A På/Av



FIGUR 6-2 PRINSIPPSKISSE FOR TILKNYTNINGSVERN VIST MED DUBLERT SAMBAND FOR TRANSMISJONSNETT

7 Vern i nettanlegg

Systemansvarlig er gjennom forskrift om systemansvaret (fos) gitt ansvar for vern i nett med nominell systemspenning ≥ 33 kV. I fos § 14 og fos § 20 omtales systemansvarliges rolle ved planlegging og idriftsetting av anlegg. Målet er å gi et godt grunnlag for en konsistent reléplanleggingsprosess.

Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF), samt IEC-normer som anlegg dimensjoneres etter, vil i noen tilfeller stille strengere krav til vernfunksjonalitet enn det som spesifiseres her.

Det tas utgangspunkt i hvilke feiltyper og unormale tilstander som kan forventes i nettet, og som det skal finnes vernfunksjoner for å håndtere. Krav til vernfunksjonalitet er definert ut fra dette. Kravene er formet på en slik måte at vernsystemet ikke blir begrensende faktor for utnyttelsen av nettet.

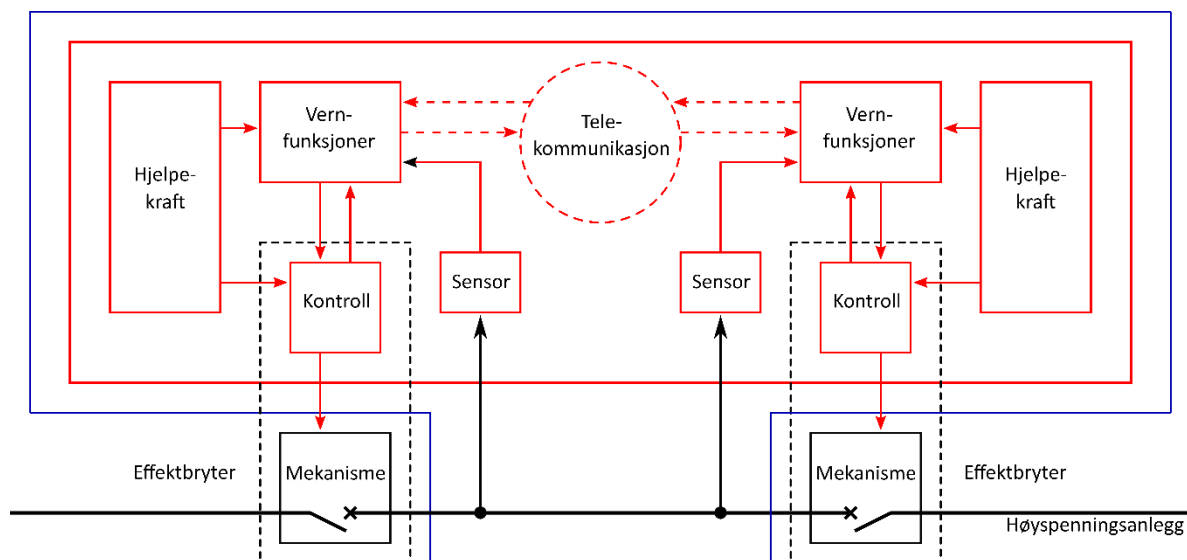
Disse krav skal legges til grunn ved nybygging, modernisering, utskifting eller ombygging som har betydning for vernfunksjonaliteten i nett med nominell systemspenning ≥ 33 kV. Kravene har ikke tilbakevirkende kraft på anlegg som ikke endres. Unntak er de tilfeller hvor nybygging eller endringer på et anlegg et sted krever endring av funksjonaliteten for eksisterende vern et annet sted i nettet.

Kravene skal legges til grunn så fremt ikke annet er avtalt spesielt med systemansvarlig. I visse tilfeller kan kravene fravikes i begrensede tidsperioder og/eller for avgrensede deler av nettet, der dette kan være fordelaktig eller nødvendig. Dette forutsetter at konsekvenser, tekniske løsninger og økonomiske vurderinger er foretatt og dokumentert av anleggseier.

7.1 Definisjoner

I kravene benyttes definisjoner som beskrives her, i tillegg til definisjoner gitt blant annet i fos.

1. En enhet i kraftsystemet (produksjon, transformering eller overføring) begrenses av effektbrytere, og omfatter hele anlegget mellom effektbryterne, hovedkomponent med tilhørende skinneforinger, tilknytningskabler, apparatanlegg, lokalkontrollanlegg og vern.
2. Et vernsystem defineres i henhold til definisjonen brukt av Cigre, vist i Figur 7-1.



FIGUR 7-1: DEFINISJON FOR ENHET OG VERNSYSTEM

3. Effektbrytermekanismen defineres ikke som en del av vernsystemet. I henhold til definisjoner i Cigre avsluttes vernfunksjonaliteten med inn/ut-spolene på effektbryteren.
4. Med feil/feiltyper menes kortslutning, jordfeil, vindingsfeil og fasebrudd.
5. Med vindingsfeil menes alle feil på vindinger i en transformator eller reaktor som medfører at strømmen ikke følger normal strømbane.
6. Med normal frakobling av feil menes at enhetens vernsystem og effektbrytere frakobler feilen i henhold til spesifiserte krav. Automatikk for gjeninnkobling kan startes der dette er spesifisert.
7. Med definitiv frakobling menes at vernsystem og effektbrytere frakobler feilen, uten at automatikk for gjeninnkobling startes.
8. Med selektiv frakobling menes at feilbefengt enhet frakobles ved at det minste antall og nærmeste effektbrytere kobles ut.
9. Frakoblingstid er sum av funksjonstid for vernsystemet og utkoblingstid for effektbrytere. Minste frakoblingstid er satt til 0,1 s for alle spenningsnivåer.
10. Med produksjonsenhet menes generator og direkte tilknyttet transformator, med tilhørende apparat- og kontrollanlegg. Samleskinne som produksjonsenhet er tilknyttet, kan eventuelt betraktes som del av nettet. Se del IV produksjonsanlegg.
For vind- og solkraft vil produksjonsenhet i dette kapittelet tilsvare en kraftpark, dvs inkludere omformere (med tilhørende vindturbiner eller solcellepaneler) og direkte tilknyttet transformator.
11. En kraftstasjon kan bestå av én eller flere produksjonsenheter tilkoblet en samleskinne.
12. Primærsiden av en transformator beskriver viklingen med høyest spenning, mens sekundærsiden beskriver viklingen med nest høyest spenning, tertiærsiden beskriver viklingen med tredje høyeste spenning, osv.

7.2 Vern i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV

De følgende funksjonskrav til vern i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV gjelder også for produksjonsanlegg som er tilknyttet transmisjonsnettet eller tilknyttet regionalnett, med nominell systemspenning ≥ 110 kV.

Generelt skal vernsystemet ha funksjonalitet slik at produksjonsenhet ikke frakobles ved tilstandsendringer i nettet, som for eksempel ved nettsplitting, store lastavslag eller koblinger. Produksjonsenheter skal ikke frakobles som følge av planmessig feilklarering i nettet. Det henvises for øvrig til del IV, kapittel 12 og 14 for funksjonsområde hvor produksjonsenheter skal kunne operere.

Systemansvarlig kan utover dette vedta innstilling av vern for utkobling av produksjonsenheter. Dette kan være spesielt aktuelt i potensielle øydriftsområder.

Ved tap av synkronisme skal produksjonsenheter > 50 MVA frakobles nettet hurtigst mulig.

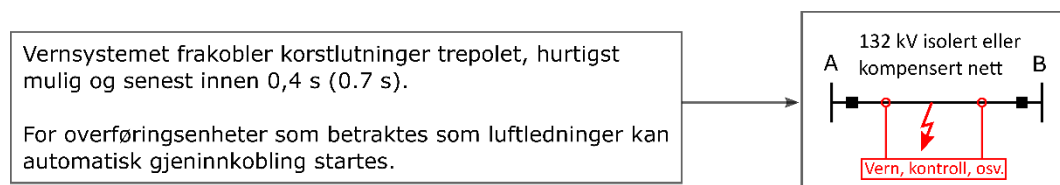
7.2.1 Vernsystem for enhet

Krav som gjelder for den enkelte enhet er todelt. Begge deler skal innfris. Første del er generell og gjelder for de fleste enheter i nett fra og med nominell systemspenning ≥ 110 kV. Andre del er enhetsspesifikk og beskriver krav til vernfunksjonalitet for de feiltyper som kan oppstå på aktuell enhet.

Krav til vernsystem for enhet er inndelt i kategoriene:

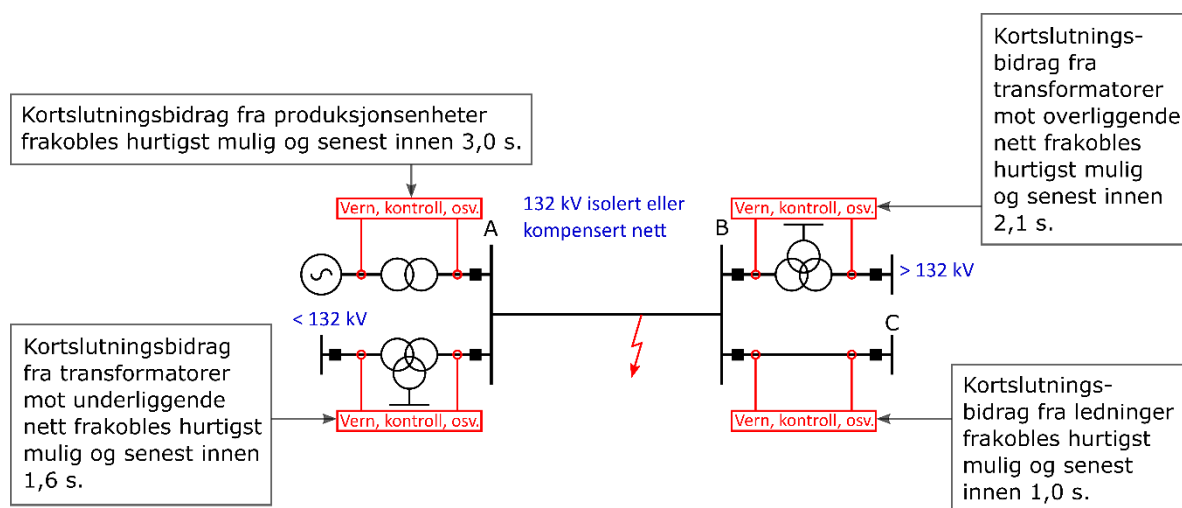
1. Vernsystem for normal frakobling av feil på enheten.
2. Frakobling av feil ved vernsystem- eller effektbrytersvikt på enheten.

Figur illustrerer krav til vernsystemet for en 132 kV kraftledning i nett med kompensert eller isolert systemjording for normal feilklarering.



Figur 7-2: Normal frakobling av feil

Figur 7-3 viser vern eller effektbrytersvikt på 132 kV kraftledning, med krav til bakenforliggende vernsystem for frakobling av feil.



FIGUR 7-3: FRAKOBLING AV FEIL VED VERNSYSTEM- ELLER EFFEKTBRYTERSVIKT

7.2.2 Generelle funksjonskrav

Det skal implementeres vernfunksjonalitet som frakobler feil, slik at den feilfrie delen av kraftsystemet fortsetter å fungere mest mulig normalt. Funksjonskravene er tilpasset på en slik måte at frakobling av feil ikke blir en begrensende faktor for utnyttelsen av nettet. Frakobling av feil skal være slik at risiko for skade på person, eiendom og anlegg søkes minimalisert.

1. Alle kortslutninger og vindingsfeil skal kunne frakobles av to uavhengige vernsystemer, så fremt ikke annet er spesifisert for de enkelte enhetene.
2. Kun ett av de to vernsystemene må oppfylle krav til frakoblingstider og selektivitet, så fremt ikke annet er spesifisert for de enkelte enhetene.
3. Ved normal frakobling av feil skal alle kortslutninger frakobles selektivt.
4. Ved normal frakobling av feil skal vernsystemet sørge for at feilbefengt enhet isoleres fra tilstøtende nett, uavhengig av om det tilstøtende nettet inngår i transmisjonsnettet eller ikke.
5. I to-bryterfelt med doble strømtransformatorer;
 - a) kan selektivitet fravikes ved normal frakobling av feil mellom strømtransformator og tilhørende effektbryter.
 - b) må behov for overlastbeskyttelse av strømtransformatorene vurderes med hensyn på situasjon med uheldig transitt.
6. Ved vernsystem- eller effektbrytersvikt kan selektivitet fravikes.
7. For lavohmig og direktejordet nett skal brytersviktvern ha funksjonalitet for uforsinket en- og trefase "trip-repeat" (re-trip). For kompensert og isolert nett, skal brytersviktvern ha funksjonalitet for uforsinket 3-faset "trip-repeat" (retrip).
8. For jordstrømvern i nett med driftsspenning ≥ 220 kV gjelder;
 - a) Standardinnstillingene er $3I_{OP} = 75$ A, $T_{Variabel} = 3,0$ s og $T_{3I_{OP}} = 0,3$ s.
 - b) Skal måle $3I_0$ og ha strømvhengig tidsforsinkelse. Total tidsforsinkelse skal oppfylle kravet om " $T_{Total} = T_{Invers} + T_{Variabel}$ ", der T_{Invers} er definert i relevant standard, se referanse [11]. For valgt "Very Inverse", type B i henhold til nevnte norm. $T_{Variabel}$ skal kunne innstilles i området 0,0 – 5,0 s, med trinn på 0,1 s. Rekkefølge til de to tidsforsinkelsene skal være som angitt. Total tidsforsinkelse blir:

$$T_{Total} = T_{Inverse} + T_{Variabel} = \frac{13.5}{\left(\frac{3I_0}{3I_{OP}}\right) - 1} \cdot T_{3I_{OP}} + T_{Variabel}$$

hvor $3I_{OP}$ er innstilt startstrøm og $T_{3I_{OP}}$ er innstilt tidsmultiplikator på aktuelt vern. Her skal $3I_{OP}$ kunne innstilles for primærverdier på $3I_0$ i området 50 - 200 A. Jordstrømvern skal ha filterkarakteristikk som slipper igjennom grunnharmoniske (50 Hz) og undertrykker alle andre harmoniske komponenter.

9. Jordstrømvern i lavohmig eller direktejordet nett med driftsspenning < 220 kV skal ha prinsipiell virkemåte som beskrevet i foregående punkt (≥ 220 kV). Valg av strømnivå, tidsforsinkelse og type inverskarakteristikk må tilpasses aktuelt nett.
10. Jordstrømvern i lavohmig eller direktejordet nett skal være gjensidig selektive mellom ulike spenningsnivåer.
11. Vernsystemene skal ikke gi frakobling ved transiente, dynamiske eller unormale stasjonære tilstander som kan oppstå som følge av normal frakobling av feil, koblinger, nettsplitting og spenningssetting, forutsatt at slike hendelser ikke medfører overbelastning av komponenter i kraftnettet.
12. Vernsystemene skal innstilles slik at de ikke gir reell begrensing av overføringskapasiteten.
13. Ved normal frakobling av feil på enheter i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV skal vernsystemer for disse være selektive med hensyn på vernsystemer på høyere spenningsnivåer.
14. Ved normal frakobling av feil på enheter i nett fra og med 33 kV til 110 kV, skal vernsystemer for disse være selektive med hensyn på vernsystemer i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV.
15. Ved vern- eller effektbrytersvikt i nett, der feilklarering betinger reservefunksjon fra vern på transformator mot høyere spenningsnivå, skal det tilstrebes selektivitet for dette transformatorvernet med hensyn på vernsystemer på overliggende spenningsnivåer.
16. Eier av enheten er ansvarlig for at krav til frakobling av feil oppfylles, uavhengig av om vernsystemet er lokalt eller i bakenforliggende stasjoner, jf. Figur 7-2 og Figur 7-3. Ansvaret gjelder både for normal frakobling av feil og ved vernsystem- eller effektbrytersvikt.
17. Vernsystemene med tilhørende kontrollanlegg skal utformes og driftes slik at sannsynlighet for uønsket frakobling minimaliseres.

7.2.3 Praktisering av generelle funksjonskrav - overføringskapasitet

Vernsystemene skal normalt utformes slik at de ikke begrenser utnyttelsen av enhetens maksimale lastgrense og innstilles slik at de ikke gir en reell begrensing for systemdriften.

7.2.4 Direktejordet nett ≥ 220 kV

Kravene gjelder for samleskinne, kraftledning og transformator.

7.2.4.1 Samleskinne

Vernsystemet skal ha funksjonalitet tilpasset aktuell samleskinnekonfigurasjon, slik at kun den feilbefengte del av samleskinnesystemet blir frakoblet. Vernsystem for samleskinne skal ikke initiere automatisk gjeninnkobling.

7.2.4.1.1 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne

1. Kortslutning frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feil beskrevet i punkt 2 nedenfor.
2. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter frakobles nettet innen 0,1 s for en- eller to-bryter/enkel strømtransformator-system, og senest innen 0,3 s for to-bryter/to-strømtransformator-system.
3. Effektbrytere i fjern ende på tilstøtende kraftledning som likevel blir satt ut av funksjon, kan kobles ut / gjeninnkobles. Ved gjeninnkobling mot feil skal kortslutning frakobles innen 0,1 s.

7.2.4.1.2 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne ved vernsystemsvikt

1. Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 0,4 s
2. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 0,4 s
3. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig, og senest innen 3,0 s.

7.2.4.1.3 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne ved effektbrytersvikt

1. Kortslutningsbidrag fra tilstøtende nett frakobles hurtigst mulig og senest innen 0,3 s.
2. Kortslutningsbidrag fra tilstøtende produksjonsenhet med generatorbryter frakobles hurtigst mulig, og senest innen 0,3 s.
3. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet uten generatorbryter, kjøres ned så hurtig som mulig.
4. Integrert brytersviktvern skal ha funksjonalitet for uforsinket "trip-repeat" (retrip).

7.2.4.2 Kraftledning

Med kraftledning menes her luftledning, kabel eller kombinasjoner av disse.

7.2.4.2.1 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på kraftledning

For alle kortslutninger, avgrenset av strømtransformator(er) i hver ledningsende, skal det finnes to uavhengige vernsystemer av ulikt fabrikat, modell eller måleprinsipp som hver for seg detekterer og initierer frakobling i henhold til spesifiserte krav i punktene 1 – 4 nedenfor. For feiltyper omtalt i punkt 5 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitt tidskrav. For punkt 6 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitte krav i kapittel 7.2.2 punkt 8. Dersom jordstrømvern integreres i kortslutningsvern, anbefales jordstrømvern integrert i begge vernenheter.

1. Kortslutning frakobles innen 0,1 s. Automatisk gjeninnkobling skal startes for overføringsenhet som betraktes som luftledning.
2. To- og trefase kortslutning skal normalt frakobles trepolet, men tofase kortslutninger uten jord kan frakobles enpolet og behandles som enfase kortslutning
3. Enfase kortslutning skal frakobles en- eller trepolet, avhengig av valgt programmering
4. Dersom enfase kortslutning utvikler seg til to- eller trefase kortslutning i løpet av enpolet gjeninnkoblingssekvens, skal frakoblingen være trepolet og definitiv
5. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter skal frakobles nettet innen 0,1 s for en- eller to-bryter/enkel strømtransformator-system, og senest innen 0,3 s for to-bryter/to-strømtransformator-system
6. Høyohmig jordfeil og fasebrudd frakobles selektivt av jordstrømvern

7.2.4.2.2 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på kraftledning ved effektbrytersvikt

1. Kortslutning frakobles innen 0,3 s.

7.2.4.2.3 Funksjonskrav om automatisk gjeninnkobling av kraftledning

1. Overføringsenhet som betraktes som luftledning skal ha funksjonalitet for hurtig automatisk gjeninnkobling
2. Gjeninnkoblingsfunksjoner skal manuelt kunne slås av eller på, og kunne blokkeres automatisk
3. Gjeninnkoblingsfunksjoner skal være programmerbare for 1-polet, 3-polet eller 1+3 polet gjeninnkobling
4. Gjeninnkoblingsfunksjoner skal være programmerbare for ett eller flere gjeninnkoblingsforsøk, ukontrollert og/eller kontrollert. Kontrollert gjeninnkobling skal kunne programmeres for spenningssetting og/eller parallelling/fasing.

Ytterligere krav til funksjonalitet for automatisk gjeninnkobling er beskrevet til kapittel 6.6.

7.2.4.2.4 Funksjonskrav til utkoblingstider etter inn-/gjeninnkobling mot feil

1. Ved automatisk gjeninnkobling mot kortslutning, skal feilen frakobles trepolet innen 0,1 s.
2. Ved innkobling mot kortslutning, skal feilen frakobles innen 0,1 s. Automatisk gjeninnkobling skal ikke startes.

7.2.4.2.5 Funksjonskrav om deteksjon av unormale nettilstander

I nett med sannsynlighet for udempede effektpendlinger skal vern for kraftledning ha funksjonalitet for å detektere pendlingstilstand og kunne blokkere vernfunksjoner, alternativt initiere trepolet definitiv frakobling, avhengig av valgt programmering.

7.2.4.3 Autotransformator – 420/300 kV, 420/220, 300/220, 420/132, 300/132 og 220/132 kV

Kravene gjelder også for autotransformatorer med tertiærvikling på eksempelvis 22 kV.

7.2.4.3.1 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på autotransformator

For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling i henhold til spesifiserte krav gitt av punkt 1 og 2 under. For feiltyper omtalt i punkt 3 og 4 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitt tidskrav. For punkt 5 kreves kun ett vernsystem for hver side av transformator som oppfyller angitte krav i kapittel 7.2.2 punkt 8 og 9.

1. Vindingsfeil og kortslutninger frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s med unntak av feilene beskrevet i punktene 3 og 4 nedenfor.
2. Enfase kortslutning på transformatorens primær- eller sekundærside frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s. Unntak er feilene beskrevet punkt 3 nedenfor.
3. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på primær- eller sekundærsiden av transformatoren frakobles innen 0,1 s for to-bryter/enkel strømtransformatorsystem og senest innen 0,3 s for to-bryter/to-strømtransformator-system.
4. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens tertiærside frakobles innen 0,4 s.
5. Høyohmig jordfeil og fasebrudd på transformatorens primære- eller sekundærside frakobles selektivt av jordstrømvern.

7.2.4.3.2 Funksjonskrav om unormale tilstander i kraftsystemet

Overmagnetisert transformator kan frakobles.

Vernsystemet kan inkludere beskyttelse mot termisk overlast som gir signal til driftsvakt i god tid før kritisk høy temperatur nås. Ved kritisk høy temperatur kan transformator automatisk frakobles.

7.2.4.4 Transformator med primærside tilknyttet direktejordet nett med nominell systemspenning ≥ 220 kV og sekundærside tilknyttet lavohmig eller direktejordet nett med nominell systemspenning $110 \text{ kV} \leq U_n < 220 \text{ kV}$

7.2.4.4.1 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på transformator

For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling. For feiltyper omtalt i punkt 1 – 5 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitt tidskrav. For punkt 5 kreves kun ett vernsystem for hver side av transformator som oppfyller angitte krav i kapittel 7.2.2 punkt 8 og 9.

1. Vindingsfeil og kortslutninger frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feilene beskrevet i punktene 3 og 4 nedenfor.
2. Enfase kortslutning på transformatorens primær- eller sekundærside frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feilene beskrevet i punktene 3 og 4 nedenfor.
3. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på primær- eller sekundærsidesiden av transformatorens frakobles innen 0,1 s for en- eller to-bryter/enkel strømtransformator-system og senest innen 0,3 s for to-bryter/to-strømtransformator-system.
4. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens tertiærside frakobles innen 0,4 s.
5. Høyohmig jordfeil og fasebrudd på transformatorens primær- eller sekundærside frakobles selektivt av jordstrømvern.

7.2.4.4.2 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på transformator ved vernsystemsvikt:

1. Kortslutning på transformatorens primærside frakobles innen 0,4 s.
2. Kortslutning på transformatorens sekundærside frakobles innen 0,4 s. Dersom det ikke er kortslutningsytelse fra samleskinne på sekundærsiden frakoples kortslutningen innen 2,1 s.
3. Kortslutning på transformatorens tertiærside frakobles innen 2,1 s.

7.2.4.4.3 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på transformator ved effektbrytersvikt

Ved effektbrytersvikt på:

1. Primærside, skal vindingsfeil og kortslutninger frakobles innen 0,3 s.
2. Sekundærside, skal vindingsfeil og kortslutninger frakobles innen 0,3 s.
3. Tertiærside, skal vindingsfeil og kortslutninger frakobles innen 3,0 s.

7.2.4.4.4 Funksjonskrav for unormale tilstander i kraftsystemet

1. Overmagnetisert transformator kan frakobles.
2. Vernsystemet kan inkludere beskyttelse mot termisk overlast som gir signal til driftsvakt i god tid før kritisk høy temperatur nås. Ved kritisk høy temperatur kan transformator automatisk frakobles.

7.2.4.5 Transformator med primærside tilknyttet direktejordet nett med nominell systemspenning ≥ 220 kV og sekundærside tilknyttet isolert eller kompensert nett

7.2.4.5.1 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på transformator

For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling. For feiltyper omtalt i punkt 1 – 5 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitt tidskrav. For punkt 6 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitte krav i kapittel 7.2.2 punkt 8.

1. Vindingsfeil og kortslutninger frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feilene beskrevet i punktene 3, 4 og 5 nedenfor.
2. Enfase kortslutning på transformatorens primærside frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feilene beskrevet i punkt 3 nedenfor.
3. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens primærside frakobles innen 0,1 s for to-bryter/enkel strømtransformator-system og senest innen 0,3 s for to-bryter/to-strømtransformator-system.
4. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens sekundærside frakobles innen 0,4 s.
5. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens tertiærside frakobles innen 0,4 s.
6. Høyohmige jordfeil og fasebrudd på transformatorens primærside frakobles selektivt av jordstrømvern.

7.2.4.5.2 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på transformator ved vernsystemsvikt

1. Kortslutning på transformatorens primærside frakobles innen 0,4 s.
2. Kortslutning på transformatorens sekundærside frakobles innen 0,4 s. Dersom det ikke er kortslutningsytelse fra samleskinne på sekundærsiden frakoples kortslutningen innen 2,1 s.
3. Kortslutning på transformatorens tertiærside frakobles innen 2,1 s.

7.2.4.5.3 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på transformator ved effektbrytersvikt

Ved effektbrytersvikt på:

1. Primærside, skal vindingsfeil og kortslutninger frakobles innen 0,3 s.
2. Sekundærside, skal vindingsfeil og kortslutninger frakobles innen 2,1 s. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet tilknyttet samleskinne på sekundærside skal frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s
3. Tertiærside, skal vindingsfeil og kortslutninger frakobles innen 3,0 s.

7.2.4.5.4 Funksjonskrav til utkobling ved doble jordfeil

Ved doble jordfeil i nett tilknyttet sekundærsiden skal vernfunksjonalitet hurtigst mulig, og senest innen 2,1 s, splitte nettet slik at den doble jordfeilen reduseres til én enkel jordfeil i hver sin galvanisk adskilte nettdel. Alle distansevern skal ha lik fasepreferanse og samme strømnivå (3I0) for frigiving av fase-jord måling i hele det galvanisk sammenhengende nettet.

7.2.4.5.5 Funksjonskrav til unormale tilstander i kraftsystemet

Overmagnetisert transformator kan frakobles.

Vernsystemet kan inkludere beskyttelse mot termisk overlast som gir signal til driftsvakt i god tid før kritisk høy temperatur nås. Ved kritisk høy temperatur kan transformator automatisk frakobles.

7.2.5 Systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, nett som inngår i transmisjonsnett, nett med vesentlig betydning for forsyningssikkerheten eller koblingsanlegg tilknyttet transmisjonsnett

7.2.5.1 Samleskinne

Kravene gjelder for samleskinne i:

- koblingsanlegg i transmisjonsnett, uavhengig av systemjording, refererer til NVF 5.1.3.1 Funksjonskrav
- koblingsanlegg som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten, uavhengig av systemjording, referer til NVF 5.1.4.1 Funksjonskrav.
- regionale koblingsanlegg tilknyttet transmisjonsnett, uavhengig av systemjording, refererer til NVF 5.1.5.1 Funksjonskrav.

Vernsystemet skal ha funksjonalitet tilpasset aktuell samleskinne-konfigurasjon, slik at kun den feilbefengte del av samleskinnesystemet blir frakoblet.

Samleskinne-konfigurasjonen skal ha felt med to effektbrytere og to strømtransformatorer i koblingsanlegg som inngår i transmisjonsnett, ref. kapittel 5.1.3.

Samleskinne-konfigurasjonen skal ha felt med to effektbrytere og to strømtransformatorer i koblingsanlegg som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten, ref. kapittel 5.1.4.

Samleskinne-konfigurasjonen skal som minimum ha felt med to effektbrytere og én strømtransformatorer, samt effektbryter og strømtransformator i sammenkoblingsfeltet, der koplingsanlegg i regionalnett er tilknyttet transmisjonsnett, ref. kapittel 5.1.5.

Vernsystem for samleskinne skal ikke initiere automatisk gjeninnkobling.

7.2.5.1.1 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne

1. Kortslutning frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feil beskrevet i punkt 2 og 3 nedenfor.
2. Gjelder lavohmig og direktejordet nett:
Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter frakobles nettet senest innen 0,3 s for to-bryter/to-strømtransformator-system.
3. Gjelder isolert og spolejordet nett:
Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter frakobles nettet senest innen 0,3 s for to-bryter/to-strømtransformator-system. For ledningsfelt skal kortslutningsbidrag fra motstående ledningsende frakoples innen 0,4 s. I visse tilfeller kan kortslutningsbidrag fra motstående ledningsende frakoples innen 0,7 s, ref. kapittel 7.2.7.2.
4. Effektbrytere i fjern ende av kraftledning som likevel blir satt ut av funksjon, kan kobles ut / gjeninnkobles. Ved gjeninnkobling mot feil skal kortslutning frakobles innen 0,1 s.

7.2.5.1.2 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne ved vernsystemsvikt

1. Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 0,4 s
2. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 0,4 s
3. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig, og senest innen 3,0 s.

7.2.5.1.3 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne ved effektbrytersvikt

1. Gjelder lavohmig og direktejordet nett:
Kortslutningsbidrag fra tilstøtende nett frakobles hurtigst mulig og senest innen 0,3 s.
2. Gjelder isolert og spolejordet nett:
Kortslutningsbidrag fra tilstøtende nett frakobles hurtigst mulig og senest innen 0,3 s. For ledningsfelt skal kortslutningsbidrag fra motstående ledningsende frakoples innen 0,4 s. I visse tilfeller kan kortslutningsbidrag fra motstående ledningsende frakoples innen 0,7 s, ref. kapittel 7.2.7.2.
3. Kortslutningsbidrag fra tilstøtende produksjonsenhet med generatorbryter frakobles hurtigst mulig, og senest innen 0,3 s.
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet uten generatorbryter, kjøres ned så hurtig som mulig.
5. Integrert brytersviktvern skal ha funksjonalitet for uforsinket "trip-repeat" (retrip).

7.2.5.2 Kraftledning

Krav til utkoblingstider for kraftledning, se kap. 7.2.6.2 for Lavohmig eller direktejordet nett og kap. 7.2.7.2 for Isolert eller kompensert nett.

7.2.5.3 Transformator

Krav til utkoblingstider for transformator, se kap. 7.2.6.3 for transformator med primærside tilknyttet lavohmig eller direktejordet nett og kap. 7.2.7.3 for transformator med primærside tilknyttet isolert eller kompensert nett.

7.2.6 Systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, lavohmig eller direktejordet nett

Kravene gjelder for kraftledning og transformator generelt, og spesielt for samleskinne i:

- koblingsanlegg som ikke inngår i transmisjonsnett, refererer til NVF 5.1.3.1 Funksjonskrav
- koblingsanlegg som ikke har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten, referer til NVF 5.1.4.1 Funksjonskrav.
- regionale koblingsanlegg som ikke er tilknyttet transmisjonsnett, uavhengig av systemjording, refererer til NVF 5.1.5.1 Funksjonskrav.

Det refereres også til NVF 5.1.7.1 *Funksjonskrav (for koblingsanlegg i regionalnett $110 \leq U_n < 220$ kV)*, [link](#); 5.1.7.

I etterfølgende underkapitler settes krav til feilklarering i lavohmig eller direktejordet nett $110 \text{ kV} \leq U_n < 220 \text{ kV}$, der kravene er basert på en vernløsning som må betraktes som minimumsløsning. Beskrevet minimumsløsning kan medføre mer kostbare tiltak i stasjonsanlegg, nettanlegg og nærført telenett/svakstrømnett for å oppfylle relevante forskriftskrav som eksempelvis FEF, enn om det velges en vernløsning som beskrevet i kapittel 7.2.4 for direktejordet nett $\geq 220 \text{ kV}$. I noen tilfeller kan det derfor være fordelaktig å benytte vernløsning som beskrevet i kapittel 7.2.4. Konesjonær er ansvarlig for at aktuelle forskriftskrav er oppfylt.

7.2.6.1 Samleskinne

Vernsystemet skal ha funksjonalitet tilpasset aktuell samleskinnekonfigurasjon, slik at kun den feilbefengte del av samleskinnesystemet blir frakoblet. Vernsystem for samleskinne skal ikke initiere automatisk gjeninnkobling.

7.2.6.1.1 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne

1. Kortslutning frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feil beskrevet i punkt 2 nedenfor.
2. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter frakobles nettet innen 0,1 s for en- eller to-bryter/enkel strømtransformator-system, og senest innen 0,3 s for to-bryter/to-strømtransformator-system.
3. Effektbrytere i fjern ende av kraftledning som likevel blir satt ut av funksjon, kan kobles ut / gjeninnkobles. Ved gjeninnkobling mot feil skal kortslutning frakobles innen 0,1 s.

7.2.6.1.2 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne ved vernsystemsvikt

1. Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 0,4 s
2. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 0,4 s
3. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig, og senest innen 3,0 s.

7.2.6.1.3 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne ved effektbrytersvikt

1. Kortslutningsbidrag fra tilstøtende nett frakobles hurtigst mulig og senest innen 0,3 s.
2. Kortslutningsbidrag fra tilstøtende produksjonsenhet med generatorbryter frakobles hurtigst mulig, og senest innen 0,3 s.
3. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet uten generatorbryter, kjøres ned så hurtig som mulig.
4. Integrert brytersviktvern skal ha funksjonalitet for uforsinket "trip-repeat" (retrip).

7.2.6.2 Kraftledning

Med kraftledning menes her luftledning, kabel eller kombinasjoner av disse.

7.2.6.2.1 Funksjonskrav til utkoblingstid for feil på kraftledning

For alle kortslutninger, avgrenset av strømtransformator(er) i hver ledningsende, skal det finnes minst ett vernsystem som detekterer og initierer frakobling i henhold til spesifisert tidskrav:

1. Kortslutninger frakobles innen 0,1 s. Automatisk gjeninnkobling skal startes for overføringsenhet som betraktes som luftledning.
2. Gjelder for anlegg bygget for 1-polet frakobling/gjeninnkobling:
 - a) To- og trefase kortslutning skal frakobles 3-polet, men tofase kortslutning uten jord kan frakobles 1-polet og behandles som enfase kortslutning.
 - b) Enfase kortslutning skal frakobles 1- eller 3-polet avhengig av valgt programmering.
 - c) Dersom enfase kortslutning utvikler seg til to- eller trefase kortslutning, skal frakoblingen være 3-polet.
3. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter skal frakobles nettet innen 0,1 s for en- eller to- bryter/enkel strømtransformator-system, og senest innen 0,3 s for to-bryter/ to-strømtransformator-system.
4. Høyohmige jordfeil og fasebrudd frakobles selektivt av jordstrømvern

7.2.6.2.2 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på kraftledning ved effektbrytersvikt

Kortslutning frakobles innen 0,3 s.

7.2.6.2.3 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på kraftledning ved vernsystemsvikt

1. Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 1,0 s.
2. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 2,1 s.
3. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 2,1 s.
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.

7.2.6.2.4 Funksjonskrav til automatisk gjeninnkobling av kraftledning

1. Overføringsenhet som betraktes som luftledning skal ha funksjonalitet for hurtig automatisk gjeninnkobling
2. Gjeninnkoblingsfunksjoner skal manuelt kunne slås av eller på, og kunne blokkeres automatisk
3. Gjelder for anlegg bygget for 1-polet gjeninnkobling:
 - Gjeninnkoblingsfunksjoner skal være programmerbare for 1-polet, 3-polet eller 1+3 polet gjeninnkobling.
4. Gjeninnkoblingsfunksjoner skal være programmerbare for ett eller flere gjeninnkoblingsforsøk, ukontrollert og/eller kontrollert. Kontrollert gjeninnkobling skal kunne programmeres for spenningsetting og/eller parallelling/fasing. For ytterligere krav til funksjonalitet for automatisk gjeninnkobling vises til kapittel 6.6.

7.2.6.2.5 Funksjonskrav til utkoblingstider etter inn-/gjeninnkobling mot feil

1. Ved automatisk gjeninnkobling mot kortslutning, skal feilen frakobles trepolet innen 0,1 s.
2. Ved innkobling mot kortslutning, skal feilen frakobles innen 0,1 s. Automatisk gjeninnkobling skal ikke startes.

7.2.6.2.6 Unormale nettilstander

I nett med sannsynlighet for udempede effektpendlinger skal vern for kraftledning ha funksjonalitet for å detektere pendlingstilstand og kunne blokkere vernfunksjoner, alternativt initiere trepolet definitivt frakobling, avhengig av valgt programmering.

7.2.6.3 Funksjonskrav for transformator med primærside tilknyttet lavohmig eller direktejordet nett

Krav gjelder for transformator der primærside er tilkoblet lavohmig eller direktejordet nett med nominell systemspenning $110 \text{ kV} \leq U_n < 220 \text{ kV}$.

7.2.6.3.1 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på transformator

For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling. For feiltyper omtalt i punkt 1 – 5 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitt tidskrav. For punkt 6 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitt krav i kapittel 7.2.2 punkt 9.

1. Vindingsfeil og kortslutninger frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feilene beskrevet i hovedpunktene 3, 4 og 5 nedenfor
2. Enfase kortslutning på transformatorens primærside frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feilene beskrevet i punktene 3 nedenfor.
3. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens primærside. primærside frakobles innen 0,1 s for en- eller to-bryter/enkel strømtransformator-system og senest innen 0,3 s for to-bryter/to-strømtransformator-system.
4. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens sekundærside frakobles innen 0,4 s.
5. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens tertiærside frakobles innen 0,4 s.
6. Høyohmige jordfeil og fasebrudd på transformatorens primærside frakobles selektivt av jordstrømvern.

7.2.6.3.2 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på transformator ved vernsystemsvikt

1. Kortslutning på transformatorens primærside frakobles innen 0,4 s.
2. Kortslutning på transformatorens sekundærside frakobles innen 0,4 s. Dersom det ikke er kortslutningsytelse fra samleskinne på sekundærsiden frakoples kortslutningen innen 2,1 s.
3. Kortslutning på transformatorens tertiærside frakobles innen 2,1 s.
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles tertiærside hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.

7.2.6.3.3 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på transformator ved effektbrytersvikt

Ved effektbrytersvikt på:

1. Primærside, skal vindingsfeil og kortslutninger frakobles innen 0,3 s.
2. Sekundærside, skal vindingsfeil og kortslutninger frakobles innen 2,1 s. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet tilknyttet samleskinne på sekundærside skal frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s
3. Tertiærside skal vindingsfeil og kortslutninger frakobles innen 3,0 s.

7.2.6.3.3.1 Funksjonskrav om krav til frakobling ved svikt på vernsystem eller effektbryter som gir lite spenningsfall

Ved vernsystem- eller effektbrytersvikt, samtidig med kortslutning på transformatorens sekundær- eller tertiærside, kan kravet om frakobling av kortslutningsinnmating fra tilstøtende nett fravikes under følgende forutsetninger:

1. Kortslutningen gir < 10 % spenningsdip på transformatorens primærside ved normal kortslutningsytelse i nettet.
2. Driftsleder for aktuelt anlegg aksepterer mangel på reserve ved slik svikt.
3. Det skal dokumenteres lav sannsynlighet for slik svikt.

7.2.6.3.3.2 Funksjonskrav som gjelder i tillegg når sekundærside er tilknyttet nett med isolert eller kompensert systemjording

Ved doble jordfeil i nett tilknyttet sekundærsiden skal vernfunksjonalitet hurtigst mulig, og senest innen 1,6 s, splitte nettet slik at den doble jordfeilen reduseres til én enkel jordfeil i hver sin galvanisk adskilte nettdel. Benyttes distansevern på sekundærside av transformator, skal vernet ha lik fasepreferanse og samme strømnivå ($3I_0$) for frigiving av fase-jord måling som øvrige distansevern i hele det galvanisk sammenhengende nettet.

7.2.6.3.4 Unormale tilstander i kraftsystemet

Overmagnetisert transformator kan frakobles.

Vernsystemet kan inkludere beskyttelse mot termisk overlast som gir signal til driftsvakt i god tid før kritisk høy temperatur nås. Ved kritisk høy temperatur kan transformator automatisk frakobles.

7.2.6.4 Vernsystem i nett som har beslutning om å bli lavohmig eller direktejordet med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV

For kompenserte nett der konsesjonærer har besluttet å endre systemjording til å bli lavohmig eller direktejordet, kan det velges særskilt vernsystem, konstruert for å beskytte anleggsdeler i et direktejordet nett uten gjennomgående jord.

7.2.6.4.1 Funksjonskrav til særskilt vernsystem i nett som ikke har gjennomgående jord

Et særskilt vernsystem (i kraftnett som ikke har gjennomgående jord) skal gi tilsvarende beskyttelse og utkoblingstider for anleggsdeler som et konvensjonelt vernsystem i et direktejordet nett der det er gjennomgående jord (referer kapittel 7.2.5, del 1 til 3).

Det vil være anleggsdeler av type kraftledning som behøver særskilt vernsystem i nett uten gjennomgående jord som har lavohmig eller direktejordet systemjording. Særskilt vernløsning kan med fordel også benyttes etter at kraftledning har fått gjennomgående jord eller er blitt reinvestert med gjennomgående jord.

Andre anleggsdeler (samleskinne og avganger til transformator, shuntreaktor, shuntkondensatorbatterier og produksjonsenheter) vurderes å kunne utføres med konvensjonelt vernsystem, slik at særskilt vernsystem ikke vil være nødvendig/ ikke vil omfatte disse anleggsdeler/ avganger.

7.2.6.4.2 Praktisering av særskilt vernsystem i nett som ikke har gjennomgående jord

Med særskilt vernsystem for kraftledning menes et jordstrømvern bestående av fire ulike steg hvorav tre er retningsbestemte og et er retningsubestemt. Hvert steg kan stilles inn med eget nivå for strøm og tidsforsinkelse før utkommando frigis.

For å oppfylle betingelsene i kapittel 7.2.6.2 for kraftledning, må særskilt vernsystem benyttes sammen med distansevern eller linjedifferensialvern kombinert med distansevern-funksjon. Distansevern og jordstrømvern kan benytte felles kommunikasjonskanal, fiber- eller radioforbindelse. Benyttes linjedifferensialvern og jordstrømvern må disse ha separate kommunikasjonskanaler.

Særskilt vernløsning kan monteres og testes i perioden mens nettet fortsatt har kompensert systemjording (spolejordet), men skal først settes i drift på det tidspunkt der nettet skifter systemjording fra kompensert til lavohmig eller direktejordet.

7.2.7 Systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV, Isolert eller kompensert systemjording

Kravene gjelder for kraftledning og transformator generelt, og spesielt for samleskinne i:

- koblingsanlegg som ikke inngår i transmisjonsnett, refererer til NVF 5.1.3.1 Funksjonskrav
- koblingsanlegg som ikke har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten, referer til NVF 5.1.4.1 Funksjonskrav.
- regionale koblingsanlegg som ikke er tilknyttet transmisjonsnett, uavhengig av systemjording, refererer til NVF 5.1.5.1 Funksjonskrav.

Det refereres også til kapittel 5.1.7.1 *Funksjonskrav (for koblingsanlegg i regionalnett $110 \leq U_n < 220$ kV)*, [link](#); 5.1.7.

Jordfeil håndteres i henhold til krav gitt i forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF).

De angitte tidskrav til klarering av kortslutning på samleskinne og kraftledning gjelder generelt.

For samleskinner og kraftledninger nær produksjonsenhet kan det bli stilt skjerpet krav, med ordinær klarering av kortslutninger innen 0,1 s. Skjerpet krav til feilklareringstid begrunnes her i produksjonsenhetens 'fault-ride-through'-egenskaper og enhetens viktighet for nettet. Se kapittel 12.6.1 og 14.6.1 om FRT-krav, samt vedlegg 21.1.

7.2.7.1 Samleskinne

Kortslutninger skal frakobles hurtigst mulig, alltid trepolet definitiv frakobling.

7.2.7.1.1 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne

1. Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 0,4 s.
2. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 0,4 s.
3. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s.
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.

7.2.7.1.2 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne ved vernsystemsvikt

1. Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 0,7 s.
2. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 2,1 s.
3. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 2,1 s.
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig, og senest innen 3,0 s.

7.2.7.1.3 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på samleskinne ved effektbrytersvikt

1. Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 0,7 s.
2. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 0,4 s.
3. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s.
4. Ved effektbrytersvikt på primærside av produksjonsenhet skal vernsystem for produksjonsenheten sørge for raskest mulig nedkjøring av denne enheten.

7.2.7.1.4 Funksjonskrav til effektbrytere i fjern ende av kraftledning

Effektbrytere i fjern ende av kraftledning som likevel blir satt ut av funksjon, kan kobles ut / gjeninnkobles. Ved gjeninnkobling mot feil skal kortslutning frakobles innen 0,1 s.

7.2.7.1.5 Funksjonskrav ved innkobling mot feil

Ved innkobling mot feil skal kortslutning frakobles innen 0,1 s. Automatisk gjeninnkobling skal ikke startes.

7.2.7.1.6 Funksjonskrav til differensialmålede samleskinnevern

Benyttes differensialmålede samleskinnevern, skal vernsystemet ha funksjonalitet tilpasset aktuell samleskinnekonfigurasjon, slik at kun den feilbefengte del av samleskinnesystemet blir frakoblet.

Integrert brytersviktervern skal ha funksjonalitet for uforsinket "trip-repeat" (retrip).

7.2.7.2 Kraftledning

Med kraftledning menes her luftledning, kabel eller kombinasjoner av disse.

Ved doble jordfeil skal vernfunksjonalitet hurtigst mulig, og senest innen 1,0 s, splitte nettet slik at den doble jordfeilen reduseres til enkle jordfeil i hver sin galvanisk adskilte nettdel. Alle distansevern skal ha lik fasepreferanse og samme strømnivå (3I0) for frigiving av fase-jord måling i hele det galvanisk sammenhengende nettet.

Hvis enkle jordfeil ikke frakobles automatisk, skal det implementeres vernfunksjonalitet som raskt og sikkert detekterer retning til feilstedet. Retningssignal, både forover og bakover, i hele det galvanisk sammenhengende nettet skal sendes til koordinerende driftsoperatør. Signalene skal samordnes på en oversiktlig måte for raskt å kunne få indikert feilbefengt enhet. I tilfelle stående feil skal koordinerende driftsoperatør sørge for hurtigst mulig frakobling av feilbefengt enhet i henhold til gjeldende forskriftskrav.

7.2.7.2.1 Funksjonskrav til utkoblingstid for feil på kraftledning

For alle kortslutninger, avgrenset av strømtransformator(er) i hver ledningsende, skal det finnes minst ett vernsystem som detekterer og initierer frakobling i henhold til spesifisert tidskravkrav:

1. Kortslutninger frakobles trepolet innen 0,4 s. I visse tilfeller kan det tillates at kortslutninger frakobles innen 0,7 s, dersom dette ikke får konsekvenser for utnyttelsen av nettet. Automatisk gjeninnkobling skal startes for overføringsenhet som betraktes som luftledning.
2. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter:
 - a) Kortslutningsbidrag fra egen kraftledning frakobles innen 0,7 s.
 - b) Kortslutningsbidrag fra øvrige kraftledninger frakobles innen 0,4 s.
 - c) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 0,4 s.
 - d) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s.
 - e) Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.

7.2.7.2.2 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på kraftledning ved vernsystem- eller effektbrytersvikt

1. Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 1,0 s.
2. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 2,1 s.
3. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 2,1 s.
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.

7.2.7.2.3 Funksjonskrav til utkobling ved jordfeil og fasebrudd

Implementeres vernfunksjonalitet for automatisk frakobling av jordfeil, skal denne starte automatisk gjeninnkobling for overføringsenhet som betraktes som luftledning.

Ved fasebrudd gis signal til driftsoperatør som sørger for hurtigst mulig frakobling av feilbefengt enhet.

7.2.7.2.4 Funksjonskrav til automatisk gjeninnkobling

1. Overføringsenhet som betraktes som luftledning skal ha funksjonalitet for automatisk 3-polet gjeninnkobling
2. Gjeninnkoblingsfunksjon skal manuelt kunne slås av eller på, og kunne blokkeres automatisk
3. Gjeninnkoblingsfunksjon skal være programmerbare for ett eller flere kontrollerte gjeninnkoblingsforsøk. Kontrollert gjeninnkobling skal kunne programmeres for spenningsetting og/eller parallelling/fasing.

For ytterligere krav til funksjonalitet for automatisk gjeninnkobling vises til kapittel 6.6.

7.2.7.2.5 Funksjonskrav til utkoblingstider etter inn-/gjeninnkobling mot feil

1. Ved automatisk gjeninnkobling mot kortslutning, skal feilen frakobles trepolet innen 0,1 s.
2. Ved automatisk gjeninnkobling mot jordfeil, skal feilen frakobles selektivt og trepolet innen 1,1 s.
3. Ved innkobling mot kortslutning, skal feilen frakobles innen 0,1 s. Automatisk gjeninnkobling skal ikke startes.

7.2.7.2.6 Unormale nettilstander

I nett med sannsynlighet for udempede effektpendlinger skal vern for kraftledning ha funksjonalitet for å detektere pendlingstilstand og kunne blokkere vernfunksjoner, alternativt initiere trepolet definitivt frakobling, avhengig av valgt programmering.

7.2.7.3 Funksjonskrav for transformator med primærside tilknyttet isolert eller kompensert nett

Krav gjelder for transformator der primærside er tilkoblet isolert/kompensert nett ≥ 110 kV.

7.2.7.3.1 Funksjonkrav til utkoblingstider for feil på transformator

For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling. For feiltyper omtalt i punkt 1 – 4 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitt tidskrav.

1. Vindingsfeil og kortslutninger frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feilene beskrevet i punktene 2 - 4 nedenfor
2. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens primærside:
 - a) Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 0,4 s.
 - b) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 0,4 s.
 - c) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s.
 - d) Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.
3. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens sekundærside frakobles innen 0,4 s.
4. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens tertiærside frakobles innen 0,4 s.

7.2.7.3.2 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på transformator ved vernsystemsvikt

1. Kortslutning på transformatorens primærside frakobles innen 0,4 s.
2. Kortslutning på transformatorens sekundærside frakobles innen 0,4 s. Dersom det ikke er kortslutningsytelse fra samleskinne på sekundærsiden frakoples kortslutningen innen 2,1 s.
3. Kortslutning på transformatorens tertiærside frakobles innen 2,1 s.
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles tertiærside hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.

7.2.7.3.3 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på transformator ved effektbrytersvikt

Ved feil/svikt på:

1. Primær- eller sekundærside skal vindingsfeil og kortslutninger frakobles innen 2,1 s. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet tilknyttet samleskinne på primær- eller sekundærside frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s
2. Tertiærside skal vindingsfeil og kortslutninger frakobles innen 3,0 s.

7.2.7.3.4 Funksjonskrav om krav til frakobling ved svikt på vernsystem eller effektbryter som gir lite spenningsfall

Ved vernsystem- eller effektbrytersvikt, samtidig med kortslutning på transformatorens sekundær- eller tertiærside, kan kravet om frakobling av kortslutningsinnmating fra tilstøtende nett fravikes under følgende forutsetninger:

1. Kortslutningen gir < 10 % spenningsdip på transformatorens primærside ved normal kortslutningsytelse i nettet.
2. Driftsleder for aktuelt anlegg aksepterer mangel på reserve ved slik svikt.
3. Det skal dokumenteres lav sannsynlighet for slik svikt.

7.2.7.3.5 Funksjonskrav som gjelder i tillegg når sekundærside er tilknyttet nett med isolert eller kompensert systemjording

Ved doble jordfeil i nett tilknyttet sekundærsiden skal vernfunksjonalitet hurtigst mulig, og senest innen 1,6 s, splitte nettet slik at den doble jordfeilen reduseres til én enkel jordfeil i hver sin galvanisk adskilte nettdel. Benyttes distansevern på sekundærside av transformator, skal vernet ha lik fasepreferanse og samme strømnivå ($3I_0$) for frigiving av fase-jord måling som øvrige distansevern i hele det galvanisk sammenhengende nettet.

7.2.7.3.6 Unormale tilstander i kraftsystemet

Overmagnetisert transformator kan frakobles.

Vernsystemet kan inkludere beskyttelse mot termisk overlast som gir signal til driftsvakt i god tid før kritisk høy temperatur nås. Ved kritisk høy temperatur kan transformator automatisk frakobles.

7.2.8 Shuntreaktor

Krav gjelder for shuntreaktor direkte tilknyttet direktejordet, lavohmig jordet, kompensert eller isolert nett.

7.2.8.1 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på shuntreaktor tilknyttet nett ≥ 220 kV

For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling. For feiltyper omtalt i punktene 1, 2 og 3 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitte tidskrav. For punkt 4 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitte krav i kapittel 7.2.2, pkt. 8.

1. Vindingsfeil og kortslutninger frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s.
2. Enfase kortslutning frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s.
3. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter frakobles nettet innen 0,1 s for to-bryter/enkel strømtransformator-system, og senest innen 0,3 s for to-bryter/to-strømtransformator-system.
4. Høyohmig jordfeil eller fasebrudd frakobles selektivt av jordstrømvern.
5. Shuntreaktor skal ikke frakobles ved vernsystem- eller effektbrytersvikt i nettet, så fremt enheten den er tilkoblet ikke blir spenningsløs.

7.2.8.2 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på shuntreaktor tilknyttet nett < 220 kV

For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling. For feiltyper omtalt i punktene 1, 2 og 3a kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitte tidskrav. For punkt 3b kreves ett vernsystem som oppfyller angitte krav i kapittel 7.2.2, pkt. 9.

1. Vindingsfeil og kortslutninger frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s.
2. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter:
 - a. Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 0,4 s.
 - b. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 0,4 s.
 - c. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s.
 - d. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.
3. Gjelder reaktor tilkoblet lavohmig eller direktejordet nett:
 - a. Enfase kortslutning frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s.
 - b. Høyohmig jordfeil eller fasebrudd frakobles selektivt av jordstrømvern.
4. Shuntreaktor skal ikke frakobles ved vernsystem- eller effektbrytersvikt i nettet, så fremt enheten den er tilkoblet ikke blir spenningsløs.

7.2.8.3 Funksjonskrav til unormale tilstander i kraftsystemet

1. Overmagnetisert reaktor kan frakobles.
2. Vernsystemet kan inkludere beskyttelse mot termisk overlast som gir signal til driftsoperatør i god tid før kritisk høy temperatur nås. Ved kritisk høy temperatur kan shuntreaktor automatisk frakobles.
3. Ved unormalt lav spenning frakobles shuntreaktor automatisk. Frakoblingen forsinkes typisk 3,0 s. Hvis flere shuntreaktorer er tilkoblet samme enhet, frakobles disse etter tur på samme spenning, men med innbyrdes tidsforsinkelse på typisk 1,0 s.
4. Vernsystemet må sørge for at shuntreaktor ikke frakobles nettet når spenningen er 100 – 110 % av nominell spenning på reaktoren.

7.2.9 Shuntkondensator

Krav gjelder for shuntkondensator direkte tilknyttet direktejordet, lavohmig jordet, kompensert eller isolert nett.

7.2.9.1 Funksjonskrav til utkoblingstider for feil på shuntkondensator tilknyttet nett ≥ 220 kV

For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling. For feiltyper omtalt i punktene 1, 2 og 3 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitte tidskrav. For punkt 4 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitte krav i kapittel 7.2.2, pkt. 8.

1. Kortslutninger frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s.
2. Enfase kortslutning frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s.
3. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter skal frakobles nettet innen 0,1 s for to-bryter/enkel strømtransformator-system, og senest innen 0,3 s for to-bryter/to-strømtransformator-system.
4. Høyohmig jordfeil eller fasebrudd frakobles selektivt av jordstrømvern.
5. Overlastvern skal ha frekvenskarakteristikk som beskytter kondensatorbatteriet med hensyn på høyere harmoniske strømmer.
6. Ved defekte kondensatorelementer skal vernsystemet gi signal til driftsoperatør eller automatisk frakoble shuntkondensator i henhold til anbefalinger fra leverandør.
7. Ved spenningsbortfall skal shuntkondensator automatisk frakobles enheten den er tilkoblet, før denne enheten spenningssettes automatisk eller manuelt. Innkobling av shuntkondensator blokkeres inntil den er tilstrekkelig utladet.
8. Shuntkondensator skal ikke frakobles ved vernsystem- eller effektbrytersvikt i nettet, så fremt enheten den er tilkoblet ikke blir spenningsløs.

7.2.9.2 Funksjons krav til utkoblingstider for feil på shuntkondensator tilknyttet nett < 220 kV

For punkt 3b kreves vernsystem som oppfyller angitte krav i kapittel 7.2.2, pkt. 9.

1. Kortslutninger frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s.
2. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter:
 - a) Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 0,4 s.
 - b) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 0,4 s.
 - c) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s.
 - d) Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.
3. Gjelder kondensator tilkoblet lavohmig eller direktejordet nett:
 - a) Enfase kortslutning frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s.
 - b) Høyohmig jordfeil eller fasebrudd frakobles selektivt av jordstrømvern.

4. Overlastvern skal ha frekvenskarakteristikk som beskytter kondensatorbatteriet med hensyn på høyere harmoniske strømmen.
5. Ved defekte kondensatorelementer skal vernsystemet gi signal til driftsoperatør eller automatisk frakoble shuntkondensator i henhold til anbefalinger fra leverandør.
6. Ved spenningsbortfall skal shuntkondensator automatisk frakobles enheten den er tilkoblet, før denne enheten spenningssettes automatisk eller manuelt. Innkobling av shuntkondensator blokkeres inntil den er tilstrekkelig utladet.
7. Shuntkondensator skal ikke frakobles ved vernsystem- eller effektbrytersvikt i nettet, så fremt enheten den er tilkoblet ikke blir spenningsløs.

7.2.9.3 Funksjonskrav til unormale tilstander i kraftsystemet

1. Ved unormal høy spenning frakobles shuntkondensator automatisk. Frakoblingen forsinkes typisk 3,0 s. Hvis flere shuntkondensatorer er tilkoblet samme enhet, frakobles disse etter tur på samme spenning, men med innbyrdes tidsforsinkelse på typisk 1,0 s.
2. Vernsystemet må sørge for at shuntkondensator ikke frakobles nettet når spenningen er 70 – 100 % av nominell spenning på shuntkondensatoren.

7.2.10 Funksjonskrav til FACTS-anlegg

Krav gjelder for FACTS-anlegg direkte tilknyttet direktejordet, lavohmig jordet, kompensert eller isolert nett.

1. For serieanlegg vil krav til frakobling av feil være tilsvarende som for den enheten FACTS - anlegget er innskutt i.
2. Shuntanlegg vil være tilkoblet nettet via egen transformator. Krav til frakobling av feil vil være som beskrevet for transformator tilknyttet aktuell systemjording. Kortslutninger på FACTS-anlegg og apparatanlegg mellom transformator og FACTS-anlegg frakobles innen 0,4 s.

7.2.11 Funksjonskrav til HVDC systemer

Se del V – HVDC for informasjon om vern og frakoblingstider for HVDC systemer.

1. HVDC-anlegg vil være tilkoblet nettet via egen transformator. Krav til frakobling av feil vil være som beskrevet for transformator tilknyttet aktuell systemjording. Kortslutninger på HVDC-anlegg og apparatanlegg mellom transformator og HVDC-anlegg frakobles innen 0,4 s. Se også NVF del V HVDC.

7.3 Vern i nettanlegg med nominell systemspenning fra og med 33 kV til 110 kV

De følgende funksjonskrav til vern i nett med nominell systemspenning fra og med 33 kV til 110 kV gjelder også for produksjonsanlegg som er tilknyttet dette spenningsnivået. For vindkraftparker basert på internt fordelingsnett med nominell systemspenning ≥ 33 kV, vil kravene til feilklarering i dette fordelingsnettet gjelde i tilknytningspunkt mot samleskinne på sekundærside av parktransformator.

Generelt skal vernsystemet ha funksjonalitet slik at produksjonsenhet ikke frakobles ved tilstandsendringer i nettet, som for eksempel ved nettsplitting, store lastavslag eller koblinger. Produksjonsenheter skal ikke frakobles som følge av planmessig feilklarering i nettet.

Det henvises for øvrig til del IV, kapittel 12 og 14 for funksjonsområde hvor produksjonsenheter skal kunne operere.

Systemansvarlig kan utover dette vedta innstilling av vern for utkobling av produksjonsenheter. Dette kan være spesielt aktuelt i potensielle øydriftsområder.

Ved tap av synkronisme skal produksjonsenheter > 50 MVA frakobles nettet hurtigst mulig.

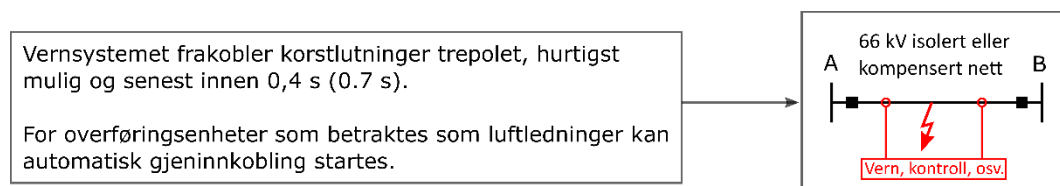
7.3.1 Krav til vernsystem for enhet

Krav som gjelder for den enkelte enhet er todelt. Begge deler skal innfris. Første del er generell og gjelder for de fleste enheter i nett fra og med 33 kV til 110 kV. Andre del er enhetsspesifikk og beskriver krav til vernfunksjonalitet for de feiltyper som kan oppstå på aktuell enhet.

Krav til vernsystem for enhet er inndelt i kategoriene:

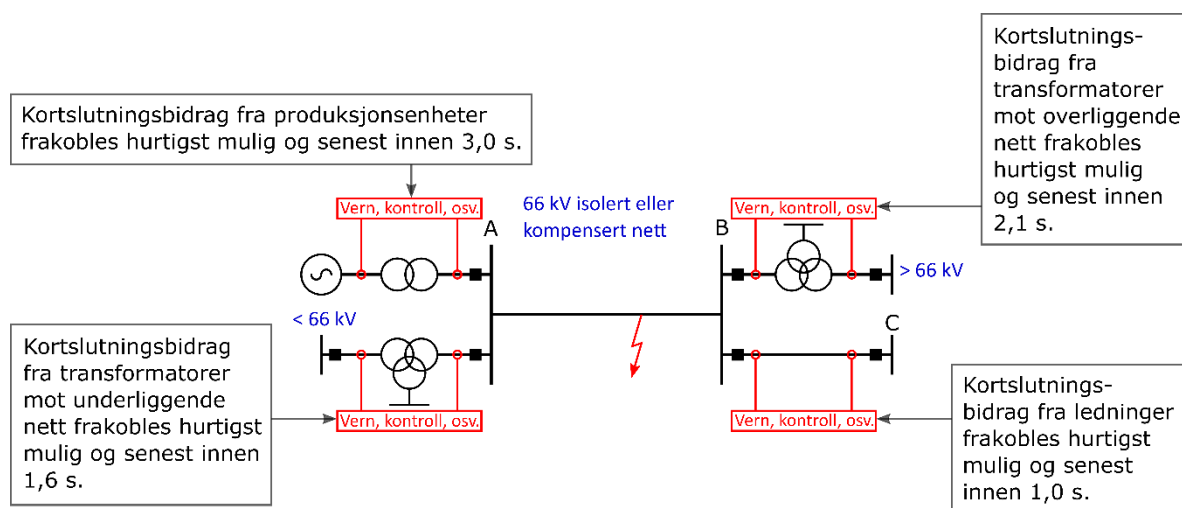
1. Vernsystem for normal frakobling av feil på enheten.
2. Frakobling av feil ved vernsystem- eller effektbrytersvikt på enheten.

Figur 7-4 illustrerer krav til vernsystem for en 66 kV kraftledning i nett med kompensert eller isolert systemjording for normal feilklarering.



FIGUR 7-4: NORMAL FRAKOBLING AV FEIL

Figur 7-5 viser vern eller effektbrytersvikt på 66 kV kraftledning, med krav til bakenforliggende vernsystem for frakobling av feil.



FIGUR 7-5: FRAKOBLING AV FEIL VED VERNSYSTEM- ELLER EFFEKTBYTTERSVIKT

7.3.2 Generelle funksjonskrav

Det skal implementeres vernfunksjonalitet som frakobler feil, slik at den feilfrie delen av kraftsystemet fortsetter å fungere mest mulig normalt. Funksjonskravene er tilpasset på en slik måte at frakobling av feil ikke blir en begrensende faktor for utnyttelsen av nettet. Frakobling av feil skal være slik at risiko for skade på person, eiendom og anlegg søkes minimalisert.

1. Alle kortslutninger og vindingsfeil skal kunne frakobles av to uavhengige vernsystemer, så fremt ikke annet er spesifisert for de enkelte enhetene.
2. Kun ett av de to vernsystemene må oppfylle krav til frakoblingstider og selektivitet, så fremt ikke annet er spesifisert for de enkelte enhetene.
3. Ved normal frakobling av feil skal alle kortslutninger frakobles selektivt.
4. Ved normal frakobling av feil skal vernsystemet sørge for at feilbefengt enhet isoleres fra tilstøtende nett, uavhengig av om det tilstøtende nettet inngår i nett fra og med 33 kV til 110 kV eller ikke.
5. I to-bryterfelt med doble strømtransformatorer kan selektivitet fravikes ved normal frakobling av feil mellom strømtransformator og tilhørende effektbryter.
6. Ved vernsystem eller effektbrytersvikt kan selektivitet fravikes.
7. Vernsystemene skal ikke gi frakobling ved transiente, dynamiske eller unormale stasjonære tilstander som kan oppstå som følge av normal frakobling av feil, koblinger, nettsplitting og spenningsetting, forutsatt at slike hendelser ikke medfører overbelastning av komponenter i kraftnettet.
8. Vernsystemene skal innstilles slik at de ikke begrenser utnyttelsen av enhetens maksimale lastgrense.
9. Ved normal frakobling av feil på enheter i nett fra og med 33 kV til 110 kV skal vernsystemer for disse være selektive med hensyn på vernsystemer på høyere spenningsnivåer.
10. Ved normal frakobling av feil på enheter i nett med nominell systemspenning < 33 kV, skal vernsystemer for disse være selektive med hensyn på vernsystemer i nett fra og med 33 kV til 110 kV.
11. Ved vern- eller effektbrytersvikt i nett fra og med 33 kV til 110 kV eller i nett med nominell systemspenning < 33 kV, der feilklarering betinger reservefunksjon fra vern på transformator,

skal det tilstrebes selektivitet for dette transformatorvernet med hensyn på vernsystemer på overliggende spenningsnivåer.

12. Eier av enheten er ansvarlig for at krav til frakobling av feil oppfylles, uavhengig av om vernsystemet er lokalt eller i bakenforliggende stasjoner, jf. Figur 7-4 og Figur 7-5. Ansvaret gjelder både for normal frakobling av feil og ved vernsystem- eller effektbrytersvikt.
13. Vernsystemene med tilhørende kontrollanlegg skal utformes og driftes slik at sannsynlighet for uønsket frakobling minimaliseres.

7.3.3 Isolert eller kompensert systemjording < 110 kV

Kravene gjelder for samleskinne, kraftledning, transformator og FACTS-anlegg.

Det skal være installert vernutrustning som detekterer jordfeil og gir funksjon i medhold av gjeldende krav, gitt i forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF).

De angitte tidskrav til klarering av kortslutning på samleskinne og kraftledning gjelder generelt.

For samleskinner og kraftledninger nær produksjonsenhet kan det bli stilt skjerpet krav, med ordinær klarering av kortslutninger innen 0,1 s. Skjerpet krav til feilklareringstid begrunnes her i produksjonsenhetens 'fault-ride-through'-egenskaper og enhetens viktighet for nettet. Se del IV kapittel 12.6.1 og 14.6.1 om FRT-krav, samt vedlegg 20.

7.3.3.1 Samleskinne

Kortslutninger skal frakobles hurtigst mulig, alltid trepolet definitiv frakobling.

7.3.3.1.1 Utkoblingstider for feil på samleskinne

1. Kortslutningsbidrag fra kraftledning skal frakobles innen 0,4 s.
2. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå skal frakobles innen 0,5 s.
3. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå skal frakobles innen 1,0 s.
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet skal frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.

7.3.3.1.2 Utkoblingstider for feil på samleskinne ved vernsystemsvikt

1. Kortslutningsbidrag fra kraftledning skal frakobles innen 0,7 s.
2. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå skal frakobles innen 2,1 s.
3. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå skal frakobles innen 1,6 s.
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet skal frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.

7.3.3.1.3 Utkoblingstider for feil på samleskinne ved effektbrytersvikt:

1. Kortslutningsbidrag fra kraftledning skal frakobles innen 0,7 s.
2. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå skal frakobles innen 0,5 s.
3. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå skal frakobles innen 1,0 s.
4. Ved effektbrytersvikt på produksjonsenhetens primærside skal vernsystem for produksjonsenheten sørge for raskest mulig nedkjøring av denne enheten.

7.3.3.1.4 Effektbrytere i fjern ende av kraftledning

Effektbrytere i fjern ende av kraftledning som likevel blir satt ut av funksjon, kan kobles ut / gjeninnkobles. Ved gjeninnkobling mot feil skal kortslutning frakobles innen 0,1 s.

7.3.3.1.5 Ved innkobling mot feil

Ved innkobling mot feil, skal kortslutning frakobles innen 0,1 s. Automatisk gjeninnkobling skal ikke startes.

7.3.3.1.6 Differensialmålede samleskinnevern

Benyttes differensialmålede samleskinnevern, skal vernsystemet ha funksjonalitet tilpasset aktuell samleskinnekonfigurasjon, slik at kun den feilbefengte del av samleskinnesystemet blir frakoblet.

Integrert brytersviktervern skal ha funksjonalitet for uforsinket "trip-repeat" (retrip).

7.3.3.2 Kraftledning

Med kraftledninger menes her luftledning, kabel eller kombinasjoner av disse.

Ved doble jordfeil skal vernfunksjonalitet hurtigst mulig, og senest innen 1,0 s, splitte nettet slik at den doble jordfeilen reduseres til enkle jordfeil i hver sin galvanisk adskilte nettdel. Alle distansevern skal ha lik fasepreferanse og samme strømnivå ($3I_0$) for frigiving av fase-jord måling i hele det galvanisk sammenhengende nettet.

Hvis enkle jordfeil ikke frakobles automatisk, skal det implementeres vernfunksjonalitet som raskt og sikkert detekterer retning til feilstedet. Retningssignal, både forover og bakover, i hele det galvanisk sammenhengende nettet skal sendes koordinerende driftsoperatør. Signalene skal samordnes på en oversiktlig måte for raskt å kunne få indikert feilbefengt enhet. I tilfelle stående feil skal koordinerende driftsoperatør sørge for hurtigst mulig frakobling av feilbefengt enhet i henhold til gjeldende forskriftskrav.

7.3.3.2.1 Utkoblingstider for feil på kraftledning

For alle kortslutninger, avgrenset av strømtransformator(er) i hver ledningsende, skal det finnes minst ett vernsystem som detekterer og initierer frakobling i henhold til spesifisert tidskravkrav:

1. Kortslutninger frakobles trepolet innen 0,4 s. I visse tilfeller kan det tillates at kortslutninger frakobles innen 0,7 s, dersom dette ikke får konsekvenser for utnyttelsen av nettet. Automatisk gjeninnkobling skal startes for overføringsenhet som betraktes som luftledning.
2. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter:
 - a) Kortslutningsbidrag fra egen kraftledning frakobles innen 0,7 s.
 - b) Kortslutningsbidrag fra øvrige kraftledninger frakobles innen 0,4 s.
 - c) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 0,5 s.
 - d) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s.
 - e) Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.

7.3.3.2.2 Utkoblingstider for feil på kraftledning ved vernsystem- eller effektbrytersvikt

1. Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 1,0 s.
2. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 2,1 s.
3. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,6 s.
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.

7.3.3.2.3 Utkobling ved jordfeil og fasebrudd

Implementeres vernfunksjonalitet for automatisk frakobling av jordfeil, skal denne starte automatisk gjeninnkobling for overføringsenhet som betraktes som luftledning.

Ved fasebrudd gis signal til driftsoperatør som sørger for hurtigst mulig frakobling av feilbefengt enhet.

7.3.3.2.4 Automatisk gjeninnkobling

1. Overføringsenhet som betraktes som luftledning skal ha funksjonalitet for automatisk 3-polet gjeninnkobling
2. Gjeninnkoblingsfunksjon skal manuelt kunne slås av eller på, og kunne blokkeres automatisk
3. Gjeninnkoblingsfunksjon skal være programmerbare for ett eller flere kontrollerte gjeninnkoblingsforsøk. Kontrollert gjeninnkobling skal kunne programmeres for spenningsetting og/eller parallelling/fasing.

For ytterligere krav til funksjonalitet for automatisk gjeninnkobling vises til kapittel 6.6.

7.3.3.2.5 Utkoblingstider etter inn-/gjeninnkobling mot feil

1. Ved automatisk gjeninnkobling mot kortslutning, skal feilen frakobles trepolet innen 0,1 s.
2. Ved automatisk gjeninnkobling mot jordfeil, skal feilen frakobles selektivt og trepolet innen 1,1 s.
3. Ved innkobling mot kortslutning, skal feilen frakobles innen 0,1 s. Automatisk gjeninnkobling skal ikke startes.

7.3.3.3 Transformator

Krav gjelder for transformatorer der primærviklingen er tilknyttet spenning < 110 kV.

For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling. For feiltyper omtalt i punkt 1 – 4 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitt tidskrav.

7.3.3.3.1 Utkoblingstider for feil på transformator

1. Vindingsfeil og kortslutninger frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feilene beskrevet i hovedpunktene 2 - 4 nedenfor
2. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens primærside:
 - a) Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 0,4 s.
 - b) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 0,5 s.
 - c) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s.
 - d) Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.
3. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens sekundærside frakobles innen 0,5 s.
4. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens tertiærside frakobles innen 0,5 s.

7.3.3.3.2 Utkoblingstider for feil på transformator ved vernsystemsvikt

1. Kortslutning på transformatorens primærside frakobles innen 0,4 s.
2. Kortslutning på transformatorens sekundærside frakobles innen 1,6 s.
3. Kortslutning på transformatorens tertiærside frakobles innen 1,6 s.
4. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles tertiærside hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.

7.3.3.3.3 Utkoblingstider for feil på transformator ved effektbrytersvikt

Ved feil/svikt på:

1. Primær- eller sekundærside skal vindingsfeil og kortslutninger frakobles innen 2,1 s. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet tilknyttet samleskinne på primær- eller sekundærside frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.
2. Tertiærside skal vindingsfeil og kortslutninger frakobles innen 3,0 s.

7.3.3.3.4 Ved svikt på vernsystem eller effektbryter som gir lite spenningsfall

Ved vernsystem- eller effektbrytersvikt, samtidig med kortslutning på transformatorens sekundær- eller tertiærside, kan kravet om frakobling av kortslutningsinnmating fra tilstøtende nett fravikes under følgende forutsetninger:

1. Kortslutningen gir < 10 % spenningsdip på transformatorens primærside ved normal kortslutningsytelse i nettet.
2. Driftsleder for aktuelt anlegg aksepterer mangel på reserve ved slik svikt.
3. Det skal dokumenteres lav sannsynlighet for slik svikt.

7.3.3.3.5 Unormale tilstander i kraftsystemet

Overmagnetisert transformator kan frakobles.

Vernsystemet kan inkludere beskyttelse mot termisk overlast som gir signal til driftsvakt i god tid før kritisk høy temperatur nås. Ved kritisk høy temperatur kan transformator automatisk frakobles.

7.3.3.4 Shuntreaktor direkte tilknyttet nett med nominell systemspenning <110 kV

7.3.3.4.1 Utkoblingstider for feil på shuntreaktor

For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling. For feiltyper omtalt i punkt 1 og 2 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitte tidskrav.

1. Vindingsfeil og kortslutninger frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s.
2. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter:
 - a) Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 0,4 s.
 - b) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 0,5 s.
 - c) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s.
 - d) Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.
3. Shuntreaktor skal ikke frakobles ved vernsystem- eller effektbrytersvikt i nettet, så fremt enheten den er tilkoblet ikke blir spenningsløs.

7.3.3.4.2 Unormale tilstander i kraftsystemet

1. Overmagnetisert reaktor kan frakobles.
2. Vernsystemet kan inkludere beskyttelse mot termisk overlast som gir signal til driftsoperatør i god tid før kritisk høy temperatur nås. Ved kritisk høy temperatur kan shuntreaktor automatisk frakobles.
3. Ved unormalt lav spenning frakobles shuntreaktor automatisk. Frakoblingen forsinkes typisk 3,0 s. Hvis flere shuntreaktorer er tilkoblet samme enhet frakobles disse etter tur på samme spenning, men med innbyrdes tidsforsinkelse på typisk 1,0 s.
4. Vernsystemet må sørge for at shuntreaktor ikke frakobles nettet når spenningen er 100 – 110 % av nominell spenning på reaktoren.

7.3.3.5 Shuntkondensator direkte tilknyttet nett fra og med 33 kV til 110 kV

7.3.3.5.1 Uttkoblingstider for feil på shuntkondensator

1. Kortslutninger frakobles trepolet og definitivt innen 0,1 s.
2. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter:
 - a) Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 0,4 s.
 - b) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå frakobles innen 0,5 s.
 - c) Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s.
 - d) Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.
3. Overlastvern skal ha frekvenskarakteristikk som beskytter kondensatorbatteriet med hensyn på høyere harmoniske strømmer.
4. Ved defekte kondensatorelementer skal vernsystemet gi signal til driftsoperatør eller automatisk frakoble shuntkondensator i henhold til anbefalinger fra leverandør.
5. Ved spenningsbortfall skal shuntkondensator automatisk frakobles enheten den er tilkoblet, før denne enheten spenningssettes automatisk eller manuelt. Innkobling av shuntkondensator blokkeres inntil den er tilstrekkelig utladet.
6. Shuntkondensator skal ikke frakobles ved vernsystem- eller effektbrytersvikt i nettet, så fremt enheten den er tilkoblet ikke blir spenningsløs.

7.3.3.5.2 Unormale tilstander i kraftsystemet

1. Ved unormalt høy spenning frakobles shuntkondensator automatisk. Frakoblingen forsinkes typisk 3,0 s. Hvis flere shuntkondensatorer er tilkoblet samme enhet, frakobles disse etter tur på samme spenning, men med innbyrdes tidsforsinkelse på typisk 1,0 s.
2. Vernsystemet må sørge for at shuntkondensator ikke frakobles nettet når spenningen er 70 – 100 % av nominell spenning på shuntkondensatoren.

7.3.3.6 FACTS-anlegg

1. For serieanlegg vil krav til frakobling av feil være tilsvarende som for den enheten FACTS-anlegget er innskutt i.
2. Shuntanlegg vil være tilkoblet nettet via egen transformator. Krav til frakobling av feil vil være som beskrevet for tilsvarende transformator. Kortslutning på FACTS-anlegg og apparatanlegg mellom transformator og FACTS-anlegg må frakobles nettet innen 0,5 s.

7.3.3.7 HVDC-anlegg

1. HVDC-anlegg vil være tilkoblet nettet via egen transformator. Krav til frakobling av feil vil være som beskrevet for tilsvarende transformator. Kortslutninger på HVDC-anlegg og apparatanlegg mellom transformator og HVDC-anlegg skal frakobles nettet innen 0,5 s. Se også NVF del V HVDC.

8 Feilskrivere og pendlingsregistratorer

Hjemmel til å stille krav til feilskriverutstyr er gitt av § 18 og § 22 i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos).

Ifølge fos § 18 kan systemansvarlig pålegge konsesjonær å overføre til systemansvarlige de målinger og meldinger som er nødvendig for en effektiv drift og utnyttelse av kraftsystemet. I medhold av fos § 22 skal systemansvarlig påse at alle driftsforstyrrelser i regional- og transmisjonsnett og i produksjonsenheter tilknyttet dette blir enhetlig registrert. Feilskrivere og pendlingsregistratorer installert i kraftsystemet er sentrale i forhold til disse bestemmelsene.

Kravene til feilskriverutstyr og pendlingsregistratorer som presenteres i dette kapitlet, vil bli håndtert gjennom fos § 14-prosessen og fastsatt gjennom vedtak. Kravene vil legges til grunn ved systemansvarliges behandling av fos § 14-søknader ved bygging av nye anlegg, ombygginger av eksisterende anlegg, eller ved større oppgraderinger som omfatter anleggets kontrollanlegg.

Systemansvarlig kan ved behov fatte vedtak om at feilskriver- og pendlingsregistratorfunksjonalitet skal innføres også i tilfeller der det hverken er søkt om vedtak iht. fos § 14 eller foreligger planer om endringer i anlegget. Systemansvarlig skal i slike tilfeller kunne vise til at det er særskilt behov for innføring av slik funksjonalitet i anlegget.

8.1 Feilskrivere

Feilskriverutstyret skal automatisk registrere og dokumentere hendelsesforløp under driftsforstyrrelser på en slik måte at alle driftsforstyrrelser blir enhetlig registrert.

Feilskrivere registrerer og/eller beregner momentanverdier til strømmer og spenninger med en slik oppløsning at det transiente forløpet blir tydelig registrert, og med en slik varighet at hele feilforløpet, inkludert en eventuell gjeninnkoblingssekvens, registreres.

Feilskriver omfatter i denne sammenhengen både frittstående feilskriverenheter og feilskriverutstyr integrert i vern.

8.1.1 Plassering av feilskrivere

8.1.1.1 Funksjonskrav

Det skal være funksjonalitet for feilskriveropptak i alle stasjoner med nominell systemspenning ≥ 110 kV. Feilskriverutstyret skal være i stand til å registrere data fra alle stasjonens avganger på dette spenningsnivået, se også kapittel 6.7. Det stilles også krav til feilskriverutstyr for produksjonsanlegg i kategori D. Se kapittel 11.1 for kategorisering, og kapittel 12.7.7 og 14.7.5 for informasjon om feilskriverfunksjonalitet spesifikt for produksjonsanlegg.

8.1.2 Registreringshastighet

8.1.2.1 Funksjonskrav

Feilskriverutstyret skal lagre og registrere forløp med minimum samplingsfrekvens ≥ 1 kHz.

8.1.2.2 Praktisering av krav til registreringshastighet

Systemansvarlig kan kreve høyere samplingfrekvens i spesielle tilfeller, eksempelvis i nett med risiko for resonanser og transiente over/underspenninger.

8.1.3 Kalibrering

8.1.3.1 Funksjonskrav

Feilskriverutstyr som har behov for kalibrering skal kalibreres etter maksimal kortslutningsstrøm.

8.1.4 Startkriterier

Startnivå på de analoge inngangssignalene og hvilke digitale signal som skal gi feilskriverstart, vil til dels være avhengig av lokale forhold og tekniske løsninger.

Benyttes startsignal som startkriterium for å oppnå reservestart forutsettes tilstrekkelig lagringskapasitet, eventuelt gode rutiner for tømming av feilskriveren slik at minnet ikke går fullt.

8.1.4.1 Funksjonskrav

Feilskriverutstyret skal registrere kortslutninger og jordslutninger, feilsituasjoner, bryterfall og alle gjeninnkoblingsforløp. Feilskriverne skal kunne starte på digitale og analoge inngangssignaler.

I lav-ohmig og direktejordet nett:

Feilskrivere skal starte ved utkommando fra alle ledningsvern, jordstrømvern, transformatorvern og samleskinnevern på samme spenningsnivå i stasjonen. Som reservestarter av feilskriveren benyttes analoge startere.

Bruk av analoge startere er å anse som et minstekrav for å oppnå reservestart av feilskriveren.

I isolert og kompensert nett:

Feilskrivere skal starte ved start og utkommando fra alle ledningsvern, transformatorvern og eventuelle samleskinnevern på samme spenningsnivå i stasjonen.

8.1.5 Registreringstid

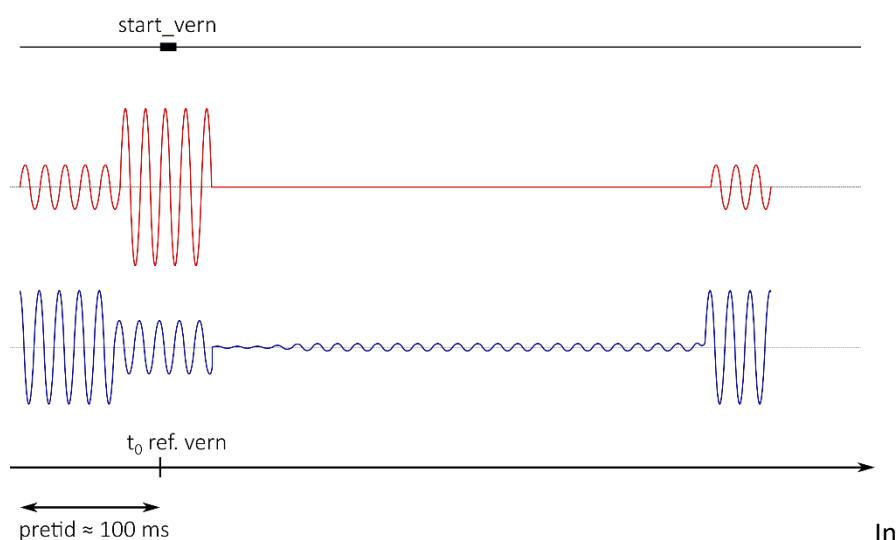
8.1.5.1 Funksjonskrav

Starttid/pretid skal være innstilt slik at starten på feilforløpet blir registrert også ved 2. sone klarering. Dette oppnås med en pretid på ca. 100 ms, referert start på vern. Se figur 8-1.

Feilskriverutstyret må minst kunne registrere driftsforstyrrelser med varighet opp til 2,5 s. For feilforløp med varighet kortere enn 2,5 s kan registreringen avsluttes etter at betingelsene for opptak opphører (noen perioder etter stabilisert tilstand skal inkluderes).

For feilforløp med varighet lengre enn 2,5 s kan opptak avsluttes etter 2,5 sek selv om ikke dette inkluderer gjeninnkoblingsforløpet. Gjeninnkoblingsforløpet skal da lagres i et eget opptak.

innstilling av registreringstid vil være avhengig av lokale forhold og må til en viss grad vurderes i hvert enkelt tilfelle.

**FIGUR 8-1 REGISTRERING OG PRETID SKAL INKLUDERE HELE FEILFORLØPET**

8.1.6 Tidssynkronisering

8.1.6.1 Funksjonskrav

Feilskriverutstyrets interne klokke skal være tidssynkronisert mot UTC med en nøyaktighet bedre enn 5 ms og korrigeres for sommertid.

I konvensjonelle kontrollanlegg der meldinger tidsettes i sentral RTU skal frittstående feilskriver overføre et logisk signal for feilskriverstart til driftssentral.

8.1.7 Registrering og presentasjon

8.1.7.1 Funksjonskrav

Alle fasestrømmer, fasespenninger, nullsystemstrøm og nullsystemspenning skal registreres på hver ledningsavgang.

Alle fasestrømmer og nullsystemstrøm skal registreres på hver generatoravgang.

For transformatorer mellom 132/300 kV, 132/420 kV og 300/420 kV skal alle fasestrømmer og nullsystemstrøm registreres på begge sider av transformatoren.

Nullsystemstrøm og -spenning kan alternativt beregnes i egnet analyseverktøy. I direktejordet nett kan registrering av nullsystemspenning unnlates.

Alle start- og utkommandoer fra ledningsvern, jordstrømvern og transformatorvern skal registreres digitalt.

Videre skal start av gjeninnkoblingsautomatikk og vernsamband (sendt/mottatt) fra alle vern registreres.

- Digitale signaler kan alternativt presenteres i separat hendelsesliste tilhørende vern-/feilskriverenhet.
- I direktejordet nett skal utkommando fra ledningsvern i hver enkelt fase registreres.
- I stasjoner med sentral feilskriver og der generator også har feilskriver, er det kun ett samlesignal for vernutløsning for generator som kreves registrert på sentral feilskriver.

8.2 Pendlingsregistratorer

Pendlingsregistrator benyttes for å registrere det dynamiske forløpet, men tar færre samplinger. Pendlingsregistrator, slik det omtales i denne veilederen, omfatter både frittstående enheter eller pendlingsregistratorfunksjonalitet integrert i annet feilskriverutstyr.

8.2.1 Detektering av pendlinger

8.2.1.1 Funksjonskrav

Pendlingsregistratorene skal kunne registrere spenning, frekvens, aktiv og reaktiv effekt på aktuelle avganger.

Pendlingsregistratorer skal også kunne registrere signal som viser pådraget fra dempetilsats i reaktive komponenter eller generatorer der dette er tilgjengelig.

Pendlingsregistratorer skal være i stand til å detektere og registrere pendlinger i aktiv effekt tilsvarende 20% av kapasiteten på tilknyttet avgang. Pendlingsregistrator skal også være i stand til å skille mellom pendlinger i aktiv og reaktiv effekt.

8.2.2 Plassering av pendlingsregistratorer

8.2.2.1 Funksjonskrav

Hvilke stasjoner som skal ha funksjonalitet for pendlingsregistrering bestemmes av systemansvarlig i vedtak. Systemansvarlig stiller krav i hvert enkelt tilfelle, basert på blant annet stasjonens plassering i nettet, nettforhold og tilknyttet produksjon. Utvalget av stasjoner vurderes fortløpende etter behov. Det er i hovedsak stasjoner i områder med høy produksjon og/eller transit, og stasjoner i områder med pendlinger som vil kunne ha behov for pendlingsregistrator.

8.2.3 Startkriterier

8.2.3.1 Funksjonskrav

Pendlingsregistratoren skal detektere sprang og pendlinger i de parameterne som registreres.

8.2.4 Registreringstid

8.2.4.1 Funksjonskrav

Lengden på opptak tilpasses i hvert enkelt tilfelle. Typiske opptakslengde er maksimum 100 s.

8.3 PMU-er og spenningskvalitetsmålere

Ved installasjon av spenningskvalitetsmålere må disse tilfredsstillende de til enhver tid nødvendige funksjoner og gjeldende krav i henhold til forskrift om leveringskvalitet. Måleinstrumentene og eventuell tilhørende programvare må også være tilpasset innsamling av måledata til den nasjonale spenningskvalitetsdatabasen (i henhold til Fol og Fos med retningslinjer).

8.3.1 Funksjonskrav for PMU-er

Ved installasjon av PMU skal det å benyttes utstyr som kan kjøre kommandoer over TCP og datastrøm over TCP eller UDP (sistnevnte er mest båndbredde-effektivt). For å oppnå tilfredsstillende nøyaktighet skal PMU-er som benyttes være synkronisert med avvik $\leq 1 \mu\text{s}$.

8.3.2 Praktisering for PMU-er og spenningskvalitetsmålere

Systemansvarlig kan beslutte og fastsette, i vedtak iht. fos § 18, krav om at måleutstyr skal ha kontinuerlig registrering.

Følgende forhold kan bli lagt til grunn ved fastsettelse av funksjonskrav i vedtak iht. fos § 18.

- Spolejordet nett med stor innmating av produksjon eller reaktiv effekt, eller med kraftledninger med høy utnyttelsesgrad (fare for pendlinger), m.m.
- Områder med mye produksjon og risiko for pendlinger

8.4 Lagring og overføring av data fra feilskriverutstyr og pendlingsregistratorer

8.4.1 Funksjonskrav

Feilskriverutstyr skal ha funksjonalitet for lagring og overføring av opptak for å unngå overskriving av data, og for å gjøre feilskriveropptak raskt tilgjengelig for analyse.

Konsesjonær skal overføre alle relevante opptak fra feilskrivere og pendlingsregistratorer til systemansvarlig, enten på forespørsel eller ved automatisk overføring.

8.4.2 Praktisering av funksjonskrav for lagring og overføring

Feilskriveropptak skal være på et format fastsatt av systemansvarlig og overføres ved protokoll fastsatt av systemansvarlig. Hvis ikke systemansvarlig beslutter noe annet skal IEEE/IEC Comtrade benyttes som standardformat. Det skal også være mulig å utveksle opptak fra pendlingsregistratorer og data fra PMU-er.

Feilskriverutstyr skal ha kapasitet til å lagre minst 10 feilforløp à 2,5 s. Dersom feilforløpet varer lengre enn 10 forløp à 2,5s skal startforløp og gjeninnkobling lagres som et minimum.

Pendlingsregistrator skal lagre opptak så lenge pendlingsdeteksjon er aktiv, maksimalt 100 sekunder. Det skal lagres 2 parallelle opptak under en pendlingsdeteksjon. Det ene opptaket i rms brukes til visning av pendling. Det andre opptaket, $i \geq 1 \text{ kHz}$, brukes til å gjenskape pendlingen med testutstyr.

Dersom feilskriverens eller pendlingsregistratorens minne blir fullt skal til enhver tid de eldste opptakene slettes. Rutiner eller systemer for innhenting av relevante opptak skal være implementert slik at ingen relevante opptak mistes.

Følgende meldinger skal kunne overføres til driftssentral fra pendlingsregistratorer:

- Start pendling
- Stopp pendling
- Internfeil i pendlingsregistrator

DEL III – FORBRUK OG TILKNYTNING AV NETT

9 Forbruk - omfang og virkeområde

9.1 Omfang

NVF del III omfatter forbruk og nettanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnettet. Krav i denne del av NVF vil gjelde i tilknytningspunktet for nettanlegg eller forbruk tilknyttet Regional- og transmisjonsnettet.

Dette inkluderer også forbruksanlegg som er tilknyttet via HVDC overføring. HVDC tilknytningen vil for øvrig bli stilt relevante funksjonskrav for HVDC systemer beskrevet i kapittel 17 og 18. Dette vil bl.a. være krav til hurtig feilstrømbidrag (kap. 18.4.2), nettførende egenskaper (kap. 18.2.6) og nettfeil (kap. 18.4.1 Fault Ride Through).

9.2 Informasjon om referanser til EU nettkoder

Tabellen under viser temaer inkludert i NVF med referanser til relevante DCC artikler for informasjon.

TABELL 9-1: OVERSIKT OVER REFERANSER TIL RELEVANTE EU NETTKODE OR ARTIKKEL

Krav	Informasjon
	Referanse EU nettkode regulerer tilsvarende tema i EU
10 Frekvensgrenser	DCC 12
10.2 Spenningsintervall	DCC 13
10.3 Kortvarige spenningsgrenser	
10.4 Utveksling av reaktiv effekt	DCC 15
10.5 Vern	DCC 16
10.6 Transformator for tilknytning av forbruksanlegg	

Det bemerkes forøvrig at noen deler av DCC-koden ikke har tilsvarende kapitler i NVF. Under er listet slike temaer med begrunnelse for hvorfor NVF ikke inkluderer veiledning om tilsvarende temaer:

- (1) Krav til kortslutningsstrømmer (DCC artikkel 14) er ikke tatt med, da dette vurderes som en oppgave og ansvar som vil være hos operatører eller eiere av forbruksanlegg eller produksjonsanlegg og netteiere (TSO og DSO), med andre ord en prosess og ikke et teknisk funksjonskrav.
- (2) Prosedyre for idriftsettelse (DCC artikkel 22 – 26) er ikke tatt med i NVF, da det per i dag vil være *fos § 14 Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet*, som vil gjelde i Norge.
- (3) Frakobling og gjeninnkobling (DCC artikkel 19) er ikke tatt med da dette er regulert gjennom *fos § 21 - systemvern* (frekvensstyrt belastningsfrakobling, spenningsstyrt belastningsfrakobling, blokkering av transformator trinnekoper, samt fjernstyrt frakobling og gjeninnkobling). I tilfelle tilknytning på vilkår vil teknisk løsning beskrives i hvert enkelt tilfelle som en avtale.
- (4) Spenningskvalitet (DCC artikkel 20) er ikke tatt med som krav, da dette reguleres gjennom andre regelverk (bl.a. fol).
- (5) Krav til forbrukerfleksibilitet (*demand response* ved DCC artikkel 27-34, 41-45) er ikke inkludert i NVF. Dette fordi forbrukerfleksibilitet blir søkt ivaretatt gjennom markedsløsninger og metoder, eller i andre regelverk. De tekniske funksjonskrav er derfor ikke inkludert i Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet.
- (6) DCC-forordning ved artikkel 34-47 om kravetterlevelse er heller ikke tatt med i NVF fordi disse artiklene ikke angir funksjonskrav, men handler om tester og prosess for å verifisere funksjonskrav. Selve funksjonskravet er beskrevet i andre deler.

9.3 Definisjoner og notasjoner

- (1) *Forbruksanlegg* er et anlegg som forbruker elektrisk energi og som er tilknyttet via et eller flere tilknytningspunkt til distribusjonsnett, regional- eller transmisjonsnett.
- (2) 'Forbruksanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnett' er et forbruksanlegg som har tilknytning til regional- eller transmisjonsnett.
- (3) 'Distribusjonsanlegg' omfatter selve tilknytningen eller det elektriske anlegget og utstyret som brukes i tilknytningen.
- (4) 'Forbruksenhet' er et udelelig sett av innretninger, med utstyr som aktivt kan kontrolleres av eier av forbruksanlegget eller av et lukket distribusjonsnett, enten individuelt eller sammenslått som en del av forbruksaggregering via tredje part.
- (5) 'Lukket distribusjonsnett' er et distribusjonsnett som er innenfor et industrianlegg, og som ikke forsyner privat forbruk.
- (6) 'Hovedutstyr for forbruk' betyr minst ett av følgende utstyr: motorer, transformatorer, høyspenningsutstyr i tilknytningspunktet og på prosessanlegget.
- (7) 'Distribusjonsnett' – inkluderer også distribusjonsanlegget, tilknytningen til overliggende nett.

- (8) 'Maksimal importkapasitet' – her forstås 'maximum import capability' med den maksimale importen av aktiv effekt som er gitt av nettavtalen mellom forbruk og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett.
- (9) 'Maksimal eksportkapasitet' – her forstås 'maximum export capability' med den maksimale eksport av aktiv effekt som er gitt av nettavtalen mellom forbruk og distribusjonsnett tilknyttet transmisjonsnett.
- (10) 'Underfrekvensvern' – den engelske definisjonen beskriver en handling med frakobling av last ved lav frekvens. Når denne handlingen knyttes til automatikk betegner vi utstyret som benyttes som underfrekvensvern. I Norge benytter vi et slikt vern for frekvensstyrt belastningsfrakobling.
- (11) 'Underspenningsvern' – den engelske definisjonen beskriver en handling med frakobling av last ved lav spenning. Når denne handlingen knyttes til automatikk betegner vi utstyret som benyttes som underspenningsvern. I Norge benytter vi et slikt vern for spenningsstyrt belastningsfrakobling.
- (12) 'Trinnkobler' – er det som i dag betegner transformatorens trinnkobler. Trinnkobleren på store krafttransformatorer er i Norge normalt koblet til automatisk spenningsregulering.
- (13) 'Blokking av signaler til trinnkobler' – en funksjon som blokkerer signalet for automatisk spenningsregulering ved lave spenninger.
- (14) 'Driftssentral' – med dette forstås 'control room' som driftssentral hos aktuelt nettselskap og/eller systemansvarlig.
- (15) 'Blokkvis innkobling av last' – Gjeninnkobling av forbruk ved maksimale laststeg for aktiv effekt under gjenopprettelse av kraftsystemet etter blackout.
- (16) 'Aggregering av forbruk' er en samling av forbruksanlegg eller lukkede distribusjonsnett som kan driftes som en samlet enhet eller lukket distribusjonsnett med den hensikt å tilby en eller flere forbrukerfleksibilitetstjenester.
- (17) 'Forbrukerfleksibilitet – styring av systemfrekvens' er forbruk innenfor et forbruksanlegg eller lukket distribusjonsnett som er tilgjengelig for reduksjon eller økning av last som følge av frekvenssvingninger, og som er gjort ved hjelp av en automatisk respons fra forbruksanlegget eller det lukkede distribusjonsnettet for å redusere frekvenssvingningene.
- (18) 'Forbrukerfleksibilitet – hurtig styring av aktiv effekt' er forbruk innenfor et forbruksanlegg eller lukket distribusjonsnett som er tilgjengelig for hurtig regulering av aktiv effekt ved frekvensavvik, og som resulterer i hurtig endring i den aktive effekten.
- (19) 'Nettanlegg' vil si et anlegg for transmisjon og distribusjon av elektrisk kraft. Nettanlegg kan betegne både transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett.
For et lukket distribusjonsnett, som ligger innenfor et industrianlegg for å forsyne et forbruksanlegg, vil det elektriske anlegget som brukes i tilknytningen til overliggende nett også være inkludert i betegnelsen nettanlegg, og skal slik følge relevante krav til nettanlegg. Dette anlegget for tilknytning betegnes også som distribusjonsanlegg ('distribution facility').
- (20) Tilknytningspunktet for et nett- eller forbruksanlegg defineres på høyspentside/nettside av transformator som tilknytter nett- eller forbruksanlegget, uavhengig av hvor eierskapsgrensen går eller om forbruksanlegget inkluderer en forbruksradial. Ved tilknytning med treviklingstransformator defineres tilknytningspunktet på terminalene med høyest spenning. Ved tilknytning uten transformering vil tilknytningspunkt være ved avgang fra overliggende nett eller samleskinnen her.

10 Forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet

10.1 Frekvensgrenser

10.1.1 Funksjonskrav om frekvensgrenser for nettanlegg og forbruksanlegg

Forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet nett med nominell systemspenning ≥ 33 kV skal kunne driftes innenfor frekvens- og tidsintervall i henhold til tabell 10-1.

TABELL 10-1: TABELLEN VISER MINIMUM TIDSINTERVALL SOM FORBRUKS- OG NETTANLEGG SKAL VÆRE I STAND TIL Å DRIFTES TILKOBLET REGIONAL- ELLER TRANSMISJONSNETTET, SAMT NETT MED UTVIDET OMRÅDEKONSESJON, VED FREKVENSIINTERVALLER SOM AVVIKER FRA NOMINELL VERDI

Synkronområde	Frekvens	Tidsintervall
Norge	45.0 Hz – 47.5 Hz	20 sekunder
Norden	47.5 Hz – 48.5 Hz	30 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	30 minutter
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 52.5 Hz	30 minutter
Norge	52.5 Hz – 57.0 Hz	20 sekunder

10.2 Spenningsintervall

Dette delkapittel omhandler krav til spenningsintervall som anlegg skal kunne tåle uten å koble seg fra nettet. Intervallene angir ikke tillatt driftsspenning.

Andre regelverk (FEF) kan gi føringer for tillatt høyeste systemspenning for drift. Krav i andre regelverk eller internasjonale standarder om høyeste systemspenning, kan avvike fra spenning tålegrenser for utstyr indikert i dette kapittelet.

Kravet til anlegg om å kunne tåle spenningsintervallet uten å kople seg fra, betyr ikke at frakobling ikke kan forekomme fra eksisterende overliggende nett (som følge av kontroll-/vernsystem her).

10.2.1 Funksjonskrav om spenningsintervall for nettanlegg og forbruksanlegg som er tilknyttet nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV

Forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV skal kunne forbli tilknyttet innenfor spennings- og tidsintervall i henhold til tabell 10-3 og Tabell 10-2. Krav til spenningsintervall vil gjelde i tilknytningspunktet. Per unit-baseverdi er referansespenning i tilknytningspunktet. Se også tabell 10-4 som identifiserer referansespenning i forhold til spenningsnivå (nominell systemspenning), minimum- og maksimum kontinuerlig systemspenning.

TABELL 10-2: TABELLEN VISER SPENNINGSINTERVALL OG MINIMUM TIDSINTERVALL FOR FORBRUKSANLEGG OG NETTANLEGG TILKNYTTET TRANSMISJONSNETT, SOM SKAL KUNNE DRIFTES TILKOBLET TIL NETTET VED SPENNINGER SOM AVVIKER FRA 1 PU AV REFERANSESPENNING I TILKNYTNINGSPUNKTET. TABELLEN GJELDER FORBRUKS- OG NETTANLEGG SOM TILKNYTTES NETT MED NOMINELL SYSTEM SPENNING FRA OG MED 300 kV TIL OG MED 420 kV (I TILKNYTNINGSPUNKTET).

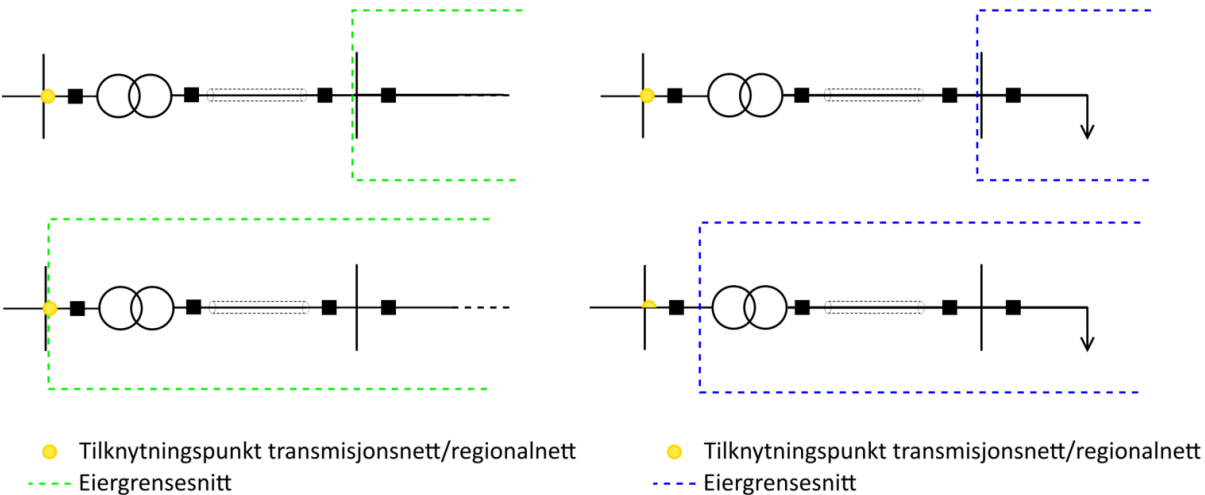
Synkronområde	Referansespenning (nominell spenning)	Spenningsintervall	Tidsintervall/varighet
Norge	285 (300) kV	0.95 pu – 1.05 pu	Ubegrenset
Norden	400 (420) kV	0,90 pu – 1,05 pu	Ubegrenset

TABELL 10-3: TABELLEN VISER SPENNINGSINTERVALL OG MINIMUM TIDSINTERVALL FOR FORBRUKSANLEGG OG NETTANLEGG TILKNYTTET TRANSMISJONSNETT ELLER REGIONALNETT, SAMT NETT MED UTVIDET OMRÅDEKONSESJON, SOM SKAL KUNNE DRIFTES TILKOBLET TIL NETTET VED SPENNINGER SOM AVVIKER FRA 1 PU AV REFERANSESPENNING I TILKNYTNINGSPUNKTET. TABELLEN GJELDER FORBRUKS- OG NETTANLEGG SOM TILKNYTTES NETT MED NOMINELL SYSTEMSPENNING I TILKNYTNINGSPUNKTET FRA OG MED 110 kV TIL 300 kV (IKKE INKLUDERT).

Synkronområde	Spenningsintervall	Tidsintervall/varighet
Norden	0.90 pu – 1.05 pu	Ubegrenset
Norden	1.05 pu – 1.10 pu	60 minutter

10.2.1.1 Praktisering av funksjonskrav om spenningsintervall relatert tilknytningspunkt

Det velges tabell med hensyn til spenningsnivå (nominell systemspenning) og tilhørende referansespenning for tilknyttet transmisjonsnett eller regionalnett, samt nett med utvidet områdekonsesjon. Dersom tilknytningen skjer via en transformator, skal spenningsnivået på høyspentsiden (tilknytningspunktet) benyttes som referanse for nominell systemspenning ved valg av tabell, se Figur 10-1.



FIGUR 10-1 DERSOM TILKNYTNING VIA TRANSFORMATOR, VIL REFERANSE FOR TILKNYTNINGSPUNKTET VÆRE PÅ HØYSPENTSIDE AV TRANSFORMATOREN.

10.2.1.2 Praktisering av funksjonskrav om spenningsintervall relatert nominell systemspenning og referansespenning

Tabellen under identifiserer *referansespenning* i forhold til *nominell systemspenning* eller spenningsnivå (navnebetegnelse). For eksempel vil 285 kV være referansespenning, som tilsvarer maksimal kontinuerlig spenning 300 kV, og omtales som 300 kV nett (300 kV nominell spenning/ spenningsnivå/ nettnivå). Det vil da for dette spenningsnivå være Tabell 10-2 som skal brukes ved valg av tabell for spenningsintervall og tidsintervall. For 400 (420) kV skal pu referansespenning være 400 kV. For de øvrige spenningsnivåer kan konsesjonær og netteier avtale og angi annen referansespenning enn det som listes i tabell 10-4, forutsatt at pu intervallet overholdes.

TABELL 10-4: REFERANSESPENNING RELATERT SPENNINGSNIVÅ I NORGE

Nominell systemspenning / Spenningsnivå / Nettnivå (navnebetegnelse)	0,9 pu Minimum kontinuerlig spenning	0,95 pu Minimum kontinuerlig spenning	1,00 pu Referanse-spenning	1,05 pu Maksimal kontinuerlig spenning	1,10 pu Maksimal (midlertidig) spenning, 60 minutter
420 kV-nett	360 kV		400 kV	420 kV	-
300 kV-nett	-	270 kV	285 kV	300 kV	-
220 kV-nett	198 kV		220 kV	231 kV	242 kV
132 kV-nett	119 kV		132 kV	138 kV	145 kV
110 kV-nett	99 kV		110 kV	115 kV	121 kV
66 kV-nett	59,4 kV		66 kV	69 kV	-

Merk at IEC standarder eller andre regelverk (FEF) kan stille andre krav til høyeste (kontinuerlige) spenning for utstyr. F.eks. vil IEC standarder typisk angi høyeste spenning for utstyr til 123 kV for nettnivå 110 kV, 145 kV for nettnivå 132 kV og 245 kV for nettnivå 220 kV. For disse spenningsnivåene stiller dette kapittel i NVF primært krav til spenningsintervall, der også krav til 60 minutter tålegrense for utstyr kan ha betydning, og for valg av isolasjonsnivå. Dette iht. kjente normerte verdier tilsvarende eller over det som blir angitt som 60 minutter tålegrensen i intervallet. Men det kan være andre regelverk som gir føringer for dimensjonering av isolasjonsnivå.

Det bemerkes også at krav i NVF om å dimensjonere komponenter for jordfeilfaktor, kan måtte legges til grunn for valg av høyere isolasjonsnivå enn det som intervallene i dette delkapittel indikerer, referer bl.a. til kapittel 3.2, 4.2, 5.2, 6.5 og 10.6.

10.2.2 Funksjonskrav om spenningsintervall for nettanlegg og forbruksanlegg som er tilknyttet nett med nominell systemspenning < 110 kV

Forbruksanlegg og nettanlegg som er tilknyttet nett med nominell systemspenning < 110 kV, skal kunne driftes innenfor spennings- og tidsintervallene i henhold til tabell 10-5. Krav til spenningsintervall vil gjelde i tilknytningspunktet. Per unit-baseverdi er referansespenning i tilknytningspunktet. Se avsnittet 10.2.1.2 for valg av riktig referansespenning.

TABELL 10-5: TABELLEN VISER MINIMUM SPENNINGSINTERVALL OG TIDSINTERVALL/ VARIGHET SOM FORBRUKSANLEGG OG NETTANLEGG TILKNYTTET REGIONALNETT, ELLER NETT MED UTVIDET OMRÅDEKONSESJON, SKAL KUNNE DRIFTES TILKOBLET TIL NETTET VED SPENNINGER SOM AVVIKER FRA 1 PU AV REFERANSESPENNING I TILKNYTNINGSPUNKTET. TABELLEN GJELDER ANLEGG SOM TILKNYTTES MED NOMINELL SYSTEMSPENNING < 110 kV.

Synkronområde	Spenningsintervall	Tidsintervall/varighet
Norden	0.90 pu – 1.05 pu	Ubegrenset

10.3 Kortvarige spenningsgrenser

10.3.1 Funksjonskrav om kortvarige spenningsgrenser for nettanlegg og forbruksanlegg tilknyttet nett med maksimal kontinuerlig systemspenning ≥ 300 kV

Nettanlegg og forbruksanlegg tilknyttet transmisjonsnett med maksimal kontinuerlig spenning ≥ 300 kV skal kunne tåle og forbli tilkoblet til nettet innenfor spenningsnivå og tidsintervallene i henhold til Tabell 10-6.

Krav til spenningsnivå og tidsintervall vil gjelde i tilknytningspunktet.

TABELL 10-6 SPENNINGER OG VARIGHETER SOM TILKNYTTET UTSTYR MÅ TÅLE UTEN UTFALL.

	'420 kV-nett' [kV _{rms}]	'300 kV-nett' [kV _{rms}]
Maksimal kortvarig spenning / < 15 min	440	315
Ekstrem maks. midlertidig spenning / < 30 s	460	330
Ekstrem maks. midlertidig spenning / < 5 s	480	345
Ekstrem min. midlertidig spenning / < 30 s	360	261
Ekstrem min. midlertidig spenning / < 5 s	345	246
Isolasjonsnivå	Toppverdi [kV]	Toppverdi [kV]
Lyn-impuls beskyttelsesnivå (LIWL)	1425	1050
Koblingsimpuls beskyttelsesnivå (SIWL)	1050	850



10.4 Utveksling av reaktiv effekt

Som generell informasjon vises til EU nettkode DCC ved artikkel 15.

10.4.1 Funksjonskrav om reaktiv effektutveksling for nettanlegg og forbruksanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnettet

Forbruksanlegg og nettanlegg skal ha funksjonalitet for å kunne levere/forbruke reaktiv ytelse innenfor et intervall fastsatt av systemansvarlig. Det skilles mellom anlegg med og uten dynamiske egenskaper til spenningsregulering. Forbruksanlegg som har dynamiske reaktive egenskaper refererer til at anlegget inkluderer reaktive enheter som styres av reguleringsløyfer slik at det oppnås trinnløs, kontinuerlig og hurtig regulering av anleggets reaktive effekt. Eksempel på slike enheter kan være synkrongeneratorer, fasekompensatorer, STATCOM (Static Synchronous Compensators), SVC anlegg (Static Var Compensators) og noen typer frekvensomformere. Disse systemene kan reagere på endringer i belastning eller produksjon i sanntid og justere reaktiv effekt for å opprettholde ønsket spenningsnivå.

10.4.1.1 Anlegg med dynamisk spenningsregulering

Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, er minimumskravet at anlegget skal ha kapasitet til å bidra med reaktiv ytelse inntil +/- 33% av det maksimale aktive effektforbruket, dvs. kunne bidra i området $\cos \varphi \leq 0,95$, som angitt i tabell 10-7. Kravet blir stilt ved tilknytningspunktet ved aktiv effekt P_{maks} og nominell systemspenning 1,0 pu. *Systemansvarlig forutsetter at kapasiteten til å utveksle reaktiv effekt øker når aktiv effekt P avtar og reaktiv ytelse skal ikke unødig begrenses i området $0 \leq P < P_{maks}$.*

TABELL 10-7 GENERELT KRAV FOR REAKTIV EFFEKTUTVEKSLING TIL FORBRUKSANLEGG REFERERT NETT TILKNYTNINGSPUNKT VED SPENNING 1,0 PU DERSOM IKKE ANNET ER BESLUTTET AV SYSTEMANSVARLIG

Effektutveksling	Krav i prosent	$\tan \varphi = Q/P$	$\cos \varphi$ (Effektfaktor)
Import av Q Reaktiv effekt (kapasitiv ytelse)	33 % av maksimum Importkapasitet for aktiv effekt; P_{maks}	$Q/P \geq 0,33$	$\cos \varphi \leq 0,95$
Eksport av Q Reaktiv effekt (induktiv ytelse)	33 % av maksimum eksportkapasitet for aktiv effekt; P_{maks}	$Q/P \geq 0,33$	$\cos \varphi \leq 0,95$

10.4.1.2 Anlegg uten dynamisk spenningsregulering

Hvis anlegget ikke har teknologi som kan bidra til dynamisk spenningsregulering, stilles som minimum krav til at anlegget skal kunne oppnå reaktiv balanse ved nominell effekt på forbruksanlegget.

Systemansvarlig vil kunne kreve at statiske komponenter tilgjengeliggjøres i flere trinn for å begrense spenningsprang. Det vil kunne kreves analyser som viser hvordan anlegget påvirker spenningen i tilknytningspunktet.

10.4.1.3 Praktisering av Funksjonskrav

Reaktiv ubalanse i tilknytningspunktet skal kompenseres lokalt. Spenningssprang skal ikke få betydning for forpliktelser til netteiere, også med hensyn til andre regelverk (f.eks. forskrift om leveringskvalitet).

Dersom ikke annet er besluttet, skal reaktivt bidrag i driften (bruk av reaktiv ytelse) spenningsreguleres med referanse i tilknytningspunktet.

10.4.1.4 Behovsprøvd / behovsvurdert funksjonskrav til nettanlegg og forbruksanlegg om evne til å utveksle reaktiv effekt

Aktuelt krav til forbruksanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett, om å kunne levere, eller forbruke, reaktiv effekt kan behovsprøves/ behovsvurderes, og fastsettes av systemansvarlig som beskrevet under.

For et nettanlegg eller forbruksanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnett skal behovsprøvd funksjonskrav, til å levere reaktiv effekt, avklares tidlig i fase 14 prosessen. Systemansvarlig vil legge til grunn følgende forhold ved fastsettelse av krav til å levere reaktiv effekt, og underlag kan bli etterspurt:

1. Forbruksanleggets ytelse, konfigurasjon og funksjonalitet
2. Forbruksanleggets lokasjon og funksjon i nettstruktur
3. Analyser (stasjonært og dynamisk) for spenningsforhold og lastflyt
4. Teknologi; type forbruksanlegg og kompenseringsutstyr (Omformer, SVS, HVDC).

Systemansvarlig kan også behovsvurdere og kreve reaktiv effektutveksling utover (videre enn) konvolutt definert ved tabell 10-7, dersom tekniske eller økonomiske fordeler for kraftsystemet begrunnes.

10.4.2 Funksjonskrav om brytere for styring av statiske reaktive komponenter

Statiske reaktive komponenter (SVS, kondensatorbatterier og reaktorer) skal ha egne effektbrytere med mulighet for automatisk styring. Reaktive komponenter skal kunne være tilgjengelig for kraftsystemet. Se også NVF del II Nettanlegg ved kapittel 5.4 for detaljerte krav til reaktive komponenter.

10.5 Vern, kontroll og informasjonsutveksling

NVF Kapittel 7 beskriver funksjonalitet for vernsystem (utkoblingstider mm.) for aktuell systemspenning og systemjording.

10.5.1 Funksjonskrav til vern og beskyttelse av forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett

Forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett skal ved tilknytningspunktet og tilkoblingspunkt inkludere bryter- og vernsystem som frakobler feil, slik at den feilfrie delen av kraftsystemet kan fortsette å fungere mest mulig normalt. Vernsystem for anlegg i tilknytningspunkt og/ eller tilkoblingspunkt skal følge funksjonskrav angitt i kapittel 7 – Vern i nettanlegg.

10.5.1.1 Praktisering av funksjonskrav til vern og beskyttelse av forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnett

For et forbruksanlegg eller distribusjonsnett vil det være anlegget som brukes i tilknytningen og/ eller tilkoplingen til regional- eller transmisjonsnett som skal følge funksjonskrav angitt i kapittel 7. Se også kapittel 9.3 for definisjoner. I et distribusjonsnett vil anlegget for tilknytning kunne bli kalt distribusjonsanlegg.

10.5.1.2 Behovsprøvd funksjonskrav for vern og beskyttelse av forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnett

I tilfelle vernsystem for beskyttelse av forbruksanlegg og nettanlegg, i tilknytning og/ eller tilkopling til regional- eller transmisjonsnett, har funksjonalitet utover hva som er angitt i kapittel 7, da skal vernsystem og innstillinger for dette behovsprøves.

10.5.1.2.1 Praktisering av behovsprøving for vern og beskyttelse av forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnett – frekvensvern og spenningsvern

Av hensyn til systemdriften er det ønskelig å begrense bruk av frekvensvern eller underspenningsvern. Bruk av frekvensvern og underspenningsvern som systemvern er regulert ved fos § 21. Se også retningslinjer for fos § 21 for praktisering i forhold til systemvern.

I tilfelle konsesjonær vil benytte et vernsystem i tilknytningspunktet og/ eller tilkoblingspunktet som inkluderer frekvensvern eller under-/ overspenningsvern for beskyttelse av eget anlegg, da skal funksjonalitet for vernsystem behovsprøves. Systemansvarlig vil legge følgende punkter til grunn for behovsprøvingen:

1. Begrunnelse for frakopling og beskyttelse av anlegg, filosofi for beskyttelse
2. Forbruks- eller nettanleggets lokasjon og funksjon i nettstruktur (geografisk, nettnivå, nett-topologi mm)
3. Forbruks- eller nettanleggets størrelse og omfang
4. Teknologi (type anlegg, og aktuell funksjonalitet)
5. Konsekvens for kraftsystemet
6. Høringsuttalelser

10.5.2 Funksjonskrav til kontroll og informasjonsutveksling for forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett

Forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett skal følge funksjonskrav om kontroll og informasjonsutveksling angitt i kapittel 6 Kontrollanlegg.

10.5.2.1 Praktisering av funksjonskrav om informasjonsutveksling til forbruksanlegg og nettanlegg -krav gjelder anlegg som brukes i tilknytningen til regional- eller transmisjonsnett

For et forbruksanlegg eller distribusjonsnett, vil det være anlegget som brukes i tilknytningen og eller tilkoplingen til regional- og transmisjonsnett som skal følge funksjonskrav ved kapittel 6.2 og 6.5.

Systemansvarliges vurdering og beslutning knyttet til behov for informasjonsutveksling, og hvilke målinger og meldinger som skal overføres, vil bli fastsatt og formidlet i et fos § 18 vedtak.

10.6 Transformator for tilknytning av forbruksanlegg

Transformatorer for tilknytning av forbruk skal følge krav til transformatorer for nettanlegg, kapittel 5.3. Det vil ikke bli stilt krav om overlastegenskaper.

Krav til trinnkobler, kan behøvsprøves for de tilfeller forbruksanlegget involverer statiske omformere. Lokale forhold for spenning og egenskaper til omformere, samt generelle forhold iht. kapittel 2.1 vil bli lagt til grunn.

Transformatorer for tilknytning av forbruk skal dimensjoneres for jordfeilfaktor, samt følge jordingsprinsippene til tilknyttet nett.

Behov for apparat for begrensning av innkoblingsstrømmer skal vurderes iht. kapittel 5.2.4 og tilhørende underkapitler.

Likerettertransformatorer og spesialtransformatorer innenfor forbruksanlegget, som ikke utgjør en del av tilknytningen, omfattes ikke av krav til transformatorer for nettanlegg (kapittel 5.3).

Funksjonskrav vil bli fastsatt i hvert enkelt tilfelle.

10.7 Radial for tilknytting av forbruksanlegg

En radial inngår ikke i snittovervåkning hvor utfall av en ledning fører til effektomlagring, og det vil derfor ikke være krav om overlastbarhet til radialen.

DEL IV – PRODUKSJONSANLEGG



ZAKARIASDAMMEN, NORDDAL KOMMUNE I MØRE OG ROMSDAL

11 Generelt - Produksjonsanlegg

Funksjonskravene til produksjonsanlegg er delt i krav til synkrone produksjonsenheter og kraftparker. Kravene omfatter de egenskapene som systemansvarlig vurderer som nødvendige for å legge til rette for en effektiv drift av kraftsystemet med tilfredsstillende leveringskvalitet. Markedsvilkår er ikke inkludert, men kan være drivende for behov for utvidet funksjonalitet for aktører som ønsker å levere systemtjenester. Det henvises til de til enhver tid gjeldende markedsvilkår. Funksjonskravene skal sikre at produksjonsanlegg opprettholder normal produksjon og kan bidra til å opprettholde forsyning ved normale hendelser i kraftsystemet, herunder koblinger, nettsplitt, overgang til separatudrift og forbigående feil. Kravene er knyttet til forhold som må ivaretas i planlegging og utbygging av nye produksjonsanlegg, eller ved endringer i eksisterende anlegg. Innstillinger og bruk av funksjonalitet for leveranser av systemtjenester (frekvensreserver og reaktiv effekt) omfattes ikke av funksjonskravene, men ivaretas av andre prosesser i forskrift om systemansvaret eller i avtaler mellom produksjonsanleggets eier og tilknyttet netteier.

Funksjonskrav til synkrone produksjonsenheter presenteres i kapittel 12. Detaljer om verifiserende analyser og tester, som skal gjennomføres henholdsvis før og etter idriftsettelse av synkrone produksjonsenheter, presenteres i kapittel 13. Videre inneholder kapittel 14 funksjonskrav for kraftparker og kapittel 15 funksjonskrav til HVDC-tilknyttede kraftparker. Kapittel 16 viser aktuelle verifiserende analyser og tester for kraftparker, uavhengig av tilknytning.

11.1 Inndeling

Systemansvarlig benytter følgende inndeling for produksjonsanlegg. Definisjonene er koordinert mot EUs tilknytningskode for produksjonsanlegg [2]. Inndelingen gjelder pr. synkrone produksjonsenhet eller pr. kraftpark. Se definisjoner i kapittel 11.4. I hvert underkapittel angis det i tabeller for hvilke anleggstyper kravene gjelder ved markeringen 'X'. Markering '(X)' indikerer behovsprøving eller behovsvurderinger knyttet til kravet.

TABELL 11-1: INNDELING AV PRODUKSJONSENHETER.

Type	Grenser
A	$0,8 \text{ kW} \leq P_{maks} < 1,5 \text{ MW}$
B	$1,5 \text{ MW} \leq P_{maks} < 10 \text{ MW}$
C	$10 \text{ MW} \leq P_{maks} < 30 \text{ MW}$
D	$P_{maks} \geq 30 \text{ MW}$ eller tilknyttet nett med nominell spenning $U_n \geq 110 \text{ kV}$

Spesielt for synkrone produksjonsenheter av type D med $P_{maks} < 30 \text{ MW}$, vil funksjonskrav i enkelte tilfeller stilles basert på installert ytelse og dermed kravstilles i tråd med type B eller C. I disse tilfellene ses det bort fra spenningsnivået i tilknyttet nett, slik at eksempelvis et produksjonsanlegg med $P_{maks} = 8,5 \text{ MW}$ tilknyttet 132 kV-nett behandles som et type B anlegg. Dette er markert med fotnoter i underkapitlene "funksjonskrav" der det er aktuelt. Denne alternative typeinndelingen utelukker ikke at funksjonskravet kan behovsvurderes og behovsprøves som et ordinært type B eller C anlegg.

Ved tvil om hvilken type anlegget faller inn under, bes konsesjonær eller tiltakshaver ta kontakt med systemansvarlig for å få avklart dette. Endelig funksjonskrav fastsettes i vedtak.

11.1.1 Distribuert produksjon av Type A

Systemansvarlig legger til grunn at funksjonalitet i type A produksjonsenheter, som er av betydning for drift av distribusjonsnettet, ivaretas av netteiere gjennom tilknytningskontrakter. Det anbefales at funksjonalitet refereres til etablerte standarder som leverandørmarkedet er kjent med, og som også er koordinert med kommende europeiske regelverk og standarder [12], [13].

11.2 Behovsvurderinger, behovsprøvinger eller fos § 18 vedtak

Krav som kan tilpasses på bakgrunn av produksjonsanleggets relative betydning og tiltakets omfang, er betegnet som behovsprøvede eller behovsvurderte. Kapittel 2.1 beskriver hva som generelt legges til grunn for systemansvarliges beslutning. Tabell 11-2 viser en oversikt over hvilke funksjonskrav dette gjelder for, samt temaer som fastsettes i fos § 18 vedtak.

Tiltakshaver er ansvarlig for å avklare med systemansvarlig hvilke funksjonskrav som gjelder. Se retningslinjer for utøvelse systemansvaret for fos § 14 for detaljer vedrørende rapportering og vedtak.



TABELL 11-2: OVERSIKT OVER FUNKSJONSKRAV MED BEHOVSPRØVINGER OG BEHOVSVURDERINGER, ELLER RELEVANT FOR FOS § 18 VEDTAK.

Kapittel	Krav		Kommentarer om behovsprøving/ behovsvurdering / fos § 18
Synkrone produksjonsenheter			
12.1.1	Dimensjonerende aktiv effekt		P_{maks} er den høyeste aktive effekten som kan leveres til nettet dimensjonerende for øvrige funksjonskrav.
12.2.1	Turbinregulator	Behovs- vurdering	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter av type B skal ha fullverdig turbinregulator.
12.2.3	Deteksjon av separatdriftfunksjon i turbinregulatoren	Behovs- prøving eller behovs- vurdering	Produksjonsanlegg av type B og C kan behovsvurderes. Produksjonsanlegg av type D kan behovsprøves.
12.3.1	Frekvensregulering – små lastforstyrrelser	Behovs- vurdering	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter av type B og C skal ha frekvensreguleringsegenskaper som gir maksimalt transient frekvensavvik mindre enn 0,65 % pr. 1 % lastsprang.
12.3.2	Frekvensregulering – store lastforstyrrelser	Behovs- vurdering	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter av type D skal ha frekvensreguleringsegenskaper som sikrer transient stabilitet ved store lastsprang.
12.4	Reaktiv ytelse	Behovs- prøving eller behovs- vurdering	Dersom systemansvarlig ikke har besluttet/godkjent annet, skal den reaktive ytelsen kapasitivt, $Q_{maks,kap}$, og induktivt, $Q_{maks,ind}$, være $\geq 0,46 \cdot P_{maks}$ referert PCC.
12.5.4	Frekvensstatikk i spenningsregulatoren	Behovs- vurdering	Systemansvarlig kan beslutte at frekvensstatikk ikke skal være aktiv av hensyn til driftsutfordringer - høye spenninger - knyttet til overgang til separatdrift. Dette gjelder spesielt ved overfrekvens.

12.5.6	Dempetilsats	Behovs- vurdering	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter av type B og C, samt D med $P_{maks} < 30$ MW skal ha dempetilsats.
12.6.3	Svartstart	Behovs- vurdering	Systemansvarlig stiller tekniske funksjonskrav til synkrone produksjonsenheter som skal ha funksjonalitet for svartstart.
12.6.4	Respons ved eksterne feil – gå til tomgang/husdrift	Behovs- vurdering	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter av type C skal ha funksjonalitet for å gå til tomgang/husdrift.
12.6.5	Stopptid (elektrisk brems)	Behovs- prøving	Alternativ løsning til elektrisk brems kan behovsprøves.
12.7.1.2	Informasjonsutveksling	Fos § 18	Hvilke målinger og meldinger som skal utveksles fastsettes i fos § 18 vedtak.
12.7.3	Fjernstyring	Behovs- vurdering	Systemansvarlig kan beslutte at ytterligere innstillinger, i tillegg til de som er angitt eksplisitt i funksjonskravet, skal kunne fjernstyres.
12.7.7	Feilskriver	Behovs- vurdering	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter av type C skal ha feilskriver.
Kraftparker			
14.1.1	Dimensjonerende aktiv effekt		P_{maks} er den høyeste aktive effekten som kan leveres til nettet og er dimensjonerende for øvrige funksjonskrav.
14.2.3	Dempetilsats (POD)	Behovs- vurdering	Systemansvarlig kan beslutte at kraftparker skal ha dempetilsats (POD)
14.5.1	Reaktiv ytelse ved $P = P_{maks}$	Behovs- prøving eller Behovs- vurdering	Systemansvarlig skal beslutte hvor mye reaktiv effekt kraftparker skal kunne yte ved maksimal aktiv effekt, P_{maks} . Dersom systemansvarlig ikke har besluttet/godkjent annet, skal den reaktive ytelsen kapasitivt, $Q_{maks,kap}$, og induktivt, $Q_{maks,ind}$, være $\geq 0,33 \cdot P_{maks}$ referert PCC.
14.5.2	Reaktiv ytelse ved $P_{min} \leq P < P_{maks}$	Behovs- prøving	Produksjonsanlegg av type B kan behovsprøves.
14.5.3	STATCOM	Behovs- prøving	Produksjonsanlegg av type B kan behovsprøves.
14.6.2	Hurtig feilstrømbidrag	Behovs- vurdering	Systemansvarlig kan beslutte at kraftparker skal ha funksjonalitet for hurtig feilstrømrespons.
14.6.4	Nettformende egenskaper	Behovs- vurdering	Systemansvarlig kan beslutte at kraftparker skal ha funksjonalitet for nettformende egenskaper.
14.7.3	Fjernstyring	Behovs- vurdering	Systemansvarlig kan beslutte at ytterligere innstillinger, i tillegg til de som er angitt eksplisitt i funksjonskravet, skal kunne fjernstyres.
14.7.1	Informasjonsutveksling	Fos § 18	Hvilke målinger og meldinger som skal utveksles fastsettes i fos § 18 vedtak.
14.7.5	Feilskriverutstyr	Behovs- vurdering	Systemansvarlig kan beslutte at kraftparker av type C skal ha feilskriver.

11.3 Symboler og konstanter

TABELL 11-3: OVERSIKT OVER SYMBOLER OG KONSTANTER BENYTTET I DEL IV

Symbol	Beskrivelse	Enhet
b_p	Statikk for frekvensregulering i turbinregulator eller parkregulator.	%
H	Produksjonsenhetens tregghetskonstant. Definert ved $H = \frac{\frac{1}{2}J\omega^2}{S}$, der J er produksjonsenhetens tregghetsmoment. Størrelsen uttrykker hvor lenge generatoren kan produsere sin nominelle effekt ved å benytte den lagrede kinetiske energien ved nominelt turtall, og er et mål på produksjonsenhetens elektriske "tyngde".	s
I_k	Kortslutningsstrøm som vil flyte gjennom en metallisk kortslutning.	kA
S_n	Den synkrone produksjonsenhetens eller kraftparkens nominelle ytelse referert PCC.	MVA
P_{maks}	Maksimal aktiv effekt en synkron produksjonsenhet eller kraftpark er dimensjonert for å levere kontinuerlig til nettet.	MW
P_{min}	Minimum aktiv effekt en synkron produksjonsenhet eller kraftpark kan levere kontinuerlig til nettet. For kraftparker bestående av flere enheter er dette den minimale aktive effekten som parken kan levere stabilt før enkeltenheter begynner å gå til stopp.	MW
$Q_{kap,maks}$	Maksimal kontinuerlig kapasitiv reaktiv ytelse som en synkron produksjonsenhet eller kraftpark kan levere ved $P = P_{maks}$.	MVar
$Q_{ind,maks}$	Maksimal induktiv reaktiv ytelse som en synkron produksjonsenhet eller kraftpark kan kontinuerlig trekke ved $P = P_{maks}$.	MVar
R_c	Spenningsstatikk/lastkompensering for aktiv strøm [14].	Ω
S_c	Kortslutningsytelse.	MVA
T_y	Tidskonstant for turbinens servo.	s
$S_{n,g}$	Nominell ytelse for synkrongenerator	MVA
U_g	Klemmespenning for synkrongenerator.	kV
$U_{g,n}$	Nominell klemmespenning for synkrongenerator.	kV
$U_{g,set}$	Settpunkt for spenningsregulator	kV
$U_{g,reset}$	Reset-verdi av settpunkt for spenningsregulator etter innfasing	kV
U_n	Nominell spenning – spenningen som et system er betegnet eller identifisert ved, og som visse driftskarakteristikker er referert til [15].	kV
U_{PCC}	Spennings i PCC.	kV
U_{POC}	Spennings i POC.	kV
X_c	Spenningsstatikk/lastkompensering for reaktiv strøm [14].	Ω

11.4 Definisjoner

Begrepet som defineres er gitt med fet skrift. Kursiv skrift angir andre begreper som er definert i dette delkapittelet og som benyttes når slike begrep inngår i forklaringen til et annet begrep.

Apparatanlegg – Komponenter som inngår i koblingsanlegget til produksjonsenheter. Brytere, strømtransformatorer, spenningstransformatorer og samleskinner med tilhørende utstyr.

cos φ -kontroll – Reguleringsfunksjonalitet som opprettholder konstant effektfaktor, $\cos \varphi = P/S$.

Dempetilsats – Kontrollfunksjon i spenningsregulator som skal redusere effektpendlinger i nettet. For synkrone produksjonsenheter kalles dempetilsats PSS – Power System Stabilizer. For kraftparker kalles dempetilsats POD – Power Oscillation Damper.

Ekstern feil – alle feil som skjer på en komponent som ikke omfattes av produksjonsenheten, avgrenset av PCC.

f_0 – Nordiske synkronområde grunnfrekvens 50 Hz.

Fault Ride Through – Egenskaper for å opprettholde produksjon ved forbigående feil i nettet (kortslutninger).

FCR-I – Funksjonalitet for deteksjon av separatdrift, med regulatorparametere tilpasset separatdrift.

Forenklet turbinregulator – Turbinregulator som kun regulerer produksjonsenhets (turbinens) uteffekt etter angitt settpunkt.

Frekvensregulering – Endring av aktiv effekt ved frekvensendringer for å bidra til å begrense frekvensavvik.

FSM – Frekvenssensitivitetsmodus (Frequency Sensitive Mode).

Fullverdig turbinregulator – *Turbinregulator* som regulerer produksjonsenhets (turbinens) uteffekt på turbinakslingen etter angitt settpunkt og som regulerer turbinpådraget ved turtallsendringer for å bidra til å begrense turtallsavvik (frekvensavvik).

Kontrollanlegg – Komponenter for styring og overvåking av produksjonsenheten. Omfatter lokalkontrollanlegg, vern, utstyr for fjernstyring m.m.

Kraftpark – En enhet eller en samling av enheter som produserer elektrisitet, som enten er ikke-synkront tilknyttet nettet eller tilknyttet ved hjelp av kraftelektronikk, og som har ett enkelt tilknytningspunkt til et transmisjonssystem, et distribusjonssystem, inkludert lukkede distribusjonssystemer, eller et høyspent likestrømsystem [2].

Kraftstasjon – En stasjon med ett eller flere produksjonsanlegg

Kritisk feilklareringstid, CCT (Critical Clearing Time) – den maksimale tiden en feil kan vare, som et produksjonsanlegg holde inne ved. Ved feil med lengre varighet enn CCT, må produksjonsenheten frakobles.

LFSM – Begrenset frekvenssensitivitetsmodus (Limited Frequency Sensitive Mode).

Magnetiseringssystem – magnetiseringsutstyret unntatt magnetiseringstransformator. (exciter [14] [16]).

Magnetiseringstransformator – Transformator for transformering av spenning fra generatorterminaler (eller ekstern forsyning) til spenning tilpasset magnetiseringsutstyret.

Magnetiseringsutstyr – utstyr for magnetisering av synkronmaskin. Omfatter magnetiseringstransformator, likeretter, feltbryter, sleperinger, feltvikling, strøm- og spenningstransformatorer, skinneføringer og kabler samt spenningsregulator med tilhørende utstyr m.m. (excitation system [11] [16]).

MVAR-kontroll – Reguleringsfunksjonalitet som opprettholder konstant reaktiv produksjon.

OEL – Overmagnetiseringsbegrenser (Over Excitation Limiter). Kontrollfunksjon i spenningsregulator som begrenser strømmen i synkrongeneratorens feltvikling slik at generatoren ikke skades.

Parkregulator – Felles regulator i en kraftpark som styrer aktiv og reaktiv effekt.

Parktransformator – Hovedtransformator som knytter en kraftpark til nettet.

PCC – Tilkoblingspunktet (point of common coupling) for et *produksjonsanlegg*. Definert på høyspentside av generatortransformator for synkrone *produksjonsanlegg* og på høyspent side av parktransformator for *kraftparker*. Ved tilknytning med treviklingstransformator defineres PCC på terminalene med høyest spenning. Ved tilknytning uten transformering defineres PCC på generatorterminalene for synkrongenerator, og på første felles samleskinne for alle enkeltmoduler i kraftparker.

POC – Tilknytningspunktet (point of connection) for et *produksjonsanlegg*. Definert av det punktet i nettet hvor eierskapsgrensen mellom produksjonsenheten og netteier går.

Primærenergi – Den energikilden som produksjonsanlegget benytter for elektrisk kraftproduksjon (vann, vind, sol e.l.).

Produksjonsanlegg – en synkron produksjonsenhet eller samling kraftparkmoduler for produksjon av elektrisk energi.

Produksjonsradial – kraftlinje mellom *kraftstasjon* og tilknytningspunktet *POC*.

Pådragsstyring – direkte styring av turbinpådrag.

Reaktiv ytelse – Et *produksjonsanleggs* evne til å levere reaktiv effekt ved varierende produksjon av aktiv effekt innenfor tekniske begrensninger.

Regulatorparametere (turbinregulator) – Innstillinger som bestemmer responsen til regulatoren, normalt av PID-type, med statikkregulering av frekvens.

ROCOF – Rate of Change of Frequency – Hastigheten på endringen i frekvens, $\Delta f / \Delta t$.

SCR – Kortslutningsrate (Short Circuit Ratio) som gir informasjon om stivhetsgraden i tilknytningspunktet for et produksjonsanlegg. Definert som forholdet mellom kortslutningsytelse S_k i tilknytningspunktet og samlet nominell ytelse P_n i kraftparken.

Separatdrift – Drift av et avgrenset nettområde som er frakoblet det øvrige nordiske synkronområdet.

Spenningskontroll – Reguleringsfunksjonalitet som styrer generatorens statorspenning.

Synkrongeneratorer skal normalt operere i modus spenningsreguleringsmodus slik at generatorens statorspenning følger en ønsket spenningsprofil iht. innstilte settpunkt, statikkinnstillinger mm.

Kraftparker har normalt statikkregulert spenningskontroll.

Spenningsregulator – den delen av *magnetiseringsutstyret* som styrer magnetiseringsstrømmen i en synkrongenerator for å oppnå ønsket statorspenning, reaktiv effektlyt, fasevinkel eller fast magnetiseringsstrøm gjennom settpunkt, innstillinger og målinger (excitation control system [14]).

Stabilitet – Betegner et systems evne til å oppnå stasjonær tilstand etter en endring i en eller flere av systemets referanser eller, etter ytre forstyrrelser.

Stopp-forløp – Manuell eller automatisk åpning av effektbryter mot nett og etterfølgende stoppsekvens av produksjonsenhet.

Synkron produksjonsenhet – Et enkelt aggregat (generator, turbin, regulering- og kontrollanlegg), inkludert, generatortransformator.

Takspenningsfaktor – Synkronmaskinens maksimale magnetiseringsspenning som magnetiseringsutstyret kan levere. Den oppgis som en faktor relatert nominell feltspenning, hvor nominell feltspenning tilsvarer feltspenning ved generatorens merkeeffekt, merkespenning og merkeeffektfaktor. 1 p.u. magnetiseringsspenning er den spenningen som kreves for å oppnå 1 p.u. klemmespenning ved merkeytelse.

Transient stabilitet – et produksjonsanleggs evne til å håndtere overgang fra et lastpunkt til et annet, både i samkjøringsdrift og i separatdrift, uten at produksjonsanlegget kobles fra nettet inntil ny stasjonær driftstilstand oppnås.

Turbin – Maskin som overfører energi fra et drivmedium til turbinens roterende aksling.

Turbinregulator – Styringsenhet som bestemmer turbinens pådrag iht. innstilte reguleringsparametere, målesignaler og settpunkt.

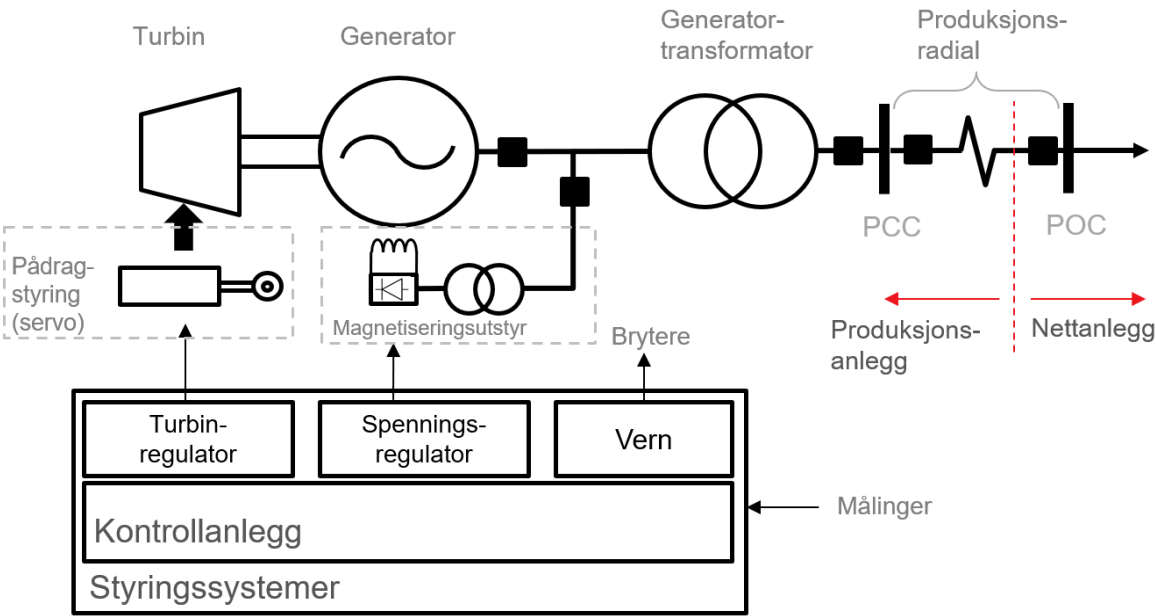
UEL – Undermagnetiseringsbegrenser (Under Excitation Limiter) i *spenningsregulator*.

Kontrollfunksjon som begrenser hvor lav magnetiseringsstrømmen i en synkrongenerator kan være uten at generatoren faller ut av synkronisme.

Frakobling av produksjonsenhet – Frakobling betyr at produksjonsenhet vha. effektbryter kobles fra nettet og at generator forblir spenningssatt og klar for innfasing på nettet.

12 Funksjonskrav for synkrone produksjonsenheter

Funksjonskrav til synkrone produksjonsenheter er knyttet til funksjonaliteten til hovedkomponentene, eller som resulterende egenskaper knyttet til flere av disse. Kapittelet omfatter anleggsdelene til, men ikke med, bryter mot tilknyttet stasjon. Dette er illustrert i Figur 12-1.



FIGUR 12-1: HOVEDKOMPONENTER I SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER. RØD STIPLET LINJE INDIKERER SKILLET MELLOM HVOR DET STILLES KRAV I DEL II NETTANLEGG OG DEL IV PRODUKSJONSANLEGG.

12.1 Driftsområder

TABELL 12-1: OVSERIKT OVER HVILKE SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 12.

MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Krav	Type			Informasjon
	B	C	D	
				Referanse EU nettkode regulerer tilsvarende tema i EU
12.1.1 Dimensjonerende aktiv effekt	X	X	X	
12.1.2 Spenningsintervall	X	X	X	RfG 16.2 a
12.1.3 Frekvensgrenser	X	X	X	RfG 13.1 a
12.1.4 Frekvensendrings-hastighet	X	X	X	RfG 13.1 a

12.1.1 Dimensjonerende aktiv effekt

12.1.1.1 Funksjonskrav



Den synkrone produksjonsenhetens maksimale aktive effekt, P_{maks} , er den høyeste aktive effekten som kontinuerlig kan leveres til nettet, og er dimensjonerende for øvrige funksjonskrav.

Den synkrone produksjonsenhetens minimumseffekt, P_{min} , er den laveste effekten som kan leveres kontinuerlig over lengre tid. Dersom produksjonsenheten må opereres i separatudrift, vil

produksjonsenheter i den tid som er nødvendig kunne bli driftet innenfor hele pådragsområdet, dvs. også innenfor området $0 < P \leq P_{min}$, forutsatt frekvensstabilitet.

12.1.2 Spenningsintervall

12.1.2.1 Funksjonskrav

Synkrone produksjonsenheter skal kunne drifte innenfor spenningsområdene og tidene gitt av Tabell 12-2. Spenningene er referert Tabell 12-3. I tillegg må produksjonsenheter hensynta driftsspenningen i tilknytningspunktet (POC), som netteier må oppgi.

TABELL 12-2: KRAV TIL TÅLEGRENSER OG VARIGHET TIL SPENNING I TILKNYTNINGSPUNKTET FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER MED GENERATORTRANSFORMATOR.

Spenningsområde	Varighet
0,90-1,05 pu	Ubegrenset
1,05-1,10 pu	60 minutter *)

*) Gjelder kun spenningsnivå 110, 132 og 220 kV.

12.1.2.2 Praktisering av funksjonskrav

Systemansvarlig legger til grunn maksimale kontinuerlige spenninger på de forskjellige spenningsnivåene iht. Tabell 12-3. Tabellen er gitt som praktisering, da det er kjent for systemansvarlig at det benyttes ulik praksis i det norske systemet. Det er opp til tiltakshaver å avklare med netteier i tilknytningspunkt hva den maksimale kontinuerlige, eller midlertidig 60 minutter, spenningen nettet er dimensjonert for, og som produksjonsenheter skal koordineres med.

TABELL 12-3: MAKSIMALE KONTINUERLIGE SPENNINGER I PER UNIT OG ABSOLUTT SPENNING.

Nettnivå (navnebetegnelse)	Maksimal kontinuerlig spenning, $U_m = 1,05 \text{ pu}$	Maksimal (midlertidig) spenning 60 minutter, $U_m = 1,10 \text{ pu}$
420 kV-nett	420 kV	-
300 kV-nett	300 kV	-
132 kV-nett	138 kV	145 kV
110 kV-nett	115 kV	121 kV
66 kV-nett	69 kV	-

12.1.3 Frekvensgrenser

12.1.3.1 Funksjonskrav

Synkrone produksjonsenheter skal minst kunne driftes normalt innenfor frekvensområdene og tidene gitt i Tabell 12-4, og skal ikke unødig begrenses innenfor dets tålegrenser. Kravene gjelder for spenning i området 0,9 – 1,05 pu.

TABELL 12-4: KRAV TIL TÅLEGRENSER OG VARIGHET FOR FREKVENSVARIASJONER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.

Frekvensområde	Varighet
47,5-49,0 Hz	30 minutter
49,0-51,0 Hz	Ubegrenset
51,0-51,5 Hz	30 minutter
51,5-52,5 Hz	30 minutter

12.1.3.2 Praktisering

Synkrone produksjonsenheters driftsområde skal ikke begrenses unødig. Produksjonsenheter har som regel bredere tålegrenser for frekvensvariasjoner enn hva som angis i Tabell 12-4, og disse skal utnyttes. Systemansvarlig legger til grunn at vannkraftverk kan driftes normalt minst innen frekvensområdene 45-60 Hz, og normalt enda bredere.

Mange frekvensvern er innstilt iht. forventede frekvensvariasjoner i overganger til separattrif. Frekvensområdene i Tabell 12-4 og Tabell 12-5 skal ikke benyttes for innstilling av frekvensvern. Systemansvarlig stiller ikke krav til frekvensvern, men legger til grunn at andre typer vern, som temperatur-, vibrasjon- og ruse- vern beskytter komponenter ved frekvens turtallsavvik som utfordrer de mekaniske egenskapene. Dersom frekvensvern benyttes, skal de stilles inn iht. kapittel 12.7.8.

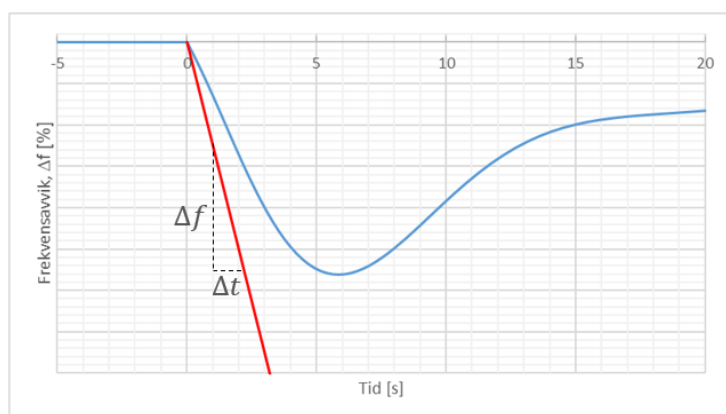
TABELL 12-5: FREKVENSVARIASJONER VED OVERGANGER TIL SEPARATDRIFT

Frekvensområde	Varighet
45,0 Hz – 47,5 Hz	60 sekunder
47,5 Hz – 49,0 Hz	30 minutter
49,0 Hz – 51,0 Hz	Ubegrenset
51,0 Hz – 53,0 Hz	30 minutter
53,0 Hz – 57,0 Hz	20 sekunder
57,0 Hz – 60,0 Hz	10 sekunder

12.1.4 Frekvensendringshastighet (ROCOF)

12.1.4.1 Funksjonskrav

Synkrone produksjonsenheter skal minst kunne drifte uten begrensninger ved en frekvensendringshastighet (Rate of Change of Frequency – ROCOF) $\frac{\Delta f}{\Delta t} = \pm 1,5 \text{ Hz/sek}$ målt over $\Delta t = 1 \text{ sek}$. Dette er illustrert i Figur 12-2. Produksjonsenheter skal ikke unødig begrense evnene til å drifte ved større hurtige frekvensendringer.



FIGUR 12-2: ILLUSTRASJON AV KRAV TIL FREKVENSENDERINGSFASTIGHET. DERSOM FREKVENSFORLØPET ER OVER DEN RØDE LINJEN, SOM FALLER MED EN FREKVENSENDERINGSFASTIGHET $\frac{\Delta f}{\Delta t} = 1,5 \text{ Hz/s}$, SKAL PRODUKSJONSENHETEN OPERERE NORMALT.

12.1.4.2 Praktisering

Systemansvarlig legger til grunn at vannkraftverk ikke møter tekniske begrensninger for frekvensendringshastigheter (ROCOF) ved lastavslag og -påslag innenfor enhetens ytelse, og det skal derfor ikke være aktive kontrollfunksjoner som hindrer normal drift. For andre typer teknologi skal

eventuelle funksjoner dokumenteres overfor systemansvarlig. Fortrinnsvis skal det ikke benyttes ROCOF vern som frakobler produksjonsanlegg, kun terskelverdier skal benyttes.

12.2 Turbinregulator

Turbinregulator skal til enhver tid være konfigurert iht. systemansvarliges gjeldende vedtak om leveranse av systemtjenester, eller tilsvarende. Markedsvilkår for leveranse av frekvensstyrte reserver som FCR-N og FCR-D omfattes ikke av funksjonskravene, men stilles som vilkår til anlegg som produsenter ønsker å prekvalifisere for markedene. Disse kan omfatte behov for ytterligere funksjonalitet sammenlignet med funksjonskravene som beskrives i dette kapittelet. Det henvises til de til enhver tid gjeldende markedsvilkår.

TABELL 12-6: OVERSIKT OVER HVILKE SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 12.2.
MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES
ELLER BEHOVSVURDERES.

Krav	Type			Merknad	Informasjon; referanse EU nettkode
	B	C	D		Regulerer tilsvarende tema i EU
12.2.1 Fullverdig turbinregulator	(X)	X	X		RfG artikkel 13.2, 15.2.c, 15.2.d, 15.2.d
12.2.2 Forenklet turbinregulator	X				RfG artikkel 13.2
12.2.3 Fullverdig turbinregulator med deteksjon av separatdrift og parameterskift – FCR-I	(X)	(X)	(X)	Systemansvarlig behovs- vurderer type B, C og D < 30 MW. Tiltakshaver/ konsesjonær kan behovs- prøves for type D ≥ 30 MW.	RfG artikkel 15.5.b

12.2.1 Fullverdig turbinregulator

12.2.1.1 Funksjonskrav

Fullverdig turbinregulator skal ha funksjonalitet for frekvensregulering.

Turbinregulatorens frekvensreguleringssløyfe skal resultere i at generatorens aktive effekt, når generatoren er tilkoblet eksternt nett/last, endres med et stasjonært bidrag, ΔP , som funksjon av ny stasjonær generatorfrekvens, f_G , når f_G er utenfor dødbåndet, dvs. utenfor $50,000\text{ Hz} \pm \Delta f_{db}$, gitt av ligning 12-1 og illustrert i Figur 12-4.

$$\Delta P = \frac{50 - f_G + \Delta f_{db}}{50 * bp} * P_{maks}$$

12-1

$\Delta f_{db} < 0$ for verdier under 50,000 Hz.

$\Delta f_{db} > 0$ for verdier over 50,000 Hz.

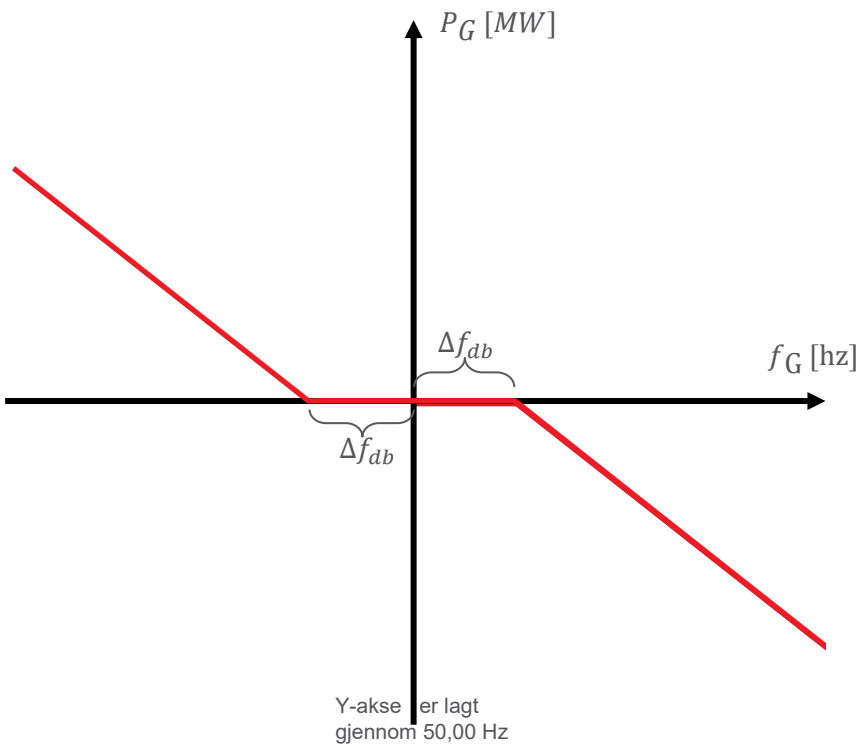
Dette innebærer at:

$\Delta P > 0$ når $f_G < 50,000 \text{ Hz} - |\Delta f_{db}|$
 $\Delta P < 0$ når $f_G > 50,000 \text{ Hz} + \Delta f_{db}$
 $\Delta P = 0$ når $50,000 \text{ Hz} - |\Delta f_{db}| \leq f_G \leq 50,000 \text{ Hz} + \Delta f_{db}$

Parametere for statikk og dødbånd skal kunne stilles inn iht. tabell 12-7.

TABELL 12-7: MINIMUMSKRAV TIL INNSTILLINGSMULIGHETER I FREKVENSRULERINGSMODUS FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.

Parameter	Innstillingsmuligheter (minimum)
Dødbånd, Δf_{db}	0 – ± 0,5 Hz
Statikk, b_p	2-12 %



FIGUR 12-3: REGULATORRESPONS SOM FUNKSJON AV FREKVENSI I FREKVENSRULERINGSMODUS FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.

Frekvensreguleringens målenøyaktighet skal være bedre enn eller lik 0,01 %, tilsvarende 0,005 Hz.

I frekvensregulering skal produksjonsenheten ved overfrekvens kunne regulere ned til 0 MW og forbli tilkoblet eksternt nett, også dersom frekvensen stiger ytterligere.

Dersom produksjonsenheten er utrustet med retureffektvern, skal dette være innstilt slik at driftspersonell har god tid til å foreta manuelle lastendringer før retureffektvernet kobler produksjonsenheten fra nettet.

Ved underfrekvens skal produksjonsenheten kunne regulere opp til P_{maks} og opprettholde produksjonen ved P_{maks} dersom frekvensen synker ytterligere.

12.2.1.2 Praktisering av funksjonskrav om fullverdig turbinregulator

Systemansvarliges behovsvurdering og beslutning knyttet til behov for fullverdig turbinregulator for synkrone produksjonsenheter type B bygger på prinsippene fra kapittel 11.2. For dette kravet spesielt vektes særlig betydning for lokal forsyning og sannsynlighet for separatudrift. Ses i sammenheng med kravene i kapittel 12.3.

12.2.2 Forenklet turbinregulator

12.2.2.1 Funksjonskrav

Forenklet turbinregulator har kun pådrag-/effektregulering. Produksjonsenheter med forenklet turbinregulator skal kunne kobles fra nettet ved overfrekvens. Dersom ikke annet er spesifisert, skal frekvensvern stilles iht. kravene i kapittel 12.7.8.

12.2.3 Fullverdig turbinregulator med deteksjon av separatudrift og parameterskift – FCR-I

12.2.3.1 Funksjonskrav

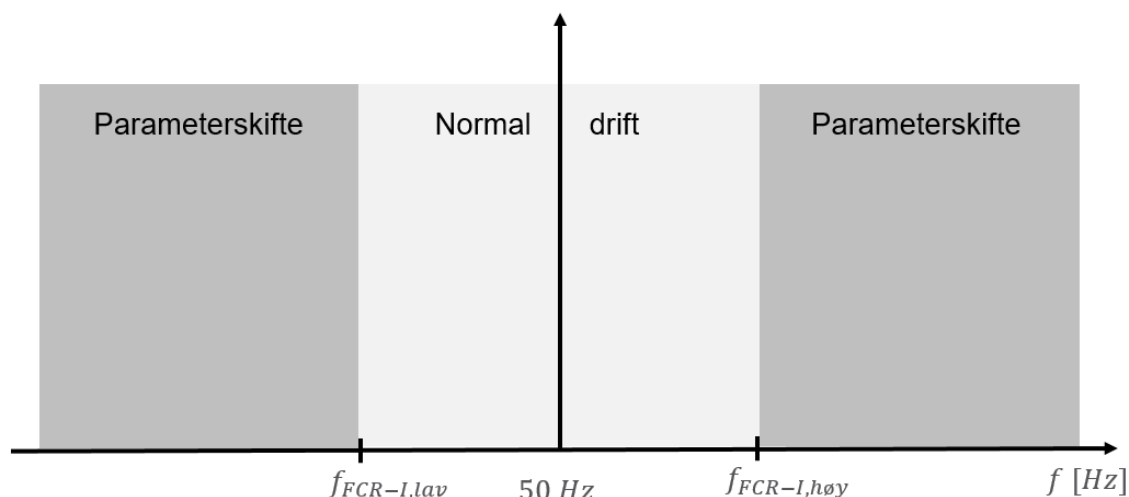
FCR-I er deteksjon av separatudrift og aktivering av parametersett tilpasset stabilitet på eget nett.

Dersom ikke annet er behovsprøvd og besluttet, skal funksjonaliteten for FCR-I finnes i alle aggregater av type D*. Systemansvarlig kan behovsvurdere og beslutte at funksjonaliteten skal finnes også i produksjonsenheter av type B og C, samt type D med $P_{maks} < 30 \text{ MW}$.

Krav til separatdriftsdeteksjon og parameterskift FCR-I omfatter både funksjonalitet og innstillingsmuligheter i turbinregulator:

1. Aktivering av FCR-I skal kunne skje iht. følgende kriterier:
 - a. Manuelt fra produsentens driftssentral og fra lokalt kontrollanlegg/HMI og/eller panel til turbinregulator, uavhengig av frekvensnivå.
 - b. Automatisk og uforsinket ved målt frekvens under terskelverdi $f_{FCR-I, lav}$ eller over terskelverdi $f_{FCR-I, høy}$.

* Gjelder ikke anlegg med $P_{maks} < 30 \text{ MW}$, se kapittel 11.1 for mer informasjon



FIGUR 12-4: ILLUSTRASJON AV AUTOMATISK OG UFORSKINNET AKTIVERING AV FCR VED KITERIER FOR FCR-I.

2. Ved aktivering av FCR-I gjelder følgende:

- i. Deaktivering/blokkering av dødbånd.
- ii. Aktivering av regulatorparametere som er optimalisert for separatdrift.
- iii. Alle nye eksterne automatiske lastendringssignaler (aFRR, AGC etc.) skal automatisk blokkeres/deaktiveres (siste verdier blir stående). Blokkering/deaktivering av automatiske lastendringssignaler (aFRR, AGC etc.) skal gjøres utenfor turbinregulatoren på signal fra turbinregulatoren om at den har gått over i FCR-I modus.
- iv. Automatisk endring av last settpunkt ved automatisk overgang til separatdrift skal være mulig. Dersom ikke annet avtales med systemansvarlig, skal turbinregulatoren ved automatisk aktivering av FCR-I gi seg selv last settpunkt $P_{maks}/2$ og statikk 4%, og statikkurven skal da legges slik at turbinen yter $P_{maks}/2$ når f_G er 50,0 Hz. Automatisk endring av last settpunkt skal ikke skje ved manuell aktivering av FCR-I.
- v. Dersom spenningsregulator ikke har egen deteksjon av separatdrift, skal turbinregulator senest 50 ms etter deteksjon av separatdrift ha sendt signal om dette til kontrollanlegg og spenningsregulator. Signal fra turbinregulator skal hindre at spenningsregulatorens dempetilsats aktiveres så lenge turbinregulator ligger i modus FCR-I.

3. For deaktivering av FCR-I gjelder følgende:

- i. Manuell kommando for deaktivering av FCR-I skal kunne gis fra produsentens driftssentral og fra lokal kontrollanlegg/HMI eller panel til turbinregulator. Eksterne, automatiske signaler (aFRR, AGC etc.) skal ikke deaktivere FCR-I.
- ii. Manuell endring av last settpunkt skal ikke deaktivere FCR-I.
- iii. Deaktivering av FCR-I skal ikke medføre endring av last settpunkt.
- iv. Deaktivering av FCR-I skal medføre at spenningsregulatorens dempetilsats slås på.
- v. Deaktivering av FCR-I skal ikke medføre at dødbånd reaktiveres.

- vi. Deaktivering av FCR-I skal ikke medføre automatisk endring av statikk.

Innstillingsmuligheten i FCR-I modus skal være iht. Tabell 12-8. Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, skal innstillingene være iht. kolonnen «Standardinnstillinger».

TABELL 12-8: INNSTILLINGSMULIGHETER OG STANDARDINNSTILLINGER FOR FCR-I

Verdi	Benevnelse	Innstillings- muligheter	Standard- innstillinger
Aktiveringsterskel - lav frekvens	$f_{FCR-I, lav}$	45,0 – 50,0 Hz	49,0 Hz
Aktiveringsterskel - høy frekvens	$f_{FCR-I, høy}$	50,0 – 55,0 Hz	51,0 Hz
Tidsforsinkelse for aktivering	t_{FCR-I}	0 – 120,0 s	0 s
Statikk	b_p	2 – 12 %	4 %
Spenningsregulator	Dempetilsats	På eller Av	Av

12.2.3.2 Praktisering av funksjonskrav

Systemansvarliges vurdering og beslutning knyttet til behov for separatdriftsdeteksjon og parameterskift – FCR-I bygger på prinsippene fra kapittel 11.2. For dette kravet spesielt vektet særlig betydning for lokal forsyning og sannsynlighet for separatudrift. Ses i sammenheng med kravene i kapittel 12.3.

12.3 Frekvensreguleringsegenskaper og - stabilitet

Kapittelet gjelder kun anlegg med krav om fullverdig turbinregulator (frekvensregulering).

TABELL 12-9: OVERSIKT OVER HVILKE SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 12.3.
MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT KRAVET KAN BEHOVSVURDERES AV SYSTEMANSVARLIG ELLER BEHOVSPRØVES AV KONSESJONÆR.

Krav	Type			Merknad	Informasjon
	B	C	D		
12.3.1 Frekvensregulering – små lastforstyrrelser	(X)	(X)	X	Systemansvarlig kan behovsvurdere for B, C og D < 30 MW.	Referanse EU nettkode regulerer tilsvarende tema i EU RfG 15.2.d
12.3.2 Frekvensregulering – store lastsprang	(X)	(X)	(X)	Konsesjonær kan behovsprøve for type B, C og D.	RfG 15.5.b
12.3.3 Stabilitet	(X)	X	X		RfG 44.2.c, 45.2.c, 45.3.c, 48.2.b, 49.3.c, 53.2.c

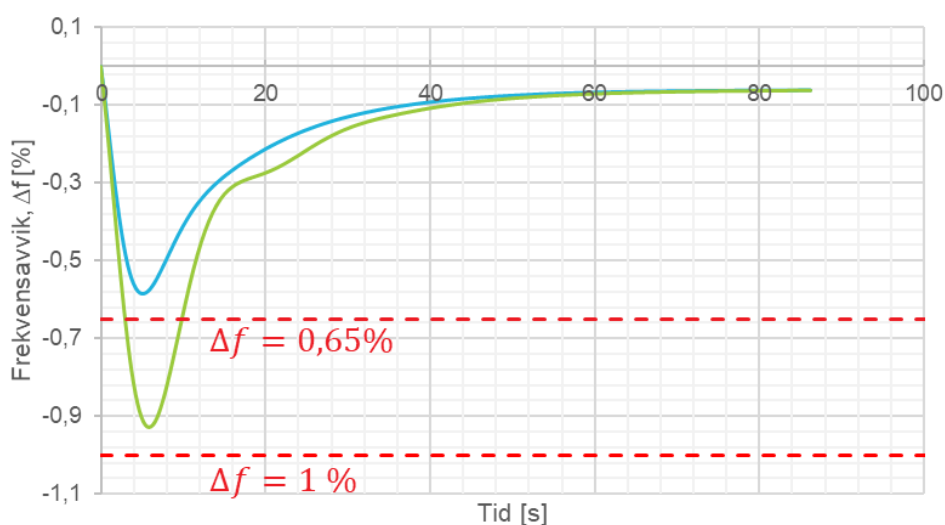
12.3.1 Frekvensregulering - Små lastsprang

12.3.1.1 Funksjonskrav om transient frekvensavvik

Kravet til maksimalt transient frekvensavvik stilles ved 1% lastsprang av P_{maks} ved P_{last} settpunkt = $85 \% \cdot P_{maks}$ og 2% statikk, er illustrert i Figur 12-5.

Produksjonsenheter av type D* skal ha maksimalt transient frekvensavvik mindre enn 0,65 % per % lastsprang.

Produksjonsenheter av type B og C, samt type D med $P_{maks} < 30 \text{ MW}$ skal ha maksimalt transient frekvensavvik mindre enn 1%, med mindre systemansvarlig vurderer at anlegget er av særlig betydning for lokal forsyning. I slikt tilfelle skal det maksimale frekvensavviket være mindre enn 0,65% per % lastsprang.



* Gjelder ikke anlegg med $P_{maks} < 30 \text{ MW}$, se kapittel 11.1 for mer informasjon

FIGUR 12-5: FREKVENSRSPONS I TIDSPLANET VED 1% LASTPÅSLAG REFERERT P_{maks} , VED $P_{settpunkt} = 85\% \cdot P_{maks}$ OG 2% STATISK. DE RØDE STIPLEDE LINJENE REPRESENTERER KRAVENE TIL MAKSIMALT TRANSIENT FREKVENSAVVIK. GRØNN (TYPE B OG C) OG BLÅ KURVER (TYPE D) ER EKSEMPLER PÅ FREKVENSFØRSLØP ETTER ET LASTSPRANG PÅ EGET OHMSK NETT.

12.3.1.2 Praktisering av funksjonskrav for anlegg som har særlig betydning for lokal forsyning

Anlegg som har særlig betydning for lokal forsyning skal ha maksimalt frekvensavvik mindre enn 0,65% per % lastsprang. For å behovsvurdere og fastsette om anlegg har særlig betydning for lokal forsyning legger systemansvarlig vekt på generelle vurderinger beskrevet i kapittel 2.1, og spesielle forhold tilknyttet forbruk, ytelse og viktighet/prioritering.

12.3.2 Frekvensregulering – Store lastsprang

12.3.2.1 Funksjonskrav om transient frekvensavvik

Et anleggs iboende egenskaper til å regulere ut store lastsprang skal ikke unødig begrenses.

Store lastsprang skal ikke resultere i at produksjonsenheter frakobles nettet, se også kapittel 12.7.8 Vern.

12.3.2.2 Praktisering av funksjonskrav om transient frekvensavvik

Som et utgangspunkt skal maksimalt transient frekvensavvik, når et aggregat er i drift ved $P_{settpunkt} = 0\% \cdot P_{maks}$ og $f_G = 50,0$ Hz og aggregatet får et lastpåslag lik $30\% \cdot P_{maks}$, være mindre enn 10%, dvs. minste transiente frekvens $> 45,0$ Hz.

Et aggregat skal tåle lastavslag med størrelse $(1-100)\% \cdot P_{maks}$ innenfor hele pådragsområdet ($P_{settpunkt} = (1-100)\% \cdot P_{maks}$) uten at aggregatet kobles fra nettet.

Konsesjonær kan behovsprøve kravene for type B, C og D. Foruten kriterier beskrevet i kapittel 2.1, legger systemansvarlig ved behovsvurdering særlig vekt på:

1. Produksjonsanleggets plassering i nettet
2. Sannsynlighet for at det kan blir utsatt for store lastsprang
3. Bruk av produksjonsanlegget ved spenningssetting av nett, innkobling og opplasting av forbruk etter driftsforstyrrelser
4. Kostnader knyttet til oppfyllelse av funksjonskravene

12.3.3 Frekvensregulering - Stabilitet

12.3.3.1 Funksjonskrav

Produksjonsenheter skal kunne driftes stabilt på eget ohmsk nett (resistiv last) innenfor hele pådragsområdet $P_{last\ settpunkt} = (0-100)\% \cdot P_{maks}$.

12.3.3.2 Praktisering av funksjonskrav

Kravet vil gjelde for type C og D. Systemansvarlig kan behovsvurdere kravet for type B anlegg.

For dette kravet vektlegges særlig sannsynlighet for separatdrift og produksjonsenhetens betydning for å opprettholde lokal forsyning, samt kostnader knyttet til oppfyllelse av funksjonskravet.

12.4 Reaktiv ytelse

TABELL 12-10: OVERSIKT OVER HVILKE SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 12.4. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Krav	Type			Informasjon
	B	C	D	
Reaktiv ytelse	(X)	(X)	(X)	Referanse EU nettkode, regulerer tilsvarende tema i EU RfG 17.2, 18.2.b.ii, 17.2

12.4.1.1 Funksjonskrav

Systemansvarlig skal fastsette hvilken reaktiv ytelse produksjonsenheter skal være dimensjonert for ved maksimal effekt, P_{maks} , og nominell spenning, $U_{PCC} = 1,0 p.u.$ P_{maks} er den høyeste aktive effekten som kontinuerlig kan leveres til nettet.

Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, vil P_{maks} og den reaktive ytelsen bli referert PCC, hvilket er definert i Figur 12-1. $Q_{kap,maks}$ og $Q_{ind,maks}$ er definert i Figur 12-6. Den reaktive ytelsen skal ikke begrenses unødigg ved $P < P_{maks}$ (se også kapittel 12.5.5).

Krav til reaktiv dimensjonering fastsettes innenfor konvolutten beskrevet i Tabell 12-11. Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig gjelder krav iht. **TABELL 12-12** og **Tabell 12-13**.

TABELL 12-11: GRENSER FOR REAKTIV YTELSE, INNENFOR HVILKE SYSTEMANSVARLIG SKAL FASTSETTE KRAV TIL SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER. REFERERT PCC.

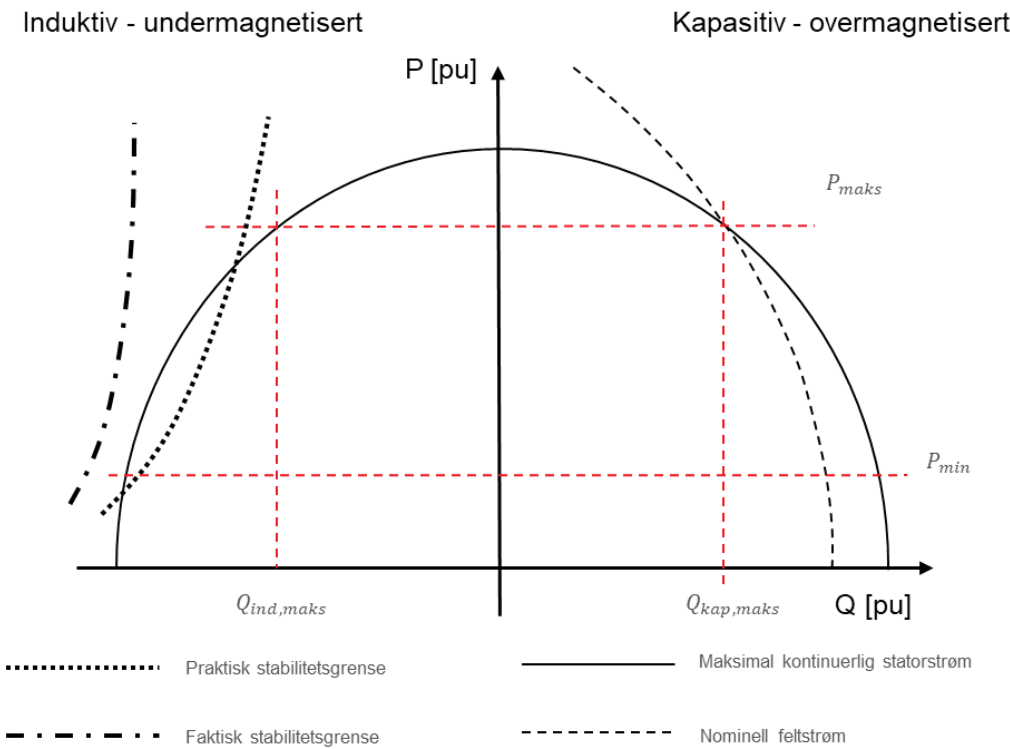
	Reaktiv effekt referert P_{maks}	Effektfaktor $\left(\frac{P_{maks}}{S_n}\right)$
Kapazitiv ytelse	$\frac{Q_{kap,maks}}{P_{maks}} = 0,75 - 0,33$	$\cos \varphi_{kap} = 0,8 - 0,95$
Induktiv ytelse	$\frac{Q_{ind,maks}}{P_{maks}} = 0,75 - 0,33$	$\cos \varphi_{ind} = 0,8 - 0,95$

TABELL 12-12: GENERELT KRAV TIL REAKTIV YTELSE FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER AV TYPE C OG D, REFERERT PCC, DERSOM ANNET IKKE ER BESLUTTET AV SYSTEMANSVARLIG.

	Krav til type C og D referert P_{maks}	Krav til type C og D uttrykt ved effektfaktor $\left(\frac{P_{maks}}{S_n}\right)$
Kapazitiv ytelse	$Q_{kap,maks} \geq 0,46 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_{kap} \leq 0,91$
Induktiv ytelse	$Q_{ind,maks} \geq 0,46 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_{ind} \leq 0,91$

TABELL 12-13: GENERELT KRAV TIL REAKTIV YTELSE FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER AV TYPE B, REFERERT PCC, DERSOM ANNET IKKE ER BESLUTTET AV SYSTEMANSVARLIG.

	Krav til type B referert P_{maks}	Krav til type B uttrykt ved effektfaktor $\left(\frac{P_{maks}}{S_n}\right)$
Kapazitiv ytelse	$Q_{kap,maks} \geq 0,33 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_{kap} \leq 0,95$
Induktiv ytelse	$Q_{ind,maks} \geq 0,33 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_{ind} \leq 0,95$



FIGUR 12-6: DRIFTSDIAGRAMMET TIL EN TYPISK SYNKRONGENERATOR

12.4.1.2 Praktisering av funksjonskrav

Krav til reaktiv ytelse er referert PCC. Den reaktive ytelsen referert generator må hensynta generatortransformatorens reaktive forbruk. Dersom man legger til grunn et reaktivt forbruk på ca. 12 % av transformatorens ytelse, vil Tabell 12-4 tilsvare det generelle kravet på $\pm 0,46 \cdot P_{maks}$, men referert generatorklemmene. Her vil P_{maks} være den høyeste aktive effekten som kontinuerlig kan leveres fra generator klemmer.

TABELL 12-14: GENERELT KRAV TIL REAKTIV EFFEKT REFERERT GENERATORKLEMMER MED ANTATT TRANSFORMATORREAKTANS PÅ CA. 12 %.

	Reaktiv effekt referert P_{maks}	Effektfaktor $\left(\frac{P_{maks}}{S_n}\right)$
Kapasitiv ytelse	$Q_{kap,maks,g} \geq 0,59 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_g \leq 0,86$
Induktiv ytelse	$Q_{ind,maks,g} \geq 0,33 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_g \leq 0,95$

Ved andre transformatorreaktanser kan kravet til reaktiv ytelse definert i PCC refereres til generatorklemmene med likning 12-2, 12-3 og 12-4.

$$Q_{kap,maks,g} = Q_{trafo,tap} + 0,46 \cdot P_{maks}$$

12-2

$$\cos \varphi_g = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{Q_{kap,maks,g}}{P_{maks}} \right) \right)$$

12-3

Hvor

$$Q_{trafo,tap} = X_{trafo} \cdot S_{trafo}$$

12-4

Merk at P_{maks} er definert i PCC og at det antas at transformatoren ikke har et aktivt forbruk. Dermed er P_{maks} lik i PCC og ved generatorklemmene. Videre antas S_{trafo} til å være lik $S_{n,g}$.

I tilfeller der produksjonsradial er basert på kabeloverføring (f.eks. ved ilandføring av kraft via fjord-/sjøkabler), vil kravet til reaktiv ytelse bli stilt i tilknytningspunktet (POC) på nettside av radialen.

Dersom kravet til reaktiv ytelse skal behøvsprøves eller behovsvurderes, etter andre verdier enn de generelle gitt av tabell 12-12, skal det foreligge tilstrekkelig informasjon som viser at dette er samfunnsmessig rasjonelt.

Saker som omfatter endringer i eksisterende anlegg, f.eks. effektoppgradering av turbin (mulighet for økt aktiv effekt uten økt generatorytelse, med resulterende redusert reaktiv ytelse) vil kunne medføre at systemansvarlig beslutter en annen kravstilling enn den generelle, dersom det kan vises til samfunnsøkonomisk nytte. Kapittel 2.1 oppsummerer de generelle prinsippene som ligger til grunn for behøvsprøvinger og systemansvarliges behovsvurderinger. Kravene kan fastsettes innenfor konvolutt gitt ved Tabell 12-11. Spesielt for dette funksjonskravet har følgende betydning for systemansvarliges beslutning om kravstilling, og underlag vil kunne bli etterspurt:

- Spenningsforhold i nettområdet
- Spenningsforhold ved utfall av nærliggende linjer
- Nettets styrke
- Forventet nettutvikling
- Kostnader forbundet med etterlevelse av kravet
- Nytteverdi av tiltak som fører til reduserte reaktive reserver
- Alternativkostnader for reaktive reserver
- Levetid for komponenter som begrenser reaktiv ytelse
- Behov for ekstra reaktiv kompensering av eventuell lang produksjonsradial og flere transformeringstrinn

Systemansvarlig legger til grunn at tiltak med installasjon av nye generatorer, eller tiltak i eksisterende generatorer som øker ytelsen, S_g , ikke gir rom for å gå vekk fra det generelle kravet iht. tabell 12-12.

12.5 Spenningsregulator

TABELL 12-15: OVERSIKT OVER HVILKE SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 12.5.
MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSVURDERES.

Krav	Type			Merknad	Informasjon
	B	C	D		
					Referanse EU nettkode, regulerer tilsvarende tema i EU
12.5.1 Reguleringsmoduser	X	X	X		RfG 19.2.a,
12.5.2 Utreguleringstid i modus spenningskontroll	X	X	X		RfG 19.2.a 17.2.b
12.5.3 Laststatikk i modus spenningskontroll		X	X		RfG 19.2.a
12.5.4 Frekvensstatikk i modus spenningskontroll		(X)	(X)		
12.5.5 Begrensere	X	X	X		RfG 19.2.b.i-iv
12.5.6 Dempetilsats i modus spenningskontroll	(X)	(X)	X		RfG 19.2.b.v
12.5.7 Resetfunksjonalitet i modus spenningskontroll		X	X		

12.5.1 Reguleringsmoduser

12.5.1.1 Funksjonskrav til reguleringsmoduser i spenningsregulator

Spenningsregulator skal minst ha funksjonalitet for spenningskontroll. Spenningsregulator kan også ha funksjonalitet for MVar kontroll, $\cos \varphi$ -kontroll og manuell kontroll.

For spenningskontroll, MVar-kontroll og $\cos \varphi$ -kontroll gjelder følgende funksjonskrav:

1. Spenningskontroll
Produksjonsenheten skal minimum ha et innstillbart spenningssettpunkt i området 0,95-1,05 p.u. i steg på $\leq 0,01$ p.u, hvor 1,00 pu tilsvarer $U_{g,n}$.
2. MVar-kontroll (konstant MVar-verdi)
MVar-settpunktet skal kunne innstilles i hele området fra $Q_{kap,maks}$ til $Q_{ind,maks}$. Dersom endring av settpunkt skjer stegvis, skal stegene være maksimalt ± 5 MVar eller $\pm 5\%$ av $Q_{kap,maks}$ – den laveste av de to. Dette som alternativ til ramping av reaktiv effekt. Nøyaktigheten av MVar-reguleringen skal være minst 5 MVar eller 5% av Q_{maks} – den laveste av de to.
3. $\cos \varphi$ -kontroll (konstant $\cos \varphi$)
 $\cos \varphi$ -settpunkt skal kunne stilles med en nøyaktighet på 0,01. Dersom endringer i settpunkt gir stegvise bidrag av reaktiv effekt, skal stegene maksimalt være ± 5 MVar eller $\pm 5\%$ av $Q_{kap,maks}$.
4. Feltstrømkontroll
Magnetiseringsstrøm skal kunne stilles manuelt med en nøyaktighet $\leq 0,01$ pu, hvor 1,00 pu tilsvarer nominell feltstrøm.

12.5.1.2 Praktisering av funksjonskrav til reguleringsmoduser i spenningsregulator

Med mindre annet er vedtatt i fos § 15 vedtak, skal spenningsregulator opereres i reguleringsmodus spenningskontroll. Spenningssettpunkt avtales med netteier, eventuelt koordinert med Statnett sin regionsentral. Andre typer regulering (MVar eller cosphi) skal kun benyttes etter vedtak iht fos § 15.

12.5.2 Utreguleringstid i modus spenningskontroll

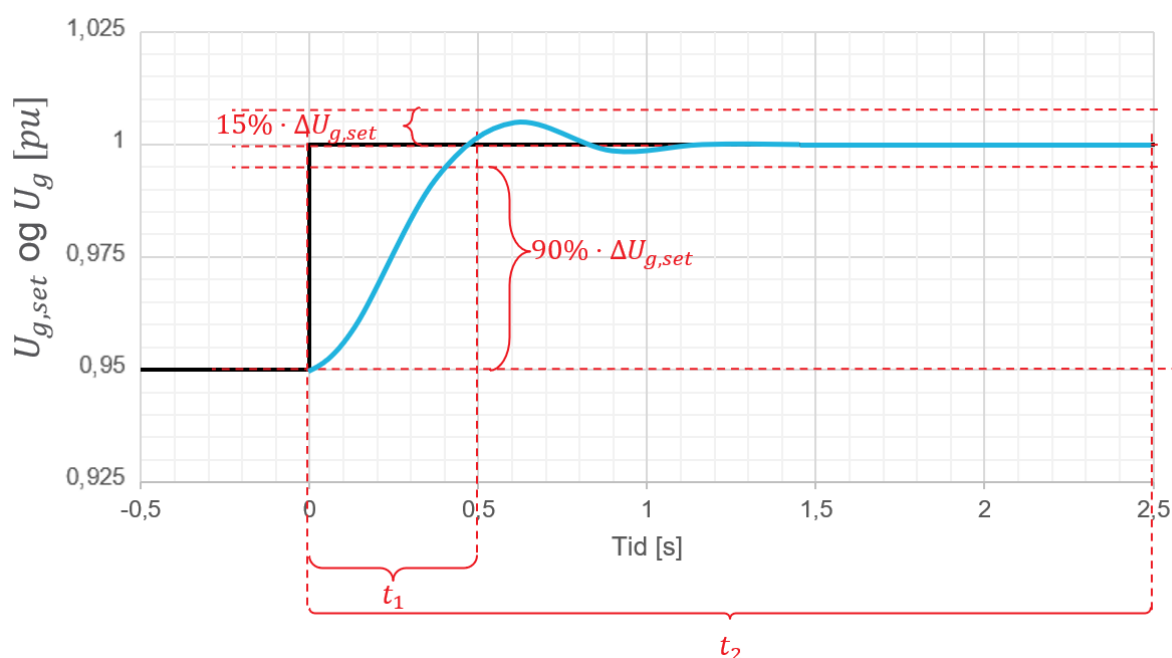
12.5.2.1 Funksjonskrav til utreguleringstid ved endring av settpunkt

Tidene i tabell 12-16 spesifiserer kravene til utreguleringstid for spenning på åpne generatorklemmer for synkrone produksjonsenheter, etter et sprang på $\Delta U_{g,set} = 5\%$ i spenningssettpunktet. Tiden t_1 fra spranget er påtrykket til generatorklemmespenningen har nådd 90 % av den stasjonære spenningen. Tiden t_2 er tiden fra spranget er påtrykket til generatorklemmespenningen U_g har stabilisert seg innenfor stasjonærverdi $\pm 5\%$ av sprangendringen, $\Delta U_{g,set}$. Maksimal oversving er gitt ved $\Delta U_{g,set}$. Kravene gjelder for både opp- og nedregulering, vist i hhv. Figur 12-7 og Figur 12-8.

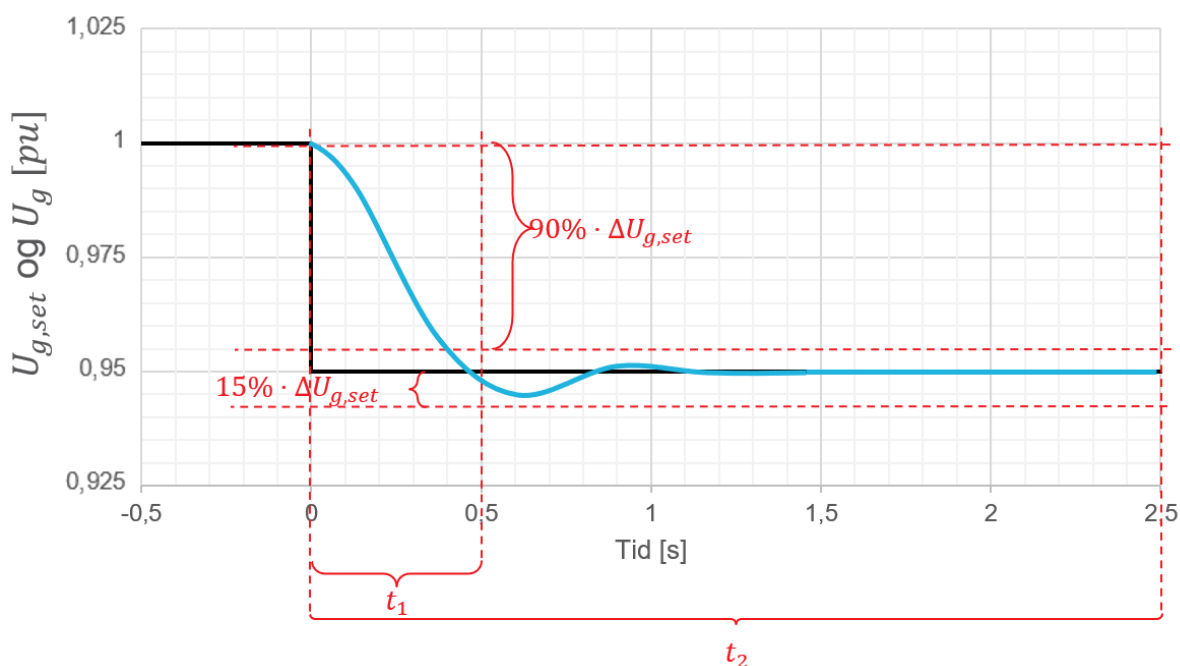
TABELL 12-16: KRAV TIL UTREGULERINGSTID FOR SPENNING PÅ ÅPNE GENERATORKLEMMER.

Type	Utreguleringstid for 90 % av $\Delta U_{g,set}$, t_1 [s]	Utreguleringstid stasjonær, t_2 [s]	Oversving
D*	< 0,5 s	< 2,5 s	< $0,15 \Delta U_{g,set}$
B og C	< 1,0 s	< 2,5 s	< $0,15 \Delta U_{g,set}$
B og C hvor systemansvarlig har krevd dempetilsats (PSS)	< 0,5 s	< 2,5 s	< $0,15 \Delta U_{g,set}$

* Gjelder ikke anlegg med $P_{maks} < 30$ MW, se kapittel 11.1 for mer informasjon



FIGUR 12-7: ILLUSTRASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGSETPUNKT I POSITIV RETNING FOR MAGNETISERINGSUTSTYR I LUKKET SLØYFE MED ÅPEN EFFEKTBYTER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.



FIGUR 12-8: ILLUSTRASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID VED SPRANG SPENNINGSETTPUNKT I NEGATIV RETNING FOR MAGNETISERINGSUTSTYR I LUKKET SLØYFE MED ÅPEN EFFEKTBYTER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.

12.5.2.2 Praktisering av funksjonskrav om utreguleringstid

Det har historisk vært krevet statisk magnetisering med takspenningsfaktor ≥ 2 for å oppnå utreguleringstid på 0,5 sekunder. Dersom andre typer magnetiseringsutstyr skal benyttes, eller takspenningsfaktoren er lavere, skal det dokumenteres at tilsvarende egenskaper kan oppnås.

Kravetterlevelsen vil da omfatte simuleringer av utreguleringstid og magnetiseringsutstyrets åpen- og lukket-sløyfefrekvensrespons. Se kapittel 13.1.3.

12.5.2.3 Funksjonskrav om utreguleringstid ved reaktivt avslag

Tidene i tabell 12-17 spesifiserer kravene til utreguleringstid for spenning på åpne generatorklemmer for synkrone produksjonsenheter etter et maksimalt avslag av reaktiv effekt. Innen tiden t_1 målt fra avslag skal generatorklemmespenningen igjen være innenfor $\pm 2,5$ % av innstilt verdi (referanseverdi) $U_{g,set}$:

TABELL 12-17: KRAV TIL UTREGULERINGSTID ETTER REAKTIVT AVSLAG

Type	Utreguleringstid etter reaktivt avslag, t_1 [s]
D*	< 1,0 s
B og C	< 2,0 s
B og C hvor systemansvarlig har krevd dempetilsats (PSS)	< 1,0 s

12.5.3 Laststatikk - i modus spenningskontroll

12.5.3.1 Funksjonskrav

Spenningsregulator skal ha funksjonalitet for lastkompensering/statikk for aktiv- og reaktiv strøm. Dette for å kunne kompensere for reaktivt forbruk i generatortransformator og/eller tilknyttet nett, slik at spenningen effektivt reguleres i ønsket punkt.

12.5.3.2 Praktisering av funksjonskrav

Nettselskap og anleggseier avtaler og fastsetter innstillinger av aktiv- og reaktiv statikk i samarbeid med systemansvarlig ved Statnett sin regionsentral.

12.5.4 Frekvensstatikkfunksjon i modus spenningskontroll

12.5.4.1 Funksjonskrav

Spenningsregulator kan ha frekvensstatikk som bidrar til å forbedre stabiliteten til synkrone produksjonsenheter, med mindre systemansvarlig har besluttet noe annet. Frekvensstatikken skal kunne endre generatorens klemmespenning med maksimalt $\pm 5\%$ av nominell generatorspenning $U_{g,n}$. Maksimalt bidrag fra frekvensstatikken skal nås ved henholdsvis 48,0 Hz og 52,0 Hz.

12.5.4.2 Praktisering av funksjonskrav

Frekvensstatikk i spenningsregulator vil resultere i forhøyet spenning ved overgang til separatudrift med produksjonsoverskudd. Systemansvarlig kan derfor behovsvurdere og beslutte at frekvensstatikk i spenningsregulator ikke skal være aktiv, dersom denne skaper unødig høye spenninger ved overgang til separatudrift.

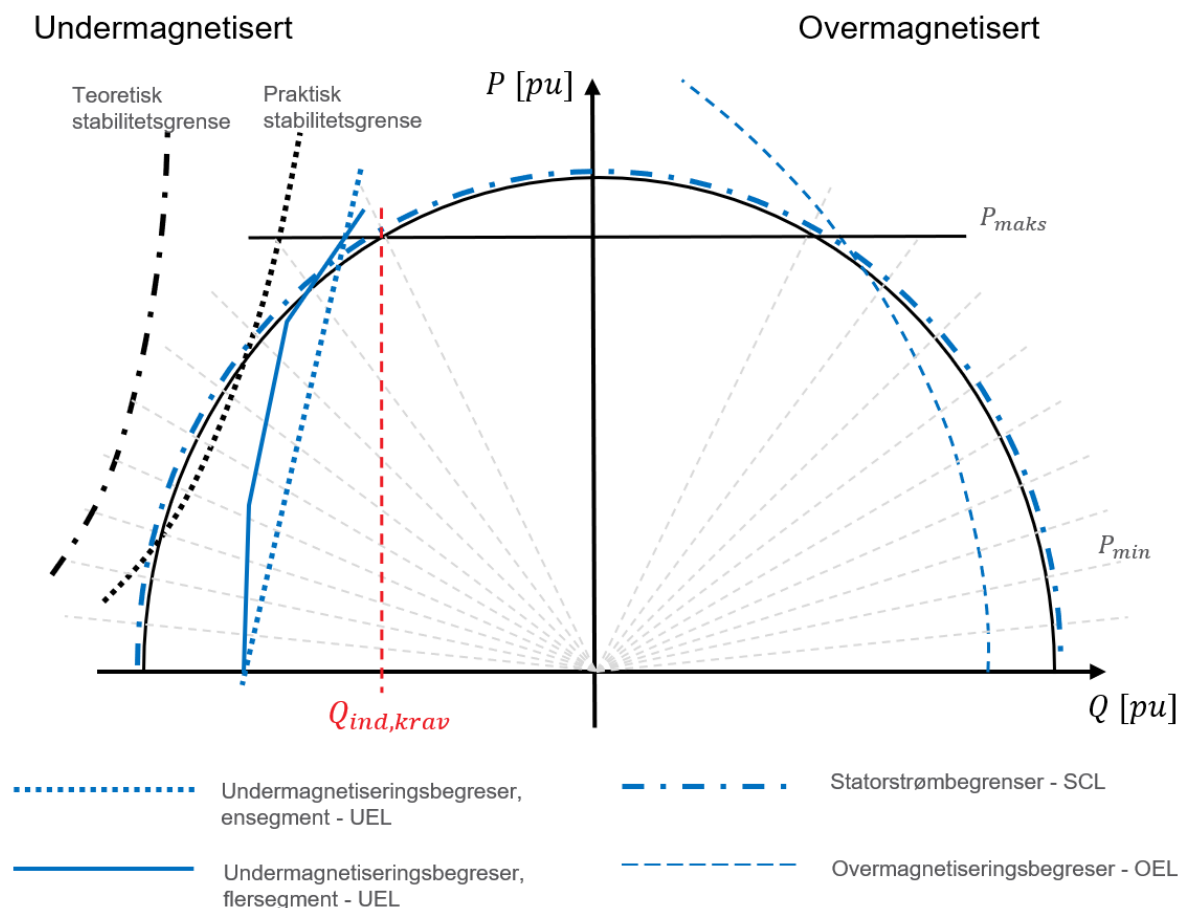
Frekvensstatikk benyttes fortrinnsvis for å bedre stabiliteten til synkrone produksjonsenheter, og er derfor ikke å anse som en systemtjeneste som leveranse av reaktiv effekt forårsaket av spenningsstatikk i spenningsregulator eller frekvensstatikk i turbinregulator.

* Gjelder ikke anlegg med $P_{maks} < 30$ MW, se kapittel 11.1 for mer informasjon

12.5.5 Begrensere

12.5.5.1 Funksjonskrav

Bruk av begrensere skal kun benyttes for å beskytte produksjonsenheten mot overoppheting (overmagnetiseringsbegrensere og statorstrømbegrensere) og polslipp/chipping og tap av synkronisme (undermagnetiseringsbegrensere). Reaktiv ytelse skal ikke unødig begrenses i området $0 \leq P \leq P_n$. Dette er illustrert i Figur 12-9.



FIGUR 12-9: ILLUSTRASJON AV PRINSIPPER FOR HVORDAN MAGNETISERINGSUTSTYRETS BEGRENSERE SKAL INNSTILLES.

12.5.5.2 Praktisering om bruk av begrensere i forhold til vern i eksisterende anlegg

Det kan benyttes en- eller fler-segment begrensere.

Minimum feltstrøm begrensere (UEL – Under Excitation Limiter) skal;

1. Tillate kontinuerlig trekk av reaktiv effekt iht. krav i kapittel 12.4.
2. Være koordinert med og selektivt mot undermagnetiseringsvern slik at generatorens evne til å trekke reaktiv effekt kan utnyttes fullt ut i henhold til generatorens kapabilitetsdiagram og uten at generatoren kommer inn i ustabilt område.

Maks feltstrøm begrensere (OEL – Over Excitation Limiter) skal;

3. Tillate kortvarig overlast av feltkretsen – takspenningsfaktor – i 10 sekunder (dimensjoneringskrav).
4. Koordineres med og være selektiv mot overmagnetiseringsvern slik at generatorens evne til å levere reaktiv effekt kan utnyttes fullt ut i henhold til generatorens kapabilitetsdiagram.

12.5.6 Dempetilsats (Power System Stabilizer)

12.5.6.1 Funksjonskrav

Synkrone produksjonsenheter av type D* skal ha dempetilsats (PSS – Power System Stabilizer). Systemansvarlig kan behovsvurdere og kreve dempetilsats for synkrone produksjonsenheter av type B og C, samt type D med $P_{maks} < 30\text{ MW}$. Dempetilsats skal benytte måling av både frekvens og effekt.

Dempetilsats skal maksimalt kunne endre generatorens statorspenning målt på faseuttak med $\pm 5\%$.

Dempetilsats skal kunne motta kommando fra turbinregulator (evt. egen deteksjon) som slår dempetilsats av og på. Denne funksjonen skal kunne deaktiveres/ blokkeres.

Manuell kommando for deaktivering og aktivering av dempetilsats skal kunne gis fra produsentens driftssentral og fra lokalt kontrollanlegg/HMI eller panel til spenningsregulator. Eksterne, automatiske signaler (aFRR, AGC etc.) skal ikke aktivere eller deaktivere dempetilsats.

- i. Deaktivering av spenningsregulatorens dempetilsats skal være mulig, enten på signal fra turbinregulator, eller ved at spenningsregulator har egen funksjonalitet for deteksjon av FCR-I.
- ii. For å begrense spenningsstigning i nettet ved frekvenser over 50 Hz, skal dempetilsatsen være utkoblet senest 100 ms etter at FCR-I er detektert.

12.5.6.2 Praktisering

Dempetilsats med måling av både frekvens og effekt betyr i praksis at type PSS2A [14] eller nyere skal benyttes.

Systemansvarliges vurdering og beslutning knyttet til behov for dempetilsats for synkrone produksjonsenheter av type B og C, samt type D med $P_{maks} < 30\text{ MW}$ bygger på prinsippene fra kapittel 2.1. For dette kravet spesielt baseres vurderingene og beslutningen på nettets styrke og stabilitetsmarginer. Systemansvarliges praktisering for eksisterende aggregater med dempetilsats, er at denne funksjonen videreføres.

12.5.7 Resetfunksjonalitet

12.5.7.1 Funksjonskrav

Spenningsregulator skal ha funksjonalitet for automatisk resetting av spenningssettpunkt etter innfasing. Dvs. at spenningsregulatoren gir seg selv en ny og forhåndsdefinert spenningsreferanse etter at effektbryter, som benyttes ved innfasing av aggregatet på nettet, er koblet inn.

* Gjelder ikke anlegg med $P_{maks} < 30\text{ MW}$, se kapittel 11.1 for mer informasjon

12.6 Robusthet og gjenoppbygning

TABELL 12-18: OVERSIKT OVER HVILKE SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 12.6. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES ELLER BEHOVSVURDERES.

Krav	Type			Merknad	Informasjon
	B	C	D		
					Referanse EU nettkode regulerer tilsvarende tema i EU
12.6.1 Fault Ride Through	X	X	X		RfG 14.3 og 16.3
12.6.2 Produksjons-gjenoppretting	X	X	X		RfG 17.3
12.6.3 Svartstart		(X)	(X)	Behovsvurderes	RfG 15.5.a
12.6.4 Respons ved eksterne feil		(X)	X	Behovsvurderes	RfG 15.5.c
12.6.5 Stoppetid			(X)	Behovsprøves	
12.6.6 Automatisk gjeninnkobling	X	X	X		RfG 14.4

12.6.1 Fault Ride Through

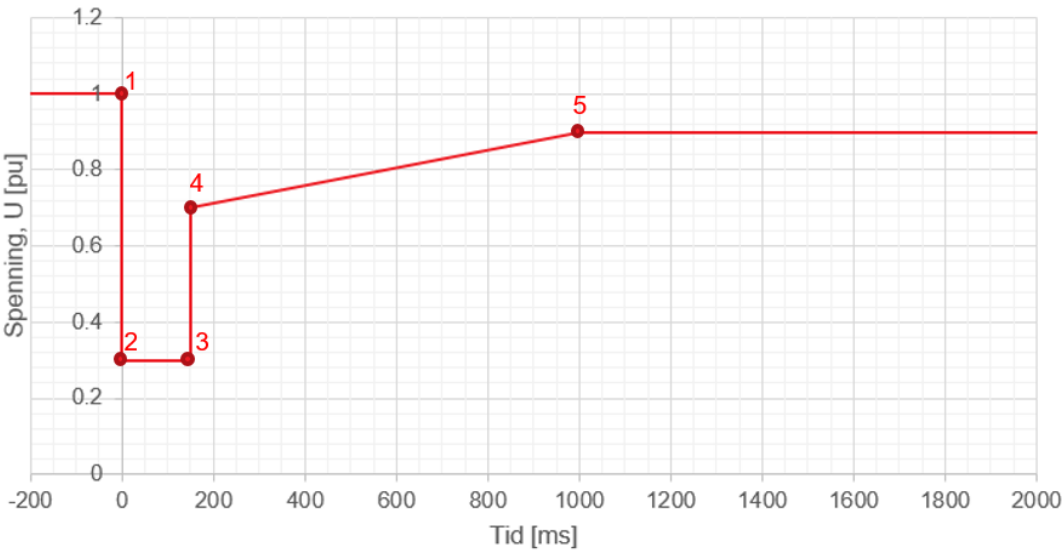
12.6.1.1 Funksjonskrav

SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER SKAL VÆRE TRANSIENT STABILE OG OPPRETTHOLDE PRODUKSJONEN VED FORBIGÅENDE FEIL MED VARIGHET $T_{FEIL}=150$ MS SOM FØRER TIL SPENNINGSFALL. DE ULIKE TYPENE PRODUKSJONSENHETER ER KRAVSTILT IHT.

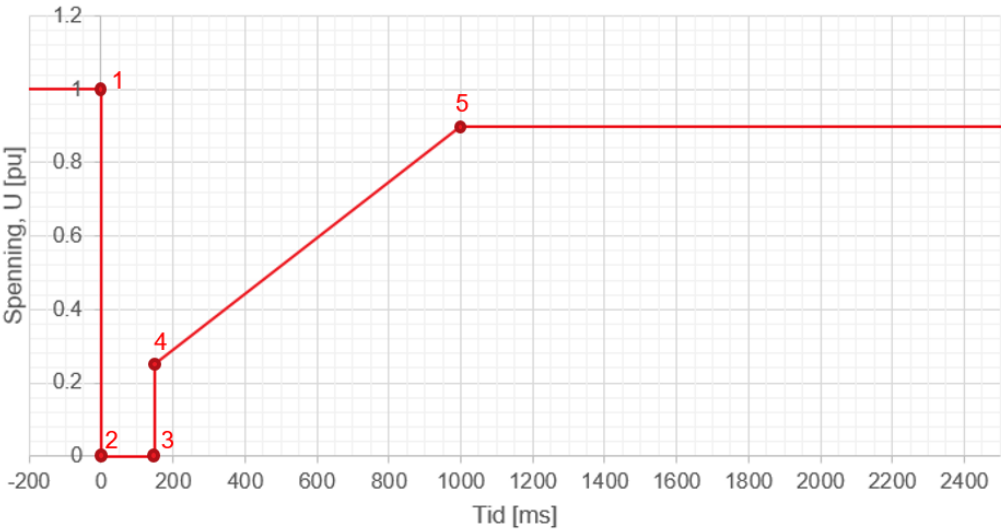
Tabell 12-19. Kravene gjelder både for symmetriske feil (3-fase) og asymmetriske feil (2- og 1-fase), og er illustrert i Figur 12-10 og Figur 12-11. Driftsforholdene før og etter feil skal være iht. Tabell 12-20.

TABELL 12-19: KRAV TIL FAULT RIDE THROUGH FOR TYPE A, B, C, OG D.

Punkt	Tid [s]	U_{POC} [p. u.]	
		Type A, B, og C, og D < 110 kV	Type D ≥ 110 kV
1	0	1	1
2	0	0,3	0
3	0,15	0,3	0
4	0,15	0,7	0,25
5	1	0,9	0,9



FIGUR 12-10: KRAV TIL FAULT RIDE THROUGH FOR TYPE A, B OG C, SAMT TYPE D TILKNYTTET SPENNINGSNIVÅ < 110 kV. PRODUKSJONSENHETEN SKAL VÆRE TRANSIENT STABIL OG BEHOLDE SYNKRONISME FOR ALLE FEILFORLØP SOM GIR EN SPENNING I TILKNYTNINGSPUNKTET SOM LIGGER OVER KURVEN.



FIGUR 12-11: KRAV TIL FAULT RIDE THROUGH FOR TYPE D TILKNYTTET SPENNINGSNIVÅ ≥ 110 kV. PRODUKSJONSENHETEN SKAL VÆRE TRANSIENT STABIL OG BEHOLDE SYNKRONISME FOR ALLE FEILFORLØP SOM GIR ET SPENNINGSFORLØP I TILKNYTNINGSPUNKTET SOM LIGGER OVER KURVEN.

TABELL 12-20: DRIFTSFORHOLD FØR OG ETTER SOM ER GJELDENE FOR OVERHOLDELSE AV FAULT RIDE THROUGH-KRAV

Driftsforhold	Forutsetning
Aktiv effekt før og etter feil	$P = P_{maks}$
Reaktiv effekt før feil	$Q = 0$ (referert tilknytningspunktet)
Kortslutningsstrøm/-ytelse, I_k / S_{SC} før og etter feil	$I_k = I_{k,min} / S_{SC} = S_{SC,min}$

12.6.2 Produksjonsgjenoppretting etter feil

12.6.2.1 Funksjonskrav

Etter forbigående feil skal synkrone produksjonsenheter gjenopprette aktiv effekt-produksjon innen 1 sekund, med mindre annet er besluttet av systemansvarlig.

12.6.2.2 Praktisering av krav om gjenoppretting etter forbigående feil

Kravet omhandler typer produksjon hvor det er funksjoner for nedregulering av aktiv effekt under feilforløp, av hensyn til sikker drift av anlegget. Eksempler er hurtig ventilstyring i dampturbiner. Systemansvarlig legger til grunn at vannkraftverk ikke har behov for denne typen teknologi, og kravet er dermed ikke relevant for disse.

12.6.3 Svartstart

12.6.3.1 Funksjonskrav

Dersom NVE har besluttet i henhold til kraftberedskapsforskriften at produksjonsanlegget skal ha egenskaper for svartstart, skal følgende krav til den tekniske løsningen oppfylles. Funksjonaliteten skal være automatisk:

1. Produksjonsenheten skal være selvforsynt med nødvendig reservekraft i minimum 2 timer. Systemansvarlig kan beslutte å øke denne tiden.
2. Alle hjelpe-anlegg/systemer som er nødvendige for å kunne starte produksjonsenheten, for eksempel kjølevann- og hydraulikk- systemer og regulator-systemer skal holdes startklare i hele tiden definert i punkt 1.
3. Alle svartstart-forløp skjer uten ekstern kraftforsyning.
4. Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, skal produksjonsenheter som har krav til svartstart ha oppstartstid på maksimalt 15 minutter.

Dersom produksjonsenheten var stoppet og startklart da normal egenforsyning falt ut, gjelder samme oppstartstid, dvs. det kan maksimalt gå 15 minutter fra startkommando gis til produksjonsenheten er i husdrift.

Dersom produksjonsenheten var i et stoppforløp da normal egenforsyning falt ut, gjelder samme krav til oppstartstid. Men oppstartstiden regnes her fra tidspunktet hvor produksjonsenhets turbin/generatoraksling sluttet å rotere inntil produksjonsenhets generator igjen er spenningssatt og produksjonsenheten har gjenopprettet normal egenforsyning (er i husdrift).

5. *Svartstartforløpet skal være automatisk. Startkommando må kunne gis lokalt i kraftverket og fra driftssentral.*

12.6.4 Respons ved eksterne feil - nettfail

12.6.4.1 Funksjonskrav om tomgangs-/husdrift

Synkrone produksjonsenheter av type D, samt type C som vurderes å være viktig for frekvens og stabilitet for kraftsystemet skal gå til tomgang/ husdrift ved eksterne feil/ nettfail. De skal gå til tomgang og bli klare for fjernstyrt innkobling.

Ved eksterne feil skal synkrone produksjonsenheter gå til frakobling (effektbryter åpnes, men aggregatet skal ikke gå til stopp med startblokkering). Generatorene skal fortrinnsvis ikke avmagnetiseres. Aggregatet er da klart for innkobling.

Tomgangs-/husdriften skal kunne opprettholdes i minst 2 timer.

12.6.5 Stoptid

12.6.5.1 Funksjonskrav

Synkrone produksjonsenheter ≥ 100 MVA, skal ha funksjonalitet som sørger for at stoppforløp tar kortere tid enn 15 minutter.

12.6.5.2 Praktisering av funksjonskrav om stoptid

Kravet om stoppforløp kortere enn 15 minutter kan løses vha. elektrisk brems. Alternative løsninger kan også behøvsprøves.

12.6.6 Automatisk gjeninnkobling

12.6.6.1 Funksjonskrav

Synkrone produksjonsenheter tilknyttet transmisjon eller regionalnettet skal ikke ha aktivert funksjonalitet for automatisk gjeninnkobling etter frakobling.

12.7 Apparat- og kontrollanlegg

TABELL 12-21: OVERSIKT OVER HVILKE SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER, BESKREVET VED KLASSE A-D, SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 12.7. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSVURDERES.

Krav	Type			Merknad	Informasjon
	B	C	D		Referanse EU nettkode regulerer tilsvarende tema i EU
12.7.1 Informasjonsutveksling		X	X	Informasjonsutveksling kreves kun for anlegg med fos § 18 vedtak	
12.7.2 Kommunikasjon		X	X		
12.7.3 Fjernstyring	(X)	X	X	Krav om å kunne fjernstyres for type C og D.	
Kunne fjernstyre andre/ flere parametere		(X)	(X)	Systemansvarlig kan behovsvurdere at andre/flere innstillinger skal kunne fjernstyres.	
12.7.4 Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer		X	X		RfG 14.5.c
12.7.5 Rampehastighet		X	X		RfG 15.6.d
12.7.6 Vannstandsregulering	X	X	X		
12.7.7 Feilskriverutstyr		(X)	X		RfG 15.6.b
12.7.8 Vern	X	X	X		RfG 14.5.b
12.7.9 Generatortransformator	X	X	X		
12.7.10 Produksjonsradial	X	X	X		

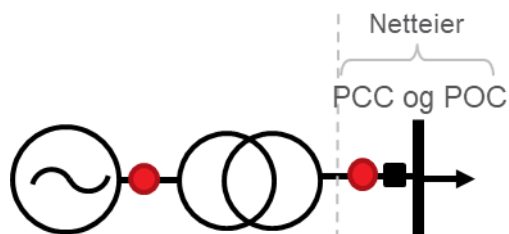
12.7.1 Informasjonsutveksling

12.7.1.1 Funksjonskrav

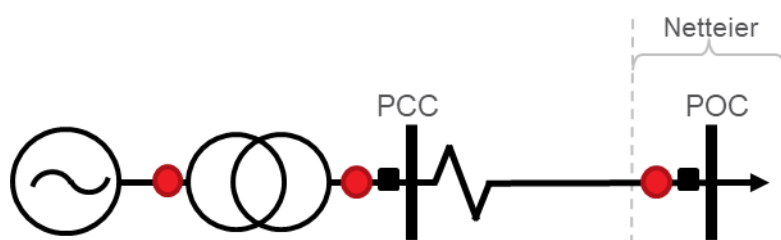
Synkrone produksjonsenheter der systemansvarlig har fattet vedtak om overføring av målinger og meldinger iht. fos § 18 skal ha mulighet for å overføre de målinger og meldinger til-systemansvalig som er nødvendig for å overvåke kraftsystemet.

Målingene for driftskontroll skal være utført etter retningslinjer angitt i kap. 6.2 og 6.5.

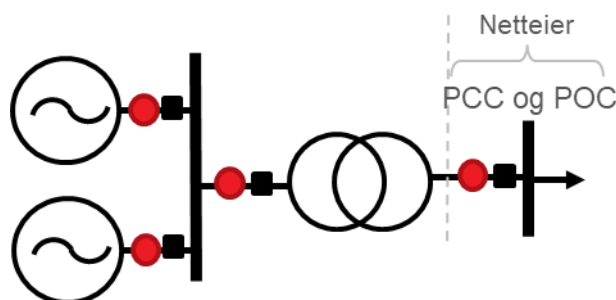
Det skal kunne overføres målinger fra produksjonsenheter iht. punktene i Figur 12-12, Figur 12-13 og Figur 12-14. For alle punkter skal det kunne utveksles for målinger av aktiv- og reaktiv effekt, P og Q , samt bryterposisjoner for hosliggende bryter (der relevant). I PCC skal også spennings- og frekvensmålinger kunne utveksles. Dersom der er andre typer tilkoblinger, kan systemansvarlig beslutte andre målepunkter.



FIGUR 12-12: PLASSERING AV MÅLEPUNKTER (RØDE PRIKKER) FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.



FIGUR 12-13: PLASSERING AV MÅLEPUNKTER (RØDE PRIKKER) FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER, HER ILLUSTRERT MED TILKNYTTNING MED EN PRODUKSJONS RADIAL.



FIGUR 12-14: PLASSERING AV MÅLEPUNKTER (RØDE PRIKKER) FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER, HER ILLUSTRERT VED TO GENERATORER PÅ FELLES GENERATORTRANSFORMATOR.

12.7.1.2 Praktisering om bruk av funksjonalitet for utveksling av målinger og meldinger

Systemansvarliges beslutning knyttet til behov for informasjonsutveksling og hvilke målinger og meldinger som skal utveksles, vil bli fastsatt og formidlet i et fos § 18 vedtak. Systemansvarlig vurderer behovet i hver enkelt sak og fatter kun vedtak i henhold til fos §18 i de tilfeller hvor informasjon skal utveksles.

12.7.2 Kommunikasjonsprotokoll

12.7.2.1 Funksjonskrav

Som kommunikasjonsprotokoll skal det benyttes protokoll iht. relevant standard NEK (EN 60870-6-802), se referanse [5] dersom ikke annet er spesifisert.

Informasjon skal kunne overføres med kryptering dersom systemansvarlig beslutter at dette er nødvendig. Kryptering kan også etterspørres av tiltakshaver.

Informasjon fra produksjonsenheten til systemansvarlig skal ha en tilgjengelighet som er høy nok for å sikre tilfredsstillende levering- og driftssikkerhet.

12.7.3 Fjernstyring

12.7.3.1 Funksjonskrav

Synkrone produksjonsenheter av type C og D skal ha funksjonalitet for å kunne fjernstyre følgende (direkte eller indirekte gjennom modusskifter):

1. Last settpunkt
2. Separatdriftsmodus av/på
3. Frekvensregulering - statikk
4. Spenningssettpunkt (enten direkte som spenningsreferanse eller som indirekte via MVAR referanse)
5. Dersom aktuelt – aktivering/deaktivering av FCR-I funksjoner. Se kapittel 12.2.3



Systemansvarlig kan behovsvurdere og kreve at også type B skal kunne fjernstyres, samt andre/flere innstillinger i produksjonsenheter også skal kunne fjernstyres, dersom det er nødvendig for driften av systemet.

12.7.3.2 Praktisering av krav til mulighet for fjernstyring

Systemansvarliges behovsvurdering og beslutning knyttet til behov for fjernstyring bygger på prinsippene fra kapittel 2.1. For dette kravet vektet spesielt betydning for nettdriften i aktuelt område. Dette er knyttet til spenningsforhold, sannsynlighet for separatdrifter og driftsforstyrrelser, eller lignende, og om anlegget er vesentlig for effektiv utnyttelse og drift av regional- og transmisjonsnettet.

12.7.4 Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer

12.7.4.1 Funksjonskrav

Produksjonsenhetens vern og kontrollsystemer skal ha følgende prioritet (fra høyest til lavest prioritering, hvor de med høyest prioritet skal overstyre de med lavere).

1. Vern av nettet og produksjonsenheten
2. Frekvensregulering (justering av aktiv effekt)
3. Effektramping

12.7.5 Rampehastighet

12.7.5.1 Funksjonskrav

Synkrone produksjonsenheter skal ha funksjonalitet for å begrense rampehastigheten på endring av aktiv effekt (ramp rate) ved endring av settpunkt.

12.7.6 Vannstandsregulering

12.7.6.1 Funksjonskrav

Dersom vannstandsregulator regulerer produksjonsenhetens aktive effektproduksjon, skal responsen være tregere enn frekvensreguleringen dersom frekvensregulering er aktiv.

12.7.7 Feilskriverutstyr

12.7.7.1 Funksjonskrav

Synkrone produksjonsenheter av type D skal ha feilskriver.

Systemansvarlig kan beslutte at anlegg av type C skal ha feilskriver.

Kravene som stilles i kapittel 8 for feilskrivere gjelder også for kraftstasjoner.

Spesielt gjelder det for feilskriverutstyr i synkrone produksjonsenheter at følgende parametere skal registreres:

1. Spenning, U_g
2. Alle målte strømmer

Systemansvarliges vurdering kan resultere i at feilskriverutstyrets innstillinger vil avvike noe fra de innstillingene som beskrives i kapittel 8. Det er derfor viktig at funksjonalitet for feilskriverutstyret avklares med systemansvarlig i god tid.

12.7.7.2 Praktisering av krav om feilskriverutstyr

Dersom systemansvarlig skal beslutte at produksjonsenheter av type C skal ha feilskriverutstyr bygger beslutningen på prinsippene fra kapittel 2.1. For dette kravet vektet spesielt betydning for nettdriften i aktuelt område. Dette knyttet til spenningsforhold, sannsynlighet for separatdrifter og driftsforstyrrelser, eller lignende.

12.7.8 Vern

12.7.8.1 Funksjonskrav

Det skal implementeres vernfunksjonalitet som frakobler feil, slik at den feilfrie delen av kraftsystemet fortsetter å fungere mest mulig normalt. Funksjonskravene er tilpasset på en slik måte at frakobling av feil ikke blir en begrensende faktor for utnyttelsen av nettet. Frakobling av feil skal være slik at risiko for skade på person, eiendom og anlegg søkes minimalisert.

Vernsystemene skal ikke gi frakobling ved transiente, dynamiske eller unormale stasjonære tilstander som kan oppstå som følge av normal frakobling av feil, koblinger, nettsplitting og spenningssetting, forutsatt at slike hendelser ikke medfører overbelastning av komponenter i kraftnettet.

Vedrørende vernfunksjonalitet i synkrone produksjonsenheter gjelder følgende. Merk at dette ikke er en utfyllende liste av vern i produksjonsenheter, men kun de av betydning for systemdriften.

- Frekvens – systemansvarlig stiller ikke krav til bruk av frekvensvern som komponentvern. Dersom frekvensvern benyttes, skal disse stilles inn i henhold til tabellene under dersom ikke annet er godkjent av systemansvarlig.

TABELL 12-22: FREKVENSVERNINNSTILLINGER SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER MED FREKVENSGULERINGSSEGENSKAPER

Steg	Frekvensinnstilling og forsinkelse
Overfrekvens	> eget innsvingningsforløp, frekvens og tid
Underfrekvens steg 1, $f <$	< 45,0 Hz, > 60 sekunder
Underfrekvens steg 2, $f <<$	< 42,5 Hz, > 0,1 sekund

Dersom underfrekvensvernet har kun ett innstillingsnivå, skal vernet stilles inn i henhold til steg 2, $f <<$.

TABELL 12-23: FREKVENSVERNINNSTILLINGER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER UTEN FREKVENSGULERINGSSEGENSKAPER

Steg	Frekvensinnstilling og forsinkelse
Overfrekvens, steg 1, $f >$	> 52,5 Hz > 1 sekunder
Underfrekvens steg 1, $f <$	< 45,0 Hz > 60 sekunder
Underfrekvens steg 2, $f <<$	< 42,5 Hz, > 0,1 sekund

Systemansvarlig kan bestemme andre grenser for frekvensvern dersom det er av behov for lokal forsyning, for at produksjonsenheter kobler ut stegvis ved koordinert frekvensvernplan.

- Undermagnetiseringsvern skal stilles inn slik at krav til reaktiv ytelse oppfylles, se kapittel 12.4, og også med margin slik at undermagnetiseringsbegrenser kan innstilles iht. kravene i kapittel 12.5.5.
- Generatortransformator med primærside tilknyttet direkte eller lavohmig jordet nett
 - o *Utkoblingstider for feil på generator*
For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling. Det kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitt tidskrav.
 - Kortslutning på generator med tilhørende skinneføringer frakobles nettet trepolet innen 0,2 s.
 - o *Utkoblingstider for feil på generatortransformator*
For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling. For feiltyper omtalt i punkt 1 – 3 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitt tidskrav. For punkt 4 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitte krav beskrevet i del II Nettanlegg: kapittel 7.2.2, pkt. 8 og 9.
 - i. Vindingsfeil og kortslutninger frakobles nettet trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feilene beskrevet i punkt 3 nedenfor.
 - ii. Enfase kortslutning på transformatorens primærside frakobles nettet trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feilene beskrevet i punkt iii nedenfor.
 - iii. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens primærside frakobles nettet innen 0,1 s for to-bryter/enkel strømtransformator-system og senest innen 0,3 s for to-bryter/to-strømtransformator-system.
 - iv. Høyohmige feil og fasebrudd på transformatorens primærside frakobles selektivt av jordstrømvern.
 - o *Utkoblingstider for feil på generator og transformator ved vernsystemsvikt*
 - i. Kortslutning på generator med tilhørende skinneføringer frakobles nettet innen 0,4 s.
 - ii. Kortslutning på transformatorens primærside frakobles nettet innen 0,4 s.
 - iii. Kortslutning på transformatorens sekundærside frakobles nettet innen 0,4 s.
 - o *Utkoblingstider for feil på generator og transformator ved effektbrytersvikt på primærsiden*
 - Kortslutningsbidrag fra tilstøtende nett skal frakobles innen 0,3 s.
- Generatortransformator med primærside tilknyttet isolert eller spolejordet nett
 - o *Utkoblingstider for feil på generator*
For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling. Det kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitt tidskrav.
 - Kortslutning på generator med tilhørende skinneføringer frakobles nettet trepolet innen 0,2 s.
 - o *Utkoblingstider for feil på transformator*
 - For alle kortslutninger skal det finnes to uavhengige vernsystemer som hver for seg detekterer og initierer frakobling. For feiltyper omtalt i punkt 1 og 2 kreves kun ett vernsystem som oppfyller angitt tidskrav.
 - 1. Vindingsfeil og kortslutninger frakobles nettet trepolet og definitivt innen 0,1 s, med unntak av feilene beskrevet i hovedpunkt 2 nedenfor.
 - 2. Kortslutning mellom strømtransformator og effektbryter på transformatorens primærside:
 - a. Kortslutningsbidrag fra kraftledning frakobles innen 0,4 s.

- b. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå (≥ 110 kV) frakobles innen 0,4 s.
 - c. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på høyere spenningsnivå (< 110 kV) frakobles innen 0,5 s.
 - d. Kortslutningsbidrag fra transformator mot nett på lavere spenningsnivå frakobles innen 1,0 s.
 - e. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s.
 - o *Utkoblingstider for feil på generator og transformator ved vernsystemsvikt*
 - i. Kortslutning på generator med tilhørende skinneføring frakobles nettet innen 0,4 s.
 - ii. Kortslutning på transformatorens primærside frakobles nettet innen 0,4 s.
 - iii. Kortslutning på transformatorens sekundærside frakobles nettet innen 0,4 s.
 - o *Utkoblingstider for feil på generator og transformator ved effektbrytersvikt på primærsiden*
 - i. Vindingsfeil og kortslutninger skal frakobles nettet innen 2,1 s.
 - ii. Kortslutningsbidrag fra produksjonsenhet tilknyttet samleskinne på primær- eller sekundærside skal frakobles hurtigst mulig og senest innen 3,0 s
- Ved svikt på vernsystem eller effektbryter som gir lite spenningsfall
 - o Ved vernsystem- eller effektbrytersvikt, samtidig med kortslutning på transformatorens sekundær- eller tertiærside, kan kravet om frakobling av kortslutningsinnmating fra tilstøtende nett fravikes under følgende forutsetninger:
 - i. Kortslutningen gir < 10 % spenningsdipp på transformatorens primærside ved normal kortslutningsytelse i nettet.
 - ii. Driftsleder for aktuelt anlegg aksepterer mangel på reserve ved slik svikt.
 - iii. Det skal dokumenteres lav sannsynlighet for slik svikt.

12.7.9 Generatortransformator

12.7.9.1 Funksjonskrav

Generatortransformatorer skal følge krav til transformatorer for nettanlegg, kapittel 5.3, men det vil ikke bli stilt krav om overlastegenskaper, og vanligvis ikke bli stilt krav om trinnkobler for en generatortransformator. Systemansvarlig kan behovsvurdere og beslutte at trinnkobler, skal benyttes. Systemansvarlig kan også behovsvurdere og beslutte om det skal benyttes on-load eller off-load trinnkobler. Lokale forhold for spenning og generelle forhold iht. kapittel 2.1 vil bli lagt til grunn.

Fortrinnsvis brukes ikke generatortransformatorer for tilknytning av ny jordslutningsspole. Systemansvarlig kan gjennom behovsvurdering stille slikt krav i spesielle tilfeller, der kompenseringsbehov vil bli lagt til grunn.

Generatortransformatorer skal dimensjoneres for jordfeilfaktor, samt følge jordingsprinsippene til tilknyttet nett.

Spenningssetting av generatortransformatoren skal fortrinnsvis skje fra generator. Dersom generatortransformator skal spenningssettes fra nettet, skal behov for apparat for begrenning av innkoblingsstrømmer vurderes iht. kapittel 5.2.4 (5.2.4.5).

12.7.10 Produksjonsradial

12.7.10.1 Funksjonskrav

Dersom produksjonsenheten tilknyttes en produksjonsradial skal det være apparatanlegg og vern som sikrer selektive feilklareringer iht. kapittel 7 Vern i nettanlegg.

En radial inngår ikke i snittovervåkning hvor utfall av en ledning fører til effektomlagring, og det vil derfor ikke være krav om overlastbarhet til radialen.

13 Krav til verifiserende analyser og tester for synkrone produksjonsenheter

Tabell 13-1 og tabell 13-8 spesifiserer analyser og tester som skal gjennomføres for å verifisere etterlevelse av funksjonskrav for synkrone produksjonsenheter. For tiltak i eksisterende anlegg avhenger omfanget av analyser og prøver av omfanget av tiltaket. Dersom nøkkeltall som ligger til grunn for analysene beskrevet i kapittel 13.1 med tilhørende underkapitler ikke endres av tiltaket, vil det normalt sett ikke kreves verifiserende analyser i forkant av tiltaket. Skifte av elektroniske regulatorer utløser normalt sett heller ikke behov for analyser. Prøver markert med (X) er behovsvurderte. Systemansvarlig kan beslutte at andre analyser, simuleringer og prøver skal gjennomføres i tillegg til de obligatoriske.

Systemansvarlig stiller ikke detaljerte krav til simuleringsmodeller for bruk i analysene. Det er tiltakshavers ansvar å tilse at planlegging av produksjonsenheten er iht. funksjonskravene, og korrekte simuleringsmodeller er en forutsetning for å oppnå dette. Systemansvarlig legger til grunn at det er tester (og kraftsystemdata) som er den endelige verifikasjonen av funksjonaliteten. Simuleringer er en forenkling av virkeligheten, og systemansvarlig anerkjenner at uforutsette dynamikker/karakteristikker kan oppstå utenfor simuleringsmodellene. I slike tilfeller vil simuleringer, herunder modeller, forutsetninger og resultater, være et utgangspunkt for å vurdere om tiltakshaver har forsømt sine plikter om å planlegge anlegget iht. funksjonskravene.

Generelt for alle tester kan det være driftsbegrensninger som hindrer utførelsen av dem, for eksempel mulighet til maksimal produksjon av reaktiv effekt. Dersom dette er tilfellet, skal dette synliggjøres i rapporteringen av idriftsettelsesprøver. Systemansvarlig kan etterspørre at prøver gjøres på et nytt tidspunkt, dersom dette vurderes som nødvendig. Dette er beskrevet i retningslinjene for innrapportering av anleggsdata (iht. energilovforskriften § 6-1).

Alle prøver skal dokumenteres med tilstrekkelig høy måleoppløsning og -nøyaktighet som gjenspeiler testens formål. Systemansvarlig kan kreve at analyse- eller prøverapporter oppdateres dersom resultatene ikke fremkommer tydelig for å kunne verifisere oppfyllelse av funksjonskrav.

Systemansvarlig kan kreve at funksjonsprøver må gjennomføres på nytt eller suppleres dersom:

1. kvalitet på målingene ikke er tilfredsstillende
2. test ikke er gjennomført under de beskrevne forutsetninger og hvor avvik ikke er avklart med systemansvarlig, slik at testen ikke kan benyttes til verifisering av gjeldende funksjonskrav.

I tillegg til analyser og tester, inngår deler av innrapporteringen av anleggsdata (iht. energilovforskriften) som en del av kravetterlevelsen. Dette inkluderer:

- Endelige tekniske data
- Vern- og reléplaner
- Driftsdiagram som viser reaktiv ytelse inkl. innstilte begrensere

13.1 Verifiserende analyser

Dette kapittelet beskriver analysene som skal gjennomføres for å dokumentere at den synkrone produksjonsenheten er planlagt iht. funksjonskravene.

TABELL 13-1: OVERSIKT OVER ANALYSER SOM SKAL GJENNOMFØRES I PLANLEGGING AV SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER. MARKERINGEN «X» ANGIR ANALYSER SOM ALLTID SKAL GJENNOMFØRES, «(X)» INDIKERER AT ANALYSENE KAN BEHOVVURDERES.

Verifiserende analyser					
Kapittel	Funksjon	Klasse			Merknad
		B	C	D	
13.1.1	Fault Ride Through	X	X	X	
13.1.2	Frekvensreguleringsegenskaper	(X)	X	X	Kun krav til anlegg med fullverdig turbinregulator
13.1.3	Magnetiseringsutstyr		(X)	(X)	Kravene til å gjennomføre analyser gjelder kun dersom aggregatet skal utstyres med dempetilsats og det ikke er statisk magnetisering og/ eller takspenningsfaktor < 2.
13.1.4	Reaktiv ytelse	(X)	(X)	(X)	

13.1.1 Krav til analyse av Fault Ride Through-egenskaper

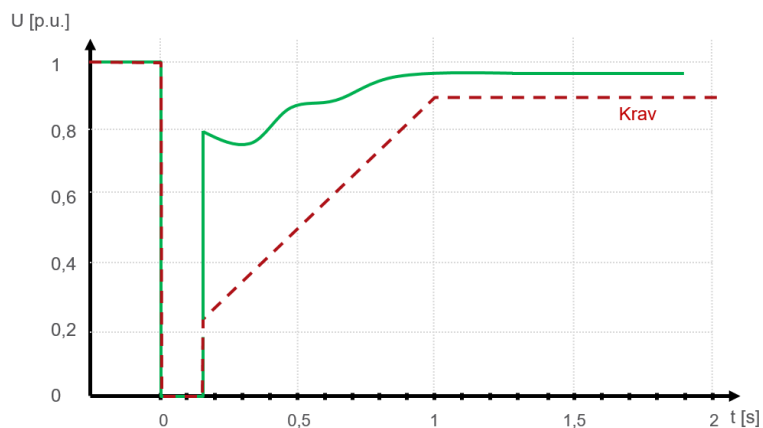
Den planlagte synkrone produksjonsenhetens kritiske feilklareringstid skal dokumenteres (CCT – Critical Clearing Time). Denne er definert ved den lengste feilklareringstiden, t_{feil} , som ikke resulterer i tap av synkronisme når feilhendelsen fører til en restspenning i tilknytningspunktet U_{ret} .

Analysene gjøres i et egnet simuleringsverktøy for modellering av produksjonsenheten og nettanlegg. Feilen skal påtrykkes i POC. Det skal påtrykkes en feil som varer i en definert tid, t_{feil} . Spenningsforløpet etter feilen skal være et resultat av nettets kortslutningsytelse (det skal ikke modelleres en feil med spenningsprofil eksakt som krav-spenningsprofilen). Så lenge spenningsforløpet er over krav-spenningsprofilen skal synkronisme beholdes. Dette dokumenteres slik det er illustrert i Figur 13-1. Dokumentasjonen skal også vise rotorvinkelen, illustrert i Figur 13-4.

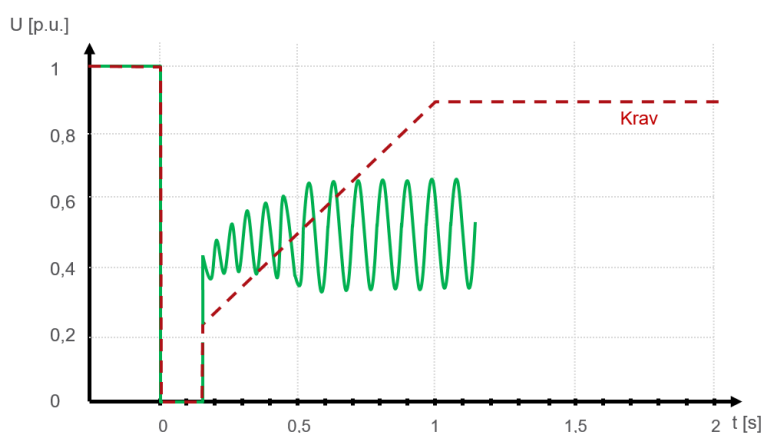
Dersom det motsatte er tilfellet, at produksjonsenheten mister synkronisme selv om spenningsforløpet er over krav-kurven, er ikke de planlagte verdiene for anlegget tilstrekkelige. Dette er illustrert i Figur 13-2 og Figur 13-4.

Dersom det viser seg at kortslutningsytelsen i POC er så lav at spenningsforløpet etter feil er under krav-spenningsprofilen og produksjonsenheten mister synkronisme, som vist i Figur 13-3, skal kortslutningsytelsen økes inntil spenningsprofilen ligger på eller over krav-spenningsprofilen. Produksjonsenheten skal da holde synkronisme for å overholde kravene.

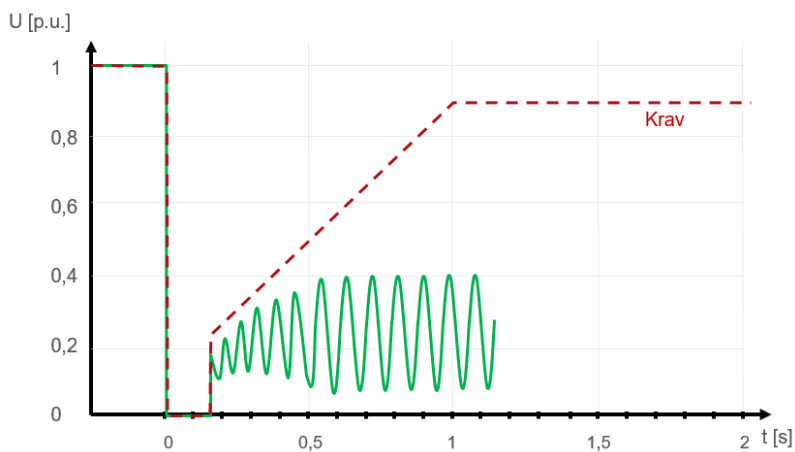
Innholdet og gjennomføring av simuleringen er oppsummert i tabell 13-2. Dersom tiltakshaver kan vise etterlevelse av kravene på annen måte, skal systemansvarlig vurdere om metode og dokumentasjon er tilfredsstillende.



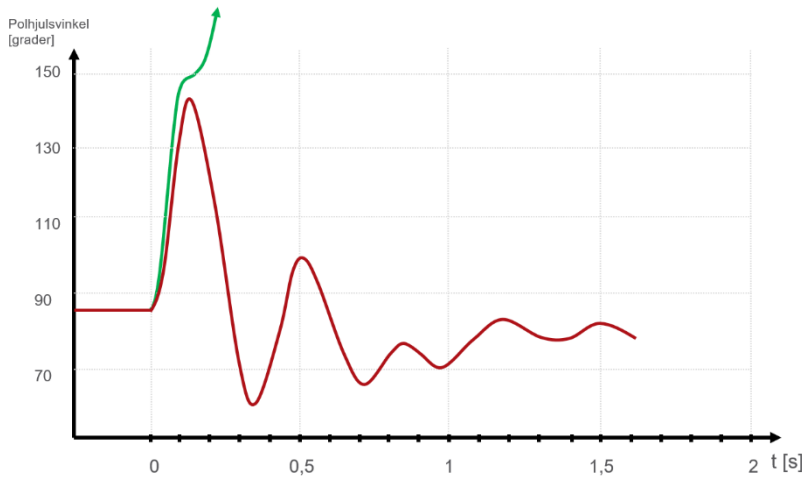
FIGUR 13-1: TYPISK TIDSFORLØP FOR SPENNING I TILKNYTNINGSPUNKT NÅR SYNKRONISME MOT NETTET BEHOLDSES.



FIGUR 13-2: TYPISK TIDSFORLØP FOR SPENNING I TILKNYTNINGSPUNKT NÅR SYNKRONISME MOT NETTET TAPES VED FEILKLARERINGSTID > CCT, SELV OM SPENNINGEN LIGGER OVER KRAV-SPENNINGSPROFILEN.



FIGUR 13-3: TYPISK TIDSFORLØP FOR SPENNING I TILKNYTNINGSPUNKT NÅR SYNKRONISME MOT NETTET TAPES VED FEILKLARERINGSTID > CCT, NÅR SPENNINGEN ETTER FEIL LIGGER UNDER KRAVKURVEN.



FIGUR 13-4: TYPISK TIDSFORLØP FOR ROTORVINKEL I TILKNYTNINGSPUNKT NÅR SYNKRONISME MOT NETTET BEHOLDNES (RØD) OG TAPES (GRØNN).

TABELL 13-2: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER, MODELLERING OG GJENNOMFØRING AV SIMULERINGER FOR Å VERIFISERE FAULT RIDE THROUGH-FUNKSJONALITET FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE ANALYSER: FAULT RIDE THROUGH	
KRAV TIL ANALYSE	Dokumentere at den planlagte synkrone produksjonsenheten er planlagt og dimensjonert for å overholde funksjonskravet til Fault Ride Through, beskrevet i kapittel 12.6.1.
FORUTSETNINGER	Aktiv effekt før feil, $P_{PCC} = P_{maks}$ Reaktiv effekt før feil, $Q_{PCC} = 0$, Spennning før feil, $U_{POC} = 1 \text{ p. u.}$
MODELL	<u>Modellering av feil:</u> - Type D hvor $U_n \geq 110 \text{ kV}$ Metallisk kortslutning i POC ($Z_{feil} = 0 \text{ p. u.}$) i POC, slik at $U_{feil} = 0 \text{ p. u.}$ i en gitt tid, $t_{feil} \text{ [ms]}$. - Type B, C og type D hvor $U_n < 110 \text{ kV}$ Kortslutning i POC ($Z_{feil} > 0 \text{ p. u.}$) i POC, slik at $U_{feil} = 0,3 \text{ p. u.}$ i en gitt tid, $t_{feil} \text{ [ms]}$. FIGUR 13-5: ILLUSTRASJON AV NETTMODELL OG RELEVANTE DEFINISJONER MED BETYDNING FOR ANALYSEN <u>Modellering av omkringliggende nett:</u> Samme før og etter feil. To alternativer: 1. Nettmodell som representerer lettlast, dvs. ved minimal kortslutningsytelse

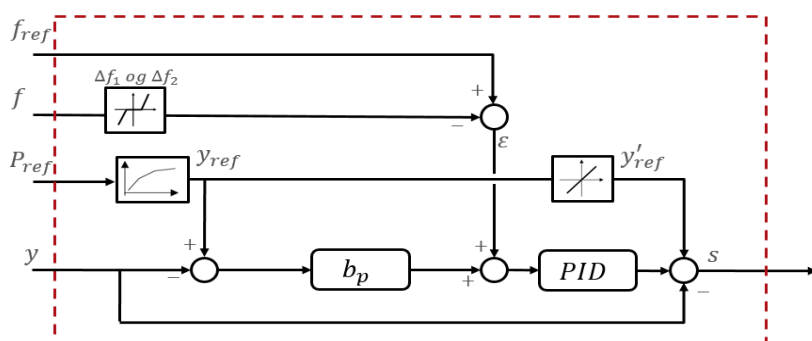
	2. Thevenin ekvivalent – modell av nettet med minimal kortslutningsytelse med spenningskilde $U_{th} = 1 \text{ p.u.}$ og $Z_{th} = \frac{U_{th}}{I_k}$ eller $Z_{th} = \frac{ U_{th} ^2}{S_n^*}$.
DOKUMENTASJON	<u>Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen:</u> • Merkeytelse, S_n [MVA] • Maksimal aktiv effekt, P_{maks} [MW] • Svingmasse, enten; - o Inertia-konstant, H [s] - o Generator tidskonstant T_d [s] eller, - o Tregghetsmoment, J [kgm²] • Transient reaktans generator, X_d' [pu] • Reaktans transformator, X_t [pu] • Dersom produksjonsradial; Linjereaktans, X_l [pu] • Kortslutningsytelse, S_k [MVA] / I_k [A] <u>Grafer:</u> Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid $t_{feil} = 150 \text{ ms}$: • Tidsforløp av: - o Spenningen i tilknytningspunktet, U_{POC} - o Spennning på generatorklemmene, U_g - o Rotorvinkel/polhjulsinkel - o Aktiv effekt - o Reaktiv effekt. • Dersom kortslutningsytelsen i POC er for lav til at synkronisme kan beholdes ved t_{feil} og pga. lav spenningsprofil etter feilklarering, skal det undersøke hvilken kortslutningsytelse som skal til for at spenningen skal ligge over krav-spenningsprofilen, og produksjonens kravetterlevelse sjekkes ved denne kortslutningsytelsen. Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid lik kritisk feilklareringstid, $t_{feil} = t_{CCT}$: • Tidsforløp av: - o Spenningen i tilknytningspunktet, U_{POC} - o Spennning på generatorklemmene, U_g - o Rotorvinkel/polhjulsinkel - o Aktiv effekt - o Reaktiv effekt Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid, $t_{feil} = t_{CCT} + 10 \text{ ms}$ (dette for å vise ustabilitet): • Tidsforløp av: - o Spenningen i tilknytningspunktet, U_{POC} - o Spennning på generatorklemmene, U_g - o Rotorvinkel/polhjulsinkel - o Aktiv effekt - o Reaktiv effekt For alle resultater skal aksene tydelig benevnes og merkes med verdier. Eventuell egen analyserapport vedlegges.

13.1.2 Krav til analyse av frekvensreguleringsegenskaper og -stabilitet

Analysene skal dokumentere den planlagte synkrone produksjonsenhetens egenskaper for frekvensregulering. Dette omfatter stabilitet og evne til å utregulere lastvariasjoner. Systemansvarlig stiller ikke detaljerte krav til modellen, men forutsetningene gitt av Tabell 13-3 skal benyttes.

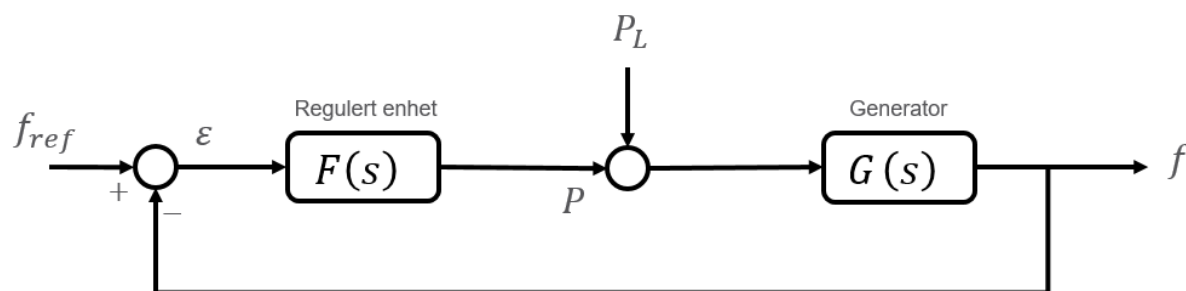
Analysene gjennomføres ved å modellere produksjonsenheten mekaniske pådrag (vannvei, dampkjele, gasturbin, etc. turbinregulering (ledeapparater, deflektorer, etc.), mekaniske egenskaper (generator- og turbintyngde) og turbinregulator. Det skal benyttes parametere som er optimale for separatudrift. Dette innebærer parametersett som gir best mulige reguleringsegenskaper, samtidig som det er tilstrekkelige marginer mot ustabilitet. Dette parametersettet omtales som FCR-I- eller separatudriftsparametere.

Turbinregulator er enheten som bestemmer pådraget til turbin gjennom å regulere servomotorene (til nåler, deflektorer og ledeapparater mm.) iht. settpunkt, målesignaler og innstilte parametere. Prinsipiell oppbygning er illustrert i Figur 13-6 [17]. Andre varianter finnes også. Systemansvarlig stiller ikke krav til oppbygning av regulator, men til resulterende respons.



FIGUR 13-6: PRINSIPIELL OPPBYGNING AV FREKVENSRREGULERING VED TILBAKEFØRING AV SERVO-POSISJON.

Figur 13-7 viser en modell basert på svingeligningen, og denne illustrerer et frekvensregulert system. Modellen har ingen spenningsavhengighet. Videre forklaringer refereres til denne.



FIGUR 13-7: PRINSIPIELL MODELLERING AV ET FREKVENSRREGULERT SYSTEM. $F(s)$ ER DEN MATEMATISKE MODELLEN AV DEN REGULERTE ENHETEN (TURBINREGULATOR OG TURBINREGULERING). $G(s)$ ER SYSTEMET.

Det er tre hoveddeler av analysen – stabilitet, lastregulering av små forstyrrelser og lastregulering av store lastsprang

1. Stabilitet betegnes av reguleringsegenskaper som demper alle forstyrrelser i det regulerde systemet.
2. Lastregulering av små lastforstyrrelser angir reguleringsegenskapene for det regulerde systemet, uten at ledeapparater går i metning, hverken i posisjon (ytterpunkter) eller i maksimal åpne-/lukkehastighet. Ingen dødbånd eller begrensning i ramping hastighet (effektendringshastighet) er aktive. Evnene til å regulere småsignalforstyrrelser defineres av responsen mellom en lastforstyrrelse og det resulterende transiente frekvensavviket.

3. Frekvensreguleringsegenskaper – Store lastforstyrrelser er responser ved lastsprang som er så store at ulineariteter blir dominerende. Dette inkluderer ulineær vannveisdynamikk og metninger i servosystemer (åpne-/lukkehastighet).

13.1.2.1 Frekvensregulering - Stabilitet

Som angitt i kapittel 12.3.3, skal synkrone produksjonsenheter med turbinregulator være frekvensreguleringsstabile over hele pådragsområdet fra P_{min} til P_{maks} . Reguleringsstabilitet bestemmes av produksjonsenhetens evne til å dempe frekvenspendlinger.

Dersom ikke systemansvarlig har godkjent annet, skal stabiliteten til produksjonsenhetene kartlegges ved frekvensplananalyse. Frekvensresponsen mellom frekvensreferansen og frekvensavviket, $S(s)$, referert Figur 13-7 og ligning 13-1, angir hvordan en endring i frekvensreferanse forplanter seg i systemer.

$$S(s) = \frac{\varepsilon}{f_{ref}} = \frac{1}{1+F(s)G(s)} = \frac{1}{1+G_O(s)} \quad 13-1$$

Gjennom til kriterier til den åpne sløyfe-transferfunksjonen, $G_O(s)$, er stabilitet sikret og pendlinger tilstrekkelig dempet.

Forsterkningsmarginen, A_m , er gitt av differansen mellom 0 dB og forsterkningen, $|G_O(j\omega)|$, når transferfunksjonens vinkel er 180 grader, $\angle G_O(j\omega) = -180^\circ$.

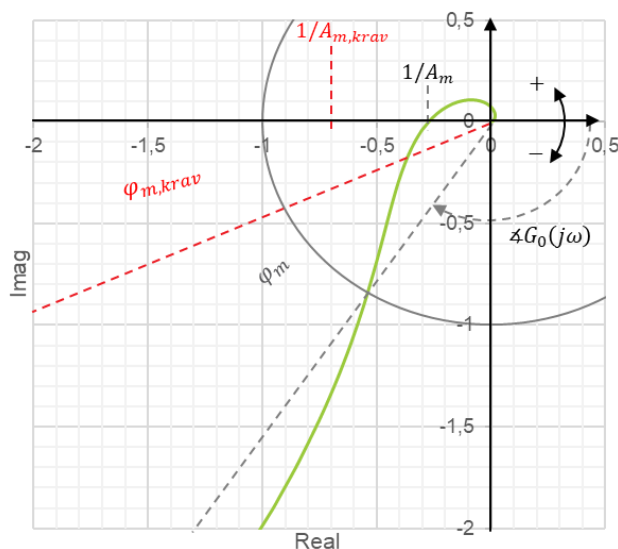
Fasemarginen, φ_m , er gitt av differansen mellom fasevinkelen, $\angle G_O(j\omega)$, ved $|G_O(j\omega)| = 1 = 0 \text{ dB}$ og -180° .

Ved $P = 0,85 \cdot P_{maks}$ skal marginene hhv. være større lik 3 dB og 25 grader. Dette vist i ligningene 13-2 og 13-3 og er illustrert i av Nyquist-diagrammet i figur 13-8 og Bode-diagrammet i figur 13-9.

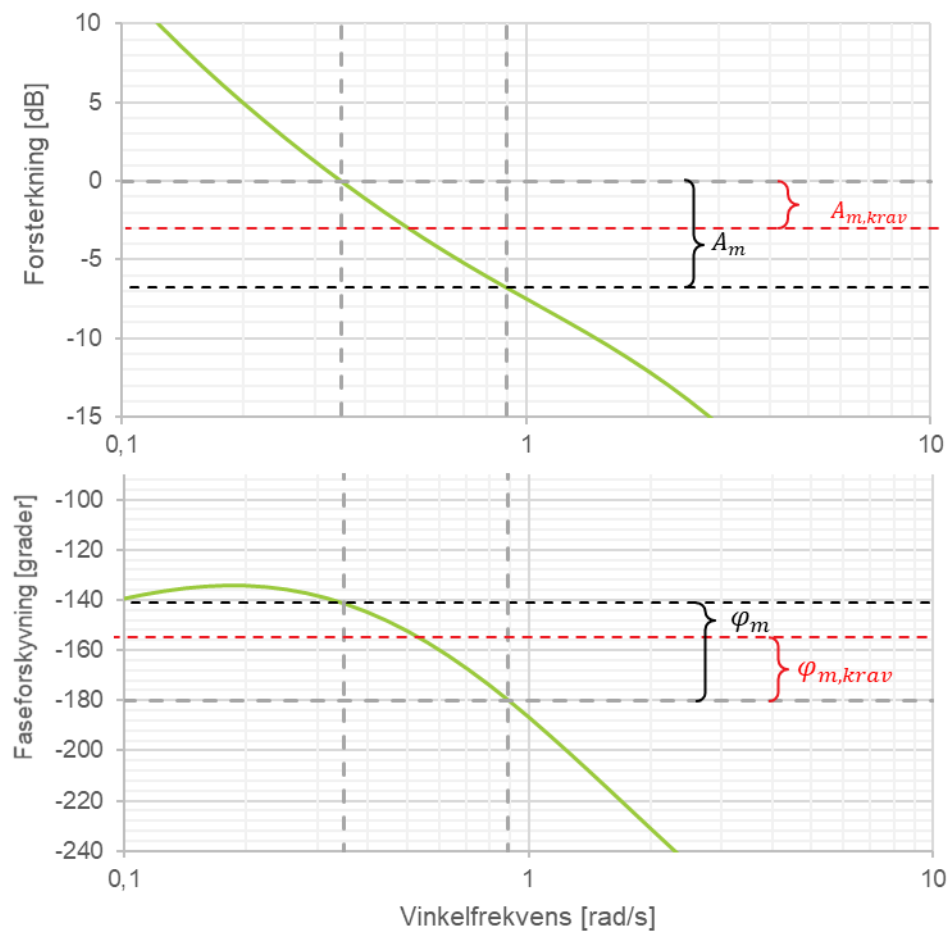
$$A_m = 0 \text{ dB} - 20 \log^{10}(|G_O(j\omega)|) > A_{m,krav} = 3 \text{ dB} \text{ når } \angle G_O(j\omega) = -180^\circ \quad 13-2$$

$$\varphi_m = \angle G_O(j\omega) + 180^\circ > \varphi_{m,krav} = 25^\circ \text{ når } |G_O(j\omega)| = 1 = 0 \text{ dB} \quad 13-3$$

Merk at $\angle G_O(j\omega)$ har negativt fortegn.



FIGUR 13-8: ILLUSTRASJON AV FREKVENSPANRESPONSEN (GRØNN) TIL $G_O(s)$, REF. LIGNING 13-1, I ET NYQUIST-DIAGRAM, HVILKET UTTRYKKER STABILITETEN TIL SYSTEMET. RØDSTIPLEDE LINJER INDIKERER KRAVENE TIL STABILITETSMARGIN. GRÅSTIPLEDE ER FAKTISK STABILITETSMARGIN.



FIGUR 13-9: ILLUSTRASJON AV FREKVENSPÅNRESPONSEN (GRØNN) TIL $G_o(s)$, REF. LIGNING 13-1, I ET BODE-DIAGRAM, HVILKET UTTRYKKER STABILITETEN TIL SYSTEMET. RØDSTIPLEDE LINJER VISER KRAVENE TIL STABILITETSMARGIN. GRÅSTIPLEDE LINJER ER FAKTISK STABILITETSMARGIN.

TABELL 13-3: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA SIMULERINGER FOR VERIFIKASJON AV STABILITET I FREKVENSRREGULERING FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE ANALYSE: FREKVENSRREGULERING - STABILITET	
KRAV TIL ANALYSE	Dokumentere at den planlagte synkrona produksjonsenheten er planlagt og dimensjonert for å ha tilstrekkelig demping av frekvenspendlinger iht. kravene i kapittel 12.3.3.
FORUTSETNINGER	Aktiv effekt: $P_{sett} = 0,85 \cdot P_{maks}$ Statikk: $b_p = 2 \%$ Modellen har ingen ulineariteter. Systemet skal være modellert som et separatnettområde med frekvensuavhengig last. Dempeeffekter fra turbin og generator kan inkluderes, men ikke dempeeffekten fra spenningsregulator. All effekt av spenningsregulering utelates.

DOKUMENTASJON	Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen: • Maksimal aktiv effekt, P_{maks} [MW] • Blokkdiagram for regulator og regulatorparametere • Beskrivelse av vannveimodell (dersom vannkraft) og vannveistidskonstant(er) • Blokkdiagram av systemet og: ○ Produksjonsenhetsens svingmasse, enten ved; ▪ Treghets-konstant, H [s] ▪ Generatortidskonstant T_a [s] eller, ▪ Treghetsmoment, J [kgm²] ○ Eventuell dempeeffekt i generator, P_D [MW] Grafer: Frekvensplanresponsen til modellen: • Nyquist- eller Bode-diagrammet til transferfunksjonen $G_O(s) = G(s)F(s)$. • Dokumentasjon på forsterkning- og fasemargin. Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier. Eventuell egen analyserapport vedlegges.
----------------------	--

13.1.2.2 Frekvensregulering – små lastforstyrrelser

Som angitt i kapittel 12.3.1, skal synkrone produksjonsenheter med turbinregulator ha bestemte egenskaper på for å regulere lastforstyrrelser. Analyser skal beregne responsen til produksjonsenhetsens frekvens ved en påtrykket lastendring i separatudrift.

I frekvensplanet er lastreguleringen definert som transferfunksjonen i ligning 13-4, som beskriver hvordan en lastforstyrrelse forplanter seg i det regulerte systemet som frekvensvariasjoner. I tidsplanet er lastreguleringen definert som tidsresponsen til frekvensen ved en lastforstyrrelse.

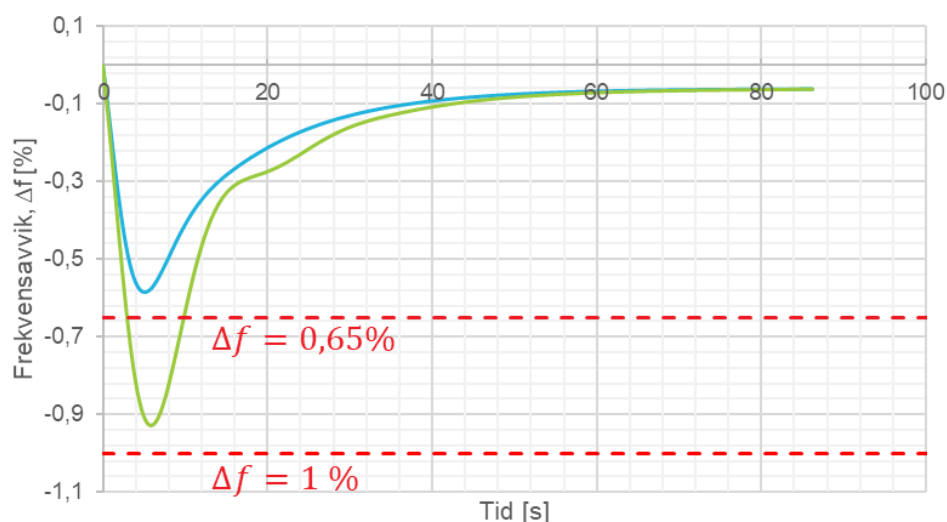
$$H(s) = \frac{f}{P_L}(s) = -\frac{G(s)}{1+G_O(s)} = \frac{1}{-\frac{1}{G(s)}-F(s)} \quad 13-4$$

I ligningen over betegner $G_O(s) = F(s) \cdot G(s)$ åpen sløyfe-transferfunksjonen til systemet i Figur 13-7.

Analysen kan gjøres på to alternative metoder:

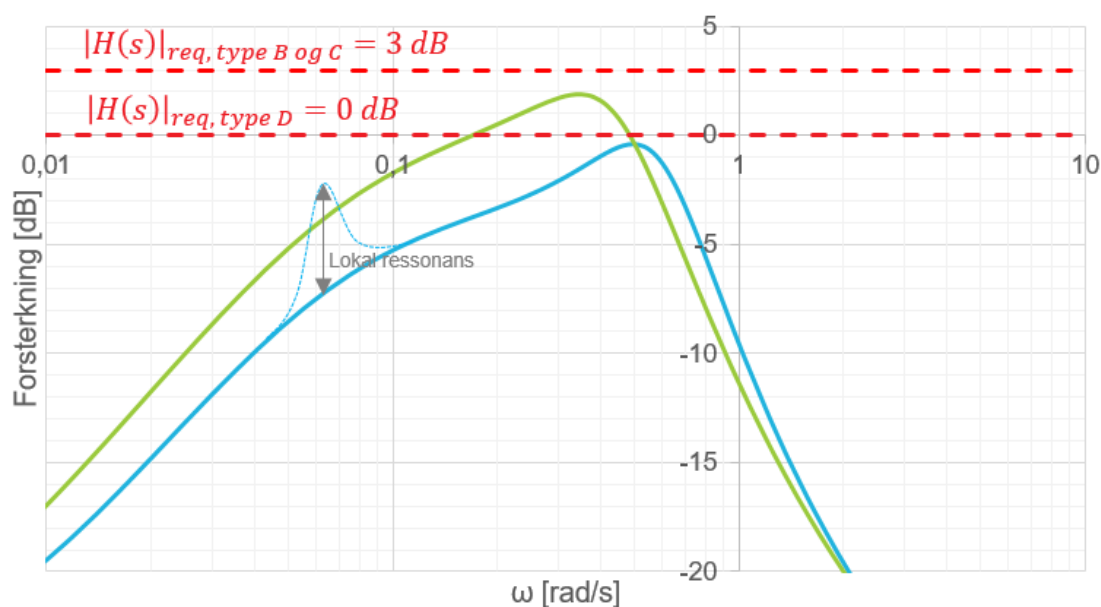
- Analyse av maksimalt transient frekvensavvik (NADIR) for tidsresponsen ved et simulert lastsprang, eller;
- Høyeste forsterkning i frekvensplanresponsen til det frekvensregulerte systemet, $|H(s)|_{maks}$, ref. ligning 13-4

Ved simulering av tidsrespons skal det påtrykkes en stegendring i frekvensreferansen, P_L , på 1 %.



FIGUR 13-10: FREKVENSRSPONS I TIDSPLANET VED 1 % LASTPÅSLAG REFERERT P_{maks} , VED $P_{sett} = 85 \% \cdot P_{maks}$ OG 2 % STATISK. DE RØDE STIPEDE LINJENE REPRERENTERER KRAVENE TIL MAKSIMALT TRANSIENT FREKVENSAVVIK. GRØNN (TYPE B OG C) OG BLÅ KURVER (TYPE D) ER EKSEMPLER PÅ FREKVENSFØRLØP ETTER ET LASTSPRANG PÅ EGET OHMSK NETT.

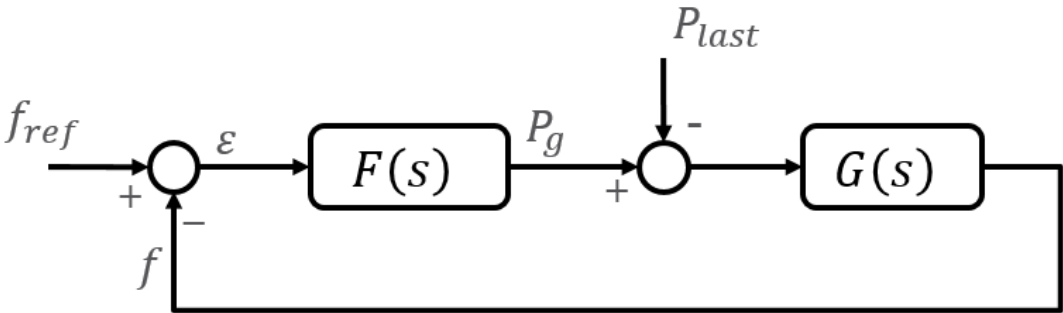
Ved simulering av produksjonsenhetens lastregulering i frekvensplanet dokumenteres forsterkningen i systemet, $|H(s)|$, for frekvenser, $\omega \left[\frac{rad}{s}\right]$ i bredt nok område til å dokumentere toppunktet. Dette er illustrert i Figur 13-11. Systemansvarlig legger til grunn at forsterkningstopp i lukket sløyfe på hhv. 3 dB og 0 dB gir ca. 1 % og 0,65 % frekvensavvik i tidsplanet.



FIGUR 13-11: FREKVENSRSPONS ILLUSTRERT I FREKVENSPLANET VED 1 % LASTPÅSLAG REFERERT P_{maks} , VED $P_{sett} = 0,85 \cdot P_{maks}$ OG 2 % STATISK. DE RØDE STIPEDE LINJENE REPRERENTERER KRAVENE TIL MAKSIMALT TRANSIENT FREKVENSAVVIK. GRØNN (TYPE B OG C) OG BLÅ KURVER (TYPE D) ER EKSEMPLER PÅ FREKVENSFØRLØP ETTER ET LASTSPRANG PÅ EGET OHMSK NETT.

TABELL 13-4: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA ANALYSER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR FREKVENSLASTFORSTYRRELSE AV SMÅ LASTFORSTYRRELSE FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.

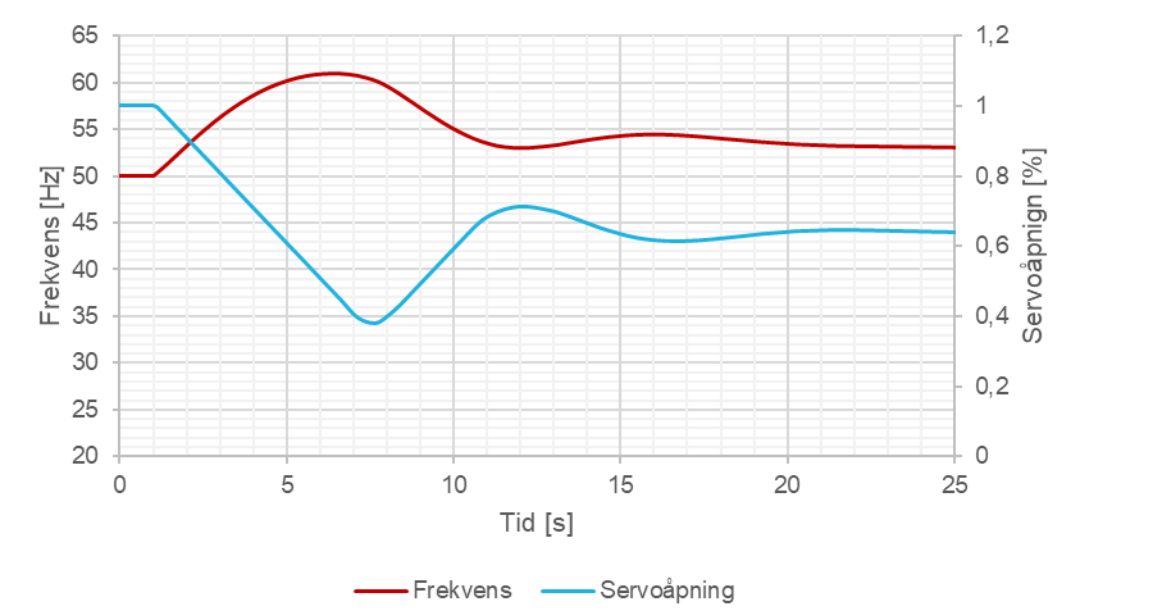
GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE ANALYSER: FREKVENSLASTFORSTYRRELSE – SMÅ LASTFORSTYRRELSE	
KRAV TIL ANALYSE	Dokumentere at den planlagte synkrona produksjonsenheten er planlagt og dimensjonert for utregulere lastvariasjoner med maksimale frekvensvariasjoner iht. kravene i kapittel 12.3.1.
FORUTSETNINGER	Aktiv effekt: $P_{sett} = 0,85 \cdot P_{maks}$ Statikk: $b_p = 2 \%$ Modellen har ingen ulineariteter. Systemet skal være modellert som et separatnettområde med frekvensuavhengig last. Dempeeffekter i generator (kan) inkluderes. Effekt av spenningsregulering utelates
DOKUMENTASJON	Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen: • Maksimal aktiv effekt, P_{maks} [MW] • Blokkdiagram for regulator og regulatorparametere • Beskrivelse av vannveimodell (dersom vannkraft) og vannveitidskonstant(er) • Blokkdiagram av systemet og: - o Produksjonsenhetens svingmasse, enten ved; ▪ Inertia-konstant, H [s] ▪ Generatortidskonstant T_a [s] eller, ▪ Tregghetsmoment, J [kgm²] - o Eventuell dempeffekt i generator, P_D [MW] Grafer: • Frekvensplananalyse - o Nyquist- eller Bode-diagrammet til transferfunksjonen $H(s)$ - o Dokumentasjon av høyeste forsterkning, $H(s) _{maks}$. • Tidsplananalyse - o Tidsresponsen til frekvensen ved 1 % lastsprang opp og ned. - o Dokumentasjon av største transiente frekvensavvik Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier. Eventuell egen analyserapport vedlegges.



FIGUR 13-12: LUKKET SLØYFE

13.1.2.3 Frekvensregulering – store lastforstyrrelser

Analyser skal vise simulert frekvensrespons for produksjonsenheten ved påtrykket store lastendringer i separatdrift. Dette for å undersøke egenskapene for regulering når ulineariteter blir dominerende.



FIGUR 13-13: ILLUSTRASJON AV SIMULERING AV ET STORT LASTSPRANG HVOR ULINEARITETER ER DOMINERENDE, HER SYNLIG VED VENTILMETNING I OLJETRYKKANLEGG, SOM GIR KONSTANT ENDRINGSHASTIGHET PÅ SERVOÅPNING.

TABELL 13-5: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA ANALYSER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR FREKVENSSREGULERING AV STORE LASTFORSTYRRELSE FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE ANALYSER: FREKVENSSREGULERING – STORE LASTFORSTYRRELSE	
KRAV TIL ANALYSE	Dokumentere at den planlagte synkrone produksjonsenheten er planlagt og dimensjonert for utregulere lastvariasjoner med maksimale frekvensvariasjoner iht. kravene i kapittel 12.3.2.
FORUTSETNINGER	Statikk: $b_p = 2 \%$ Modellen inkluderer ulineariteter (som maksimal åpne-/lukkehastighet og maksimal åpning). Systemet skal være modellert som et separatnettområde med frekvensuavhengig last. Dempeeffekter i generator (kan) inkluderes. Effekt av spenningsregulering utelates
DOKUMENTASJON	Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen: - Maksimal aktiv effekt, $P_{maks} [MW]$ - Blokkdiagram for regulator og regulatorparametere - Beskrivelse av vannveimodell (dersom vannkraft) og vannveistidskonstant(er) - Blokkdiagram av systemet og: - Produksjonsenhetens svingmasse, enten ved; - Inertia-konstant, $H [s]$ - Generatortidskonstant $T_a[s]$ eller, - Tregghetsmoment, $J [kgm^2]$ - Eventuell dempeeffekt i generator, $P_D [MW]$

	<u>Grafer:</u> • Tidsresponsen til frekvensen ved ulike lastsprang: - o 100 % $\rightarrow$ 85 % av P_{maks} - o 85 % $\rightarrow$ 100 % av P_{maks} - o 100 % $\rightarrow$ 50 % av P_{maks} - o 100 % $\rightarrow$ 20 % av P_{maks} Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier. Eventuell egen analyserapport vedlegges.
--	--

13.1.3 Krav til analyse av magnetiseringsutstyr

Det skal dokumenteres at den planlagte synkrone produksjonsenheten er dimensjonert med et magnetiseringssystem som oppfyller funksjonskravene.

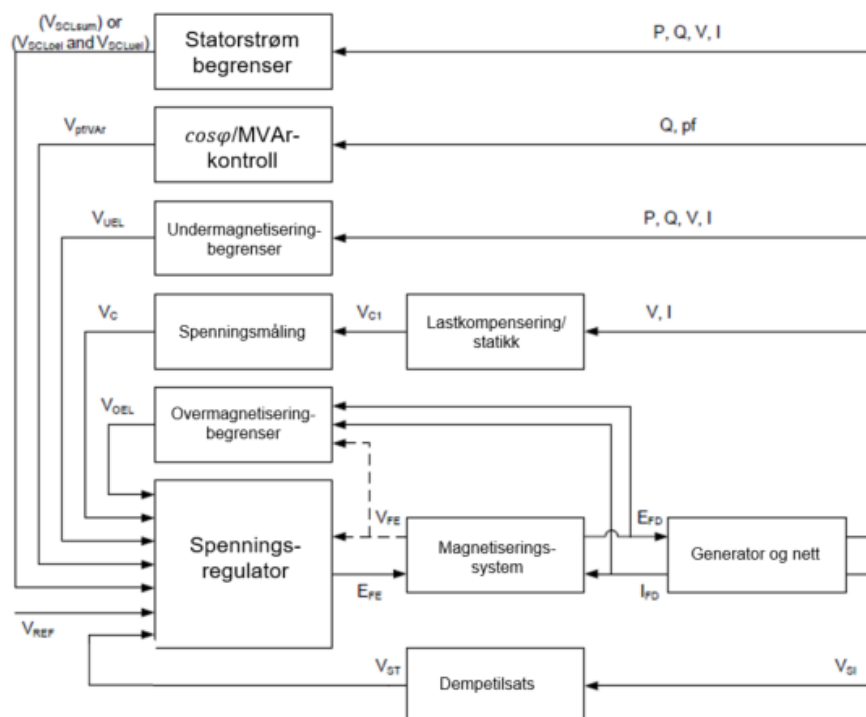
Kravene til å gjennomføre analyser gjelder kun dersom det er krav til dempetilsats og det ikke er statisk magnetisering med takspenningsfaktor større eller lik 2.

Det er i hovedsak to forhold som bestemmer magnetiseringssystemets evne til å oppfylle kravene til responstid – type magnetiseringssystem og takspenning.

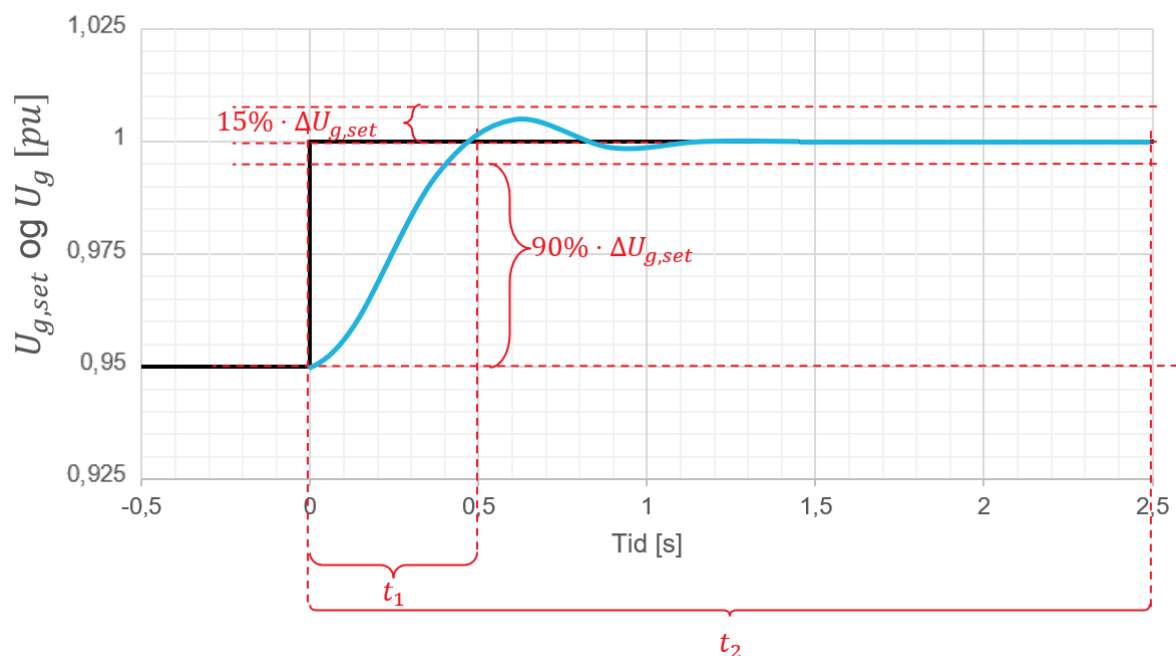
For statisk magnetisering er systemansvarlig kjent med at frekvensplanresponsen har båndbredde (> -3 dB forsterkning) for alle vinkelfrekvenser opp til ~ 25 rad/s. Det skal vises at andre typer magnetiseringsutstyr har tilsvarende egenskaper. Det er ikke spesifikke krav til frekvensplanrespons for magnetiseringsutstyr i kapittel 12.5. Båndbredden, hvilket vises av frekvensplanresponsen, er imidlertid en metode som skal sikre at alle vinkelfrekvenser er godt regulerte. Båndbredden bestemmes av den vinkelfrekvensen, ω , hvor forsterkningen blir mindre enn -3 dB.

Magnetiseringssystemet, sammen med generatorens elektromekaniske egenskaper, bestemmer responstiden i spenningsreguleringen. Spenningsregulator (excitation control system) er den logiske styringen som bestemmer pådraget til magnetiseringssystemet (excitation system) etter settpunkter, innstillinger og målesignaler. Notasjoner og begreper er koordinert med IEEE Std 421.5-2016, referanse [14], for takspenningsfaktor se fotnote 5 Annex B. Den prinsipielle virkemåten til spenningsregulatoren er vist i Figur 13-16.

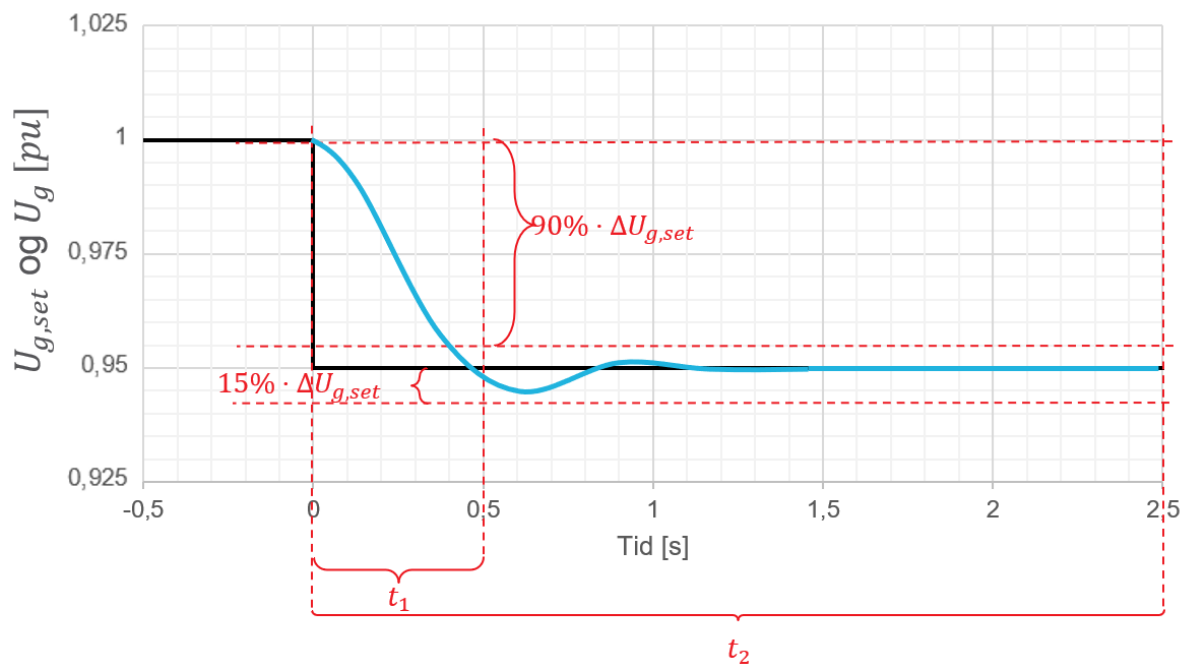
Analysene bygger på standarder for vurdering av magnetiseringsutstyrs reguleringsegenskaper [18], [14]. Responsen til produksjonsenheten skal simuleres i tidsplanet med åpen effektbryter [18]. Tidsresponsen skal vise klemmespenningens (U_g) tidsforløp ved en endring i spenningsreferanse ($U_{g,set}$) på 5 %. Det skal gjøres simuleringer for både opp og nedregulering. Dette er illustrert i Figur 13-17 og Figur 13-18.



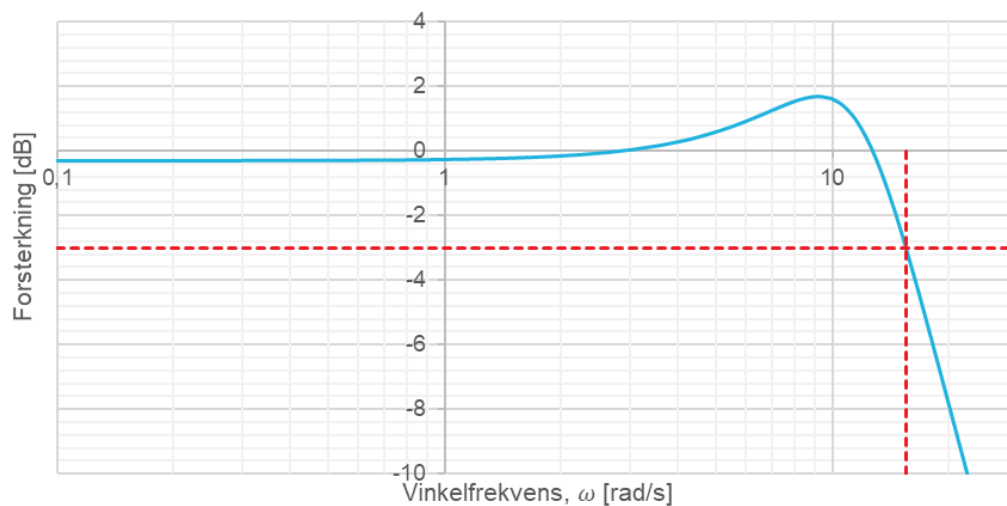
FIGUR 13-14: PRINSIPELL VIRKEMÅTE TIL SPENNINGSREGULATOREN FOR EN SYNKRON PRODUKSJONSENHET [14]. NB; MERK AT BLOKKDIAGRAMMET KUN VISER SPENNINGSINNGANG TIL DEMPETILSATS. DEMPETILSATS SKAL OGSÅ BENYTTE TURTALL IHT. KRAV I KAPITTEL 12.5.6.



FIGUR 13-15: ILLUSTRASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGSREFERANSESTEG I POSITIV RETNING FOR MAGNETISERINGSUTSTYR I LUKKET SLØYFE MED ÅPEN EFFEKTBRYTER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.



FIGUR 13-16: ILLUSTRASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGSREFERANSESTEG I NEGATIV RETNING FOR MAGNETISERINGSUTSTYR I LUKKET SLØYFE MED ÅPEN EFFEKTBRUYTER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.



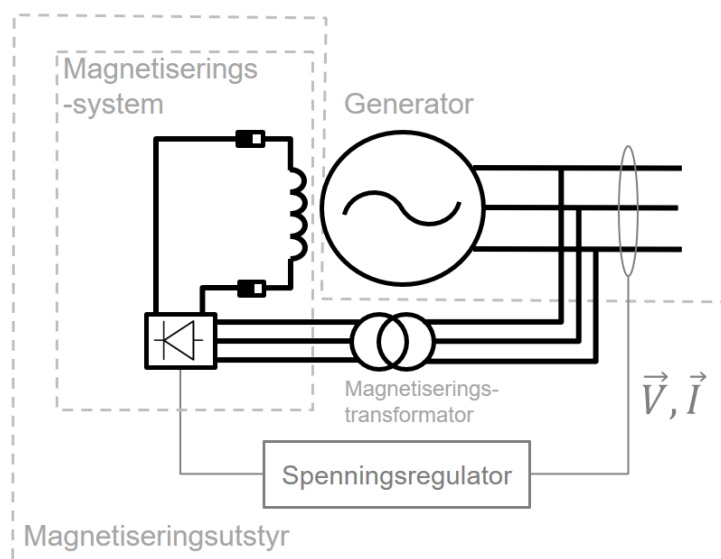
FIGUR 13-17: ILLUSTRASJON AV LUKKET SLØYFE-FORSTERKNING (BLÅ) FOR MAGNETISERINGSUTSTYR, MED BÅNDBREDDE ILLUSTRERT (RØDSTIPLET)

TABELL 13-6: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA ANALYSER FOR VERIFIKASJON AV MAGNETISERINGSUTSTYRETS EGENSKAPER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE ANALYSER: MAGNETISERINGSUTSTYR	
KRAV TIL ANALYSE	Dokumentere at den planlagte synkrone produksjonsenheten er planlagt og dimensjonert for å ha en respons som oppfyller kravene i kapittel 12.5.
FORUTSETNINGER	Aktiv effekt, $P = 0$ Åpne effektbrytere (ingen nettpåvirkning)
DOKUMENTASJON	<u>Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen:</u> • Blokkdiagram for spenningsregulator og parametere • Elektriske størrelser av betydning for resultatene (Subtransiente og transiente reaktanser) <u>Grafer:</u> Tidsplanrespons: • Tidsresponsen til generatorklemmespenningen ved sprang i referansespenning på 5 % - o $U_{g,set}$ fra 100 % $\rightarrow$ 95 % av nominell spenning, $U_{g,n}$ - o $U_{g,set}$ fra 95 % $\rightarrow$ 100 % av nominell spenning, $U_{g,n}$ • Dokumentasjon av utreguleringstiden, oversving og tid til stasjonær spenning. Frekvensplanresponsen til modellen: • Forsterkningen i frekvensplanet som funksjon av vinkelfrekvens • Dokumentasjon av båndbredde (vinkelfrekvens hvor forsterkningen er < -3 dB) Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier. Eventuell egen analyserapport vedlegges.

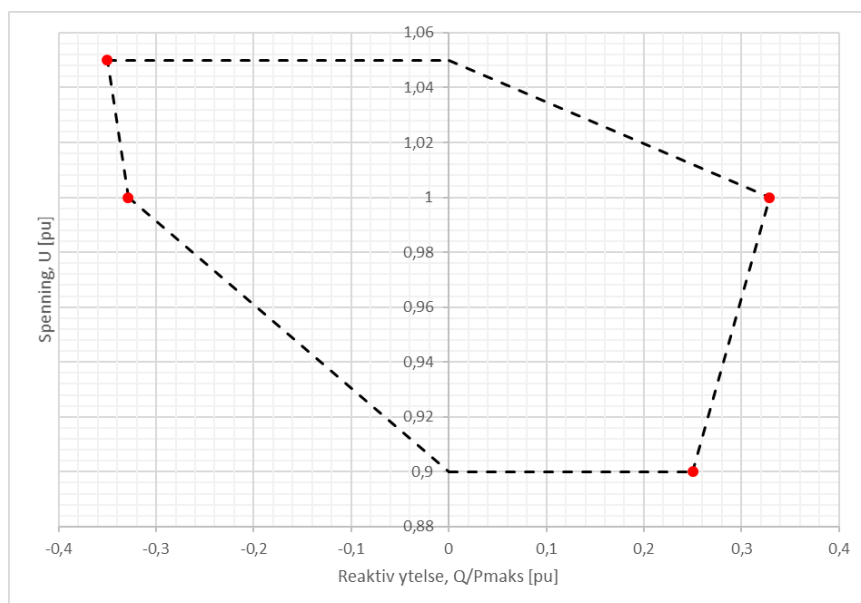
13.1.4 Krav til analyse av reaktiv ytelse

Analysene skal dokumentere at den planlagte synkrone produksjonsenheten er dimensjonert med generator og magnetiseringsutstyr som oppfyller krav til reaktive reserver i PCC. Kravene ivaretas gjennom riktig dimensjonering av generator, transformator og magnetiseringsutstyr. Begrepsbruk og omfang av magnetiseringsutstyr er illustrert i Figur 13-18. Notasjon og begreper refereres til [14]. Generatorens nominelle ytelse, $S_{g,n}$, og magnetiseringsutstyrets feltstrøm skal dimensjoneres slik at maksimal reaktive ytelse i tilkoblingspunktet (PCC), $Q_{ind,maks}$ og $Q_{kap,maks}$, er større eller likt kravet til reaktiv effekt ved maksimal aktiv effekt, $P = P_{maks}$, og nominell spenning, $U_{PCC} = 1$ pu. Analysen skal også dokumentere den reaktive ytelsen ved over og underspenning.



FIGUR 13-18: PRINSIPIELL OPPBYGNING AV MAGNETISERINGSUTSTYR, HER MED STATISK MAGNETISERINGSSYSTEM.

Som alternativ til analysene beskrevet i dette kapittelet, kan tiltakshaver bekrefte ved leverandørdokumentasjon at produksjonsenhetens generator ved maksimal aktiv effekt har effektfaktor, $\frac{P_{maks}}{S_{g,n}} \leq 0,86$ og at ekvivalent transformatorimpedans (kortslutningsimpedans) er lavere enn $0,12 pu$ (i midtstilling).



FIGUR 13-19: MAKSIMAL INDUKTIV OG KAPASITIV REAKTIV YTELSE VED VARIERENDE SPENNING.

TABELL 13-7: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA ANALYSER FOR VERIFIKASJON AV REAKTIV YTELSE FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE ANALYSER: REAKTIV YTELSE	
KRAV TIL ANALYSE	Dokumentere at den planlagte synkrone produksjonsenheten er planlagt og dimensjonert for å ha reaktiv ytelse iht. kravene i kapittel 12.4.
FORUTSETNINGER	Aktiv effekt: $P = P_{maks}$
DOKUMENTASJON	<u>Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen:</u> • Generatordata ◦ Nominell ytelse, $S_{g,n}$ ◦ Nominell effekt, $P_{g,n}$ • Planlagt maksimal effekt, P_{maks} • Nominelle verdier for magnetiseringsutstyret ◦ Nominell feltstrøm, $I_{f,n}$ ◦ Nominell feltspenning, $U_{f,n}$ • Elektriske størrelser av betydning for resultatene <u>Resultat:</u> Beregning av maksimal induktiv og kapazitiv reaktiv ytelse i PCC hensyntatt egenskapene til generator, magnetiseringsutstyr og generatortransformator ved spenningene $0,9 pu$, $1 pu$ og $1,05 pu$. Ved overspenning dokumenteres kun induktiv reaktiv ytelse og ved underspenning dokumenteres kun kapazitiv ytelse Eventuell egen analyserapport vedlegges.

13.2 Verifiserende tester

TABELL 13-8: OVERSIKT OVER PRØVER SOM SKAL GJENNOMFØRES FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER. MARKERINGEN «X» ANGIR PRØVER SOM ALLTID SKAL GJENNOMFØRES, «(X)» INDIKERER AT PRØVENE KAN BEHOVSVURDERES.



Verifiserende tester						
Kapittel	Funksjon	Type			Merknad	Krav ref.
		B	C	D		
13.2.1	Turbinregulator					
13.2.1.1	Tidskonstant servosløyfe	X	X	X		-
13.2.1.2	Dødtid for reguleringsystem	X	X	X	Kan dokumenteres i forbindelse med fullastavslag	-
13.2.1.3	Statikkregulering – normaldrift	(X)	X	X		12.2.1
13.2.1.4	Statikkregulering – frekvenssprang uten dødbånd	(X)	X	X		12.2.1
13.2.1.5	Statikkregulering – frekvenssprang med dødbånd	(X)	X	X		12.2.1
13.2.1.6	Aktivering og deaktivering av FCR-I	(X)	(X)	(X)	Obligatorisk dersom turbinregulator har FCR-I-funksjonalitet	12.2.3
13.2.1.7	Små lastsprang	(X)	X	X		12.3.1
13.2.1.8	Store lastsprang					12.3.2
a)	Lastavslag		X	X		
b)	Simulert separatrekuleringsprøve		X	X		
c)	Skarp separatrekuleringsprøve ned lastavslag og lastpåslag		(X)	(X)	Koordineres med netteier	
13.2.2	Magnetiseringssystem					
13.2.2.1	Reaktiv ytelse overmagnetisert (varmeprøve)		X	X	Utføres for nye anlegg eller ved effektoppgradering, endring av $S_{g,n}$ eller effektfaktor på eksisterende anlegg	12.4
13.2.2.2	Utregeringstid i modus spenningskontroll – endring av referansespenning	X	X	X		12.5.2
13.2.2.3	Utregeringstid i modus spenningskontroll – reaktivt avslag	X	X	X		12.5.2
13.2.2.4	Begrensere	X	X	X		12.5.5
13.2.2.5	Impulstest uten dempetilsats	X	X	X	Gjøres for alle aggregat, uavhengig av dempetilsats	12.5.6
13.2.2.6	Impulstest med dempetilsats	(X)	(X)	X	Gjøres for alle aggregat med dempetilsats	12.5.6

Verifiserende tester						
Kapittel	Funksjon	Type			Merknad	Krav ref.
		B	C	D		
13.2.2.7	Resetfunksjonalitet		X	X		12.5.7
13.2.3	Svartstart		(X)	(X)	Kun obligatorisk dersom anlegget har funksjonen. Gjennomføres for nye anlegg og endring i kontrollanlegg, styresystem, hjelpeanlegg og annet som påvirker funksjonen.	12.6.3

Sjekkliste etter gjennomført test

Konsesjonær er ansvarlig for at produksjonsanlegget, etter at testene er gjennomført, settes i ordinær drift med de reguleringsmoduser og innstillinger som er bestemt av systemansvarlig. Følgende sjekkliste skal benyttes for kontroll. Sjekklisten skal være inkludert i prøverapport som sendes systemansvarlig.

TABELL 13-9: SJEKKLISTE FOR UTFYLING OG DOKUMENTASJON ETTER FULLFØRTE PRØVER.

Sjekkpunkt	Kontrollert [Ja/Nei]								
Spenningsregulator er satt i modus spenningskontroll og uten dødbånd.									
Magnetiseringsbegrensere er koordinert med vern og stilt inn slik at aggregatets reaktive ytelse ikke begrenses unødige.									
Dempetilsats er aktivert (dersom denne eksisterer).									
Dødbånd for frekvensregulering er deaktivert, med mindre noe annet er avtalt med systemansvarlig.									
Turbinens lastområde er ikke unødige begrenset, dvs. turbinregulator kan fritt regulere pådraget innenfor hele lastområdet mellom null og P_{maks} .									
Parameterliste er oppdatert og gjenspeiler anlegget i drift.									
Dersom frekvensvern benyttes, skal innstillingene i ordinær drift bekreftes i følgende tabell:									
<table><tr><td>f< [Hz]</td><td>t< [s]</td><td>f<< [Hz]</td><td>t<< [s]</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>		f< [Hz]	t< [s]	f<< [Hz]	t<< [s]				
f< [Hz]	t< [s]	f<< [Hz]	t<< [s]						
<table><tr><td>f>[Hz]</td><td>t> [s]</td><td>f>> [Hz]</td><td>t>> [s]</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>		f>[Hz]	t> [s]	f>> [Hz]	t>> [s]				
f>[Hz]	t> [s]	f>> [Hz]	t>> [s]						
Underfrekvensvern skal innstilles i henhold til Tabell 12-22 og Tabell 12-23.									
Overfrekvensvern skal innstilles i henhold til Tabell 12-22 og Tabell 12-23, eller til andre verdier dersom dette er avtalt med systemansvarlig.									

13.2.1 Turbinregulator

Testene skal dokumentere at produksjonsenheten oppfyller kravene i kapittel 12.2 og 12.3, inkludert underkapitler.

Riktig reguleringsevne forutsetter riktig innstilling av parametere i turbinregulator. Det skal benyttes parametere som er optimale for separatre drift.

Prøver som dokumenterer egenskaper kan gjøres på ulikt detaljnivå. Mer detaljerte prøver gir bedre dokumentasjon av produksjonsenheten, men er mer omfattende å gjennomføre. Se Tabell 13-8 for oversikt over obligatoriske og frivillige prøver. Systemansvarlig kan be om gjennomføring av ytterligere prøver dersom dette vurderes å være nødvendig. For prøvene beskrevet i kapittel 13.2.1 skal blokkdiagram for turbinregulator dokumenteres.

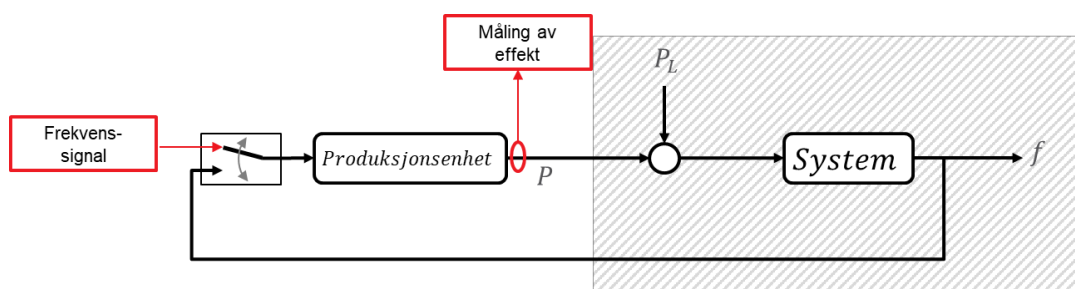
Prøvene omfatter dokumentasjon av:

- Funksjoner i turbinregulator
 - Statikkregulering (normaldrift og frekvenssprang uten og med dødbånd)
 - Separatdriftsdeteksjon med endring til FCR-I parametersett og nytt lastsettpunkt
- Frekvensreguleringsegenskaper ved små lastsprang
- Frekvensreguleringsegenskaper ved store lastsprang
- Stabilitet
- Tidskonstant for servosløyfe
- Dødtid for servosystem

Prøvene baserer seg på to metoder for å teste respons, i tillegg til spesifikke tester for servomotor(er).

1. Måling av effektresponsen ved påtrykte frekvenssignaler til turbinregulator

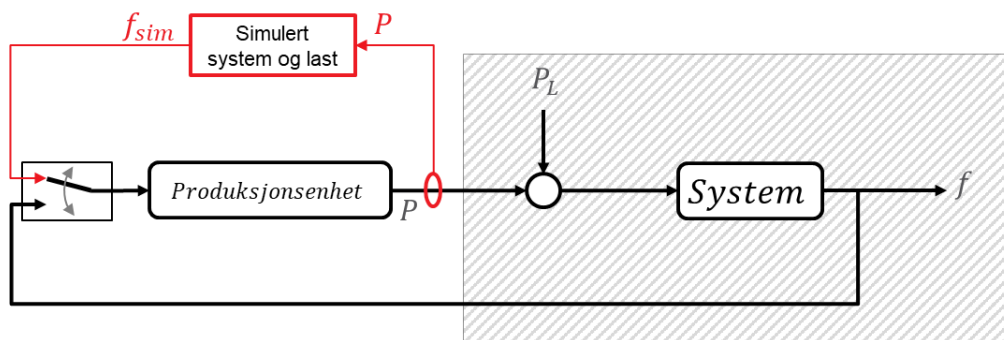
Frekvenssignaler påtrykkes ved å endre frekvensreferansen og/eller manipulere frekvenstilbakekoblingen.



FIGUR 13-20: PRINSIPIELL VIRKEMÅTE FOR EKSTERNT EKSITASJON AV TURBINREGULATOR

2. Måling av frekvensresponsen i en simulert separatre drift ved påtrykte simulerte lastsprang (Hardware In The Loop - HWIL)

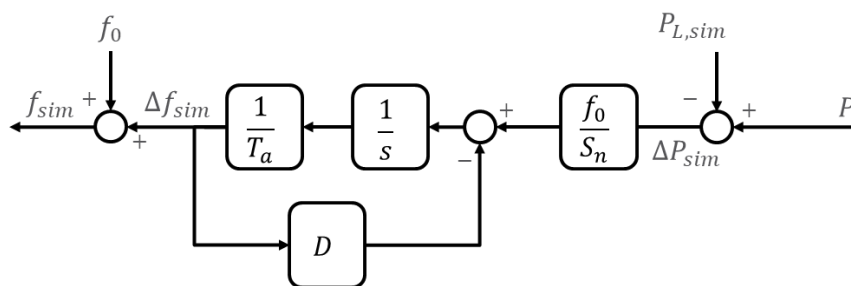
For en produksjonsenhet som er en del av et større system, kan ikke frekvensresponsen på eget nett måles. Dette er illustrert i Figur 13-21, hvor den gråskraverte området er hele det nordiske synkronområdet. HWIL benytter måling av faktisk effekt produsert effekt og tilbakobling av en simulert frekvensrespons for å teste reguleringsegenskapene til produksjonsenheten. Dette er illustrert i rødt i Figur 13-21.



FIGUR 13-21: PRINSIPIELL VIRKEMÅTE FOR EN SIMULERT SEPARATDRIFT VED HJELP AV HARDWARE IN THE LOOP (HWIL).

Ved testing ved simulert separatdrift skal det simulerte systemet være av følgende matematiske modell, dersom ikke annen metode med tilsvarende egenskaper er godkjent av systemansvarlig. Systemet skal bygge på svingeligningen. Ligning 13-5 angir den matematiske og Figur 13-22 viser den i blokkdiagram. Lasten skal være spennings- og frekvensuavhengig.

$$T_a \frac{df}{dt} \frac{1}{f_0} = \frac{P}{S_n} - \frac{P_L}{S_n} - D \cdot f \quad 13-5$$



FIGUR 13-22: MODELL AV ET SIMULERT SEPARAT NETT BENYTTET FOR Å GJØRE HWIL-TESTER.

Her er:

- f_{sim} [Hz] er den filtrerte simulerte frekvensen som skal tilbake til turbinregulator
- Δf_{sim} [Hz] er det simulerte frekvensavviket
- f_0 [Hz] er grunnfrekvensen, 50 Hz
- T_a [s] er produksjonsenhetens treghetskonstant. Alternativt kan $2H$ benyttes, hvor H er inertia-konstanten.
- D [] er dempekonstanten. Dempekonstanten skal representere demping i turbin og generator, ikke nett.
- s er Laplace-operatoren, og $\frac{1}{s}$ er integralet
- S_n er produksjonsenhetens nominelle ytelse (som T_a/H er relatert til)
- $P_{L,sim}$ er den simulerte lasten
- P er måling av faktisk produsert effekt

Både eksternt testutstyr, eller intern software i turbinregulator kan benyttes. Ved bruk av intern software i regulator trenger ikke frekvensmålesløyvens tidskonstant å tas hensyn til.

13.2.1.1 Tidskonstant servosløyfe

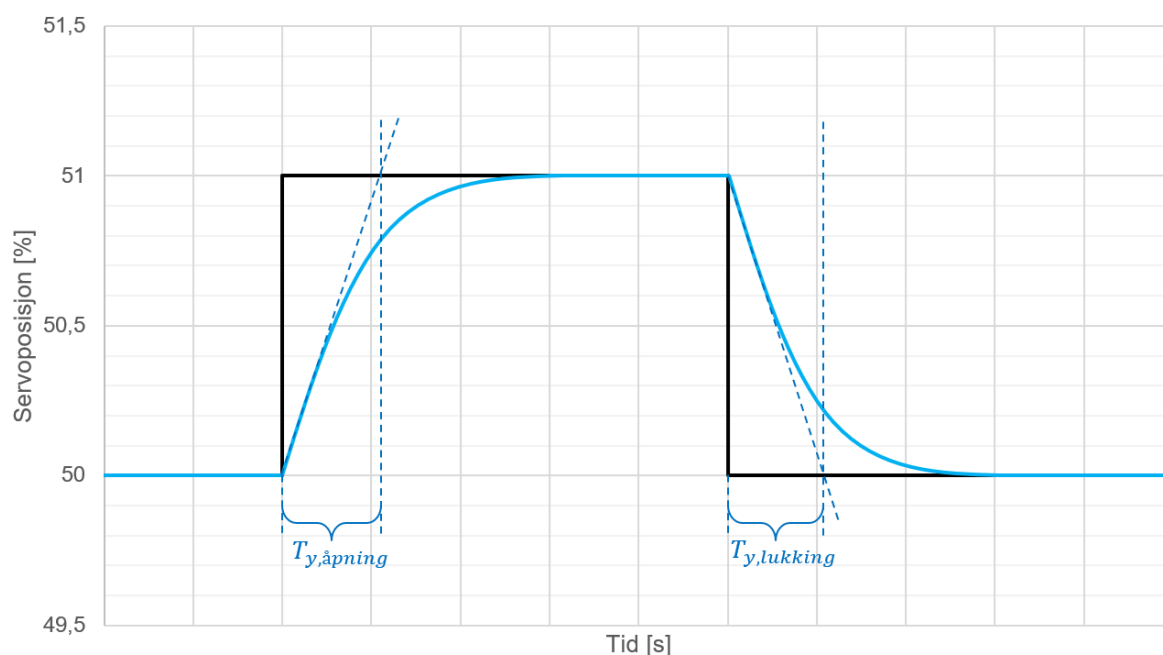
Testen skal dokumentere tidskonstanten til servosystemet for den synkrone produksjonsenheten.

Startbetingelser

- *Den synkrone produksjonsenheten er synkronisert mot nettet.*

Testprosedyre

1. Det påtrykkes et positivt steg i servoposisjonssettpunkt som er liten nok til at ventilstyringen ikke går i metning (ca. +1 %). Tidskonstant måles fra tidspunktet bevegelsen starter.
2. Det påtrykkes et negativt steg i servoposisjonssettpunkt som er liten nok til at ventilstyringen ikke går i metning (ca. -1 %). Tidskonstant måles fra tidspunktet bevegelsen starter.



FIGUR 13-23: ILLUSTRASJON AV ENDRING I POSITIV OG NEGATIV RETNING, MED UTGANGSPUNKT I 50% SERVOÅPNING.

Akseptkriterium

- Ingen definerte krav, men følgende kan benyttes som veiledende:
Tidskonstant i servosystemet for ledeskovler på francis og pelton nåleservomotorer bør være 400 ms eller mindre. For løpeskovlene på kaplanturbiner er 800 ms normalt tilfredsstillende.

Dokumentasjon

- Servoens tidskonstanter (åpning og lukking) skal oppgis.
- Tidsserie av styresignal til proporsjonalventil, servoens settpunkt Y_{set} og posisjon Y .

13.2.1.2 Dødtid for reguleringssystem

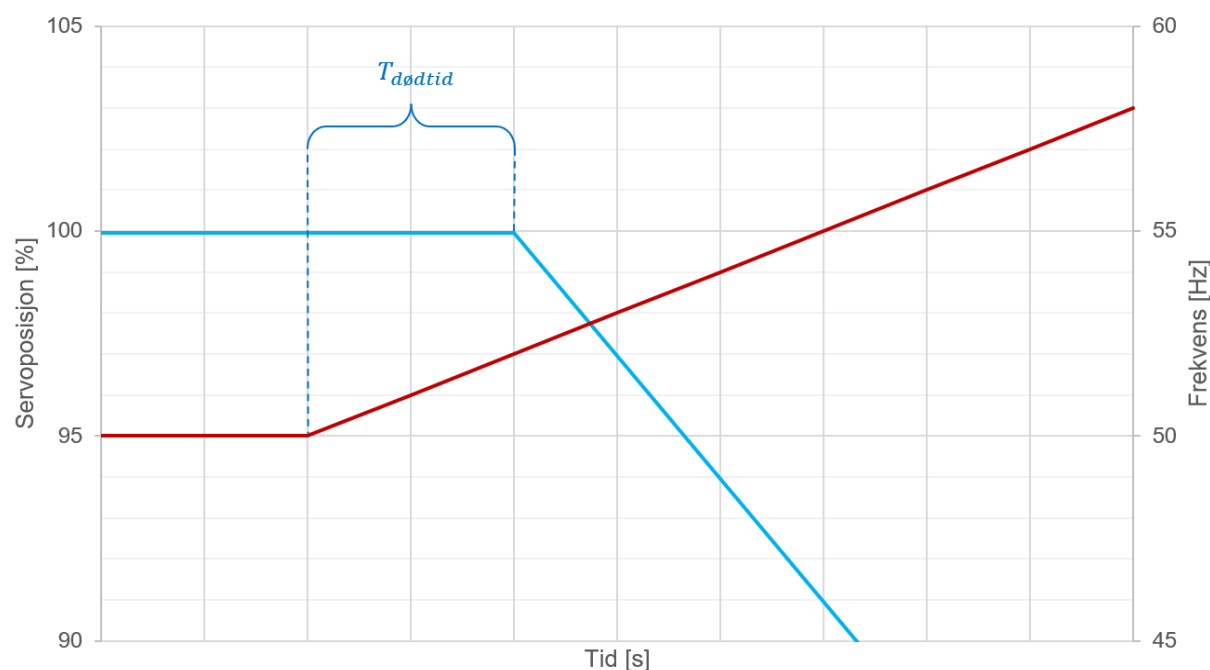
Dødtiden for reguleringssystemet måles ved fulllastavslag (åpning av effektbryter). Dersom reguleringssystemet har flere servoer, måles dødtiden for hver servo.

Startbetingelser

- Produksjonsenheten er i normal driftsmodus (driftstilstand) og er tilkoblet eksternt nett.
- Signal til turbinregulator om "effektbryter inne/ute" er deaktivert.

Testprosedyre

1. Turbinen kjøres med full last.
2. Effektbryter mot nettet kobles ut.
3. Dødtiden måles som tiden fra frekvensøkningen er synlig til servobevegelse mot lukking starter.



FIGUR 13-24: ILLUSTRASJON AV PRØVE FOR DOKUMENTASJON AV DØDTID I SERVOSYSTEM VED FULT LASTAVSLAG.

Akseptkriterium

- Ingen definerte krav, men følgende kan benyttes som veiledende:
Dødtid i servosystemet ≤ 200 ms.

Dokumentasjon

- Servosystemets dødtid ved fulllastavslag oppgis.
- Grafer som viser servo-settpunkt og servo-posisjon samt aggregatets turtall eller statorfrekvens.

13.2.1.3 Statikkregulering – normaldrift

Test av turbinregulator når aggregatet er i samkjøringsdrift.

Startbetingelser

- Produksjonsenheten er tilkoblet nettet (samkjøringsdrift).
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med dempetilsats aktivert (hvis denne eksisterer)
- Turbinregulator settpunkt, $P_{set} = 80 \% \cdot P_{maks}$
- Statikk, $b_p = 6 \%$
- Dødbånd, $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$

Testprosedyre

Aggregatet kjøres mot nettet i lang nok tid slik at respons på normale frekvensendringer kan dokumenteres.

Akseptkriterium

- Turbinregulator endrer aggregatets aktive effekt i henhold til aggregatets regulerstyrke og observerte frekvensendringer:
 - o pådraget økes når nettfrekvens er synkende
 - o pådraget reduseres når nettfrekvens er stigende

Dokumentasjon

- Tidsserier som viser nettfrekvens f og aggregatets aktive effekt P .

13.2.1.4 Statikkregulering – frekvenssprang uten dødbånd

Turbinregulatorens evne til å endre aggregatets stasjonære effekt som funksjon av endret nettfrekvens skal dokumenteres ved å påtrykke frekvenssprang i turbinregulatorens inngang for målt frekvens.

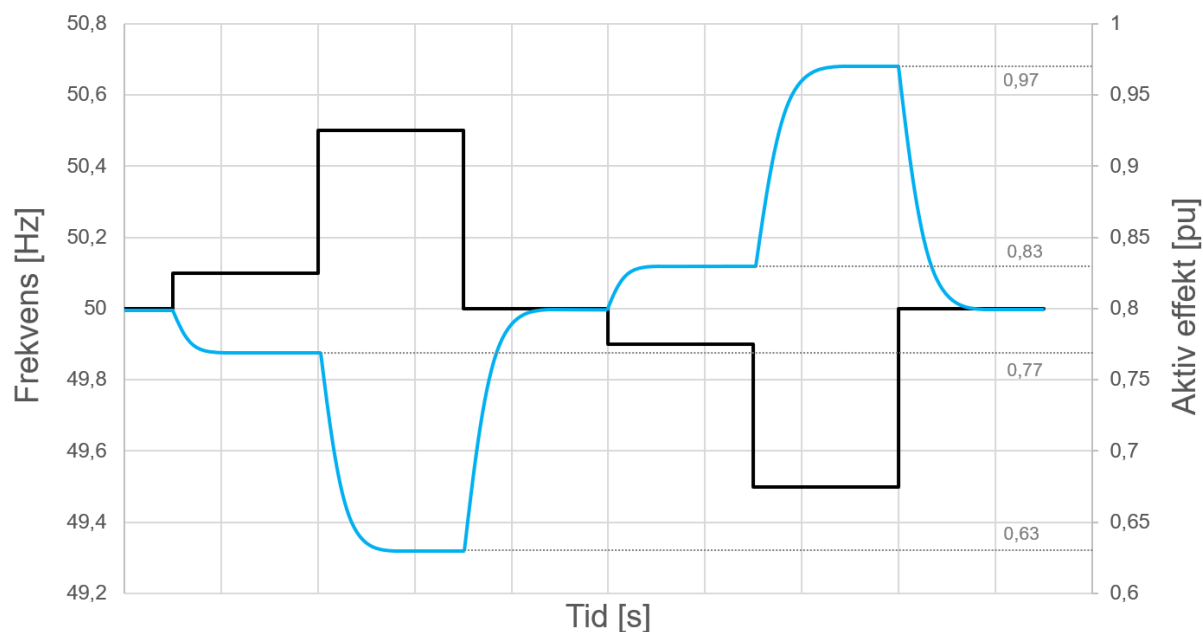
Startbetingelser

- Produksjonsenheten er tilkoblet nettet (samkjøringsdrift).
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med dempetilsats aktivert (hvis denne eksisterer)
- Turbinregulator settpunkt, $P_{set} = 80\% \cdot P_{maks}$
- Statikk, $b_p = 6\%$
- Dødbånd, $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$

Testprosedyre

Frekvenssprangene vist under holdes inntil aktiv effekt har nådd ny stasjonær verdi.

1. 50,0 Hz → 50,1 Hz
2. 50,1 Hz → 50,5 Hz
3. 50,5 Hz → 50,0 Hz
4. 50,0 Hz → 49,9 Hz
5. 49,9 Hz → 49,5 Hz
6. 49,5 Hz → 50,0 Hz



FIGUR 13-25: TEST AV EFFEKTRESPONS (BLÅ) VED PÅTRYKKET FREKVENSSPRANG (SORT).

Akseptkriterium

- Aktiv effekt reguleres korrekt i henhold til statikk og påtrykkede frekvenssprang.

Dokumentasjon

- Regulatorparametere som benyttes ved testene (PID-parametere og b_p).
- Grafer som viser lastsettpunkt, påtrykket frekvens $f_{p\text{åtrykket}}$ og aggregatets aktive effekt P .
- $P_{stasjonær}$ (målt aktiv stasjonær effekt) sammenlignes med P_{FSM} som er forventet aktiv stasjonær effekt ved 6% statikk og uten dødbånd (FSM = Frequency Sensitive Mode). Avviket beregnes som $P_{avvik} = P_{stasjonær} - P_{FSM}$.
- Dersom det benyttes andre innstillinger for settpunkt og statikk, tilpasser konsesjonær tabellen.

TABELL 13-10: TESTRESULTATER STATIKKREGULERING UTEN DØDBÅND

Settpunkt P_{set}	0,80 pu		
Statikk b_p	6%		
Dødbånd Δf_{db}	0,0 Hz		
$f_{p\text{åtrykket}}$ [Hz]	P_{FSM} [pu]	$P_{stasjonær}$ [pu]	P_{avvik} [pu]
50,0	0,80		
50,1	0,77		
50,5	0,63		
50,0	0,80		
49,9	0,83		
49,5	0,97		
50,0	0,80		

- Dersom testen viser særlige avvik fra forventet respons, skal avvik og eventuelle tiltak vurderes og tidsplan for tiltak beskrives i prøverapport.

13.2.1.5 Statikkregulering – frekvenssprang med dødbånd

Turbinregulatorens evne til å endre aggregatets stasjonære effekt kun når nettfrekvensen er utenfor dødbåndet skal dokumenteres ved å påtrykke frekvenssprang i turbinregulatorens inngang for målt frekvens.

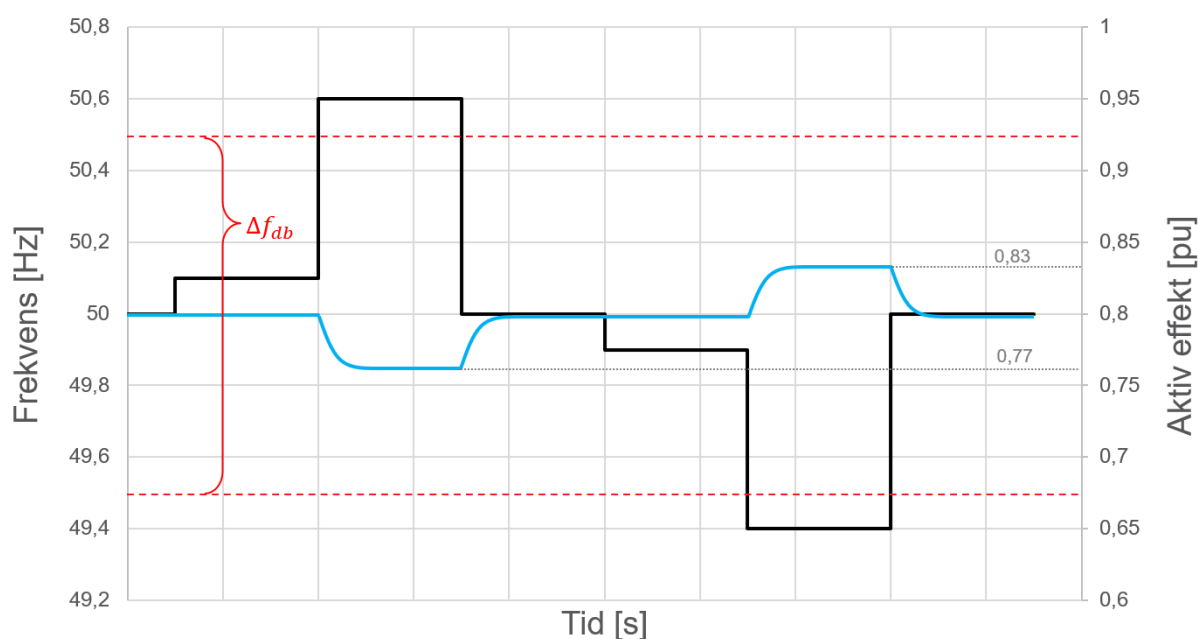
Startbetingelser

- Produksjonsenheten er tilkoblet nettet (samkjøringsdrift).
 - Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med dempetilsats aktivert (hvis denne eksisterer).
 - Turbinregulator settpunkt, $P_{set} = 80\% \cdot P_{maks}$
 - Statikk, $b_p = 6\%$
- Dødbånd, $\Delta f_{db} = \pm 0,5 \text{ Hz}$

Testprosedyre

Frekvenssprangene vist under holdes inntil aktiv effekt har nådd ny stasjonær verdi.

1. 50,0 Hz → 50,1 Hz
2. 50,1 Hz → 50,6 Hz
3. 50,6 Hz → 50,0 Hz
4. 50,0 Hz → 49,9 Hz
5. 49,9 Hz → 49,4 Hz
6. 49,4 Hz → 50,0 Hz



FIGUR 13-26: TEST AV EFFEKTRESPONS (BLÅ) VED PÅTRYKKET FREKVENSSPRANG (SORT) MED AKTIVT DØDBÅND (STIPLET LINJE).

Akseptkriterium

- Aktiv effekt reguleres korrekt i henhold til statikk og påtrykkede frekvenssprang utover innstilt dødbånd.

Dokumentasjon

- Regulatorparametere som benyttes ved testene (PID-parametere og b_p).
- Grafer som viser lastsettpunkt, påtrykket frekvens $f_{p\text{åtrykket}}$ og aggregatets aktive effekt P .
- $P_{stasjonær}$ (målt aktiv stasjonær effekt) sammenlignes med P_{LFSM} som er forventet aktiv stasjonær effekt ved 6% statikk og med dødbånd på $\pm 0,5$ Hz (LFSM = Limited Frequency Sensitive Mode). Avviket beregnes som $P_{avvik} = P_{stasjonær} - P_{LFSM}$.
- Dersom det benyttes andre innstillinger for settpunkt og statikk, tilpasser konsesjonær tabellen.

TABELL 13-11: TESTRESULTATER STATIKKREGULERING MED DØDBÅND

Settpunkt P_{set}	0,80 pu		
Statikk b_p	6%		
Dødbånd Δf_{db}	$\pm 0,5$ Hz		
$f_{p\text{åtrykket}}$ [Hz]	P_{LFSM} [pu]	$P_{stasjonær}$ [pu]	P_{avvik} [pu]
50,0	0,80		
50,1	0,80		
50,6	0,77		
50,0	0,80		
49,9	0,80		
49,4	0,83		
50,0	0,80		

- Dersom testen viser særlige avvik fra forventet respons, skal avvik og eventuelle tiltak vurderes og tidsplan for tiltak beskrives i prøverapport.

13.2.1.6 Aktivering og deaktivering av FCR-I

Aktivering og deaktivering av FCR-I (separatdriftsmodus) i henhold til krav i kapittel 12.2.3 skal dokumenteres.

Startbetingelser

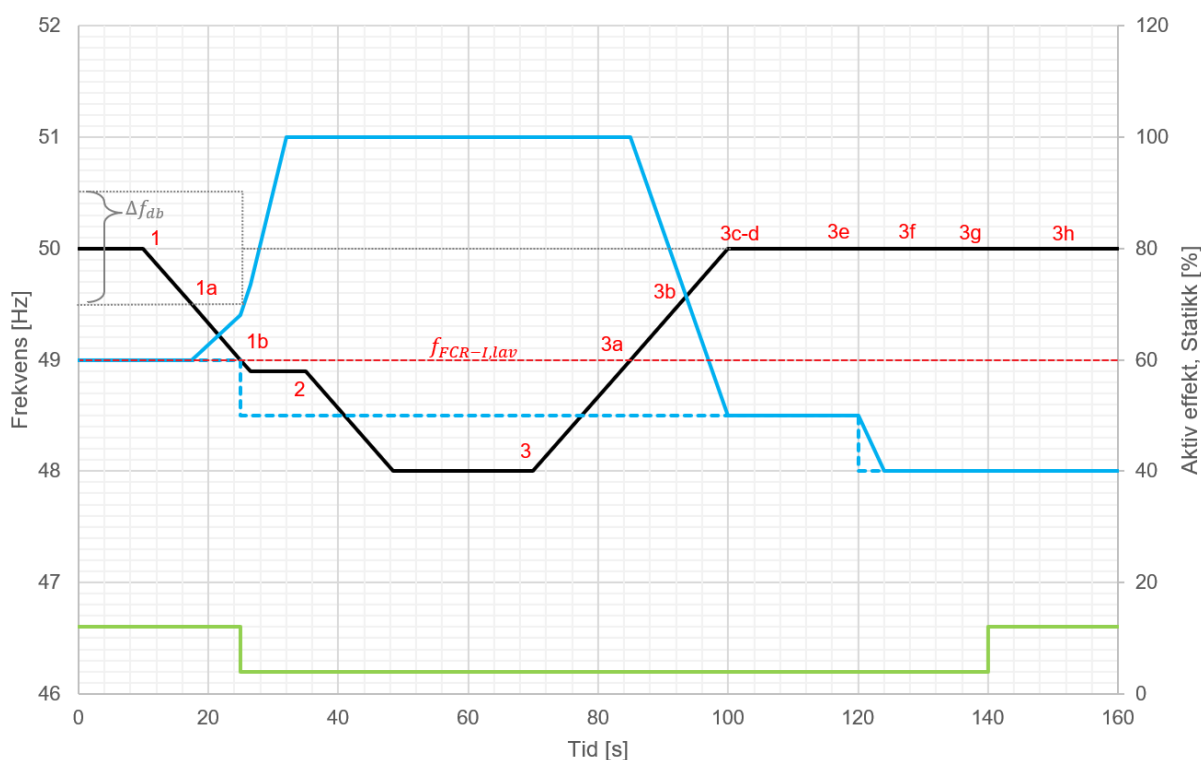
- Produksjonsenheten er tilkoblet nettet (samkjøringsdrift).
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med dempetilsats aktivert (hvis denne eksisterer).
- Turbinregulator settpunkt, $P_{set} = 60\% \cdot P_{maks}$ for test av overgang til FCR-I ved lav frekvens.
- Aktiveringsterskel for FCR-I ved lav frekvens, $f_{FCR-I, lav} = 49,0$ Hz
- Turbinregulator settpunkt, $P_{set} = 40\% \cdot P_{maks}$ for test av overgang til FCR-I ved høy frekvens.
- Aktiveringsterskel for FCR-I ved høy frekvens, $f_{FCR-I, høy} = 51,0$ Hz
- Dødbånd, $\Delta f_{db} = \pm 0,5$ Hz
- Statikk, $b_p = 12\%$

Testprosedyre

Overgang til FCR-I ved lav frekvens

1. Start frekvensrampe: 50,0 Hz $\rightarrow$ 48,9 Hz med rampehastighet -0,067 Hz/s eller saktere.
 - a. 49,5 Hz: Aggregatet øker aktiv effekt når frekvensen ramper forbi dødbåndet.

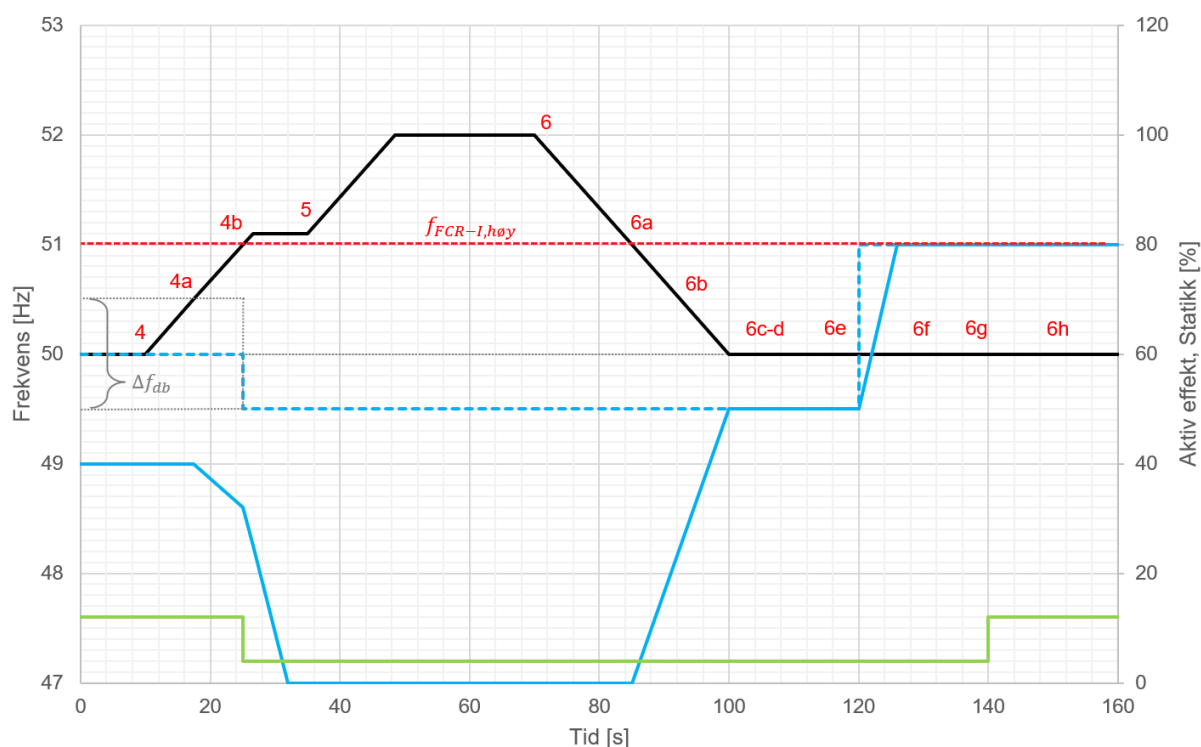
- b. 49,0 Hz: Turbinregulator aktiverer FCR-I, endrer aktivt settpunkt fra $60\% \cdot P_{maks}$ til $50\% \cdot P_{maks}$, statikk b_p fra 12% til 4% og laster opp til P_{maks} etter at frekvensen er blitt 49,0 Hz eller lavere. Turbinregulator sender senest 50 ms etter deteksjon av FCR-I signal til spenningsregulator om at dempetilsats skal slås av, hvorefter dempetilsats slås av innen 100 ms.
 2. Etter at aggregatet har nådd stasjonær last P_{maks} , rampes frekvensen ned til 48,0 Hz og testen fortsetter med punkt 3 nedenfor.
 3. Start frekvensrampe: 48,0 Hz $\rightarrow$ 50,0 Hz med rampehastighet 0,067 Hz/s eller saktere.
 - a. 49,0 Hz: Aggregatet laster ned, ingen parametere endres i turbinregulator.
 - b. 49,5 Hz: Aggregatet fortsetter å laste ned, ingen parametere endres.
 - c. 50,0 Hz: Etter at aggregatet har nådd stasjonær last $50\% \cdot P_{maks}$, gis eksterne lastendringssignaler fra aFRR og AGC etc. Aggregatet skal ikke endre lasten.
 - d. 50,0 Hz: De eksterne lastendringssignalene i punkt c. avstilles.
 - e. 50,0 Hz: Det gis manuell kommando om nytt settpunkt (f.eks. $40\% \cdot P_{maks}$ som forberedelse til videre teststeg). Turbinregulator skal forbli i FCR-I og lasten skal endres i henhold til gitt kommando.
 - f. 50,0 Hz: Manuell kommando for deaktivering av FCR-I gis fra lokalt kontrollanlegg/HMI eller turbinregulatorens betjeningspanel. Deaktivering av FCR-I skal medføre at dempetilsats aktiveres, men ikke medføre endring av last eller reaktivering av dødbånd.
 - g. 50,0 Hz: Statikk endres ved manuell kommando fra 4% til 12%.
 - h. 50,0 Hz: Lastendringssignaler fra aFRR og AGC etc. gis. Aggregatet skal endre lasten i henhold til gitt lastendringssignal.



FIGUR 13-27: PRØVE FOR DETEKSJON AV SEPARATDRIFT VED LAV FREKvens. SVART KURVE ER PÅTRYKKET FREKvens, BLÅ KURVE ER AKTIV EFFEKT. BLÅ STIPLET KURVE VISER SETTPUNKT AKTIV EFFEKT, MENS GRØNN KURVE VISER TURBINREGULATORENS STATIKK.

Overgang til FCR-I ved høy frekvens

4. Start frekvensrampe: 50,0 Hz → 51,1 Hz med rampehastighet 0,067 Hz/s eller saktere.
 - a. 50,5 Hz: Aggregatet begynner å redusere aktiv effekt når frekvensen ramper forbi dødbåndet (50,5 Hz).
 - b. 51,0 Hz: Turbinregulator aktiverer FCR-I, endrer aktivt settpunkt fra $40\% \cdot P_{maks}$ til $50\% \cdot P_{maks}$, statikk b_p fra 12% til 4% og laster ned til $0\% \cdot P_{maks}$ etter at frekvensen er blitt 51,0 Hz eller høyere. Turbinregulator sender senest 50 ms etter deteksjon av FCR-I signal til spenningsregulator om at dempetilsats skal slås av, hvoretter dempetilsats slås av innen 100 ms.
5. Etter at aggregatet har nådd stasjonær last $0\% \cdot P_{maks}$, rampes frekvensen opp til 52,0 Hz og testen fortsetter med punkt 6 nedenfor. Merk: punkt 5 må gjøres umiddelbart etter punkt 4b., og deretter må punkt 6 startes raskt. Det vises her også til kapittel 12.2.1.1:
"Dersom produksjonsenheten er utrustet med retureffektvern, skal dette være innstilt slik at driftspersonell har god tid til å foreta manuelle lastendringer før retureffektvernet kobler produksjonsenheten fra nettet."
6. Start frekvensrampe: 52,0 Hz → 50,0 Hz med rampehastighet -0,067 Hz/s eller saktere.
 - a. 51,0 Hz: Aggregatet begynner å laste opp, ingen parametere endres i turbinregulator.
 - b. 50,5 Hz: Aggregatet fortsetter å laste opp, ingen parametere endres i turbinregulator.
 - c. 50,0 Hz: Etter at aggregatet har nådd stasjonær last $50\% \cdot P_{maks}$, gis eksterne lastendringssignaler fra aFRR og AGC etc. Aggregatet skal ikke endre lasten.
 - d. 50,0 Hz: De eksterne lastendringssignalene i punkt c. avstilles.
 - e. 50,0 Hz: Det gis manuell kommando om nytt settpunkt (f.eks. $80\% \cdot P_{maks}$). Turbinregulator skal forbli i FCR-I og lasten skal endres i henhold til gitt kommando.
 - f. 50,0 Hz: Manuell kommando for deaktivering av FCR-I gis fra driftssentral. Deaktivering av FCR-I skal medføre at dempetilsats aktiveres, men ikke medføre endring av last eller reaktivering av dødbånd.
 - g. 50,0 Hz: Statikk endres ved manuell kommando fra 4% til 12%.
 - h. 50,0 Hz: Lastendringssignaler fra aFRR og AGC etc. gis. Aggregatet skal endre lasten i henhold til gitt lastendringssignal.



FIGUR 13-28: PRØVE FOR DETEKSJON AV SEPARATDRIFT VED HØY FREKVENNS. SVART KURVE ER PÅTRYKKET FREKVENNS, BLÅ KURVE ER AKTIV EFFEKT. BLÅ STIPLET KURVE VISER SETTPUNKT AKTIV EFFEKT, MENS GRØNN KURVE VISER TURBINREGULATORENS STATIKK.

Akseptkriterium

- Målt aktiv effekt og observerte hendelser er i samsvar med beskrivelsene i avsnitt *Testprosedyre – overgang til FCR-I ved lav frekvens.*
- Målt aktiv effekt og observerte hendelser er i samsvar med beskrivelsene i avsnitt *Testprosedyre – overgang til FCR-I ved høy frekvens.*

Dokumentasjon

- Regulatorparametere som benyttes ved testene (PID-parametere).
- Tidsforsinkelse for deaktivering av dempetilsats (PSS).
- Tidsserier som viser lastsettpunkt P_{set} , påtrykket frekvens $f_{p\text{påtrykket}}$, statikk b_p og aggregatets aktive effekt P .
- Tidsserie som viser når dempetilsats (PSS) er aktivert/deaktivert.
- Tidsserie som viser når dødbånd er aktivert/deaktivert.
- Dersom testen viser særlige avvik fra forventet respons, skal avvik og eventuelle tiltak vurderes og tidsplan for tiltak beskrives i prøverapport.

13.2.1.7 Små lastsprang

Den synkrone produksjonens evne til i separatdrift å utregulere små lastendringer skal dokumenteres ved at det gjennomføres simulerte separatdriftsprøver med idriftsatte parameterinnstillinger. Alternativt aksepterer systemansvarlig verifiserende analyser iht. kap. 13.1.2 som erstatning for simuleringer.

Startbetingelser for fullverdig turbinregulator som ikke har deteksjon av separatdrift og parameterskift – FCR-I:

- Produksjonensheten er tilkoblet det nordiske synkronsystemet.
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med dempetilsats deaktivert.

- Frekvensstatikk i spenningsregulator er deaktivert.
- Turbinregulator settpunkt, $P_{set} = 85\% \cdot P_{maks}$
- Statikk, $b_p = 4\%$
- Dødbånd, $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$

Startbetingelser for fullverdig turbinregulator som har deteksjon av separatdrift og parameterskift – FCR-I:

- Produksjonsenheten er tilkoblet det nordiske synkronsystemet.
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med dempetilsats deaktivert.
- Frekvensstatikk i spenningsregulator er deaktivert.
- Turbinregulator skal ligge i modus separatdrift (FCR-I) med parametere optimalisert for separatdrift og med standardinnstillinger for FCR-I i henhold til Tabell 12-8.
- Turbinregulator settpunkt, $P_{set} = 85\% \cdot P_{maks}$
- Statikk, $b_p = 4\%$
- Dødbånd, $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$

Testprosedyre

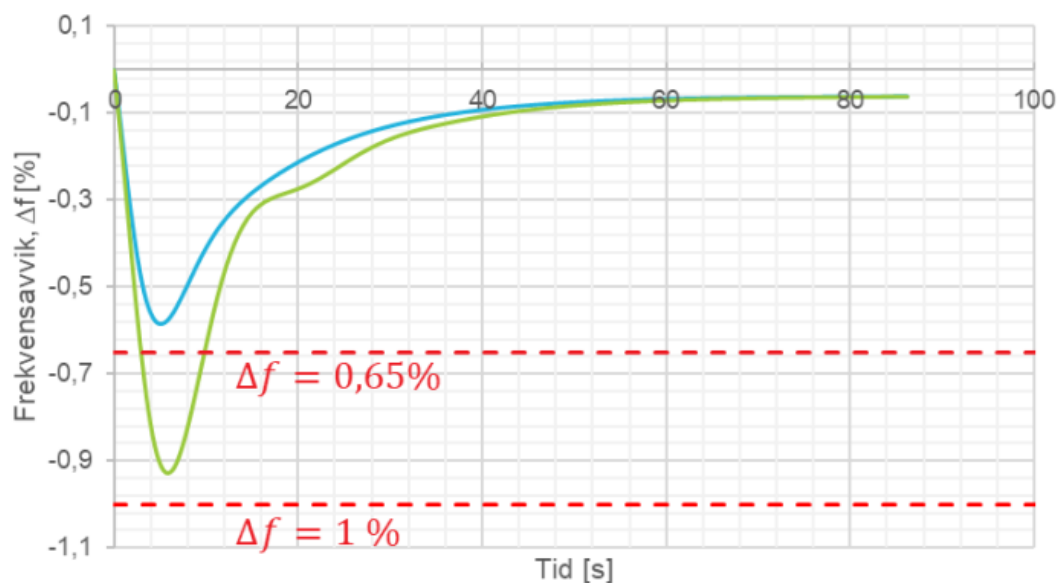
1. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $+1\% \cdot P_{maks}$
2. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $-1\% \cdot P_{maks}$
3. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $+5\% \cdot P_{maks}$
4. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $-5\% \cdot P_{maks}$

Akseptkriterium

- Maksimale transiente frekvensavvik ved $\pm 1\% \cdot P_{maks}$ er innenfor grensene satt for de ulike typer aggregat:

TABELL 13-12: AKSEPTKRITERIER - MAKSIMALT TRANSIENT FREKVENSAVVIK PER TYPE

Type	Maksimalt transient frekvensavvik Δf_{maks} per % lastsprang
D	< 0,65 %
D med $P_{maks} < 30 \text{ MW}$	< 1,0 %
B og C	< 1,0 %



FIGUR 13-29: FREKVENSPRESPONS I TIDSPLANET VED 1% LASTPÅSLAG REFERERT P_{maks} . DE RØDE STIPLEDE LINJENE REPRERENTERER KRAVENE TIL MAKSIMALT TRANSIENT FREKVENSAVVIK. GRØNN (TYPE B OG C) OG BLÅ KURVER (TYPE D) ER EKSEMPLER PÅ FREKVENSFORLØP ETTER ET LASTSPRANG PÅ EGET OHMSK NETT.

Dokumentasjon

- Modell som er benyttet ved simuleringene.
- Regulatorparametere som benyttes ved simuleringene (PID-parametere og b_p).
- Grafer som viser aktiv effekt P og frekvensforløp.
- Maksimalt transient frekvensavvik angis i tabell som vist nedenfor. Tabell korrigeres av konsesjonær dersom det utføres andre lastsprang enn angitt.

TABELL 13-13: TESTRESULTATER SMÅ LASTSPRANG

Lastsprang [%]	$\Delta f_{sim,maks}$ [%]
+1	
-1	
+5	
-5	

- Dersom simuleringen viser avvik fra forventet respons, skal avvik og eventuelle tiltak vurderes og tidsplan for tiltak beskrives i prøverapport.

13.2.1.8 Store lastsprang

Testene skal dokumentere den synkrone produksjonsenhetens evne til å håndtere store lastsprang. Test a) gjøres for å dokumentere produksjonsenhetens største transiente frekvens ved overgang fra P_{maks} til tomgang. Test b) og c) gjøres for å dokumentere produksjonsenhetens evne til å håndtere lastpåslag og lastavslag i separatudrift.

a) Lastavslagsprøver

Produksjonsenheten lastes opp hvoretter produksjonsenheten kobles fra nettet ved å koble ut effektbryter. Dersom produksjonsenheten er utrustet med overfrekvensvern, skal dette stilles med god klaring (frekvens og tid) til høyeste overfrekvens og tidsforløp som oppnås ved lastavslag fra P_{maks} .

b) Lastsprang i simulert separatudrift

Simuleringer skal sannsynliggjøre produksjonsenhetens evne til å utregulere store lastsprang i separatudrift. Alternativt aksepterer systemansvarlig verifiserende analyser iht. kap. 13.1.2 som erstatning for simuleringer.

c) Lastsprang i skarp separatudrift

Lastsprang i skarp separatudrift dokumenterer produksjonsenhetens faktiske evne til å utregulere store lastsprang i separatudrift. Slike prøver krever som regel nært samarbeid mellom flere konsesjonærer og systemansvarlig. Prøvene er ikke obligatoriske, men systemansvarlig kan kreve at lastsprang i skarp separatudrift skal gjennomføres.

Startbetingelser for fullverdig turbinregulator som ikke har deteksjon av separatudrift og parameterskift – FCR-I:

- Produksjonsenheten er tilkoblet det nordiske synkronsystemet.
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med dempetilsats aktivert.
- Frekvensstatikk i spenningsregulator er deaktivert.
- Turbinregulator settpunkt, P_{set} tilpasses.
- Statikk, $b_p = 12\%$
- Dødbånd, $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$

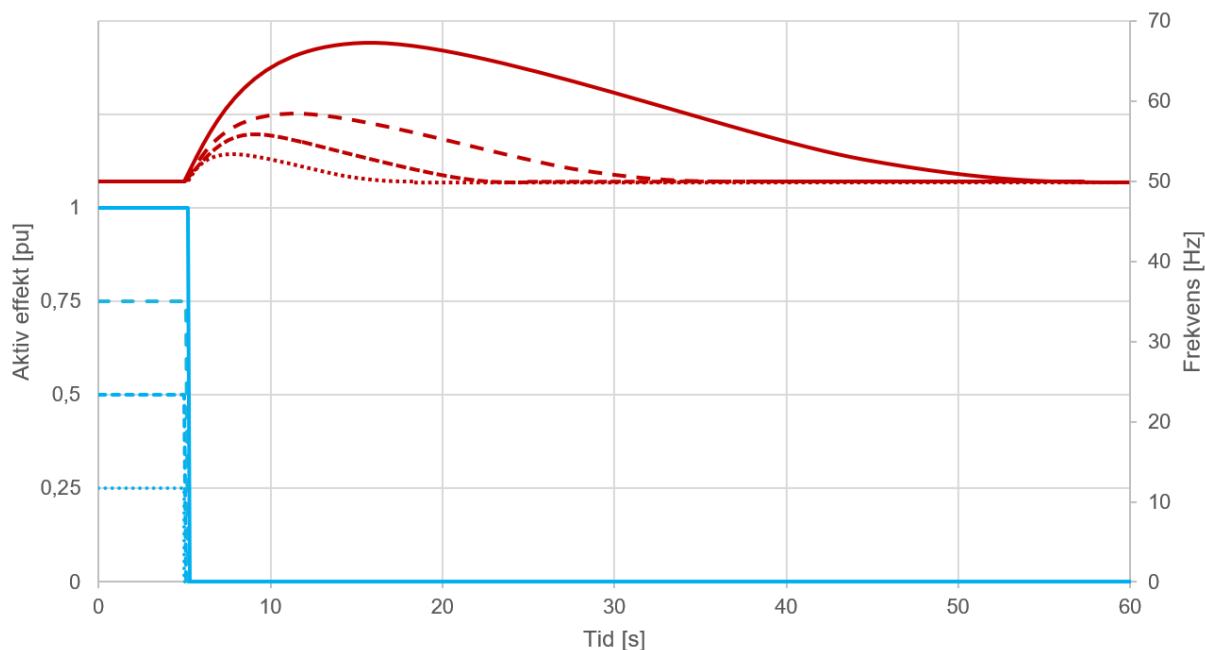
Startbetingelser for fullverdig turbinregulator som har deteksjon av separatudrift og parameterskift – FCR-I:

- Produksjonsenheten er tilkoblet det nordiske synkronsystemet ~~nettet (samkjøringsdrift)~~.
- Ved lastavslag: signal til turbinregulator om "effektbryter inne/ute" er deaktivert.
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med dempetilsats aktivert (hvis denne eksisterer).
- Frekvensstatikk i spenningsregulator er deaktivert.
- Turbinregulator har FCR-I parametere optimalisert for separatudrift og med standardinnstillinger for FCR-I i henhold til Tabell 12-8.
- Turbinregulator ~~er~~ skal ligge i modus drift mot "stivt nett" (det nordiske synkronsystemet).
- Turbinregulator settpunkt, P_{set} tilpasses.
- Statikk, $b_p = 12\%$
- Dødbånd, $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$

Testprosedyre

a) Lastavslagsprøver

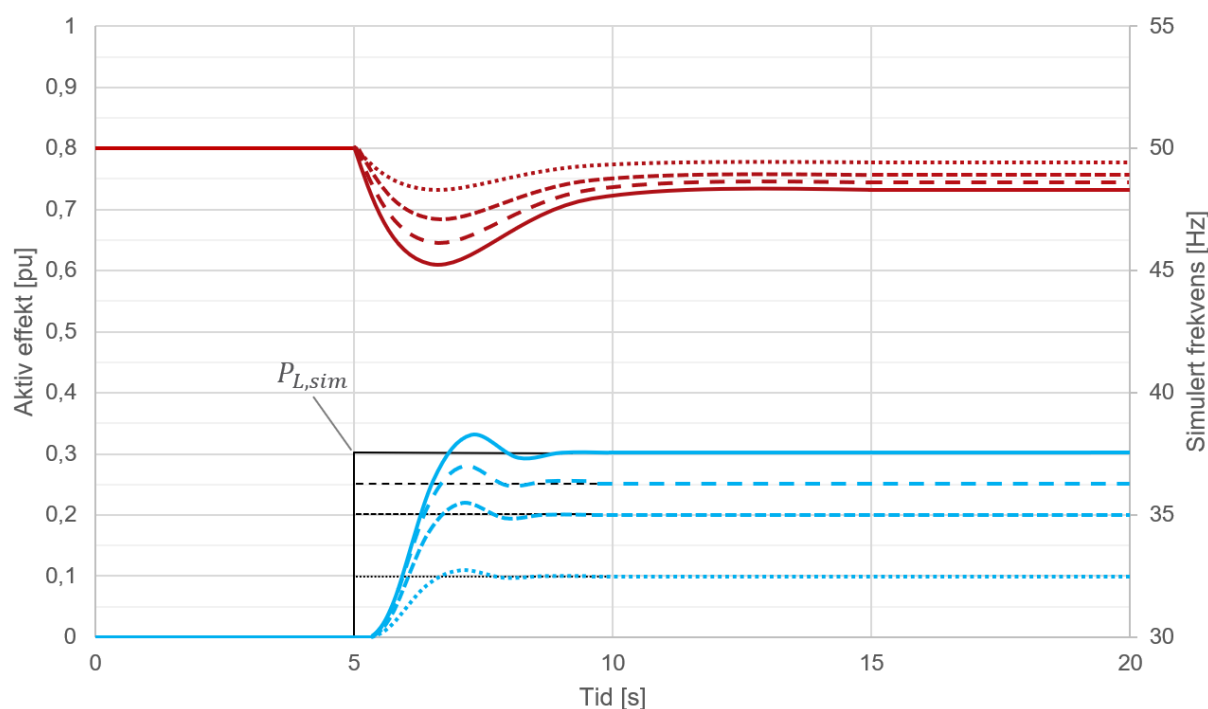
1. Avslagsprøver gjøres ved $P_{set} = 0,25 \text{ pu}$, $0,50 \text{ pu}$, $0,75 \text{ pu}$ og $1,00 \text{ pu}$ hvor $1,00 \text{ pu} = P_{maks}$.
2. Effektbryter åpnes hvorefter produksjonsenheten reguleres ned til tomgang.



FIGUR 13-30: ILLUSTRASJON AV LASTAVSLAGSPRØVER. BLÅ KURVER VISER AVSLAG FRA $P_{set} = 0,25, 0,50, 0,75$ OG $1,00 \text{ [pu]}$ AV P_{maks} . RØD KURVER VISER TILHØRENDE ENDRING I GENERATORS STATORFREKVENNS [Hz] .

b) Lastsprang i simulert separatre drift

1. $P_{set} = 0 \text{ pu}$ (tomgang)
 - a. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $+0,10 \text{ pu}$
 - b. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $+0,20 \text{ pu}$
 - c. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $+0,25 \text{ pu}$
 - d. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $+0,30 \text{ pu}$
2. $P_{set} = 1,00 \text{ pu}$ (P_{maks})
 - a. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $-0,20 \text{ pu}$
 - b. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $-0,40 \text{ pu}$
 - c. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $-0,60 \text{ pu}$
 - d. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $-0,80 \text{ pu}$
 - e. Det påtrykkes et simulert lastsprang $P_{L,sim}$ på $-0,95 \text{ pu}$



FIGUR 13-31: ILLUSTRASJON AV SIMULERTE LASTPÅSLAG. BLÅ KURVER VISER AKTIV EFFEKT VED PÅSLAG PÅ 0,10, 0,20, 0,25 OG 0,30 PU. RØDE KURVER VISER TILHØRENDE SIMULERTE FREKVENSRSPONSER.

c) Lastsprang i skarp separatrdrift

Aktiv effekt settpunkt P_{set} og størrelse på lastsprang må tilpasses mulighetene i aktuelt nettområde.

Akseptkriterium

- Som et utgangspunkt skal maksimalt transient frekvensavvik, når et aggregat er i drift ved $P_{set} = 0\% \cdot P_{maks}$ og $f_g = 50,0 \text{ Hz}$ og aggregatet får et lastpåslag lik $30\% \cdot P_{maks}$, være mindre enn 10%, dvs. minste transiente frekvens $> 45,0 \text{ Hz}$.
- Aggregatet skal tåle lastavslag med størrelse $(1 - 100)\% \cdot P_{maks}$ innenfor hele pådragsområdet $P_{set} = (1 - 100)\% \cdot P_{maks}$ uten at aggregatet kobles fra nettet.
- Store lastsprang skal ikke resultere i at produksjonsenheten frakobles nettet.
- Turbinregulator med FCR-I skal detektere separatrdrift, bytte modus, endre settpunkt og aktivere parametersett FCR-I, når Aktiveringsterskel – lav frekvens og Aktiveringsterskel – høy frekvens nås.

Dokumentasjon

a) Lastavslagsprøver

- Tidsserier viser aktiv effekt P og frekvensforløp f_g .
- Maksimale transiente turtall (n_{maks}), maksimale transiente stator-frekvenser ($f_{g,maks}$) og maksimale transiente stator-frekvenser oppgitt som prosent av $50,0 \text{ Hz}$ ($\Delta f_{g,maks}$) angis i tabellen nedenfor. Kolonner korrigeres av konsesjonær dersom det utføres andre lastavslag. Lastavslag 1,00 pu skal alltid gjennomføres.

TABELL 13-14: TESTRESULTATER LASTAVSLAG

Lastavslag [pu]	n_{maks} [rpm]	$f_{g,maks}$ [Hz]	$\Delta f_{g,maks}$ [%]
0,25			
0,50			
0,75			
1,00			

b) Lastsprang i simulert separatdrift

- Modell som er benyttet ved simuleringene.
- Regulatorparametere som er benyttet ved simuleringene (PID-parametere og b_p)
- Tidsserier som viser aktiv effekt P og simulert frekvensforløp f_{sim} .
- Maksimalle transiente turtall (n_{maks}), maksimalle transiente frekvenser ($f_{sim,maks}$) og maksimalle transiente frekvenser oppgitt som prosent av 50,0 Hz ($\Delta f_{sim,maks}$) angis i tabellen nedenfor. Kolonner korrigeres av konsesjonær dersom det utføres andre lastsprang.

TABELL 13-15: TESTRESULTATER LASTSPRANG (SIMULERT)

Lastsprang [pu]	n_{maks} [rpm]	$f_{sim,maks}$ [Hz]	$\Delta f_{sim,maks}$ [%]
+0,10			
+0,20			
+0,25			
+0,30			
-0,20			
-0,40			
-0,60			
-0,80			
-0,95			

- Dersom simuleringen viser avvik fra forventet respons, skal avvik og eventuelle tiltak vurderes og tidsplan for tiltak beskrives i prøverapport.

c) Lastsprang i skarp separatdrift

- Regulatorparametere som er benyttet (PID-parametere og b_p).
- Tidsserier som viser aktiv effekt P og frekvensforløp f_g .
- Maksimalle transiente turtall (n_{maks}), maksimalle transiente stator-frekvenser ($f_{g,maks}$) og maksimalle transiente stator-frekvenser oppgitt som prosent av 50,0 Hz ($\Delta f_{g,maks}$) angis i tabellen nedenfor. Første kolonne tilpasses av konsesjonær avhengig av størrelse på lastsprang.

TABELL 13-16: TESTRESULTATER LASTSPRANG (SKARP TEST)

Lastsprang [pu]	n_{maks} [rpm]	$f_{g,maks}$ [Hz]	$\Delta f_{g,maks}$ [%]

- Dersom resultatene viser avvik fra forventet respons, skal avvik og eventuelle tiltak vurderes og tidsplan for tiltak beskrives i prøverapport.

13.2.2 Magnetiseringssystem

Testene skal dokumentere at den synkrone produksjonsenheten har et magnetiseringssystem som oppfyller kravene i kapittel 12.4 og 12.5.

Nettmodeller

Systemansvarlig utarbeider og vedlikeholder nettmodeller over det norske og nordiske synkronområdet. Nettmodellene brukes i forbindelse med simuleringer i operativ drift og ved planlegging av nye nettinvesteringer. Det er derfor viktig at modellene er mest mulig riktige.

Systemansvarlig er avhengig av å få inn riktige opplysninger om anlegg som allerede er, og anlegg som skal, tilkobles nettet.

Ved tester må for eksempel følgende signaler logges og dokumenteres som tidsserier:

Generator:

- P Målt aktiv effekt
- Q Målt reaktiv effekt
- $U_{g,set}$ Settpunkt spenningsregulator
- U_g Målt klemmespenning
- U_f Målt feltspenning
- I_f Målt feltstrøm

Ved tester hvor aggregatet er tilkoblet nettet må følgende opplyses:

- Tidspunkt (dato/klokkeslett for tester)
- Parallell aggregat innkoblet/utkoblet
- Dempetilsatser på/av på innkoblede parallelle aggregat

Testrapporter skal gi systemansvarlig tilstrekkelig grunnlag for modellering av dynamisk respons. Eventuelle begrensninger under test forårsaket av forhold utenfor spenningsregulator skal klart framgå av dokumentasjonen (eksempel: unormal lav feltstrømbegrensing på grunn av forhold som gir avvikende parametere, som tverrsnitt på kabler og magnetiseringstransformator etc.).

Parameterlister skal være komplette nok til å kunne parametere oppgitte simuleringsmodeller for spenningsregulator, begrensnere, dempetilsats og aktiv/ reaktiv lastkompensering. Eventuelle faste parametere som ikke er innstillbare skal også framgå av parameterliste eller annen vedlagt dokumentasjon for spenningsregulator.

Alle kurver skal ha tilstrekkelig oppløsning for å kunne brukes til å sammenlikne målte verdier med resultater fra simuleringsmodell. I tillegg til rapport kan det leveres måledata fra tester i originalformat (comtrade, csv-format eller tilsvarende). Systemansvarlig kan be om dokumentasjon av tester i originalformat i de tilfeller dette er nødvendig for å gi tilstrekkelig oppløsning og grunnlag for modellering av dynamisk respons.

13.2.2.1 Reaktiv ytelse overmagnetisert (varmeprøve)

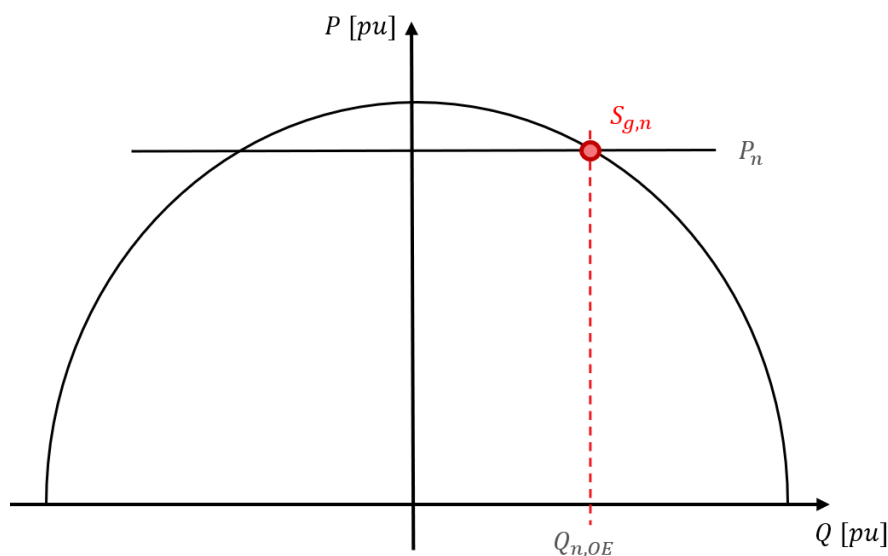
Den synkrone produksjonsenhetens evne til å drifte kontinuerlig ved merkeytelse S_n skal dokumenteres for nye anlegg, ved effektoppgraderinger, ved endring av $S_{g,n}$, eller effektfaktor på eksisterende anlegg, *samt ved skifte av hovedkomponenter (stator/rotor)*.

Startbetingelser

- Produksjonsenheten er tilkoblet nettet (samkjøringsdrift).
- Feltstrøm $I_f = I_{f,n}$
- Statorstrøm $I_g = I_{g,n}$

Testprosedyre

1. Nettforholdene tilpasses slik at testen kan utføres, dersom nødvendig.
2. Produksjonsenheten driftes med $S_g = S_{g,n}$ over tid inntil temperaturen har stabilisert seg.



FIGUR 13-32: ILLUSTRASJON AV GENERATORENS DRIFTSPUNKT VED GJENNOMFØRING AV VARMEPRØVE.

Akseptkriterium

Produksjonsenheten kan driftes med $S_g = S_{g,n}$ over tid inntil stasjonære temperaturer nås. Temperaturer skal være innenfor de grenser generatoren er bygd for å tåle.

Dokumentasjon

- Driftsdiagram med vern og begrensere inntegnet.
- Tidsserier for hele testforløpet som viser:

P	Målt aktiv effekt
Q	Målt reaktiv effekt
$U_{g,set}$	Settpunkt spenningsregulator
U_g	Målt klemmespenning
U_f	Målt feltspenning
I_f	Målt feltstrøm
T_{stator}	Målt temperatur statorvikling
T_{rotor}	Målt eller beregnet temperatur i feltvikling

Dersom spenningen i nettet avviker vesentlig fra normale spenninger ved gjennomføring av prøven, kan dette påvirke resultatene. I dette tilfellet skal tiltakshaver synliggjøre hva den forventede reaktive ytelsen er ved $U_g = 1,00 \text{ pu}$.

13.2.2.2 Utreguleringstid i modus spenningskontroll – endring av referansespenning

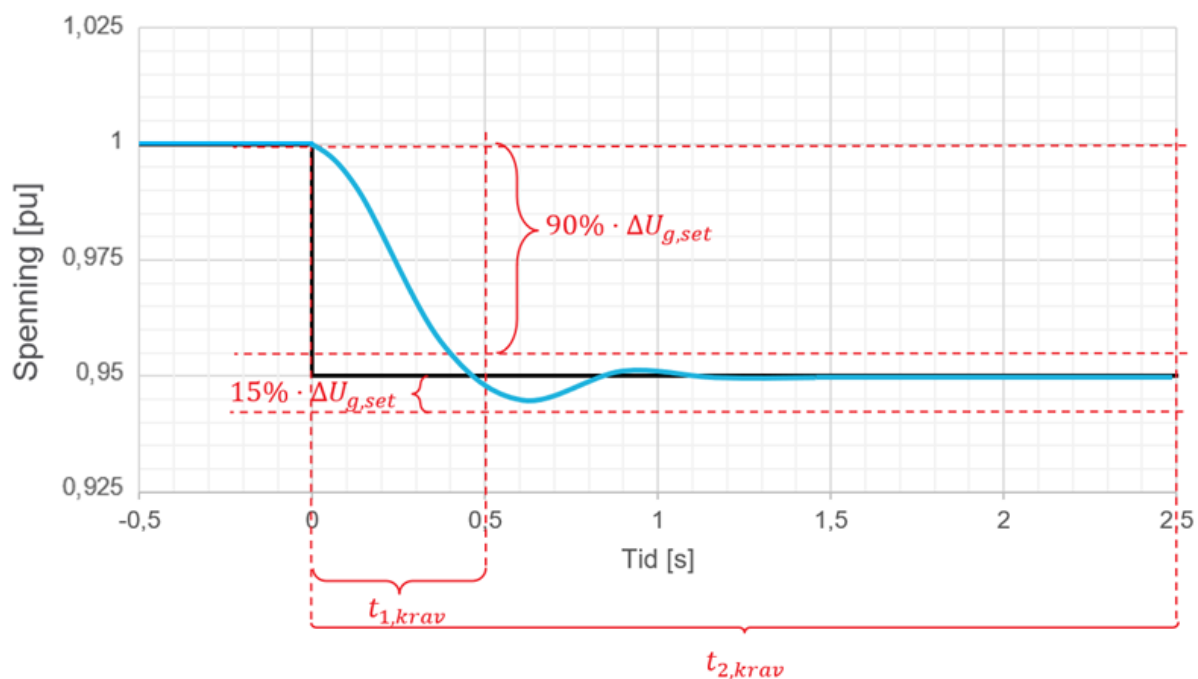
Den synkrone produksjonsenhetens evne til å regulere spenningen på åpne statorklemmer etter sprang i referansespenningen (settpunktet) på $\Delta U_{g,set} = 5\%$ skal dokumenteres.

Startbetingelser

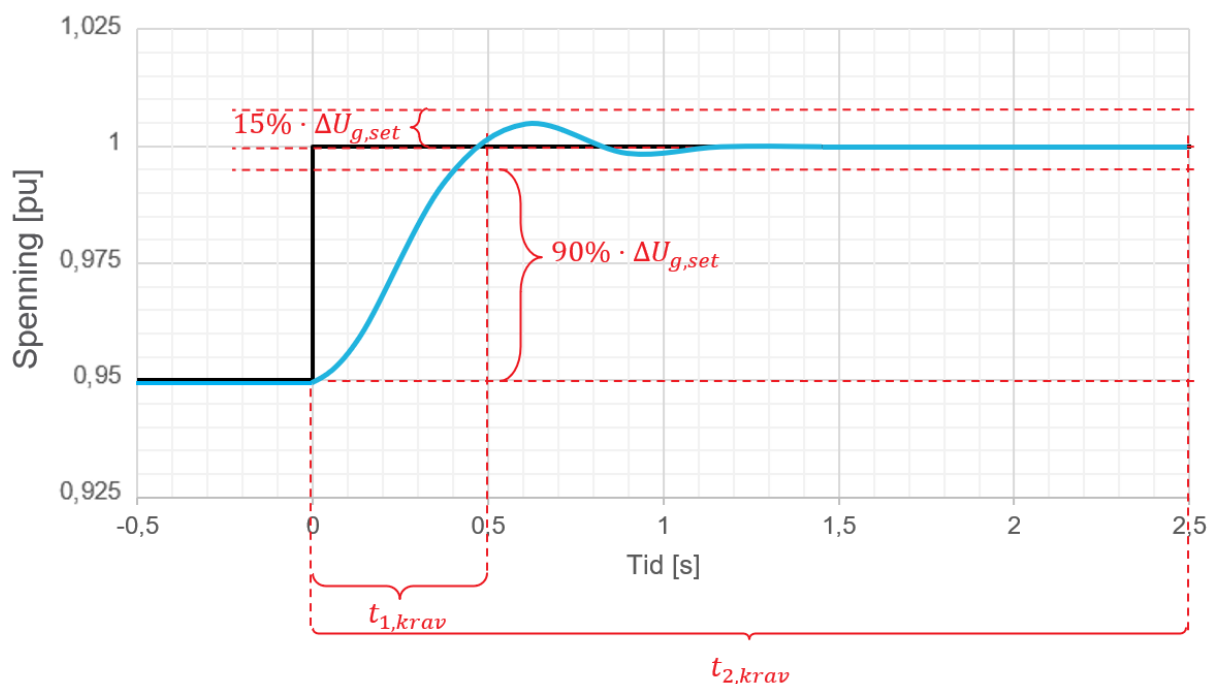
- Produksjonsenhetens generator er spenningssatt, men ikke tilkoblet eksternt nett.
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll.
- Dempetilsats er deaktivert (dersom denne eksisterer).
- Statorspenningen har nominell frekvens og nominell effektivverdi U_n .

Testprosedyre

1. Det påtrykkes et sprang i referansespenningen på -5% . Spranget holdes til statorspenningen har nådd stasjonær verdi.
2. Det påtrykkes et sprang i referansespenningen på $+5\%$. Spranget holdes til statorspenningen har nådd stasjonær verdi.



FIGUR 13-33: ILLUSTRASJON AV UTREGULERINGSTID I NEGATIV RETNING FOR MAGNETISERINGSUTSTYR.



FIGUR 13-34: ILLUSTRASJON AV UTREGULERINGSTID I NEGATIV RETNING FOR MAGNETISERINGSUTSTYR.

Akseptkriterium

- Utreguleringstidene for 90% av $\Delta U_{g,set}$, stasjonær $\pm 5\%$ av $\Delta U_{g,set}$ og oversving tilfredsstiller kravene i Tabell 12-16.

Dokumentasjon

- Regulatorparametere som benyttes ved prøvene (PID-parametere, aktiv og reaktiv statikk)
- Grafer som i tidsplanet viser påtrykkede sprang i referansespenning (settpunkt spenningsregulator) og målte statorspenninger. Aksene skal ha tilstrekkelig oppløsning slik at t_1 og t_2 kan verifiseres.
- Tabellen nedenfor fylles inn. I tabellen som vedlegges prøverapport utelates rader som ikke er relevante for produksjonsenheten.

TABELL 13-17: TESTRESULTATER UTREGULERINGSTID I SPENNINGSKONTROLL

Type	t_1 [s]		t_2 [s]		Oversving [pu]	
	Krav	Resultat	Krav	Resultat	Krav	Resultat
Aggregat med statisk magnetisering	< 0,5 s		< 2,5 s		< 0,15 $\Delta U_{g,set}$	
Aggregat med børsteløs magn./felt-maskin	< 1,0 s		< 2,5 s		< 0,15 $\Delta U_{g,set}$	

- Dersom prøvene viser avvik fra forventet respons, skal avvik og eventuelle tiltak vurderes og tidsplan for tiltak beskrives i prøverapport.

13.2.2.3 Utreguleringstid i modus spenningskontroll – reaktivt avslag

Startbetingelser

- Produksjonsenheten er tilkoblet nettet (samkjøringsdrift).
- $P_{set} = P_{min}$
- $Q_{set} = Q_{maks}$ (eller maksimalt som er akseptabelt ut ifra lokale forhold).

Testprosedyre

Effektbryter legges ut.

Akseptkriterium

- Statisk magnetisering:
Utreguleringstid $< 1,0$ s ved avslag av maksimal reaktiv effekt til spenningen igjen er innenfor $\pm 2,5$ % av innstilt verdi.
- Børsteløs/feltmaskin/annet:
Utreguleringstid $< 2,0$ s ved avslag av maksimal reaktiv effekt til spenningen igjen er innenfor $\pm 2,5$ % av innstilt verdi.

Dokumentasjon

- Maksimal spenningsstigning $U_{g,maks}$ etter reaktivt avslag.
- Tidsserie for spenningsreferanse $U_{g,set}$, klemmespenning U_g , aktiv effekt P , reaktiv effekt Q og feltstrøm I_f under hele testforløpet.

13.2.2.4 Begrensere

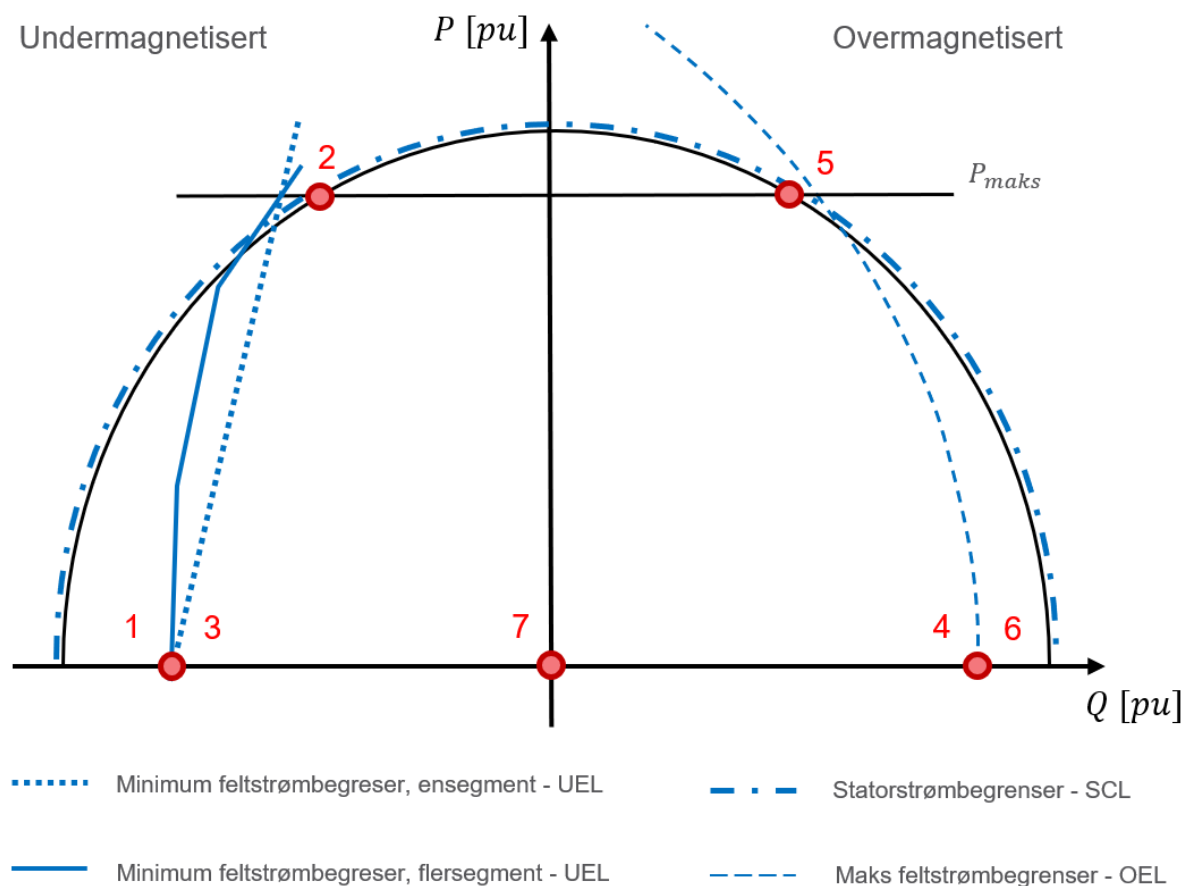
Testene skal dokumentere at begrenserne til den synkrone produksjonsenheten er innstilt i henhold til kravene i kapittel 12.5.5.

Startbetingelser

- Produksjonsenheten er tilkoblet nettet (samkjøringsdrift).
- Aktiv effekt og reaktiv effekt er begge tilnærmet null.
- Generatorens statorspenning er tilnærmet lik nominell spenning.
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll.
- Begrensere er innstilt i henhold til kravene i kapittel 12.5.5.

Testprosedyre

1. Senk spenningsregulatorens spennings-referanse/settpunkt inntil minimum feltstrømbegrensere (UEL) stanser ytterligere nedgang i feltstrømmen.
2. Øk aktiv effekt inntil $P = P_{maks}$. Spenningsregulatorens settpunkt skal ikke endres.
3. Reduser aktiv effekt inntil $P = 0$ MW. Spenningsregulatorens settpunkt skal ikke endres.
4. Øk spenningsregulatorens settpunkt inntil maks feltstrømbegrensere (OEL) stanser ytterligere økning i feltstrømmen.
5. Øk aktiv effekt inntil $P = P_{maks}$. Spenningsregulatorens settpunkt skal ikke endres.
6. Reduser aktiv effekt inntil $P = 0$ MW. Spenningsregulatorens settpunkt skal ikke endres.
7. Reduser spenningsregulatorens spennings-referanse/settpunkt inntil 0 MVar nås og avslutt prøven.



FIGUR 13-35: ILLUSTRASJON AV GENERATORENS DRIFTPUNKT SOM SKAL DOKUMENTERES, MED BEGRENSERE INNTEGNET.

Akseptkriterium

- Reaktiv ytelse er ikke unøddig begrenset i området $0 \leq P \leq P_{maks}$, ref. Figur 12-9.

Dokumentasjon

- Kapabilitetsdiagram/driftdiagram for generator, hvor både UEL og OEL er inntegnet.
- Tidsserier for hele testforløpet som viser:

P	Målt aktiv effekt
Q	Målt reaktiv effekt
$U_{g,set}$	Settpunkt spenningsregulator
U_f	Feltspenning
I_f	Feltstrøm
U_s	Statorspenning
I_s	Statorstrøm

13.2.2.5 Impulstest uten dempetilsats

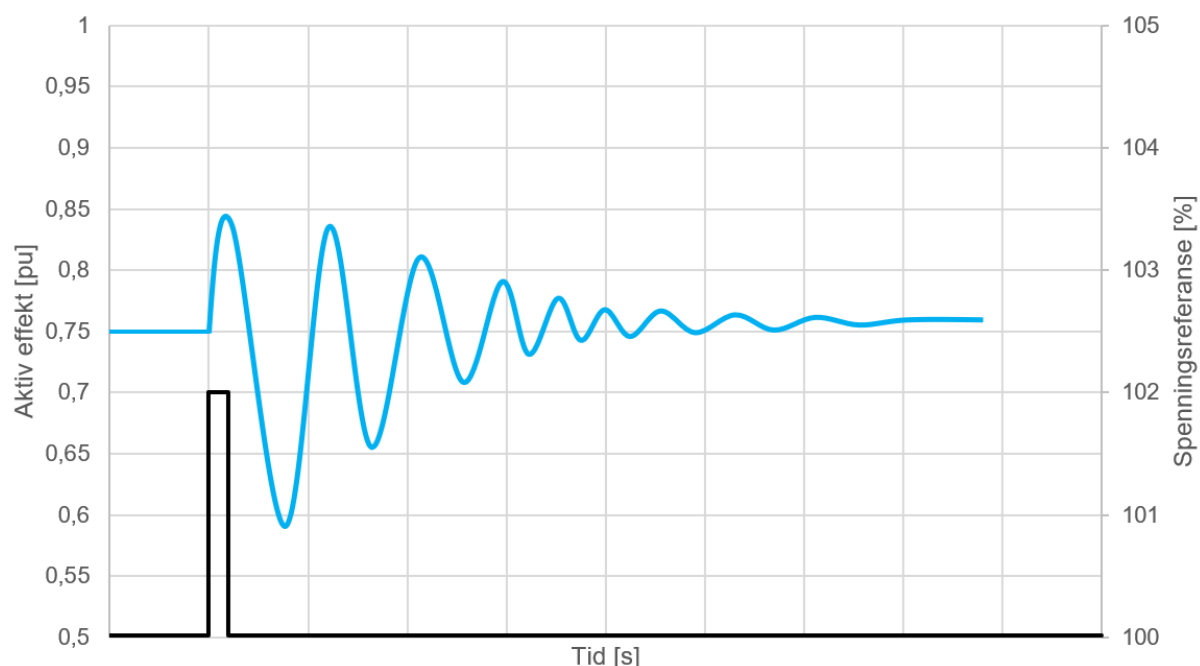
Test uten dempetilsats vil verifisere at spenningsregulator ikke er innstilt med ustabile parametere som forsterker eller opprettholder pendlinger. Prøven vil også vise maskinens egenfrekvens.

Startbetingelser

- $P_{set} = 75\% \cdot P_{maks}$
- Dempetilsats deaktivert

Testprosedyre

Det påtrykkes en impuls i spenningsreferanse $U_{g,set}$ som tilsvarer + 2% av nominell spenning, $U_{g,n}$ med impulsvarighet 200 ms.



FIGUR 13-36: ILLUSTRASJON AV EFFEKTPENDLINGER ETTER EN PÅTRYKKET SPENNINGSIMPULS UTEN DEMPETILSATS.

Akseptkriterium

- Pendlinger dempes ut.

Dokumentasjon

- Aggregatets svingefrekvens oppgis.
- Tidsserier for hele testforløpet som viser:

P	Målt aktiv effekt
Q	Målt reaktiv effekt
$U_{g,set}$	Settpunkt spenningsregulator
U_g	Målt klemmespenning
U_f	Målt feltspenning
I_f	Målt feltstrøm

13.2.2.6 Impulstest med dempetilsats

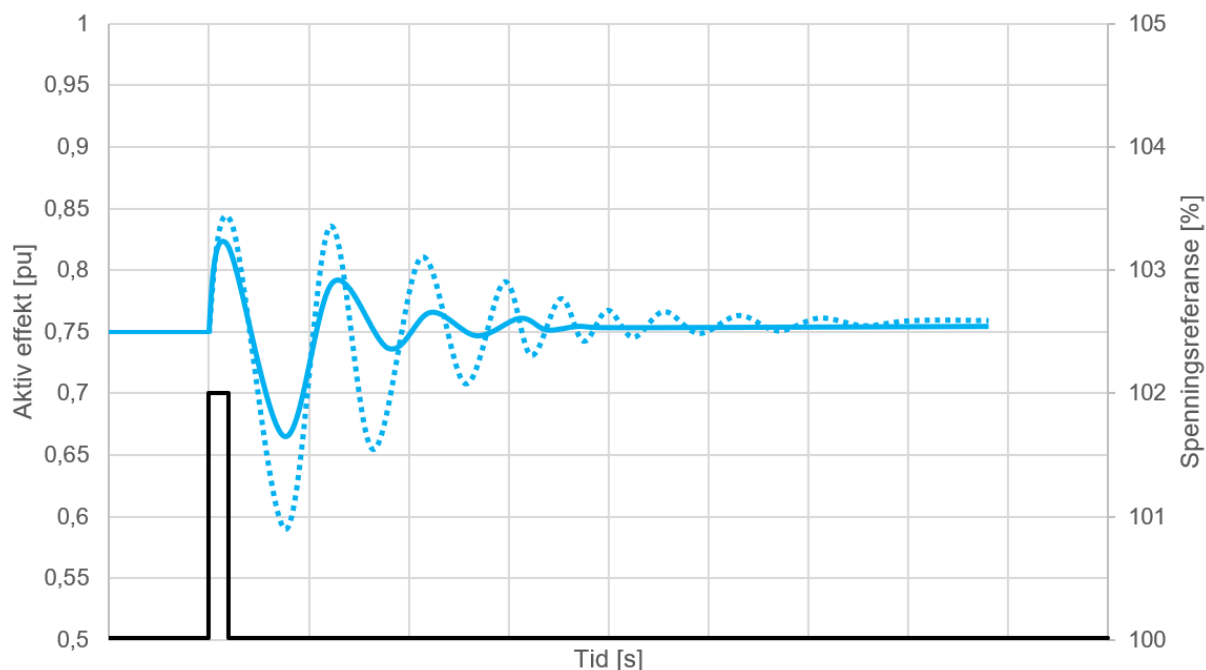
Test av dempetilsats skal vise at dempetilsatsen tydelig demper pendlingene sammenlignet med test hvor dempetilsats er deaktivert.

Startbetingelser

- $P_{set} = 75\% \cdot P_{maks}$
- Dempetilsats aktivert

Testprosedyre

Det påtrykkes en impuls i spenningsreferanse $U_{g,set}$ som tilsvarer + 2% av nominell spenning $U_{g,n}$, med impulsvarighet 200 ms.



FIGUR 13-37: ILLUSTRASJON AV DEMPETILSATSENS INNVIRKNING PÅ EFFEKTPENDLINGER ETTER EN PÅTRYKKET SPENNINGSIMPULS. BLÅ KURVE VISER AKTIV EFFEKT RESPONS MED PÅSLÅTT DEMPETILSAT. STIPLET BLÅ KURVE VISER AKTIV EFFEKT RESPONS UTEN DEMPETILSAT.

Akseptkriterium

- Det vises tydelig at dempetilsats demper pendlinger sammenlignet med impulstest hvor dempetilsats er deaktivert.
- Dempetilsats endrer generatorens klemmespenning med maksimalt $\pm 5\%$.

Dokumentasjon

- Aggregatets svingefrekvens oppgis.
- Tidsserier for hele testforløpet som viser:

P	Målt aktiv effekt
Q	Målt reaktiv effekt
$U_{g,set}$	Settpunkt spenningsregulator
U_g	Målt klemmespenning
U_f	Målt feltspenning
I_f	Målt feltstrøm

13.2.2.7 Resetfunksjonalitet

Test skal dokumentere spenningsregulatorens evne til automatisk resetting av spenningssettpunkt etter innfasing.

Startbetingelser

- Produksjonsenheten er frakoblet nettet.
- Spenningsregulator er i modus spenningskontroll og med resett funksjonalitet påslått.
- Spenningen i nettet, som det fases inn mot, har stort nok avvik i forhold til spenningsregulatorens resetverdi, slik at resettingen av spenningsregulatorens referanse vises.

Testprosedyre

Aggregatet fases inn på nettet (effektbryter går inn).

Akseptkriterium

- Spenningsregulator gir seg selv en ny og forhåndsdefinert spenningsreferanse etter at effektbryter er koblet inn.

Dokumentasjon

- Innstilt verdi for ny spenningsreferanse $U_{g,reset}$.
- Tidsserier som viser generatorens klemmespenning U_g og reaktive effekt Q før, under og etter innfasing.

13.2.3 Svartstart

Testene skal dokumentere at den synkrone produksjonsenheten tilfredsstiller kravene i kapittel 12.6.3.

Startbetingelser

- Produksjonsenheten roterer ikke, kraftverket er lagt "dødt" og har vært frakoblet all ekstern kraftforsyning i minimum 120 minutter.

Testprosedyre

Svartstart av produksjonsenheten iverksettes. Generator magnetiseres når produksjonsenheten er kommet opp i turtall. Kraftverket gjenoppretter 220 V AC og/eller 400 V AC egenforsyning fra produksjonsenheten som testes. Eventuell blokktransformator og samleskinne på nettsiden av transformator spenningsettes fra den samme produksjonsenheten.

Akseptkriterium

- Vellykket gjennomført testprosedyre.

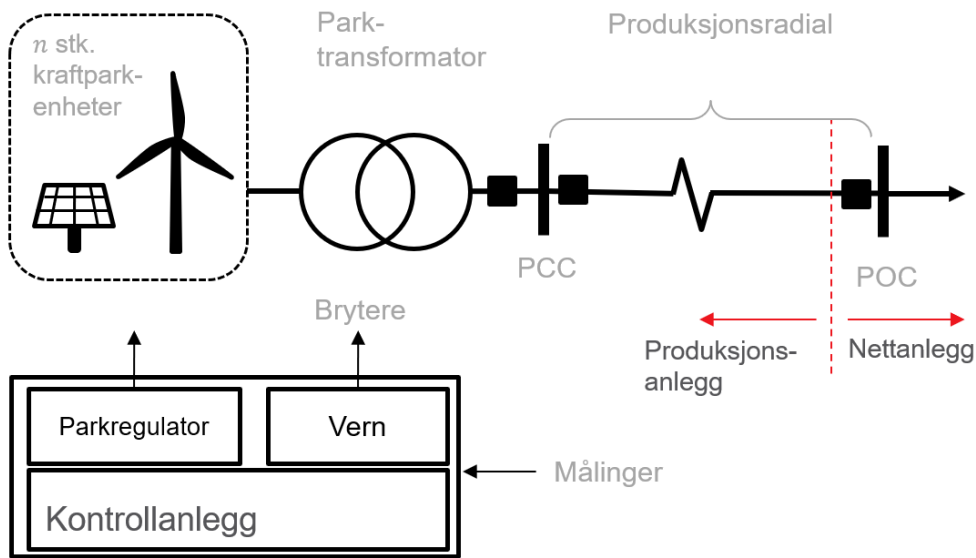
Dokumentasjon

- At startbetingelsene er oppfylt.
- Tiden fra startkommando gis til 220 V AC og/eller 400 V AC egenforsyning er gjenopprettet fra produksjonsenheten som testes.
- Dersom blokktransformator, tiden det tar fra generator spenningsettes til samleskinne på nettsiden av transformator er spenningssatt.
- Tidsserier for hele testforløpet som viser:

n	Målt turtall
P	Målt aktiv effekt
Q	Målt reaktiv effekt
$U_{g,set}$	Settpunkt spenningsregulator
U_g	Målt klemmespenning
f_g	Målt frekvens
U_f	Målt feltspenning
I_f	Målt feltstrøm

14 Funksjonskrav for kraftparker

Funksjonskrav til kraftparker er knyttet til funksjonaliteten til hovedkomponentene, eller som resulterende egenskaper knyttet til flere av disse. En kraftpark er en enhet eller en samling av enheter som produserer elektrisitet, som enten er ikke-synkront tilknyttet nettet eller tilknyttet ved hjelp av kraftelektronikk (f.eks. vind eller sol), og som har ett enkelt tilknytningspunkt til et transmisjonssystem, et distribusjonssystem, inkludert lukkede distribusjonssystemer, eller et høyspent likestrømsystem [2]. Kapittelet omfatter funksjonaliteten til anleggsdelene fra, men ikke med, bryter mot tilknyttet stasjon. Dette er illustrert i Figur 14-1. Kapittelet omfatter også energilagringsystemer, eller batterilagringsystemer, som inndeles og kravstilles på samme måte som øvrige produksjonsanlegg iht. Tabell 11-1.



FIGUR 14-1: ILLUSTRASJON AV HOVEDKOMponenter I EN KRAFTPARK, HER VED EN VINDPARK ELLER SOLPARK, MED NOTASJONER. RØD STIPLET LINJE INDIKERER SKILLET MELLOM HVOR DET STILLES KRAV I DEL II NETTANLEGG OG DEL IV PRODUKSJONSENHETER.

14.1 Driftsområder

TABELL 14-1: OVSERIKT OVER HVILKE KRAFTPARKER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 14. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «{X}» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Krav	Type			Informasjon
	B	C	D	Referanse EU nettkode regulerer tilsvarende tema i EU
14.1.1 Dimensjonerende aktiv effekt				Forklaring av begrep P_{maks} og P_{min}
14.1.2 Spenningsintervall	X	X	X	RfG 16.2.a
14.1.3 Frekvensgrenser	X	X	X	RfG 13.1.a
14.1.4 Frekvensendrings-hastighet	X	X	X	RfG 13.1.a

14.1.1 Dimensjonerende aktiv effekt

Kraftparkens maksimale aktive effekt, P_{maks} , er den høyeste aktive effekten som kontinuerlig kan leveres til nettet, og er dimensjonerende for øvrige funksjonskrav. Kraftparkens minimumseffekt, P_{min} , er den laveste effekten som kontinuerlig kan leveres til nettet før én eller flere enheter i parken begynner å gå til stopp.



14.1.2 Spenningsintervall

14.1.2.1 Funksjonskrav

Kraftparken skal minst kunne drifte innen spenningsområdene og tidene gitt av Tabell 14-2 og ellers ikke begrenses unødige innenfor elektromekaniske egenskaper. Spenningene er referert Tabell 14-4. I tillegg må produksjonsenheten hensynta driftsspenningen i tilknytningspunktet (POC), som netteier må oppgi.

TABELL 14-2: KRAV TIL INTERVALL OG VARIGHET TIL SPENNING FOR KRAFTPARK MED PARKTRANSFORMATOR.

Spenningsområde	Varighet
0,9-1,05 p.u.	Ubegrenset
1,05-1,10 p.u.	60 minutter *)

*) Gjelder spenningsnivå 110, 132 og 220 kV.

For kraftparker tilknyttet uten parktransformator gjelder Tabell 14-3. Spenningen er referert nominell spenning i tilknytningspunktet.

TABELL 14-3: DRIFTSOMRÅDER FOR KRAFTPARK UTEN PARKTRANSFORMATOR.

Spenningsområde	Varighet
0,9-1,05 p.u.	Ubegrenset

14.1.2.2 Praktisering av funksjonskrav om spenningsgrenser

Systemansvarlig legger til grunn maksimale kontinuerlig spenninger på de forskjellige spenningsnivåene iht. Tabell 14-4. Tabellen er gitt som praktisering, da det er kjent for systemansvarlig at det benyttes ulik praksis i det norske systemet. Det er opp til tiltakshaver å avklare med netteier i tilknytningspunkt hva den maksimale kontinuerlige, og evt. maksimale 60 minutter, spenningen nettet er dimensjonert for, og som kraftparken skal koordineres med.

TABELL 14-4: MAKSIMALE KONTINUERLIGE SPENNINGER I PER UNIT OG ABSOLUTT SPENNING.

Nettnivå (navnebetegnelse)	Maksimal kontinuerlig spenning, $U_m = 1,05 pu$	Maksimal (midlertidig) spenning 60 minutter, $U_m = 1,10 pu$
420 kV-nett	420 kV	-
300 kV-nett	300 kV	-
132 kV-nett	138 kV	145 kV
110 kV-nett	115 kV	121 kV
66 kV-nett	69 kV	-

14.1.3 Frekvensgrenser

14.1.3.1 Funksjonskrav

Kraftparken skal minst tåle drift i frekvensområdene gitt av tabell 14-5, og ellers ikke begrenses unødige. Kravene gjelder for varierende spenning i området $0,9 - 1,05 pu$.

Systemansvarlig kan kreve bredere frekvensbånd enn det som er angitt av Tabell 14-5, dersom det er vurdert nødvendig av hensyn til systemdriften.

TABELL 14-5: KRAV TIL TÅLEGRENSER OG VARIGHET FOR FREKVENSVARIASJONER FOR KRAFTPARK

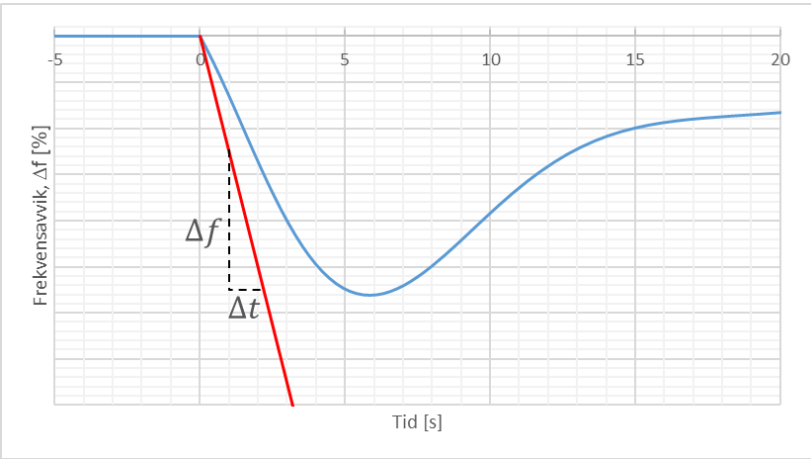
Frekvensområde	Varighet
47,5-49,0 Hz	30 minutter
49,0-51,0 Hz	Ubegrenset

51,0-51,5 Hz	30 minutter
51,5-52,5 Hz	30 minutter

14.1.4 Frekvensendringshastighet

14.1.4.1 Funksjonskrav

Kraftparker skal minst kunne drifte uten begrensninger ved en frekvensendringshastighet (Rate of Change of Frequency – ROCOF) $\frac{\Delta f}{\Delta t} = \pm 1,5 \text{ Hz/sek}$ målt over $\Delta t = 1 \text{ sek}$. Produksjonsenheter skal ikke unødig begrense evnene til å drifte ved større hurtige frekvensendringer.



FIGUR 14-2: ILLUSTRASJON AV KRAV TIL FREKVENSEDRINGSHASTIGHET. DERSOM FREKVENSFORLØPET ER OVER DEN RØDE LINJEN, SOM FALLER MED EN FREKVENSEDRINGSHASTIGHET PÅ $\frac{\Delta f}{\Delta t} = 1,5 \text{ Hz/s}$, SKAL PRODUKSJONSENHETEN OPERERE NORMALT.

14.2 Parkregulator

TABELL 14-7: OVERSIKT OVER HVILKE KRAFTPARKER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 14.2. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Krav	Type			Informasjon
	B	C	D	
				Referanse EU nettkode regulerer tilsvarende tema i EU
14.2.1 Aktiv effektregulering- ramping	(X)	X	X	RfG 15.6.e
14.2.2 Frekvensregulering - Funksjoner	(X)	X	X	RfG 13.2, 15.2.c, 15.2.d
14.2.3 Dempetilsats (POD)		(X)	(X)	RfG 21.3.f
14.2.4 Reaktiv effektregulering- funksjoner	X	X	X	RfG 21.e.d
14.2.5 Stabilitet	X	X	X	RfG 48.4.c.ii
14.3 Frekvensregulering - Responstid	(X)	X	X	RfG 15.2.d

14.2.1 Aktiv effektregulering - ramping

14.2.1.1 Funksjonskrav

Kraftparker skal ha funksjonalitet for å bestemme effektrampen (ramp rate) ved endring av effektsettpunkt.

Kraftparker skal ha funksjonalitet for å begrense produsert effekt under momentant maksimale tilgjengelige effekt, ved å innstille effektsettpunkt i hele driftsområdet mellom P_{min} og P_{maks} .

14.2.2 Frekvensregulering - Funksjoner

Frekvensregulering skal til enhver tid være konfigurert iht. systemansvarliges gjeldende vedtak om leveranse av systemtjenester, eller tilsvarende bestemmelse. Markedsvilkår for leveranse av

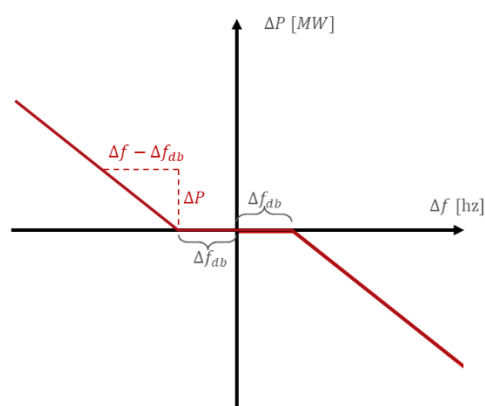
frekvensstyrte reserver som FCR-N og FCR-D omfattes ikke av funksjonskravene som beskrives i dette kapittelet, men stilles som vilkår til anlegg som tilbydere ønsker å prekvalifisere for markedene. Det henvises til de til enhver tid gjeldende markedsvilkårene.

14.2.2.1 Funksjonskrav

Parkregulator skal ha funksjonalitet for frekvensregulering. Regulatorens frekvensreguleringsløype skal gi et stasjonært bidrag, ΔP , som funksjon av frekvensen, Δf , utenfor dødbåndet, Δf_{db} . Dette er illustrert i Figur 14-3. Parametere for statikk og dødbånd skal kunne stilles inn iht. Tabell 14-8.

TABELL 14-8: MINSTEKRAV TIL INNSTILLINGSMULIGHETER I FREKVENSSREGULERING FOR KRAFTPARKER.

Parameter	Innstillingsmuligheter (minimum)
Dødbånd, Δf_{db}	0 – 0,5 Hz
Statikk, b_p	2-12 %



FIGUR 14-3: REGULATORRESPONS SOM FUNKSJON AV FREKVENSS I FREKVENSSREGULERINGSMODUS FOR KRAFTPARKER.

Frekvensregulerings målenøyaktighet skal være bedre enn eller lik 0,01 %, tilsvarende 0,005 Hz.

I frekvensregulering skal kraftparken ved overfrekvens kunne regulere ned til P_{min} (forutsatt $P_{sett} > P_{min}$), og opprettholde produksjonen ved P_{min} dersom frekvensen stiger ytterligere. Ved underfrekvens skal produksjonsenheten kunne regulere opp til P_{maks} (forutsatt $P_{sett} < P_{maks}$) og opprettholde produksjonen ved P_{maks} dersom frekvensen synker ytterligere.

14.2.3 Dempetilsats (POD - Power Oscillation Damper)

14.2.3.1 Funksjonskrav

Kraftparker av type C og D skal ha dempetilsats (POD - Power Oscillation Damper) dersom systemansvarlig beslutter at det er behov for funksjonaliteten.

14.2.3.2 Praktisering av krav om dempetilsats

Systemansvarliges behovsvurdering og beslutning knyttet til behov for POD-funksjonalitet for kraftparker bygger på prinsippene fra kapittel 2.1. For dette kravet spesielt baseres vurderingene og beslutningen på det omliggende nettets styrke og stabilitetsmarginer.

14.2.4 Reaktiv effektregulering - funksjoner

14.2.4.1 Funksjonskrav

Parkregulator skal minst ha modus for spenningsregulering.

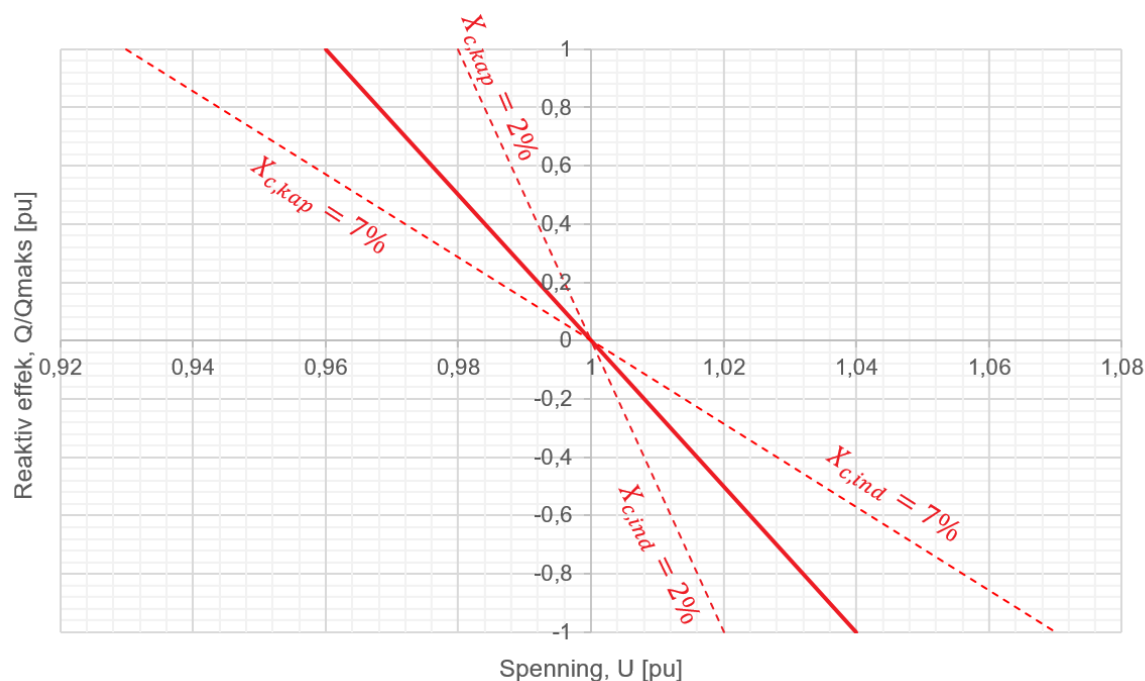
Spenningsstatikk, X_c , skal være referert maksimal kapasitiv reaktiv ytelse, $Q_{kap,maks}$.

$$\frac{\Delta Q}{Q_{maks}} X_c = \frac{\Delta U}{U_{ref}} \quad 14-1$$

Spenningsreguleringen skal minst ha innstillingsmuligheter for parameterne iht. Tabell 14-9, illustrert i Figur 14-4.

TABELL 14-9: INNSTILLINGSMULIGHETER I KRAFTPARKERS SPENNINGSKONTROLL.

Parameter	Innstillingsområde
Spenningssettpunkt, U_{ref}	0,95-1,05 pu
Spenningsstatikk overspenning, $X_{c,ind}$	2-7 %
Spenningsstatikk underspenning, $X_{c,kap}$	2-7 %



FIGUR 14-4: REAKTIV EFFEKT SOM FUNKSJON AV SPENNING I SPENNINGSREGULERINGSMODUS FOR KRAFTPARKER.

Hvis MVar-kontroll og $\cos\phi$ -kontroll er implementert gjelder følgende funksjonskrav.

MVar-kontroll

I MVar-kontroll skal endring av settpunkt gi jevn regulering av reaktiv effekt, og ikke større steg enn 5 MVar eller 5 % av Q_{maks} – den laveste av de to.

$\cos\phi$ -kontroll

$\cos\phi$ -kontroll skal endring av settpunkt gi jevn regulering av reaktiv effekt, og ikke større steg enn 5 MVar eller 5 % av Q_{maks} – den laveste av de to.

14.2.4.2 Praktisering av funksjonskrav til reguleringsmoduser i parkregulator

Parkregulator skal aktiveres i modus spenningsregulering. Spenningssettpunkt avtales med netteier, eventuelt koordinert med Statnett regionsentral. Andre typer regulering (MVar eller $\cos\phi$) skal kun benyttes etter vedtak iht. fos § 15.

14.2.5 Stabilitet

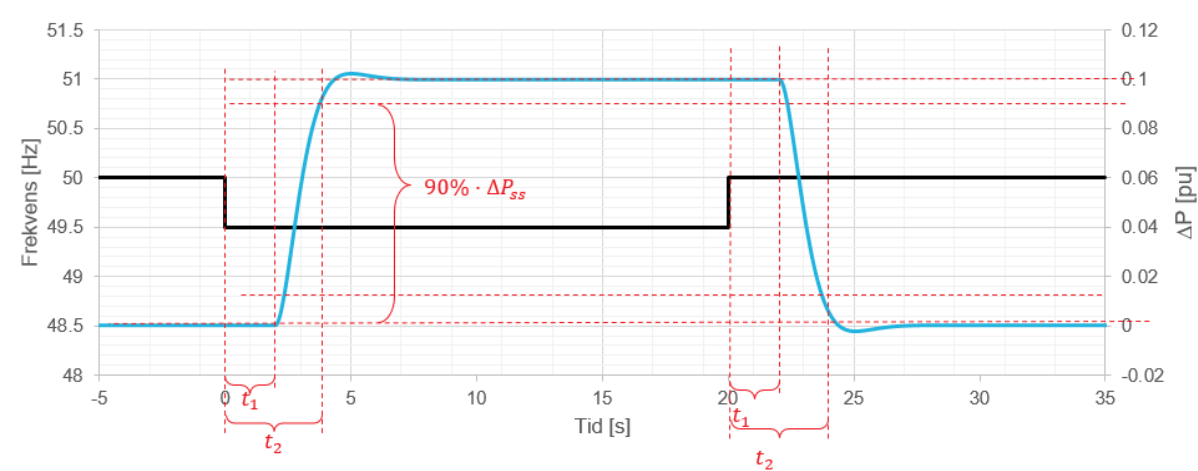
14.2.5.1 Funksjonskrav

Kraftparken skal kunne operere stabilt og levere aktiv effekt uten udempede effektpendlinger i hele driftsområdet, både i frekvens- og effektereguleringsmodus.

14.3 Reguleringssevne – frekvensregulering

14.3.1.1 Funksjonskrav

Ved et frekvenssteg som stasjonært gir 10 % aktiv effektrespons i POC, ΔP_{ss} , skal 90 % av responsen utreguleres innen $t_2 < 4$ sekunder, med forsinkelse $t_1 < 2$ sekunder. Kravet gjelder for hele driftsområdet til kraftparken, forutsatt reserver mot P_{min} og P_{maks} .



FIGUR 14-5: KRAV TIL FREKVENSSTEGRESPONS FOR KRAFTPARKER, HER VED 10 % STATIKK OG FREKVENSSTEG PÅ 0,5 Hz.

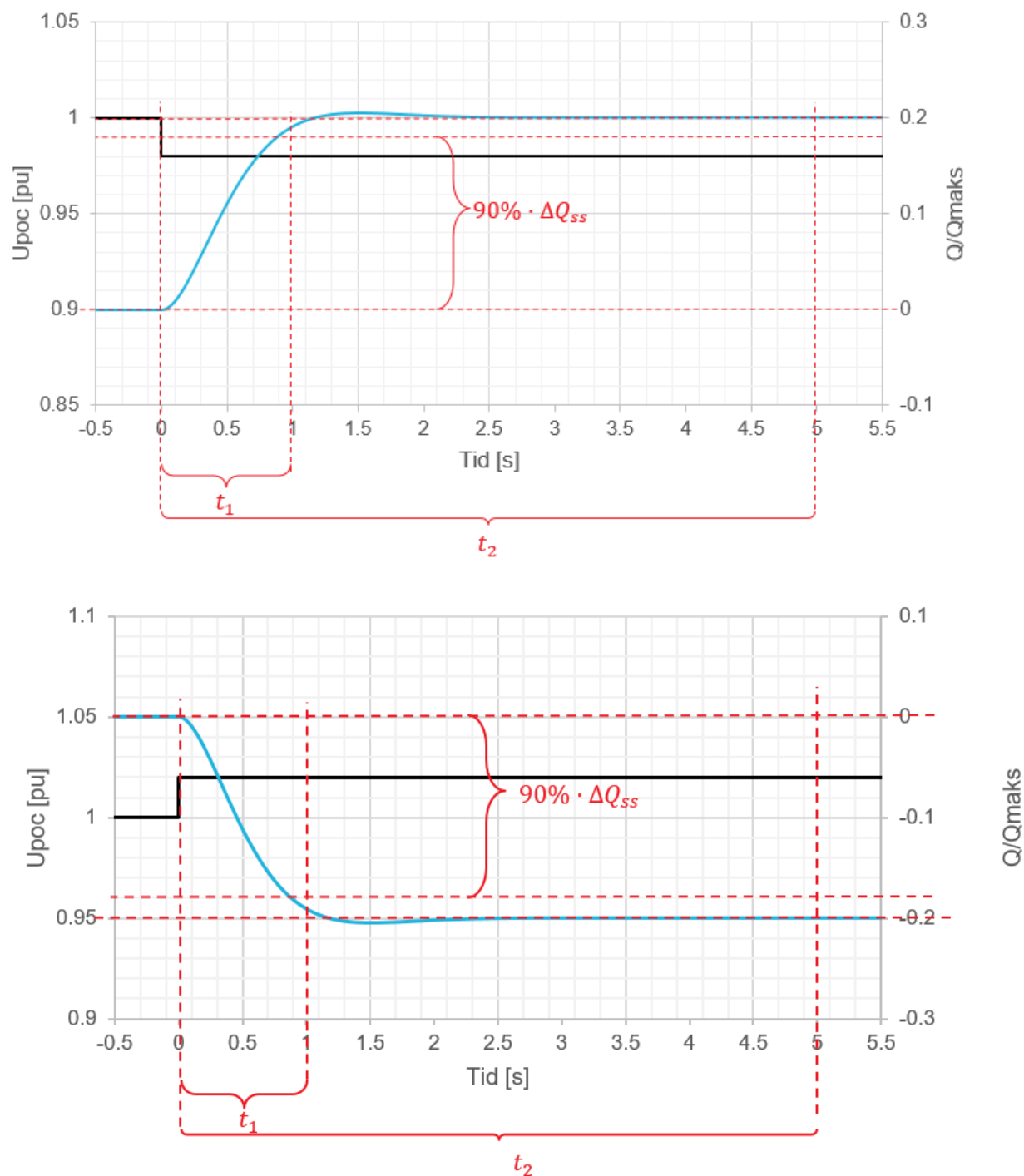
14.4 Reguleringssevne - reaktiv effekt

TABELL 14-10: OVERSIKT OVER HVILKE KRAFTPARKER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 14.4. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Krav	Type			Informasjon Referanse EU nettkode
	B	C	D	
14.4 Reguleringssevne – reaktiv effekt	X	X	X	regulerer tilsvarende tema i EU RfG 21.3.d og 14.5.a.i

14.4.1.1 Funksjonskrav

Kraftparker skal kunne levere en reaktiv effektrespons i PCC som gir 90 % av stasjonær verdi innen 1,0 sekund ved et spenningsprang på 2 % av nominell spenning. Dette er vist i Figur 14-6.



FIGUR 14-6: REAKTIV EFFEKTPRESPONS VED STEGVIS ENDRING I SPENNING PÅ HHV $\pm 2\%$. KRAV ER MARKERT I RØDSTIPLEDE LINJER.

14.5 Reaktiv ytelse

TABELL 14-11: OVERSIKT OVER HVILKE KRAFTPARKER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 14.5 . MARKERINGEN «X»
INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES ELLER BEHOVSVURDERES.

Krav	Type			Merknad	Informasjon
	B	C	D		
14.5.1 Reaktiv ytelse ved $P = P_{maks}$	(X)	(X)	(X)	Konsesjonær kan behovsprøve for type B. Systemansvarlig kan behovsvurdere for type C og D.	Referanse EU nettkode regulerer tilsvarende tema i EU RfG 20.2.a og 21.3.b
14.5.2 Reaktiv ytelse ved $P_{min} \leq P < P_{maks}$	(X)	X	X	Behovsprøves	RfG 21.3.c
14.5.3 STATCOM-drift ved $0 \leq P < P_{min}$	(X)	X	X	Behovsprøves	RfG 21.3.c

14.5.1 Reaktiv ytelse ved $P = P_{maks}$

14.5.1.1 Funksjonskrav

Systemansvarlig skal fastsette hvilken reaktiv ytelse kraftparken skal være dimensjonert for ved maksimal effekt, P_{maks} , og nominell spenning, $U_{PCC} = 1,0 \text{ pu}$. P_{maks} er den høyeste aktive effekten som kontinuerlig kan leveres til nettet. Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, vil P_{maks} og den reaktive ytelsen bli referert PCC, hvilket er definert i Figur 14-1. $Q_{kap,maks}$ og $Q_{ind,maks}$ er definert i Figur 14-7.

Systemansvarlig kan fastsette kravet innenfor grensene gitt av Tabell 14-12. Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, gjelder krav til reaktiv dimensjonering iht.

Tabell 14-13.

Dersom ikke annet er fastsatt av systemansvarlig, skal >85 % av den reaktive reserven være dynamisk (ikke statiske komponenter som kondensatorbatterier).

TABELL 14-12: GRENSER FOR REAKTIV YTELSE, INNENFOR HVILKE SYSTEMANSVARLIG SKAL FASTSETTE KRAV TIL KRAFTPARKER. REFERERT PCC.

	Reaktiv effekt referert P_{maks}	Effektfaktor ($\frac{P_{maks}}{S_n}$)
Kapazitiv ytelse	$\frac{Q_{kap,maks}}{P_{maks}} = 0,75 - 0,33$	$\cos \varphi_{kap} = 0,8 - 0,95$
Induktiv ytelse	$\frac{Q_{ind,maks}}{P_{maks}} = 0,75 - 0,33$	$\cos \varphi_{ind} = 0,8 - 0,95$

TABELL 14-13: GENERELT KRAV TIL REAKTIV YTELSE FOR KRAFTPARKER REFERERT PCC DERSOM ANNET IKKE ER BESLUTTET AV SYSTEMANSVARLIG.

	Reaktiv effekt referert P_{maks}	Effektfaktor ($\frac{P_{maks}}{S_n}$)
Kapazitiv ytelse	$\frac{Q_{kap,maks}}{P_{maks}} \geq 0,33$	$\cos \varphi \leq 0,95$
Induktiv ytelse	$\frac{Q_{ind,maks}}{P_{maks}} \geq 0,33$	$\cos \varphi \leq 0,95$

14.5.1.2 Praktisering av funksjonskrav til reaktiv ytelse

I tilfeller der produksjonsradial er basert på kabeloverføring (f.eks. ved ilandføring av kraft via fjord-/sjøkabler), vil kravet til reaktiv ytelse bli stilt i tilknytningspunktet (POC) på nettside av radialen.

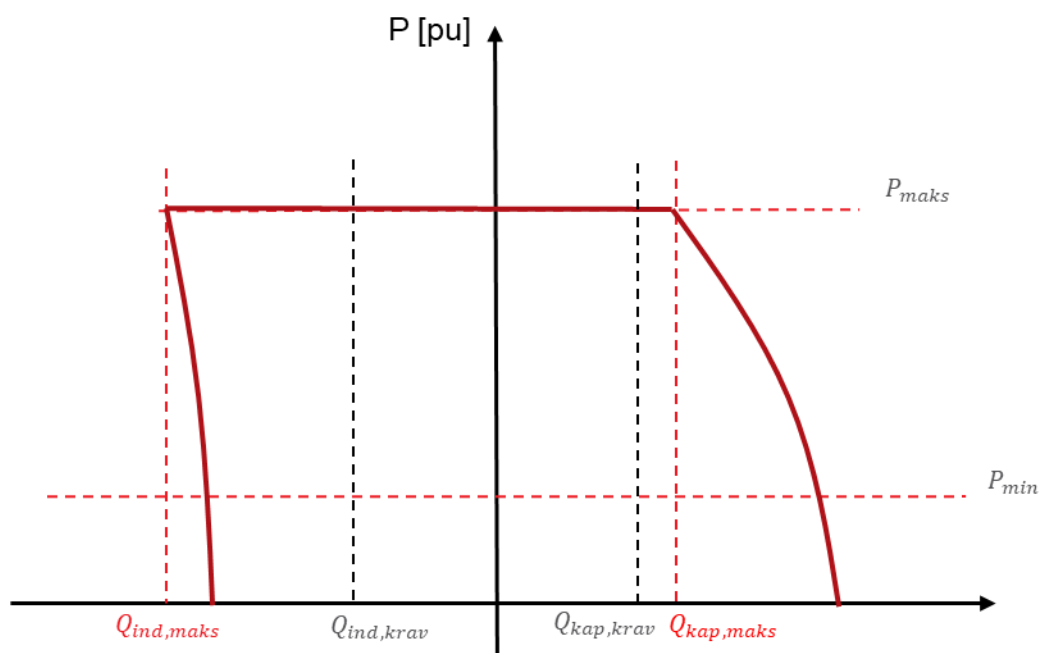
Dersom kravet til reaktiv ytelse gitt av

Tabell 14-13 skal behøvsprøves eller behovsvurderes, skal det foreligge tilstrekkelig underlag som viser at dette er samfunnsmessig rasjonelt. Systemansvarlig legger til grunn at det generelle kravet er rasjonalisert gjennom utarbeidelsen av dette krav dokumentet. Kapittel 2.1 oppsummerer de generelle prinsippene som ligger til grunn for systemansvarliges vurderinger. Følgende forhold skal legges til grunn ved en slik behøvsprøving:

- Spenningsforhold i nettområdet
- Spenningsforhold ved utfall av nærliggende linjer
- Nettets styrke
- Forventet nettutvikling
- Kostnader forbundet med etterlevelse av kravet
- Nytteverdi av den tekniske løsningen i tilfeller der det er mangel på reaktive reserver
- Alternativkostnader for reaktive reserver
- Levetid for komponenter som begrenser reaktiv ytelse
- Kompensering av reaktivt forbruk i produksjonsradial

Systemansvarlig legger til grunn at tiltak med installasjon av ny kraftpark ikke gir rom for å gå vekk fra det generelle kravet iht.

Tabell 14-13.

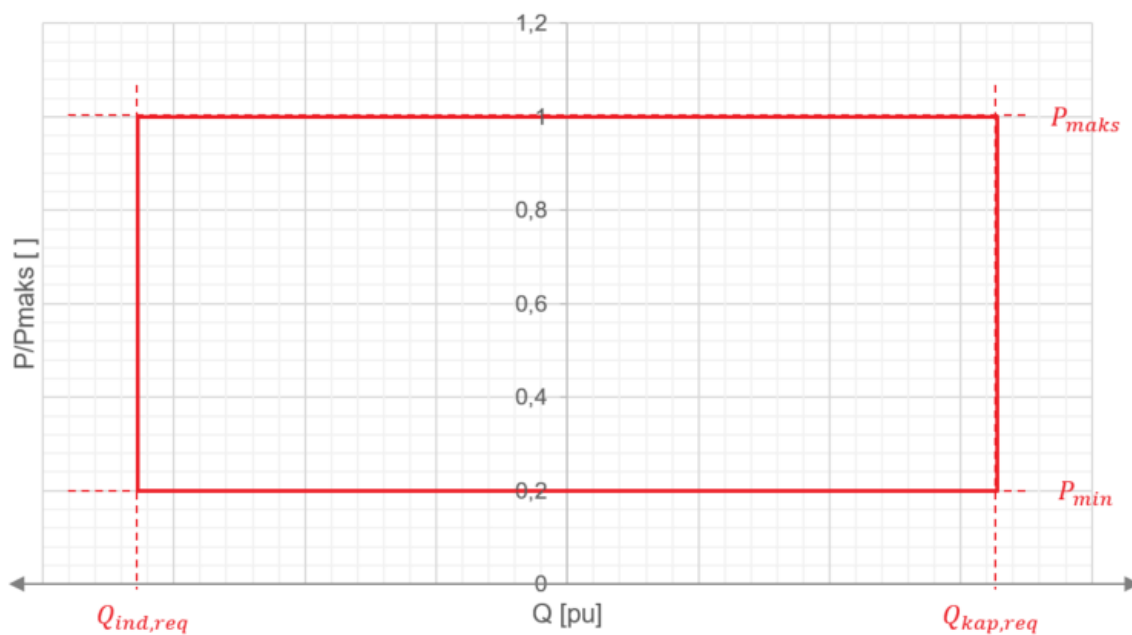


FIGUR 14-7: DRIFTSDIAGRAM FOR EN KRAFTPARK REFERERT PCC.

14.5.2 Reaktiv ytelse ved $P_{min} \leq P < P_{maks}$

14.5.2.1 Funksjonskrav

Den reaktive ytelsen mellom minimal og maksimal aktiv effektproduksjon, $P_{min} \leq P < P_{maks}$, skal være minst den samme som ved $P = P_{maks}$, ref. alle kraftparkmoduler i drift. Dette er illustrert i Figur 14-8.



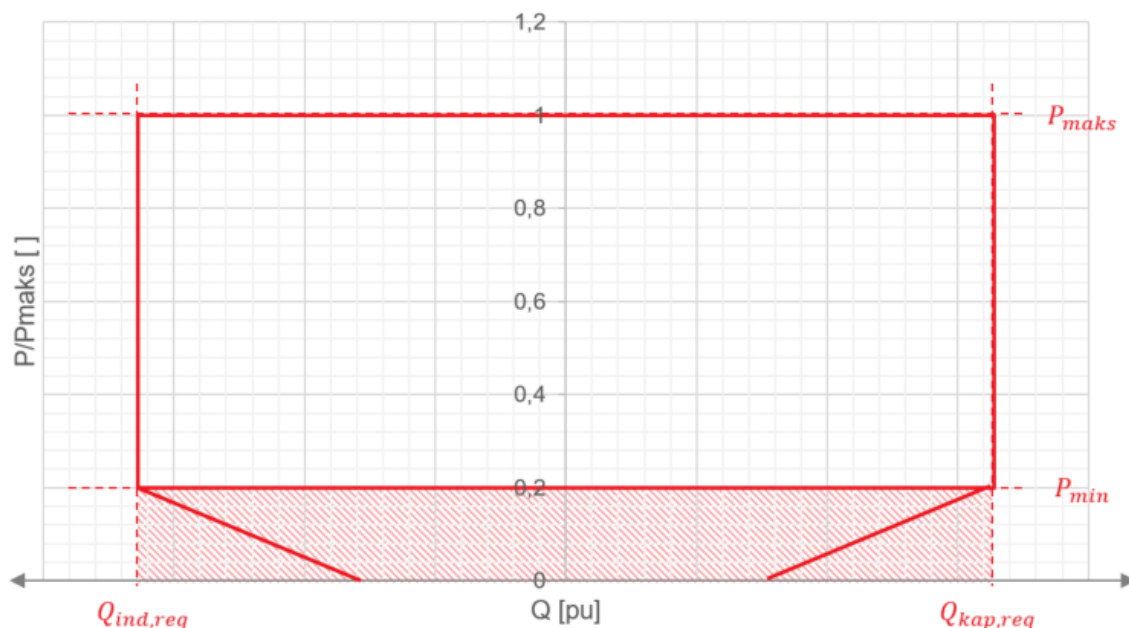
FIGUR 14-8: KRAV TIL MINIMUM REAKTIV YTELSE VED VARIERENDE AKTIV EFFEKT, $P - Q/P_{maks}$ -DIAGRAM. $Q_{kap,req}$ OG $Q_{ind,req}$ ER GITT AV KAPITTEL 14.5.1.

14.5.3 STATCOM-drift ved $0 \leq P < P_{min}$

14.5.3.1 Funksjonskrav



Kraftparker av type C og D skal kunne operere som STATCOM. Anlegg av type B skal også kunne operere som STATCOM med mindre noe annet er godkjent av systemansvarlig. STATCOM-drift betegnes av kraftparkens mulighet til å levere reaktiv regulering (spennings-, MVar- eller $\cos\phi$ -kontroll) selv om aktiv effektproduksjon hos én, flere eller alle kraftparkmoduler er null. Formen på $P - Q/P_{maks}$ -diagrammet bestemmes ut ifra kraftparkens tekniske evne til å levere reaktiv effekt ved $P < P_{min}$. Dette er vist i Figur 14-9.



FIGUR 14-9: KRAVSOMRÅDE FOR KRAFTPARK I STATCOM-DRIFT

14.5.3.2 Praktisering av funksjonskrav om STATCOM funksjonalitet

Ved behovsprøving av evne til å levere reaktiv effekt ved lav eller null produksjon, skal det foreligge tilstrekkelig informasjon som viser at dette er rasjonelt. Kapittel 2.1 oppsummerer de generelle prinsippene som ligger til grunn for systemansvarliges vurderinger. Spesielt skal det legges til grunn følgende forhold, og underlag kan bli etterspurt;

- Spanningsforhold i nettområdet og uttalelse fra tilknyttet netteier
- Spanningsforhold ved utfall av nærliggende linjer
- Nettets styrke
- Forventet nettutvikling
- Kostnader forbundet med etterlevelse av kravet
- Alternativkostnader for reaktive reserver

14.6 Robusthet og gjenoppbygning

TABELL 14-14: OVERSIKT OVER HVILKE KRAFTPARKER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 14.6. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSVURDERES.

Krav	Type			Informasjon
	B	C	D	
14.6.1 Fault Ride Through	X	X	X	Referanse EU nettkode regulerer tilsvarende tema i EU
14.6.2 Hurtig feilstrømbidrag		(X)	(X)	RfG 20 og 21.3 e
14.6.3 Produksjons-gjenoppretting	X	X	X	RfG 20.3 b
14.6.4 Nettformende egenskaper	(X)	(X)	(X)	RfG 21.2 og 21.5 c
14.6.5 Gjeninnkobling		X	X	

14.6.1 Fault Ride Through

14.6.1.1 Funksjonskrav

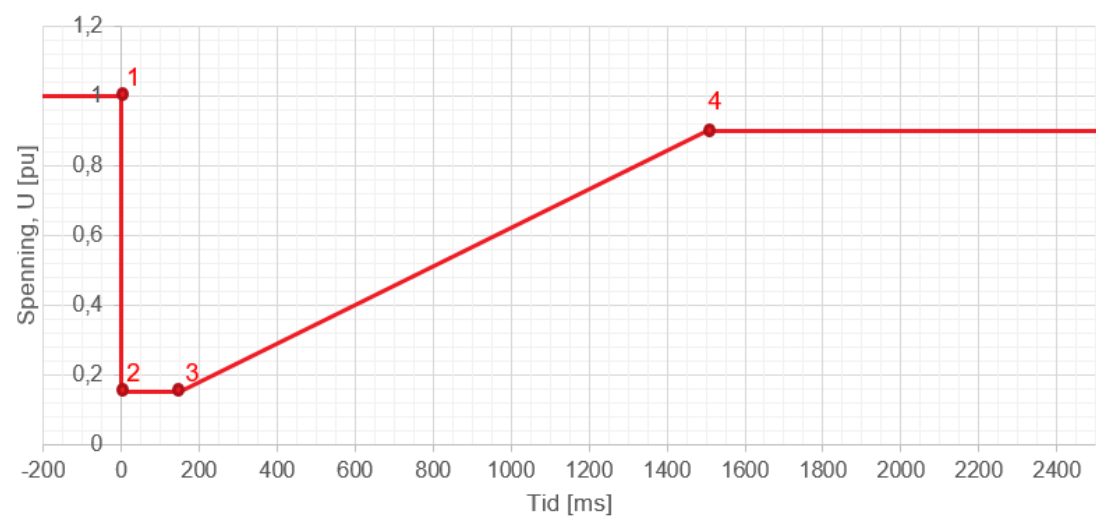
Kraftparker skal være transient stabile og opprettholde produksjonen ved forbigående feil med varighet $t_{feil} = 150\text{ ms}$ som fører til spenningsfall.

Kravene er gitt av tabell 14-15, og illustrert i kurvene i Figur 14-10 og Figur 14-11. Kravene gjelder både for symmetriske feil (3-fase) og asymmetriske feil (2- og 1-fase). Spenningen er referert til knyttningsspunktet.

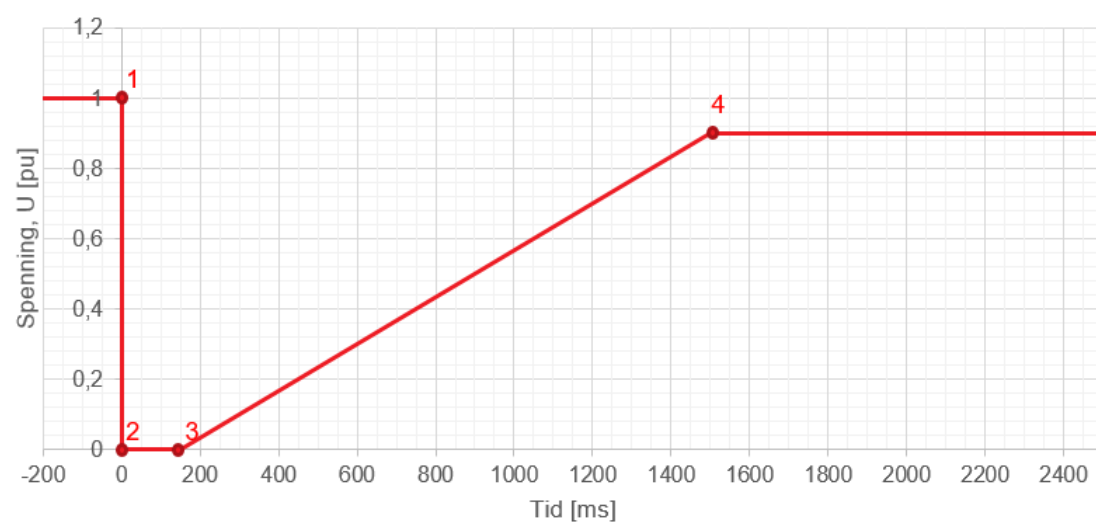
Driftsforholdene før og etter feil skal være iht. tabell 14-16.

TABELL 14-15: KRAV TIL FAULT RIDE THROUGH FOR TYPE A, B, C, OG D.

Punkt	Tid [s]	U_{POC} [p.u.]	
		Type A, B, og C, og D < 110 kV	Type D ≥ 110 kV
1	0	1	1
2	0	0,15	0
3	0,15	0,15	0
4	1,5	0,9	0,9



FIGUR 14-10: KRAV TIL FAULT RIDE THROUGH FOR KRAFTPARKER AV TYPE A, B OG C, OG TYPE D TILKNYTTET SPENNINGSNIVÅ < 110 kV. KRAFTPARKEN SKAL VÆRE TRANSIENT STABIL OG OPPRETTHOLDE PRODUKSJONEN FOR ALLE FEILFORLØP SOM GIR EN SPENNING I TILKNYTNINGSPUNKTET OVER KURVEN.



FIGUR 14-11: KRAV TIL FAULT RIDE THROUGH FOR KRAFTPARKER AV TYPE D TILKNYTTET SPENNINGSNIVÅ ≥ 110 kV. KRAFTPARKEN SKAL VÆRE TRANSIENT STABIL OG OPPRETTHOLDE PRODUKSJONEN FOR ALLE FEILFORLØP SOM GIR EN SPENNING I TILKNYTNINGSPUNKTET OVER KURVEN.

TABELL 14-16: DRIFTSFORHOLD FØR OG ETTER SOM ER GJELDENE FOR OVERHOLDELSE AV FAULT RIDE THROUGH-KRAV

Driftsforhold	Forutsetning
Aktiv effekt før og etter feil	$P = P_{maks}$
Reaktiv effekt før feil	$Q = 0$ (referert tilknytningspunktet, POC)
Kortslutningsstrøm/-ytelse, I_k / S_{SC} før og etter feil	$I_k = I_{k,min} / S_{SC} = S_{SC,min}$

14.6.2 Hurtig feilstrømbidrag

14.6.2.1 Funksjonskrav

Kraftparker av type C og D skal kunne levere hurtig feilstrømbidrag, dersom dette kreves av systemansvarlig. Feilstrømbidraget er et supplementært bidrag til eventuell reaktiv produksjon/konsumpsjon før feil inntreffer, og skal gis kontinuerlig når spenningsavviket er større enn en terskel, $\Delta U_1 > 0,1 \text{ pu}$. Forholdet mellom spenningsavviket fra terskelen og maksimalt feilstrømbidrag skal være innstillbart uttrykt ved en faktor, $K=2-8$. Dette er vist i Figur 14-12. Dersom ikke annet er bestemt av systemansvarlig skal $K=2$. Feilstrømbidraget ΔI_q avhenger av spenningsavviket og innstilt K-faktor som følger (innenfor kraftparkens evne til supplerende bidrag, hvor $\Delta I_{q,max}$ og $\Delta I_{q,min}$ vil kunne være begrensende):

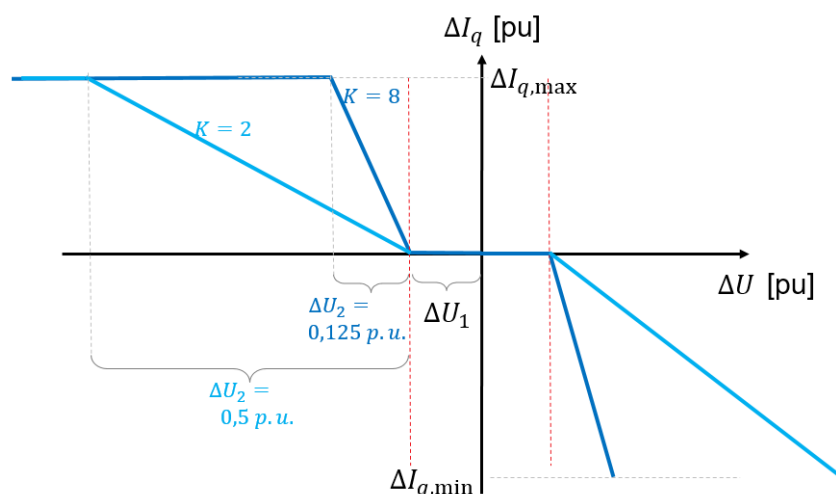
$$\Delta I_q = -K \cdot \Delta U_2$$

hvor

$$\Delta U_2 = \Delta U - \Delta U_1$$

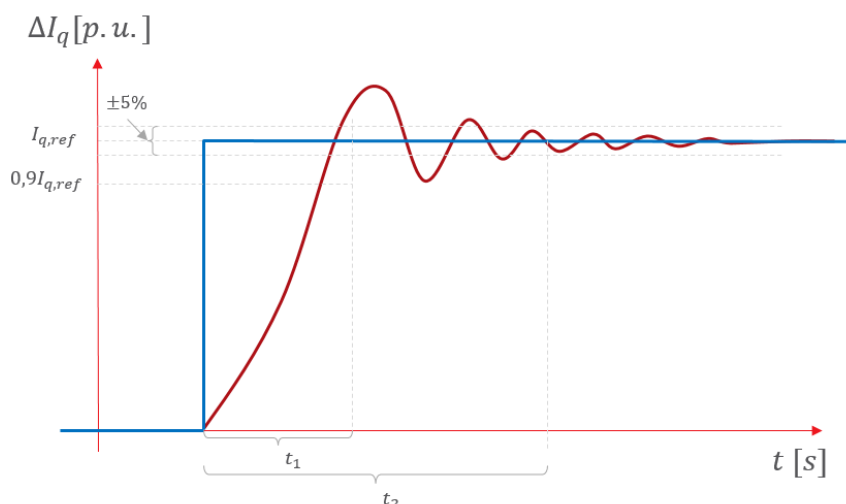
Aktiv effekt skal ikke nedreguleres unødvendig for å levere reaktiv feilstrøm.

Systemansvarlig kan også kreve at kraftpark kan levere asymmetrisk (1-fase eller 2-fase) feilstrøm.



FIGUR 14-12: FEILSTRØMBIDRAG ΔI_q SOM FUNKSJON AV SPENNINGSAVVIKET, ΔU .

Ved en stegvis endring i spenning skal 90 % av maksimal reaktiv strøm være utregulert ila. $t_1 < 60 \text{ ms}$ og være stasjonært etter $t_2 < 150 \text{ ms}$, ref. Figur 14-13. Stasjonær tilstand defineres som tiden hvor feilstrøm har pendlet seg innenfor et toleransebånd på $\pm 0,05 \text{ pu}$ av settpunkt $I_{q,ref}$.



FIGUR 14-13: UTREGULERINGSTID FOR FEILSTRØMBIDRAG.

14.6.2.2 Praktisering funksjonskrav om å kunne levere hurtig feilstrømbidrag

Ved behovsvurdering av evne til å levere hurtig feilstrømbidrag, skal det foreligge tilstrekkelig informasjon som viser at dette er samfunnsmessig rasjonelt. Kapittel 2.1 oppsummerer de generelle prinsippene som ligger til grunn for systemansvarliges vurderinger. Spesielt gjelder for dette kravet behov feilstrømbidrag av hensyn til vernløsninger som gir tilfredsstillende selektivitet. Underlag kan bli etterspurt.

14.6.3 Produksjonsgjenoppretting

14.6.3.1 Funksjonskrav

Det skal ikke være funksjonalitet som aktivt reduserer den aktive effekten mer enn nødvendig under feilforløp for å tilfredsstille krav til leveranse av reaktiv feilstrøm som beskrevet i kap. 14.6.2.1. Dersom kraftparken har en iboende karakteristikk som gjør at den produserte effekten reduseres under feilforløpet, skal den gjenopprettes 2 sekunder etter at spenningen er gjenopprettet iht. normalbåndet som angitt i kap. 14.1.2.1.

14.6.4 Nettformende egenskaper

14.6.4.1 Funksjonskrav

Kraftparker av type B, C og D skal ha funksjonalitet for nettformende egenskaper dersom dette kreves av systemansvarlig. Ved slikt tilfelle skal virkemåten til kontrollerfunksjonen gjennomgå og godkjennes i den enkelte saken.

14.6.4.2 Praktisering av funksjonskrav om nettformende egenskaper

Ved behovsvurdering av evne til nettformende egenskaper, skal det foreligge tilstrekkelig informasjon som viser at dette er samfunnsmessig rasjonelt. Kapittel 2.1 oppsummerer de generelle prinsippene som ligger til grunn for systemansvarliges vurderinger. Spesielt for dette kravet avhenger systemansvarliges beslutning av hvor utsatt nettområdet er for separatdrifter, hvilken nytte syntetisk treghet gir, alternativkostnaden av andre tiltak og teknisk modenhet.

14.6.5 Gjeninnkobling

14.6.5.1 Funksjonskrav

Ved ekstern feil som gir utkobling av kraftparken ved effektbryter, skal kraftparken være klar til å gjeninnkoble og rampe opp produksjon innen 15 minutter.

14.7 Apparat- og kontrollanlegg

TABELL 14-17: OVERSIKT OVER HVILKE KRAFTPARKER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 14.7. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSVURDERES.

Krav	Type			Merknad	Informasjon
	B	C	D		
14.7.1 Informasjonsutveksling		X	X	Informasjonsutveksling kreves kun for anlegg med fos § 18 vedtak	Referanse EU nettkode regulerer tilsvarende tema i EU RfG 14.5.d
14.7.2 Kommunikasjon		X	X		RfG 14.5.d
14.7.3 Fjernstyring		X	X	Krav om å kunne fjernstyres for type C og D.	
Kunne fjernstyre andre/ flere parametere	(X)	(X)	(X)	Systemansvarlig kan behovsvurdere at andre/flere innstillinger skal kunne fjernstyres	
14.7.4 Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer	(X)	X	X		RfG 14.5.c
14.7.5 Feilskriverutstyr		(X)	X	Behovsvurderes	RfG 15.6.c
14.7.6 Vern	X	X	X		RfG 14.5.b
14.7.7 Parktransformator		X	X		RfG 15.5.f
14.7.8 Produksjonsradial		X	X		

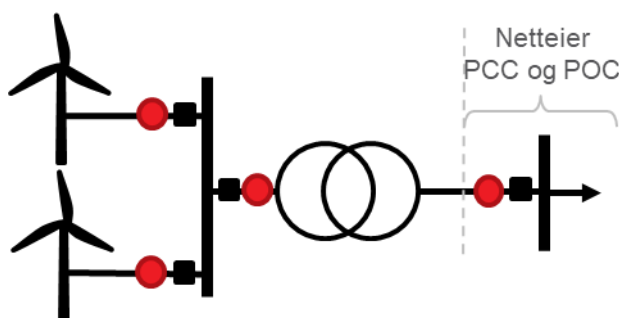
14.7.1 Informasjonsutveksling

14.7.1.1 Funksjonskrav

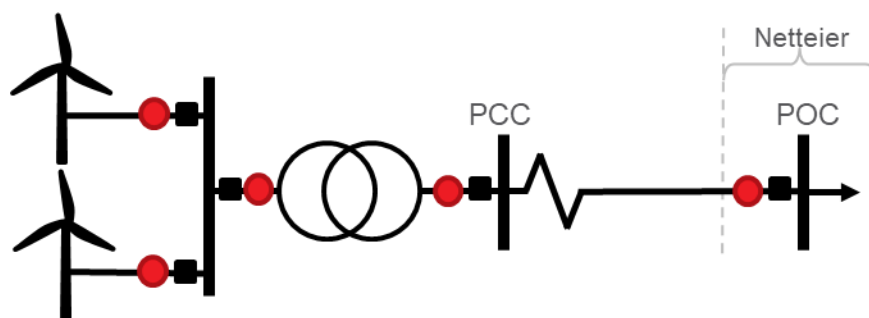
Kraftparker der systemansvarlig har fattet vedtak om overføring av målinger og meldinger iht. fos § 18 skal ha mulighet for å overføre de målinger og meldinger til systemansvarlig som er nødvendig for å overvåke kraftsystemet.

Målingene for driftskontroll skal være utført etter retningslinjer angitt i kap. 6.2 og 6.5.

Det skal kunne overføres målinger fra kraftparken iht. punktene i Figur 14-14 og Figur 14-15. For alle punkter skal det kunne utveksles for målinger aktiv- og reaktiv effekt, P og Q , samt bryterposisjonene. I PCC skal også spenning- og frekvensmålinger kunne utveksles.



FIGUR 14-14: PLASSERING AV MÅLEPUNKTER (RØDE PRIKKER) FOR KRAFTPARKER, HER ILLUSTRERT VED VINDKRAFT.



FIGUR 14-15: PLASSERING AV MÅLEPUNKTER (RØDE PRIKKER) FOR KRAFTPARKER, HER ILLUSTRERT VED VINDKRAFT TILKNYTTET VED EN PRODUKSJONS RADIAL.

14.7.1.2 Praktisering om bruk av funksjonalitet for utveksling av målinger og meldinger

Systemansvarliges beslutning knyttet til behov for informasjonsutveksling, og hvilke målinger og meldinger som skal utveksles, vil bli fastsatt og formidlet i et fos § 18 vedtak. Systemansvarlig vurderer behovet i hver enkelt sak og fatter kun vedtak i de tilfeller hvor informasjon skal utveksles.

14.7.2 Kommunikasjon

14.7.2.1 Funksjonskrav

Det skal benyttes kommunikasjonsprotokoll i henhold til spesifikasjoner fra systemansvarlig.

Informasjon skal kunne overføres med kryptering dersom systemansvarlig beslutter at dette er nødvendig. Kryptering kan også etterspørres av tiltakshaver.

Informasjon fra produksjonsenheten til systemansvarlig skal ha en tilgjengelighet som er høy nok for å sikre tilfredsstillende levering- og driftssikkerhet.

Som kommunikasjonsprotokoll skal det benyttes protokoll iht. relevant standard NEK (EN 60870-6-802), se referanse [5] dersom ikke annet er spesifisert.

14.7.3 Fjernstyring

14.7.3.1 Funksjonskrav

Kraftparker av type C og D skal ha funksjonalitet for å kunne fjernstyre følgende;

1. Aktiv effekt – settpunkt
2. Frekvensregulering - statikk
3. Spenningssettpunkt



Systemansvarlig kan behovsvurdere at også type B skal kunne fjernstyres.

Systemansvarlig kan behovsvurdere og kreve at andre/flere innstillinger i produksjonsenheter også skal kunne styres, dersom det er nødvendig for driften av systemet.

14.7.3.2 Praktisering av krav til mulighet for fjernstyring

Systemansvarliges behovsvurdering og beslutning knyttet til behov for fjernstyring bygger på prinsippene fra kapittel 2.1. For dette kravet spesielt vektet betydning for nettdriften i aktuelt område. Dette knyttet til spenningsforhold, sannsynlighet for separatudrifter/driftsforstyrrelser e.l. og om anlegget er vesentlig for effektiv utnyttelse og drift av regional- og transmisjonsnett.

14.7.4 Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer

14.7.4.1 Funksjonskrav

Kraftparkens vern og kontrollsystemer skal ha følgende prioritet (fra høyest til lavest prioritering, hvor de med høyest prioritet skal overstyre de med lavere).

1. vern av nettet og produksjonsenheten;
2. syntetisk treghetsmasse, hvis dette er aktuelt;
3. frekvensregulering (justering av aktiv effekt);
4. effektbegrensning (curtailment); og
5. effektramping.

14.7.5 Feilskriverutstyr

14.7.5.1 Funksjonskrav

Kraftparker av type D skal ha feilskriver. Systemansvarlig kan beslutte at anlegg av type C skal ha feilskriver.

Systemansvarlig tar utgangspunkt i de kravene som stilles i kapittel 8 Feilskrivere og pendlingsregistratorer, for feilskrivere i produksjonsenheter.

Systemansvarliges vurdering kan resultere i at feilskriverutstyrets innstillinger vil kunne avvike noe fra de innstillingene som beskrives i kapittel 8. Det er derfor viktig at feilskriverutstyret avklares med systemansvarlig i god tid.

14.7.5.2 Praktisering av krav om feilskriverutstyr

Ved behovsvurdering om at kraftparker av type C skal ha feilskriverutstyr bygger systemansvarliges beslutning på de generelle prinsippene fra kapittel 2.1. For dette kravet vektet spesielt betydning for nettdriften i aktuelt område. Dette knyttet til spenningsforhold, sannsynlighet for separatdrifter/driftsforstyrrelser e.l.

14.7.6 Vern

14.7.6.1 Funksjonskrav

Av spesielt behov for systemdriften gjelder følgende detaljkrav til enkelte av vernfunksjonene;

- Frekvens
 - Systemansvarlig stiller ikke krav til bruk av frekvensvern som komponentvern. Dersom frekvensvern benyttes, skal disse stilles inn i henhold til tabellene i kapittel 12.7.8 om vern i synkrone produksjonsanlegg, dvs. tabell 12-22 og 12-23, dersom annet ikke er godkjent av systemansvarlig.
- Kortslutninger
 - Vindingsfeil og kortslutning på parktransformator frakobles tilknyttet nettet i samsvar med krav beskrevet for transformatorer i Del II - Nettanlegg: kapittel 7 Vern i nettanlegg (7.2.4.4 og 7.2.4.5 og 7.2.6.3 for direkte eller lavohmig jordet nett, samt 7.2.7.3 og 7.3.3.3 for isolert eller kompensert nett).
 - Høyohmig jordfeil og fasebrudd på parktransformatorens primærside frakobles selektivt av jordstrømvern i samsvar med krav beskrevet for transformatorer i del II Nettanlegg: kap. 7.2.4.4, og 7.2.4.5 og 7.2.6.3 (direkte eller lavohmig jordet nett).

- o Kortslutning i internt fordelingsnett med spenning ≥ 33 kV frakobles slik at feilklareringstider sett fra tilknytningspunkt på sekundærside av parktransformator er i samsvar med krav beskrevet for samleskinne og kraftledning i del II Nettanlegg: kap. 7.2.4 og 7.2.5 (direkte eller lavohmig jordet nett) og kap. 0 og 7.3.3 (isolert eller spolejordet nett).

14.7.7 Parktransformator

14.7.7.1 Funksjonskrav

Parktransformator skal følge krav til transformatorer for nettanlegg, kapittel 5.3, men det vil ikke bli stilt krav om overlastegenskaper.

Parktransformtorer skal dimensjoneres for jordfeilfaktor, samt følge jordingsprinsippene til tilknyttet nett.

Behov for apparat for begrensnig av innkoblingsstrømmer skal vurderes iht. kapittel 5.2.4 og tilhørende underkapitler.

14.7.8 Produksjonsradial

14.7.8.1 Funksjonskrav

Dersom produksjonsenheten tilknyttes med en produksjonsradial skal det være apparatanlegg og vern som sikrer selektive feilklareringer iht. kapittel 7 Vern i nettanlegg.

En radial inngår ikke i snittovervåkning hvor utfall av en ledning fører til effektomlagring, og det vil derfor ikke være krav om overlastbarhet til radialen.

15 Funksjonskrav for HVDC-tilknyttede kraftparker

I tillegg til kravene i dette kapittelet skal HVDC-tilknyttede kraftparker oppfylle kravene i kapittel 14, med unntak av 14.1 og 14.5.1. Kravene i dette kapittelet omfatter kraftparker, ikke HVDC-systemet som tilknytter parken(ene) til region- eller transmisjonsnettet, hvilket omfattes av kapittel 17 og 18. Definisjonene for PCC og POC er tilsvarende for AC-tilknyttede kraftparker, illustrert i Figur 14-1. For HVDC-tilknyttede kraftparker vil normalt POC være tilknytningspunktet til HVDC-systemets transformator ved fjernende omformer (se kapittel 17) eller på en samleskinne, dersom det er flere avganger med andre tilknytninger til HVDC-systemet.

15.1 Driftsområder

TABELL 15-1: OVERSIKT OVER HVILKE KRAFTPARKER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 15.1. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Krav	Type			Informasjon
	B	C	D	
				Referanse EU nettkode regulerer tilsvarende tema i EU
15.1.1 Frekvensgrenser	X	X	X	RfG 11,16.1.a
15.1.2 Spenningsintervall	X	X	X	RfG 13.2.a, 18
15.1.3 Frekvensendrings-hastighet	X	X	X	RfG 12, 13.1.a

15.1.1 Frekvensgrenser

Kraftparkmoduler skal kunne forbli tilknyttet fjernende omformerstasjon og driftes innenfor frekvens- og tidsgrensene spesifisert av Tabell 15-2. Kravene gjelder for varierende spenning i området $0,9 - 1,05 pu$.

Systemansvarlig kan kreve bredere frekvensbånd enn det som er angitt av Tabell 15-2 dersom det er vurdert nødvendig av hensyn til systemdriften.

TABELL 15-2: MINIMUM VARIGHET SOM DC-TILKNYTTET KRAFTPARKMODULER SKAL KUNNE DRIFTES NÅR FREKVENSEN AVVIKER FRA 50 Hz.

Frekvensområde	Varighet
47,0-47,5 Hz	20 sekunder
47,5-49 Hz	90 minutter
49,0-51,0 Hz	Ubegrenset
51,0-51,5 Hz	90 minutter
51,5-52,5 Hz	15 minutter

15.1.2 Spenningsintervall

15.1.2.1 Funksjonskrav

HVDC-tilknyttede kraftparkmoduler skal kunne forbli tilkoblet fjern-ende-omformerstasjon og drifte innen spenningsområdene og tidene gitt av Tabell 15-3. Spenningene er referert Tabell 15-4. I tillegg må produksjonsenheten hensynta driftsspenningen i tilknytningspunktet (POC), som netteier må oppgi.

TABELL 15-3: KRAV TIL INTERVALL OG VARIGHET TIL SPENNING FOR HVDC-TILKNYTTET KRAFTPARK.

Spenningsområde	Varighet
0,9-1,05 p.u.	Ubegrenset
1,05-1,10 p.u.	60 minutter *)

*) Gjelder spenningsnivå 110, 132 kV og 220 kV.

15.1.2.2 Praktisering av funksjonskrav om spenningsintervall

Systemansvarlig legger til grunn maksimale kontinuerlige spenninger på de forskjellige spenningsnivåene iht. Tabell 15-4. Tabellen er gitt som praktisering, da det er kjent for systemansvarlig at det benyttes ulik praksis i det norske systemet. Det er opp til tiltakshaver å avklare med netteier i tilknytningspunkt hva den maksimale kontinuerlige, og evt. midlertidig 60 minutter, spenningen nettet er dimensjonert for, og som kraftparken skal koordineres med.

TABELL 15-4: MAKSIMALE KONTINUERLIGE SPENNINGER I PER UNIT OG ABSOLUTT SPENNING.

Nettnivå (navnebetegnelse)	Maksimal kontinuerlig spenning, $U_m = 1,05 \text{ pu}$	Maksimal (midlertidig) spenning 60 minutter, $U_m = 1,10 \text{ pu}$
420 kV-nett	420 kV	-
300 kV-nett	300 kV	-
132 kV-nett	138 kV	145 kV
110 kV-nett	115 kV	121 kV
66 kV-nett	69 kV	-

15.1.3 Frekvensendringshastighet (ROCOF)

DC-tilknyttede kraftparkmoduler skal kunne forbli tilkoblet til fjern ende omformerstasjon og driftes dersom frekvensen i systemet endres med opp til $\pm 2 \text{ Hz/s}$. Frekvensendringshastigheten skal beregnes som en gjennomsnittsverdi over 1 sekund.

15.2 Reaktiv ytelse

15.2.1 Reaktiv ytelse ved $P = P_{maks}$

15.2.1.1 Funksjonskrav

Systemansvarlig skal fastsette hvilken reaktiv ytelse den HVDC-tilknyttede kraftparken skal være dimensjonert for ved maksimal effekt, P_{maks} , og nominell spenning, $U_{PCC} = 1,0 \text{ pu}$. Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, vil den reaktive ytelsen bli referert PCC. $Q_{kap,maks}$ og $Q_{ind,maks}$ er definert i figur som maksimal kapasitiv og induktiv reaktiv ytelse ved $P = P_{maks}$. Systemansvarlig kan fastsette kravet innenfor grensene gitt av tabell 15-5.

TABELL 15-5: GRENSER FOR REAKTIV YTELSE, INNENFOR HVILKE SYSTEMANSVARLIG SKAL FASTSETTE KRAV TIL HVDC TILKNYTTED KRAFTPARKER. REFERERT PCC.

	Reaktiv effekt referert P_{maks}	Effektfaktor ($\frac{P_{maks}}{S_n}$)
Kapasitiv ytelse	$\frac{Q_{kap,maks}}{P_{maks}} = 0,75 - 0,33$	$\cos \varphi_{kap} = 0,8 - 0,95$
Induktiv ytelse	$\frac{Q_{ind,maks}}{P_{maks}} = 0,75 - 0,33$	$\cos \varphi_{ind} = 0,8 - 0,95$

15.2.1.2 Praktisering av funksjonskrav til reaktiv ytelse

Dersom HVDC overføringen tilknytter flere kraftparker (f.eks. via en hub), vil kravet til reaktiv ytelse og referansepunkt bli fastsatt i hvert enkelt tilfelle. Dette fortsatt slik at total reaktiv ytelse i PCC fastsettes innenfor tabell 15-4. Systemansvarlig skal behovsprøve eller behovsvurdere kravet til reaktiv ytelse innenfor konvolutt gitt av tabell 15-5.

Kapittel 2.1 oppsummerer de generelle prinsippene som ligger til grunn for systemansvarliges vurderinger. Spesielt for dette funksjonskravet har følgende betydning for systemansvarliges beslutning om kravstilling;

- Spenningsforhold i nettområdet
- Spenningsforhold ved utfall av nærliggende linjer
- Nettets styrke
- Forventet nettutvikling
- Kostnader forbundet med etterlevelse av kravet
- Nytteverdi av den tekniske løsningen i tilfeller der det er mangel på reaktive reserver
- Alternativkostnader for reaktive reserver
- Levetid for komponenter som begrenser reaktiv ytelse
- Kompensering av reaktivt forbruk i produksjonsradial

15.3 Apparat – og kontrollanlegg

15.3.1 Kontrollanlegg

Ved behov for frekvensstøtte skal HVDC-tilknyttede kraftparkmoduler kunne motta et signal fra et tilknytningspunkt i synkronområdet der frekvensstøtte gis, og være i stand til å prosessere signalet innen 100 ms etter at det er sendt.

Dersom kraftparkmodulen er tilknyttet via HVDC-systemer med tilknytning til flere kontrollområder skal kraftparkmodulen være i stand til å yte koordinert respons.

16 Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker

Tabell 16-1 spesifiserer analyser og tester for verifisering av funksjonalitet i kraftparker og HVDC-tilknyttede kraftparker. Systemansvarlig kan fastsette, basert på en vurdering, om det er behov for å kreve analyser og prøver som skal gjennomføres i tillegg til de som er obligatoriske.

Generelt for alle prøvene kan det være driftsbegrensninger i nettet som hindrer utførelsen av prøver, for eksempel maksimal produksjon av reaktiv effekt. Slike forhold vil være synlig ved gjennomføring og i koordinering med netteier(e). Dersom driftsforhold begrenser muligheten til å gjennomføre en eller flere prøver, skal dette synliggjøres i rapporteringen av idriftsettelsesprøver. Systemansvarlig kan etterspørre at prøver gjøres på et nytt tidspunkt, dersom dette vurderes som nødvendig. Dette er beskrevet i retningslinjene for innrapportering av anleggsdata (iht. energilovforskriften § 6-1). I tillegg inngår deler av innrapporteringen av anleggsdata som en del av kravetterlevelsen. Dette inkluderer;

- Endelige tekniske data
- Vern- og releplaner
- Driftsdiagram som viser reaktiv ytelse inkl. innstilte begrensere

I tillegg til simuleringene og prøvene, stiller systemansvarlig krav til tilgjengeliggjøring av simuleringsmodeller:

- Simuleringsmodell skal gjenspeile anleggets egenskaper i både stasjonær og dynamisk tilstand. For produksjonsanlegg av type D vil systemansvarlig kreve elektromagnetiske transientmodeller (EMT-modeller) for dokumentasjon av dynamiske fenomener og stabilitet.
- Format og innhold spesifiseres av systemansvarlig.
- Konesjonær skal sørge for at EMT-modeller holdes oppdatert og tilgjengeliggjort for systemansvarlig under hele anleggets levetid.

Alle prøver skal dokumenteres med tilstrekkelig høy måleoppløsning og -nøyaktighet som gjenspeiler testens formål. Systemansvarlig kan kreve at analyse- eller prøverapporter oppdateres dersom resultatene ikke fremkommer tydelig for å kunne verifisere oppfyllelse av funksjonskrav.

Systemansvarlig kan kreve at funksjonsprøver må gjennomføres på nytt eller suppleres dersom:

- 1) kvaliteten på målingene ikke er tilfredsstillende.
- 2) test ikke er gjennomført under de beskrevne forutsetninger og hvor avvik ikke er avklart med systemansvarlig, slik at testen ikke kan benyttes til verifisering av gjeldende funksjonskrav.



16.1 Verifiserende simuleringer

TABELL 16-1: OVERSIKT OVER ANALYSER SOM SKAL GJENNOMFØRES I PLANLEGGING AV KRAFTPARKER. MARKERINGEN «X» ANGIR ANALYSER SOM ALLTID SKAL GJENNOMFØRES, «(X)» INDIKERER AT ANALYSENE KAN BEHOVSPRØVES.

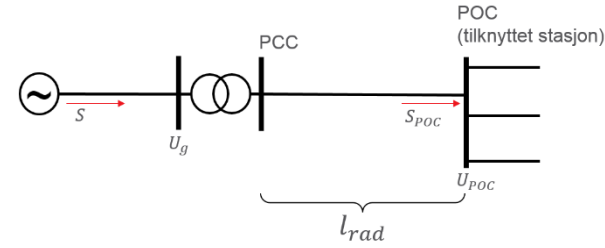
Verifiserende analyser					
Kapittel	Funksjon	Type			Merknad
		B	C	D	
16.1.1	Fault Ride Through	(X)	X	X	Kan eventuelt dokumenteres ved leverandørdokumentasjon for kraftparkmodulene.
16.1.2	Reaktiv ytelse	(X)	X	X	

16.1.1 Krav til verifiserende simuleringer av Fault Ride Through

Den planlagte kraftparkens kritiske feilklareringstid (CCT – Critical Clearing Time) skal dokumenteres. Denne er definert ved den lengste feilklareringstiden som ikke resulterer i frakobling fra nettet, når en feilhendelse fører til en restspenning i tilknytningspunktet U_{feil} . Den kritiske feilklareringstiden skal være lengre enn t_{feil} ref. kravene i kapittel 14.6.1.

Alternativt til prøvene i dette kapittelet kan det vises til leverandørdokumentasjon som viser at hver kraftparkmodul oppfyller kravene til FRT.

TABELL 16-2: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER, MODELLERING OG GJENNOMFØRING AV SIMULERINGER FOR Å VERIFISERE FAULT RIDE THROUGH-FUNKSJONALITET FOR KRAFTPARKER

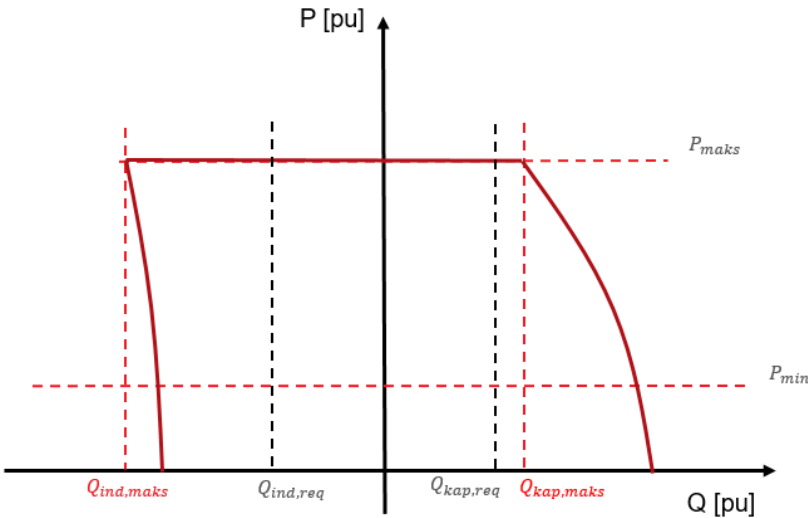
GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE ANALYSER: FAULT RIDE THROUGH	
KRAV TIL ANALYSE	Dokumentere at den planlagte kraftparken er planlagt og dimensjonert for å overholde funksjonskravet til Fault Ride Through, beskrevet i kapittel 14.6.1.
FORUTSETNINGER	Aktiv effekt før feil, $P_{PCC} = P_{maks}$ Reaktiv effekt før feil, $Q_{PCC} = 0$, Spennings før feil, $U_{POC} = 1 \text{ p.u.}$
MODELL	Modellering av feil: - Type D hvor $U_n \geq 110 \text{ kV}$ Metallisk kortslutning i POC ($Z_{feil} = 0 \text{ p.u.}$) i POC, slik at $U_{feil} = 0 \text{ p.u.}$ i en gitt tid, $t_{feil} \text{ [ms]}$. - Type B, C og type D hvor $U_n < 110 \text{ kV}$ Kortslutning i POC ($Z_{feil} > 0 \text{ p.u.}$) i POC, slik at $U_{feil} = 0,15 \text{ p.u.}$ i en gitt tid, $t_{feil} \text{ [ms]}$. 

	FIGUR 16-1: ILLUSTRASJON AV NETTMODELL OG RELEVANTE DEFINISJONER MED BETYDNING FOR ANALYSEN <u>Modellering av omkringliggende nett:</u> Samme før og etter feil. To alternativer: 3. Nettmodell som representerer lettlast, dvs. ved minimal kortslutningsytelse 4. Thevenin ekvivalent – modell av nettet med minimal kortslutningsytelse med spenningskilde $U_{th} = 1 \text{ p.u.}$ og $Z_{th} = \frac{U_{th}}{I_k}$ eller $Z_{th} = \frac{ U_{th} ^2}{S_n^*}$.
DOKUMENTASJON	<u>Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen:</u> • Merkeytelse, S_n [MVA] • Maksimal aktiv effekt, P_{maks} [MW] <u>Grafer:</u> Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid $t_{feil} = 150 \text{ ms}$: • Tidsforløp av: ○ Spenningen i tilknytningspunktet, U_{POC} ○ Aktiv effekt ○ Reaktiv effekt. • Dersom kortslutningsytelsen i POC er for lav til at produksjonsenheten kan holde inne ved t_{feil} og pga. lav spenningsprofil etter feilklarering, skal det undersøkes hvilken kortslutningsytelse som skal til for at spenningen skal ligge over krav-spenningsprofilen, og produksjonsenhetens kravetterlevelse sjekkes ved denne kortslutningsytelsen. Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid lik kritisk feilklareringstid, $t_{feil} = t_{CCT}$: • Tidsforløp av: ○ Spenningen i tilknytningspunktet, U_{POC} ○ Aktiv effekt ○ Reaktiv effekt Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid, $t_{feil} = t_{CCT} + 10 \text{ ms}$ (dette for å vise ustabilitet): • Tidsforløp av: ○ Spenningen i tilknytningspunktet, U_{POC} ○ Aktiv effekt ○ Reaktiv effekt For alle resultater skal aksene tydelig benevnes og merkes med verdier. Eventuell egen analyserapport vedlegges.

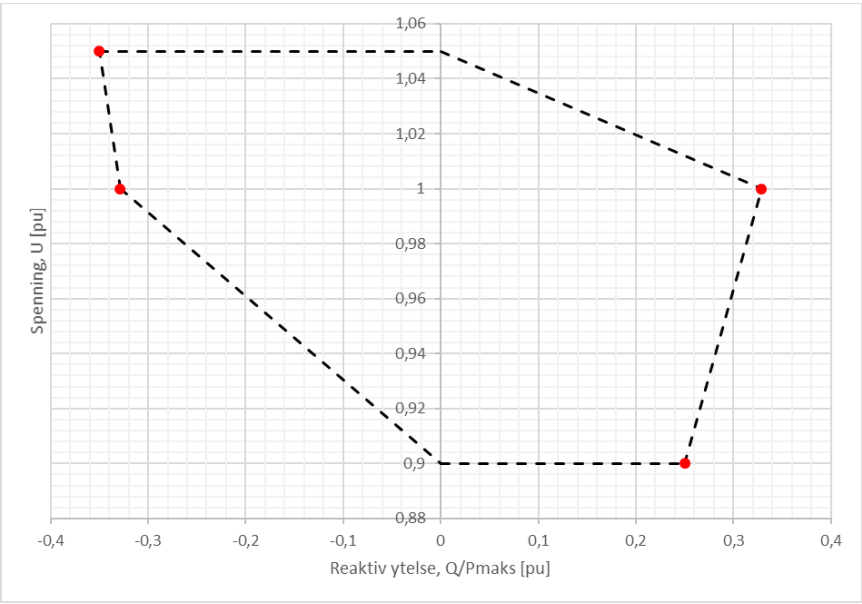
16.1.2 Krav til analyse av reaktiv ytelse

Analysene skal dokumentere at den planlagte kraftparken er dimensjonert for å oppfylle krav til reaktive reserver i PCC. Kravene ivaretas gjennom riktig dimensjonering av kraftparkmoduler, parktransformator(er), samt eventuelle kompenseringсанlegg. Kraftparken skal dimensjoneres slik at

maksimal reaktiv ytelse i tilkoblingspunktet (PCC), $Q_{ind,maks}$ og $Q_{kap,maks}$, er større eller likt kravet til reaktiv effekt ved maksimal aktiv effekt, $P = P_{maks}$, og nominell spenning, $U_{PCC} = 1\ pu$. Analysen skal også dokumentere den reaktive ytelsen ved over og underspenning. Dette for å kartlegge reaktive reserver i de driftsituasjonene hvor den reaktive reserven er av størst betydning.



FIGUR 16-2: DRIFTSDIAGRAM FOR EN KRAFTPARK REFERERT PCC.



FIGUR 16-3: REAKTIV YTELSE FOR EN KRAFTPARK VED VARIERENDE SPENNING, I $U - Q/P_{maks}$ -PROFIL. RØDE PUNKTER ANGIR VERDIENE SOM SKAL DOKUMENTERES.

TABELL 16-3: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA ANALYSER FOR VERIFIKASJON AV REAKTIV YTELSE FOR KRAFTPARKER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE ANALYSER: REAKTIV YTELSE	
KRAV TIL ANALYSE	Dokumentere at den planlagte kraftparken er planlagt og dimensjonert for å ha reaktiv ytelse iht. kravene i kapittel 14.5.
FORUTSETNINGER	Aktiv effekt: $P = P_{maks}$

DOKUMENTASJON	<u>Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen:</u> • Kraftparkdata ◦ Maksimal effekt, P_{maks} • Nominelle verdier for kraftparken og -modulene. • Elektriske størrelser av betydning for resultatene <u>Resultat:</u> Beregning av maksimal induktiv og kapazitiv reaktiv ytelse i PCC hensyntatt egenskapene til kraftparkmodulene, oppsamlingsnett og parktransformator(er) ved spenningene $0,9 pu$, $1 pu$ og $1,05 pu$. Ved overspenning dokumenteres kun induktiv reaktiv ytelse og ved underspenning dokumenteres kun kapazitiv ytelse Eventuell egen analyserapport vedlegges.
----------------------	--

16.2 Verifiserende tester

TABELL 16-4: OVERSIKT OVER PRØVER SOM SKAL GJENNOMFØRES FOR KRAFTPARKER. MARKERINGEN «X» ANGIR PRØVER SOM ALLTID SKAL GJENNOMFØRES, «(X)» INDIKERER AT PRØVENE KAN BEHOVSPRØVES.

Verifiserende tester						
Kapittel	Funksjon	Type			Merknad	Krav ref.
		B	C	D		
16.2.1	Aktiv effektregulering	X	X	X		14.2.1.1
16.2.2	Frekvensregulering					
16.2.2.1	Regulering i normaldrift	(X)	X	X		14.2.2.1
16.2.2.2	Stasjonær respons - FSM	(X)	X	X		14.2.2.1
16.2.2.3	Stasjonær respons – LFSM	(X)	X	X		14.2.2.1
16.2.2.4	Dynamisk respons	(X)	X	X		14.2.2.1
16.2.2.5	Minimum produksjon ved overfrekvens	(X)	X	X		14.3.1.1
16.2.3	Spenningsregulering					
16.2.3.1	Stasjonær og dynamisk respons	X	X	X		14.2.4.1 14.4.1.1
16.2.3.2	Stasjonær respons	(X)	(X)	(X)	Kan utføres i tillegg til, men ikke istedenfor 16.2.3.1	14.2.4.1
16.2.4	Reaktiv ytelse	(X)	X	X	STATCOM-funksjonalitet skal testes dersom parken har dette	14.5.1.1 14.5.2.1 14.5.3.1
16.2.5	Oppstartstid etter nettoutfall		X	X		14.6.5.1

Generelt

Forholdene skal være slik at 100% av parkens P_{maks} er oppnåelig under hele eller deler av testperioden. Dersom én eller flere enheter i kraftparken er ute av drift kan det tillates at tester utføres uten disse, men det forutsettes at minst 90% av total installert effekt P_n er tilgjengelig med gjenværende enheter i drift. Dette skal avklares med systemansvarlig i forkant av test, og dokumenteres i sluttrapport. Aktive produksjonsbegrensninger på enkeltenheter er ikke tillatt.

Det skal gjennomføres prøver som skal vise at kraftparken oppfyller kravene til regulering av aktiv effekt, frekvens og spenning, samt reaktiv ytelse og gjeninnkoblingstid. Riktige reguleringssegenskaper betinger riktig innstilling av regulator.

Prøvene omfatter:

- Dokumentasjon av aktiv effektregulering etter settpunkt
- Dokumentasjon av funksjoner for frekvensregulering
- Dokumentasjon av respons i spenningsregulering
- Dokumentasjon av reaktiv ytelse
- Dokumentasjon av oppstartstid etter utfall

I de neste kapitlene angis detaljer for prøvene, inkludert forutsetninger, akseptkriterier og krav til dokumentasjon. I tillegg til testresultater skal prøverapport minst inneholde følgende informasjon:

- 1) Nominell aktiv effekt (P_n) for kraftparken.
- 2) Maksimal aktiv effekt som kan leveres til nettet (P_{maks}) i parkregulatorens målepunkt og som benyttes som referanse i reguleringen, dersom denne avviker fra P_n .
- 3) Spenningssettpunkt i PCC eller POC (U_{ref}) som benyttes av parkregulator som referanse.
- 4) Reaktiv effekt som benyttes som referanseverdi ref. ligning 14-1 ($Q_{maks,kap}$).
- 5) Linjeskjema og/eller nettoversikt som viser kraftparkens tilknytning mot overliggende nett, med angitt lokasjon av PCC og POC.
- 6) Overordnet blokkdiagram/modellstruktur for parkregulator.
- 7) Beregnet (estimert) kortslutningsrate (SCR) under utførelse av test. Dersom estimert SCR oppfattes som lav av parkregulator og dette har innflytelse på parkens kontrollstrategi, skal dette opplyses om i prøverapport. Fordi en lav SCR vil kunne påvirke hvordan funksjonsprøvene kan utføres, vil avvik fra standard testprosedyrer kunne aksepteres av systemansvarlig. Se også underkapittel "Kraftparker med svak nettilknytning".
- 8) Antall tilgjengelige produksjonsenheter i kraftparken under utførelse av tester.
- 9) Samplingfrekvens benyttet under prøvene. Dersom det benyttes ulike samplingfrekvenser for ulike tester, skal dette angis.
- 10) Sjekkliste for kraftparkens innstillinger etter utførte tester, se Tabell 16-5.

Måling

Samplingfrekvens skal være 40 ms eller bedre. Lavere tidsoppløsning kan vanskeliggjøre verifisering av testresultater for dynamisk respons og kan i ytterste konsekvens utløse krav til at prøver utføres på nytt. Dersom det er ønskelig å benytte lavere tidsoppløsning ved test av stasjonære responser/driftspunkt skal dette godkjennes av systemansvarlig i forkant av test.

Frekvensregulerings målenøyaktighet skal være bedre enn eller lik 0,01 %, tilsvarende 0,005 Hz.

Kraftparker med svak nettilknytning

Dersom kraftparken er tilknyttet et nett med lav kortslutningsytelse vil dette kunne resultere i en lav kortslutningsrate (SCR) i tilknytningspunktet. SCR er forholdet mellom kortslutningsytelse S_k i tilknytningspunktet og samlet nominell ytelse P_n i kraftparken. Avhengig av leverandør vil størrelsen på SCR kunne definere parkregulatorens kontrollstrategi, og kan blant annet påvirke tidsrespons i forbindelse med spenningsregulering. I tillegg kan en lav SCR resultere i ustabil respons fra parkregulator dersom sistnevnte ikke er tilstrekkelig parametrert for å ta hensyn til dette. Test på svake nett kan også legge begrensninger på hvordan tester utføres dersom standard testprosedyrer forventes å ha negativ påvirkning på spenning i nettet eller fører til uønsket trinnkobling av nærliggende transformatorer.

Årsak til avvikende testprosedyrer og/eller regulatorinnstillinger skal avklares med systemansvarlig på forhånd dersom dette er praktisk mulig, samt beskrives i testrapport.

Øvrige forhold

Dersom det er andre forhold som vanskeliggjør testing etter standardprosedyrer skal dette avklares med systemansvarlig i forkant av testdato hvis dette er praktisk mulig, samt beskrives/dokumenteres i testrapport.

Systemansvarlig kan be om at det utføres tester i tillegg til standardtester beskrevet i Kapittel 16.2.2, dersom det er særegenheter for kraftparken og/eller dens plassering i nettet som gir behov for dette.

Sjekkliste etter gjennomført test

Noen tester forutsetter til at det endres reguleringsmodus i parkregulator for regulering av aktiv og reaktiv effekt, og/eller parameterinnstillinger knyttet til disse. Dette kan også innebære endringer i kontroller på enkeltenheter. Konesjonær har selv ansvar for å sørge for at produksjonsanlegget tilbakeføres til korrekte reguleringsmoduser og innstillinger som bestemt av systemansvarlig. Følgende sjekkliste skal benyttes for kontroll og inkluderes i prøverapport:

TABELL 16-5: SJEKKLISTE FOR UTFYLING OG DOKUMENTASJON ETTER FULLFØRTE PRØVER.

Sjekkpunkt	Kontrollert [Ja/Nei]																								
Kraftparken er satt i automatisk spenningsreguleringsmodus. (Merk: dersom testresultater viser at reguleringen er ustabil, skal konsesjonær i samråd med leverandør gjennomføre tiltak for å rette opp i dette. Ikke utført aktivering av spenningsregulering etter idriftsettelse skal meldes til lokal netteier og systemansvarlig, med tidsplan for nødvendige tiltak)																									
Dødbånd på spenningsregulering er deaktivert.																									
Funksjonalitet for automatisk oppkjøring etter nettutfall er deaktivert (oppkjøring av kraftpark etter utfall utføres etter avklaring med netteier).																									
Dersom det benyttes frekvensvern, skal innstillingene bekreftes etter avsluttede tester. Innstillinger for frekvensvern skal være utenfor grensene gitt av minstekravet i kap. 14.1.3 i NVF, andre verdier er kun tillatt dersom dette er avtalt med systemansvarlig. <table border="1"><tr><td colspan="2">Underfrekvens trinn 1</td><td colspan="2">Underfrekvens trinn 2</td></tr><tr><td>f< [Hz]</td><td>t< [s]</td><td>f<< [Hz]</td><td>t<< [s]</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td colspan="2">Overfrekvens trinn 1</td><td colspan="2">Overfrekvens trinn 2</td></tr><tr><td>f> [Hz]</td><td>t> [s]</td><td>f>> [Hz]</td><td>t>> [s]</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table> Merk at laveste innstillinger skal oppgis, dersom det benyttes frekvensvern flere steder i kraftparken (enkeltenheter, tilknytningspunkt, stasjon/samleskinne e.l.).	Underfrekvens trinn 1		Underfrekvens trinn 2		f< [Hz]	t< [s]	f<< [Hz]	t<< [s]					Overfrekvens trinn 1		Overfrekvens trinn 2		f> [Hz]	t> [s]	f>> [Hz]	t>> [s]					
Underfrekvens trinn 1		Underfrekvens trinn 2																							
f< [Hz]	t< [s]	f<< [Hz]	t<< [s]																						
Overfrekvens trinn 1		Overfrekvens trinn 2																							
f> [Hz]	t> [s]	f>> [Hz]	t>> [s]																						

16.2.1 Aktiv effektregulering

Test av kraftparkens nøyaktighet ved regulering av aktiv effekt på varierende settpunkt.

Startbetingelser

Testforhold

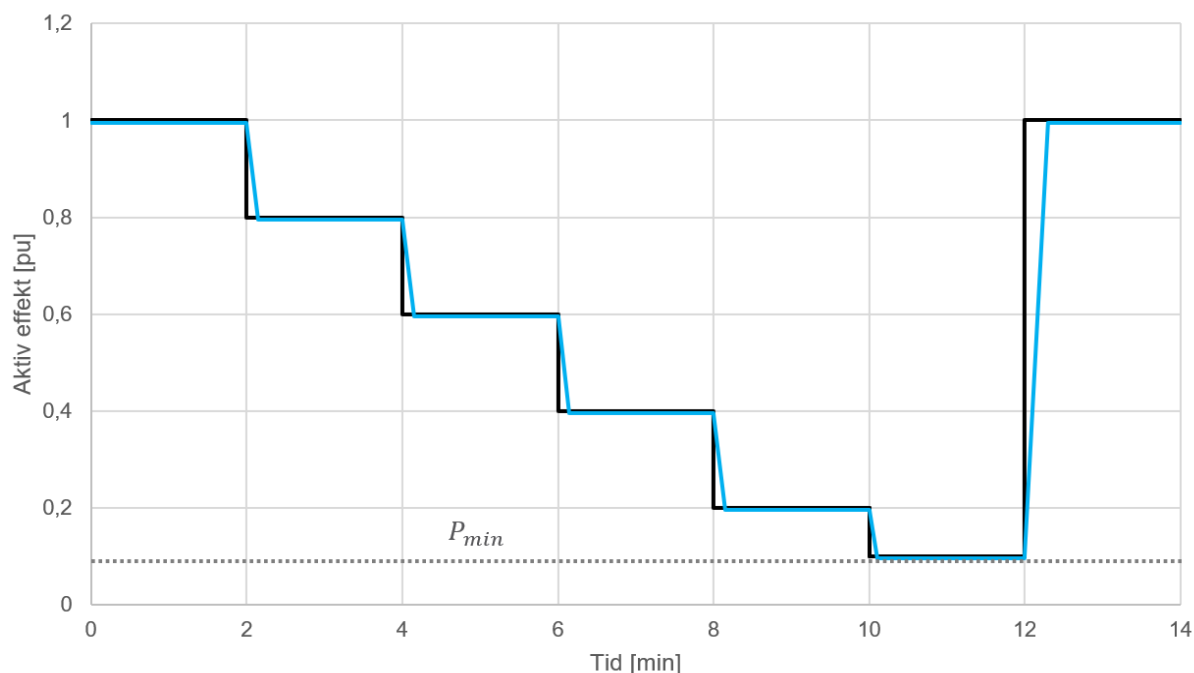
- $P_{\text{tilgjengelig}} = P_{\text{maks}}$
- Funksjonalitet som begrenser rampehastigheten med hensyn til aktiv effekt skal være deaktivert, dersom lokale nettforhold tillater dette. Ved eventuelle begrensinger skal benyttet rampehastighet oppgis i prøverapport.
- Automatisk spenningskontroll aktiv med mindre noe annet er avklart med systemansvarlig.

Signaler som skal logges

P_{set}	Settpunkt for aktiv effekt som gis til parkregulator
P	Målt aktiv effekt i PCC
$P_{\text{tilgjengelig}}$	Kontinuerlig beregnet oppnåelig aktiv effekt basert på målt primærenergi. Alternativt kan tilgjengelig primærenergi logges direkte
n_{enheter}	Antall kraftparkenheter som til enhver tid produserer aktiv effekt

Testprosedyre

1. Stegene utføres fra $P_{\text{set}} = P_{\text{maks}}$ i 20%-trinn ned til $P_{\text{set}} = 0,2 \cdot P_{\text{maks}}$. Hvert trinn holdes i minimum 2 minutter.
2. Hvis $P_{\text{min}} < 0,2 \cdot P_{\text{maks}}$ utføres et ekstra steg ved P_{min} i tillegg. Dersom kraftparkens $P_{\text{min}} = 0 \text{ MW}$ skal parken kunne holde denne verdien uten å gå til utkobling eller stopp. P_{min} er minimum aktiv effekt som kan leveres kontinuerlig til nettet med alle enheter i kraftparken aktive.
3. Testen avsluttes med et settpunkt fra P_{min} til P_{maks} , hvor tidsresponsen fra gitt settpunkt til maksimal oppnåelig aktiv effekt skal måles.



FIGUR 16-4: AKTIV EFFEKTRESPONS (BLÅ) VED PÅTRYKKET SETTPUNKT (SORT).

Akseptkriterium

- Gjennomsnittlig avvik fra innstilt settpunkt skal være maksimalt 2,5% (0,025 pu) over en måleperiode på 1 minutt.
- Reguleringen skal være stabil, og det skal ikke oppstå udempede oscillasjoner etter at nytt settpunkt er nådd.

Dokumentasjon

Grafer

- Tidsserie for P_{set} og P under hele testforløpet.
- Tidsserie for $P_{tilgjengelig}$ under hele testforløpet.

Tabeller

- $P_{stasjonær}$: beregnet som 1-minutts gjennomsnittsverdi (siste minuttet av hvert steg).
- P_{avvik} : avvik mellom målt verdi og referanseverdi. $P_{avvik} = P_{stasjonær} - P_{set}$.
- Δt : utreguleringstid til stasjonær verdi som følger endret settpunkt fra P_{min} til P_{maks} .

TABELL 16-6: TESTRESULTATER EFFEKTSETTPUNKT – STASJONÆR RESPONS

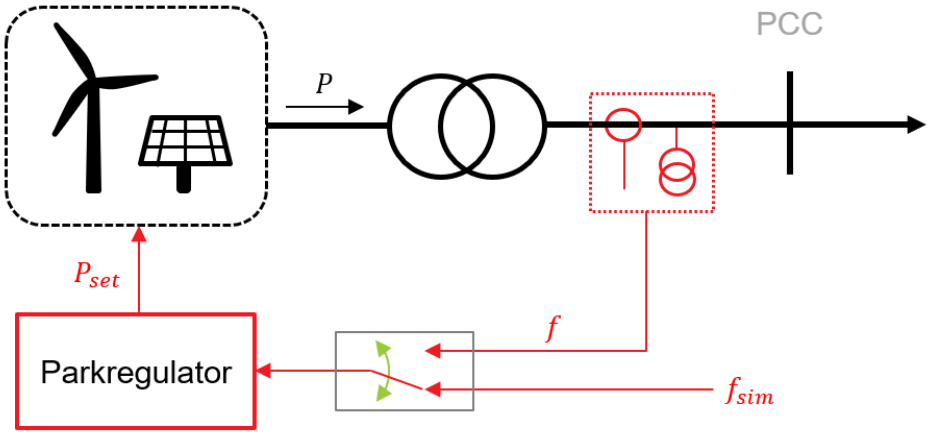
P_{set} [pu]	$P_{stasjonær}$ [pu]	P_{avvik} [pu]
1,0		
0,8		
0,6		
0,4		
0,2		
P_{min}		
1,0		

TABELL 16-7: TESTRESULTATER EFFEKTSETTPUNKT – DYNAMISK RESPONS

P_{set} [pu]	Δt [s]
$P_{min} \rightarrow P_{maks}$	

16.2.2 Frekvensregulering

Med unntak av test 16.2.2.1 skal kraftparkens aktive effektrespons verifiseres ved å påtrykke et fiktivt frekvenssignal til parkregulatoren (ekstern eksitasjon). Figur 16-5 illustrerer dette ved at signal for frekvenstilbakekobling erstattes av et simulert frekvenssignal f_{sim} .



FIGUR 16-5: FORENKLET ILLUSTRASJON AV FREKVENSSREGULERING VED EKSTERNT SIMULERT FREKVENSSIGNAL.

16.2.2.1 Regulering i normaldrift

Test av frekvensregulering i normaldrift. Referanseinngang til parkregulator er målt nettfrekvens.

Startbetingelser

Testforhold

- Aktivt effektsettpunkt: $0,3 \cdot P_{maks} \leq P_{set} \leq 0,8 \cdot P_{maks}$
- Margin mot $P_{maks,tilgjengelig} > 0,2 \cdot P_{maks}$
- Statikk: $b_p = 6 \%$
- Dødbånd: $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$
- Automatisk spenningskontroll aktiv med mindre noe annet er avklart med systemansvarlig

Signaler som skal logges

f	Nettfrekvens
P	Målt aktiv effekt i PCC
$P_{tilgjengelig}$	Kontinuerlig beregnet oppnåelig aktiv effekt basert på målt primærenergi. Alternativt kan tilgjengelig primærenergi logges direkte

Testprosedyre

Kraftparken kjøres mot nettet i minst 15 minutter.

Akseptkriterium

Kraftparken øker og reduserer aktiv effektproduksjon ut ifra naturlige frekvensvariasjoner.

Dokumentasjon

Grafer

Tidsserie av P og f og $P_{tilgjengelig}$ under hele testforløpet.

16.2.2.2 Stasjonær respons - FSM

Testen skal dokumentere kraftparkens stasjonære evne til å regulere aktiv effekt på varierende frekvens og en gitt statikk når dødbånd er deaktivert (FSM-modus). Frekvensvariasjoner simuleres.

Startbetingelser

Testforhold

- Aktivt effektsettpunkt, $0,3 \cdot P_{maks} \leq P_{set} \leq 0,8 \cdot P_{maks}$
- Margin mot $P_{maks,tilgjengelig} > 0,2 \cdot P_{maks}$
- Statikk, $b_p = 6 \%$
- Dødbånd, $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$
- Automatisk spenningskontroll aktiv med mindre noe annet er avklart med systemansvarlig

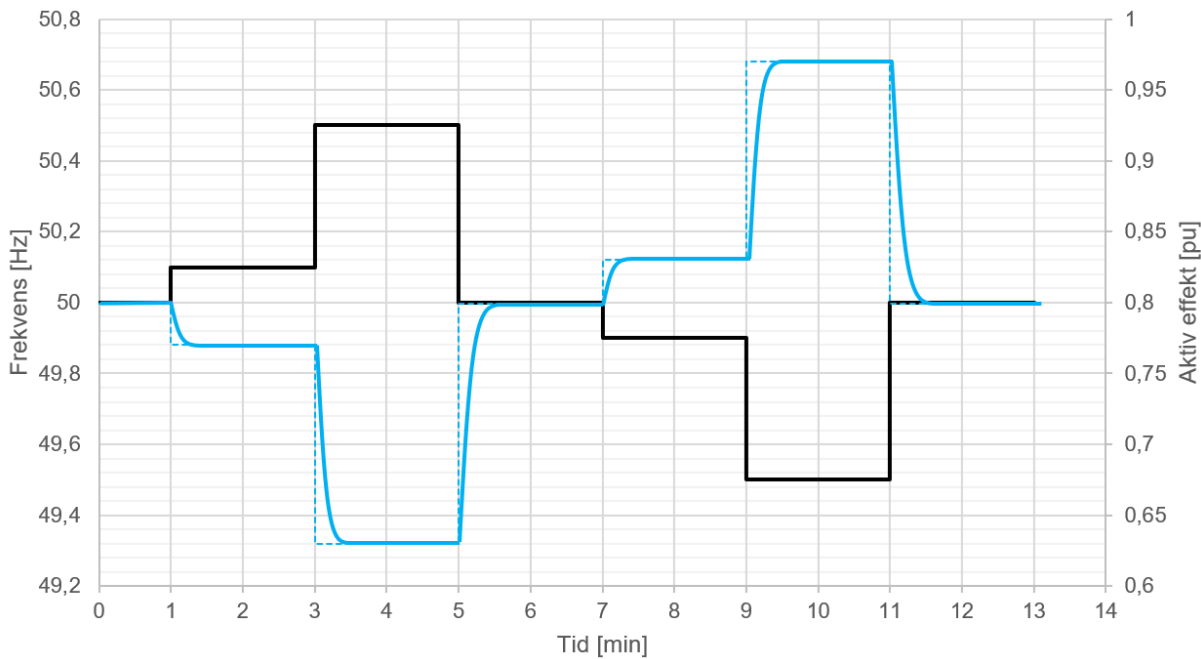
Signaler som skal logges

f_{sim}	Settpunkt for påtrykt (fiktivt) eksternt frekvenssignal til parkregulator
P_{set}	Settpunkt for aktiv effekt som gis til parkregulator
P	Målt aktiv effekt i PCC
$P_{tilgjengelig}$	Kontinuerlig beregnet oppnåelig aktiv effekt basert på målt primærenergi. Alternativt kan tilgjengelig primærenergi logges direkte
$P_{set,FSM}$	Parkregulators beregnede settpunkt i FSM-modus basert på frekvensendringer og innstilt statikk

Testprosedyre

Frekvenssprangene utføres som vist under. Hvert steg holdes i minimum 2 minutter.

1. 50,0 Hz → 50,1 Hz
2. 50,1 Hz → 50,5 Hz
3. 50,5 Hz → 50,0 Hz
4. 50,0 Hz → 49,9 Hz
5. 49,9 Hz → 49,5 Hz
6. 49,5 Hz → 50,0 Hz



FIGUR 16-6: AKTIV EFFEKTRESPONS (BLÅ) VED PÅTRYKKET FREKVENSSPRANG (SORT) UTEN DØDBÅND.

Akseptkriterium

- Aktiv effekt reguleres korrekt i henhold til endringer i simulert frekvens f_{sim} og innstilt statikk b_p :

$$\Delta P_{FSM} = \frac{50 - f_{sim}}{50} \cdot \frac{1}{b_p} \cdot P_{maks} \cdot 100 [pu]$$

Dokumentasjon

Grafer

- Tidsserie for f_{sim} , P_{set} og P under hele testforløpet
- Tidsserie for $P_{tilgjengelig}$ under hele testforløpet

Tabeller

- $P_{stasjonær}$: beregnet som 1-minutts gjennomsnittsverdi av målt aktiv stasjonær effekt (siste minuttet av hvert steg).
- P_{avvik} : avvik mellom målt verdi og referanseverdi. $P_{avvik} = P_{stasjonær} - P_{set,FSM}$.
- Dersom det benyttes andre innstillinger for settpunkt og statikk, tilpasser konsesjonær tabellen.

TABELL 16-8: TESTRESULTATER FSM – STASJONÆR RESPONS

P_{set}	0,80 pu		
b_p	6 %		
Δf_{db}	0,0 Hz		
f_{sim} [Hz]	$P_{set,FSM}$ [pu]	$P_{stasjonær}$ [pu]	P_{avvik} [pu]
50,0	0,80		
50,1	0,77		
50,5	0,63		
50,0	0,80		
49,9	0,83		
49,5	0,97		
50,0	0,80		

16.2.2.3 Stasjonær respons – LFSM

Testen skal dokumentere kraftparkens stasjonære evne til å regulere aktiv effekt på varierende frekvens og en gitt statikk når dødbånd er aktivert (LFSM-modus). Frekvensvariasjoner simuleres.

Startbetingelser

Testforhold

- Aktivt effektsettpunkt, $0,3 \cdot P_{maks} \leq P_{set} \leq 0,8 \cdot P_{maks}$
- Margin mot $P_{maks,tilgjengelig} > 0,2 \cdot P_{maks}$
- Statikk, $b_p = 6 \%$
- Dødbånd, $\Delta f_{db} = \pm 0,5 \text{ Hz}$
- Automatisk spenningskontroll aktiv med mindre noe annet er avklart med systemansvarlig

Signaler som skal logges

f_{sim}	Settpunkt for påtrykt (fiktivt) eksternt frekvenssignal til parkregulator
P_{set}	Settpunkt for aktiv effekt som gis til parkregulator
P	Målt aktiv effekt i PCC
$P_{tilgjengelig}$	Kontinuerlig beregnet oppnåelig aktiv effekt basert på målt primærenergi. Alternativt kan tilgjengelig primærenergi logges direkte
$P_{set,LFSM}$	Parkregulators beregnede settpunkt i LFSM-modus basert på frekvensendringer, innstilt statikk og dødbånd

Testprosedyre

Frekvenssprangene utføres som vist under. Hvert steg holdes i minimum 2 minutter.

1. 50,0 Hz → 50,4 Hz

2. 50,4 Hz → 50,6 Hz

Etter at stasjonær aktiv effekt er oppnådd skal det utføres en endring i settpunkt

$P_{set} > P_{set,LFSM}$. Det skal observeres at dette ikke øker parkens effektproduksjon og dermed ikke overstyrer frekvensreguleringsmodus.

3. 50,6 Hz → 50,0 Hz

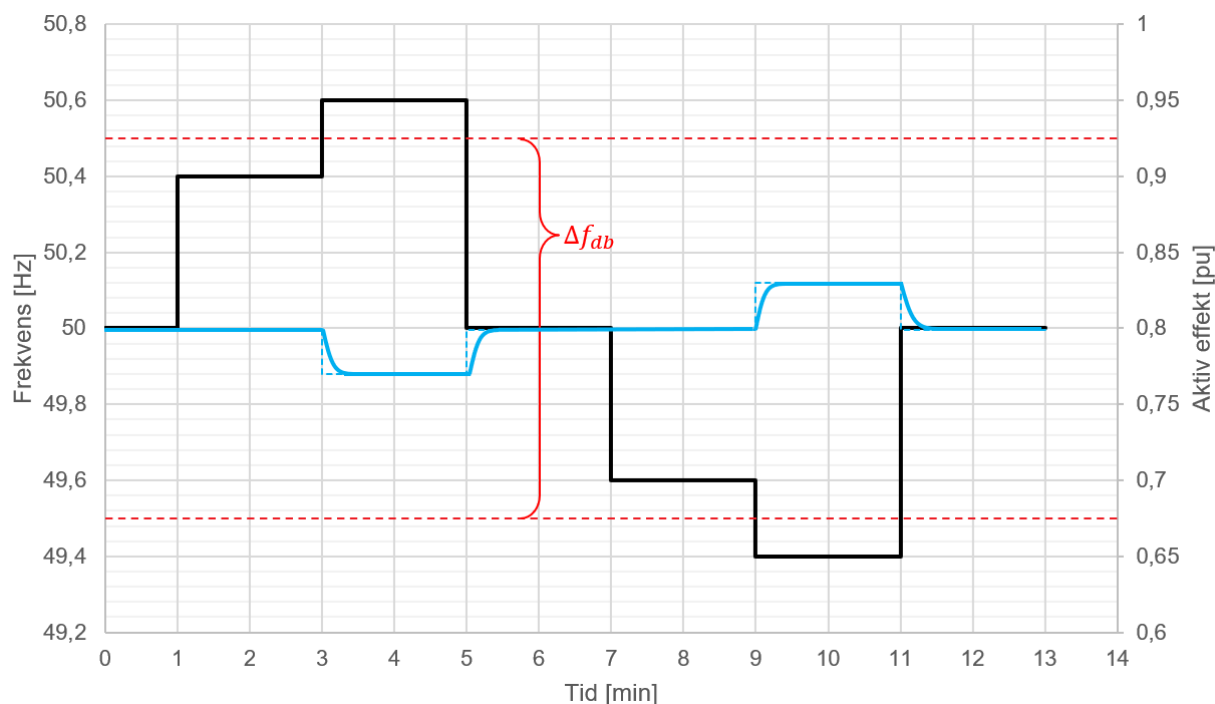
4. 50,0 Hz → 49,6 Hz

5. 49,6 Hz → 49,4 Hz

Etter at stasjonær aktiv effekt er oppnådd skal det utføres en endring i settpunkt

$P_{set} < P_{set,LFSM}$. Det skal observeres at dette ikke reduserer parkens effektproduksjon og dermed ikke overstyrer frekvensreguleringsmodus.

6. 49,4 Hz → 50,0 Hz



FIGUR 16-7: AKTIV EFFEKTERSPONS (BLÅ) VED PÅTRYKKET FREKVENSSPRANG (SORT) MED DØDBÅND (RØD STIPLET LINJE).

Akseptkriterium

- Frekvenssprang innenfor dødbånd: aktiv effekt endres ikke, $P_{set,LFSM} = P_{set}$.
- Frekvenssprang utenfor dødbånd: aktiv effekt reguleres i henhold til endringer i simulert frekvens f_{sim} , innstilt statikk b_p og innstilt dødbånd Δf_{db} :

$$\Delta P_{LFSM} = \frac{50 - f_{sim} + \Delta f_{db}}{50} \cdot \frac{1}{b_p} \cdot P_{maks} \cdot 100 [pu]$$

- Forsøk på å endre settpunkt P_{set} mens LFSM-modus er aktiv skal ignoreres/blokkeres av parkregulator, slik at $P_{set,LFSM}$ har forrang.

Dokumentasjon

Grafer

- Tidsserie for f_{sim} , P_{set} og P under hele testforløpet.
- Tidsserie for $P_{tilgjengelig}$ under hele testforløpet.

Tabeller

- $P_{stasjonær}$: beregnet som 1-minutts gjennomsnittsverdi av målt aktiv stasjonær effekt (siste minuttet av hvert steg).
- P_{avvik} : avvik mellom målt verdi og referanseverdi. $P_{avvik} = P_{stasjonær} - P_{set,LFSM}$.
- Dersom det benyttes andre innstillinger for settpunkt og statikk, tilpasser konsesjonær tabellen.

TABELL 16-9: TESTRESULTATER LFSM – STASJONÆR RESPONS

P_{set}	0,80 pu		
b_p	6 %		
Δf_{db}	$\pm 0,5$ Hz		
f_{sim} [Hz]	$P_{set,LFSM}$ [pu]	$P_{stasjonær}$ [pu]	P_{avvik} [pu]
50,0	0,80		
50,4	0,80		
50,6	0,77		
50,0	0,80		
49,6	0,80		
49,4	0,83		
50,0	0,80		

16.2.2.4 Dynamisk respons

Testen skal dokumentere kraftparkens dynamiske evne til å regulere aktiv effekt (tidsrespons) på varierende frekvens og en gitt statikk når dødbånd er deaktivert (FSM-modus). Testen vil samtidig verifisere anleggets evne til å regulere aktiv effekt med en høyere statikkinnstilling på 10%.

Startbetingelser

Testforhold

- Aktivt effektsettpunkt: $0,3 \cdot P_{maks} \leq P_{set} \leq 0,8 \cdot P_{maks}$
- Margin mot $P_{maks,tilgjengelig} > 0,2 \cdot P_{maks}$
- Statikk: $b_p = 10 \%$
- Dødbånd: $\Delta f_{db} = 0$ Hz
- Automatisk spenningskontroll aktiv med mindre noe annet er avklart med systemansvarlig

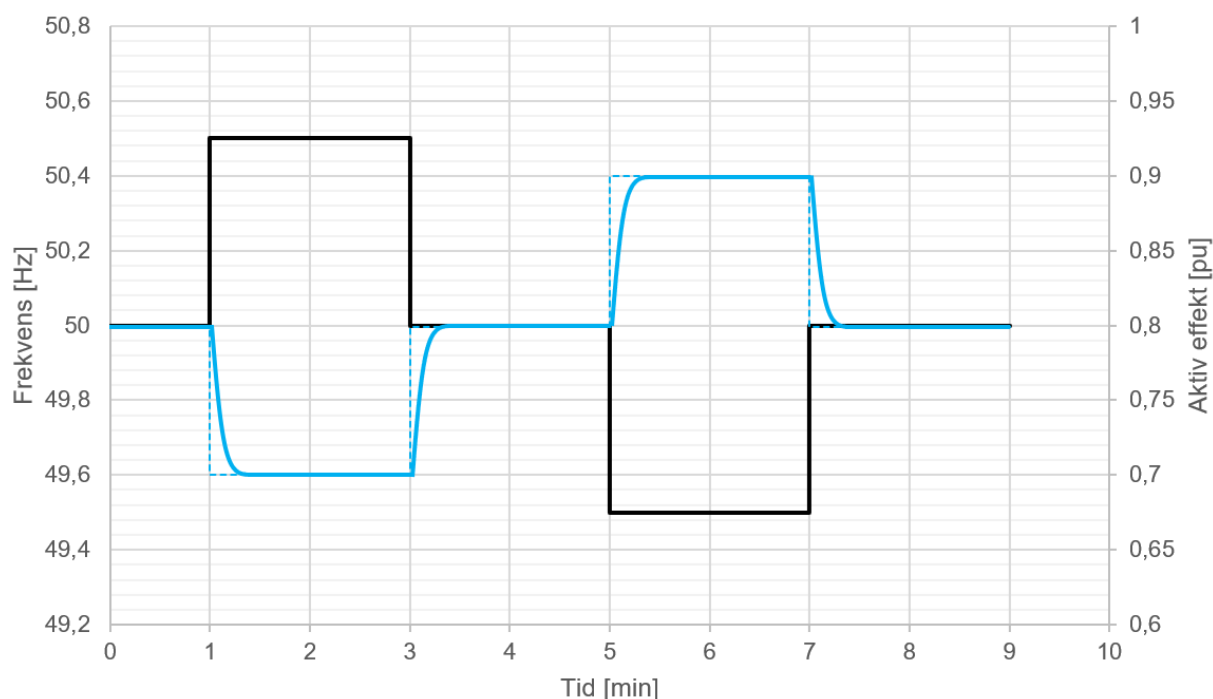
Signaler som skal logges

f_{sim}	Settpunkt for påtrykt (fiktivt) eksternt frekvenssignal til parkregulator
P_{set}	Settpunkt for aktiv effekt som gis til parkregulator
P	Målt aktiv effekt i PCC
$P_{tilgjengelig}$	Kontinuerlig beregnet oppnåelig aktiv effekt basert på målt primærenergi. Alternativt kan tilgjengelig primærenergi logges direkte
$P_{set,FSM}$	Parkregulators beregnede settpunkt i FSM-modus basert på frekvensendringer og innstilt statikk

Testprosedyre

Frekvenssprangene utføres som vist under. Hvert steg holdes i minimum 2 minutter.

1. 50,0 Hz $\rightarrow$ 50,5 Hz
2. 50,5 Hz $\rightarrow$ 50,0 Hz
3. 50,0 Hz $\rightarrow$ 49,5 Hz
4. 49,5 Hz $\rightarrow$ 50,0 Hz



FIGUR 16-8: AKTIV EFFEKTRESPONS (BLÅ) VED PÅTRYKKT FREKVENSSPRANG (SORT) UTEN DØDBÅND MED STATIKK PÅ 10%.

Akseptkriterium

- Aktiv effekt reguleres korrekt i henhold til endringer i simulert frekvens og innstilt statikk.
- Tidsforsinkelsen fra frekvenssprang til effektrespons, $t_1 \leq 2$ s. Merk at det ikke er tillatt å legge inn en forsinkelse i reguleringen bevisst.
- 90 % av effektresponsen utreguleres innen $t_2 \leq 4$ s.

Dokumentasjon

Grafer

- Tidsserie for f_{sim} , P_{set} og P under hele testforløpet.
- Tidsserie for $P_{tilgjengelig}$ under hele testforløpet.

Tabeller

- $P_{stasjonær}$: beregnet som 1-minutts gjennomsnittsverdi av målt aktiv stasjonær effekt (siste minuttet av hvert steg).
- t_1 : tidsforsinkelse fra påtrykt referansesignal til synlig effektrespons.
- t_2 : tidsrespons fra påtrykt referansesignal til 90% av stasjonær verdi er oppnådd.
- Dersom det benyttes andre innstillinger for settpunkt og statikk, tilpasser konsesjonær tabellen.

TABELL 16-10: TESTRESULTATER FSM – DYNAMISK RESPONS

P_{set}	0,80 pu			
b_p	10 %			
Δf_{db}	0,0 Hz			
f_{sim} [Hz]	P_{set} [pu]	$P_{stasjonær}$ [pu]	t_1 [s]	t_2 [s]
50,5	0,70			
50,0	0,80			
49,5	0,90			
50,0	0,80			

16.2.2.5 Minimum produksjon ved overfrekvens

Testen skal demonstrere kraftparkens evne til å holde minimum stabil aktiv effektproduksjon P_{min} ved stigende frekvens. Merk: Da det benyttes simulert frekvenssignal, vil ikke denne testen kunne verifisere frekvenstålegrenser/-vern.

Startbetingelser

Testforhold

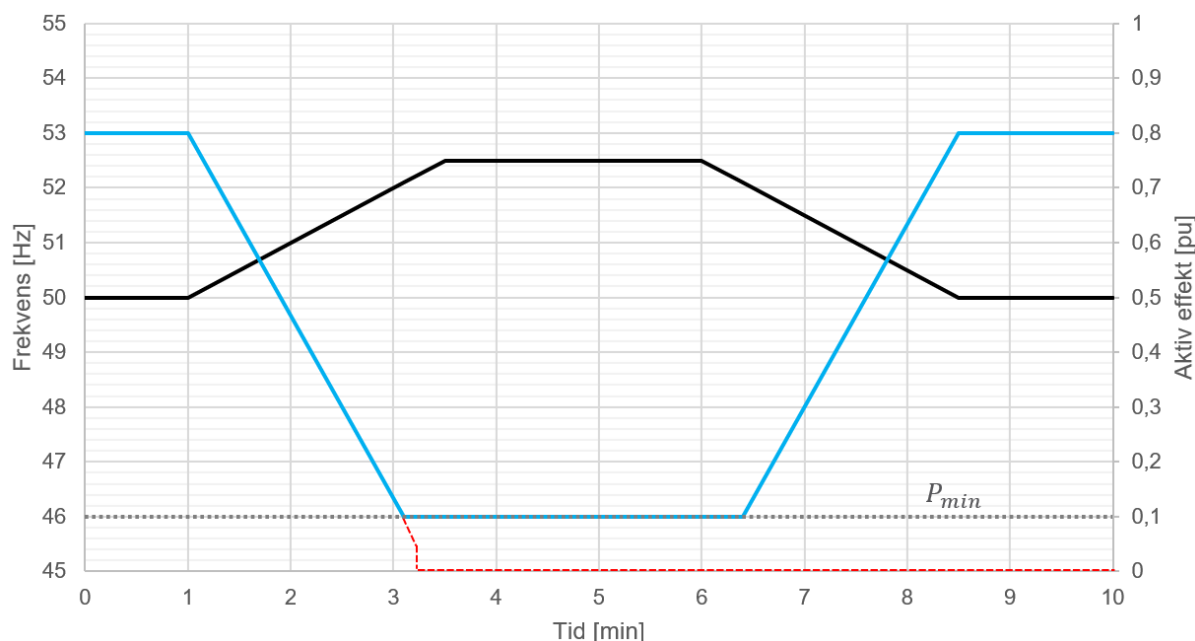
- Aktivt effektsettpunkt: $0,3 \cdot P_{maks} \leq P_{set} \leq 0,8 \cdot P_{maks}$
- Margin mot $P_{maks,tilgjengelig} > 0,2 \cdot P_{maks}$
- Statikk: $b_p = 6 \%$
- Dødbånd: $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$
- Automatisk spenningskontroll aktiv med mindre noe annet er avklart med systemansvarlig

Signaler som skal logges

f_{sim}	Settpunkt for påtrykt (fiktivt) eksternt frekvenssignal til parkregulator
P_{set}	Settpunkt for aktiv effekt som gis til parkregulator
P	Målt aktiv effekt i PCC
$P_{tilgjengelig}$	Kontinuerlig beregnet oppnåelig aktiv effekt basert på målt primærenergi. Alternativt kan tilgjengelig primærenergi logges direkte
$P_{set,FSM}$	Parkregulators beregnede settpunkt i FSM-modus basert på frekvensendringer og innstilt statikk
$n_{enheter}$	Antall kraftparkenheter som til enhver tid produserer aktiv effekt

Testprosedyre

1. Frekvensrampe: 50 Hz $\rightarrow$ 52,5 Hz, rampehastighet på 1 Hz/min.
2. Når stasjonær verdi for f_{sim} er nådd, holdes denne i minst 2 minutter.
3. Frekvensrampe: 52,5 Hz $\rightarrow$ 50 Hz, rampehastighet på 1 Hz/min.



FIGUR 16-9: AKTIV EFFEKTRESPONS (BLÅ) VED PÅTRYKKET FREKVENSRAMPE (SORT). VED 52,5 Hz HOLDER PARKEN SETTPUNKTET P_{min} ISTEDENSTEDENFOR Å KOBLE UT ELLER GÅ TIL STOPP (RØD STIPLET LINJE).

Akseptkriterium

- Kraftparken skal ved overfrekvens regulere aktiv effekt ned til P_{min} , og opprettholde produksjonen ved P_{min} dersom frekvensen stiger ytterligere. Utkobling/stopp av kraftpark eller enkeltenheter er ikke tillatt.
- Dersom kraftparkens $P_{min} = 0 \text{ MW}$ skal parken kunne holde denne verdien uten at enkeltenheter går til utkobling eller stopp.
- Kraftparken skal ved P_{min} kunne øke aktiv produksjon umiddelbart når frekvensen ramper tilbake til nominelt nivå. Normalt innebærer dette at produksjonsenhetene i kraftparken ikke befinner seg i stopp-modus da dette kan påvirke oppstartstid og tilgjengelig regulerstyrke.

Dokumentasjon

Grafer

- Tidsserie for f_{sim} , P_{set} og P under hele testforløpet
- Tidsserie for $P_{tilgjengelig}$ under hele testforløpet

Tabeller

- $P_{stasjonær}$: beregnet som 1-minutts gjennomsnittsverdi (siste minuttet av hvert steg).
- Dersom det benyttes andre innstillinger for settpunkt og statikk, tilpasser konsesjonær tabellen.

TABELL 16-11: TESTRESULTATER P_{min} VED OVERFREKvens – STASJONÆR RESPONS

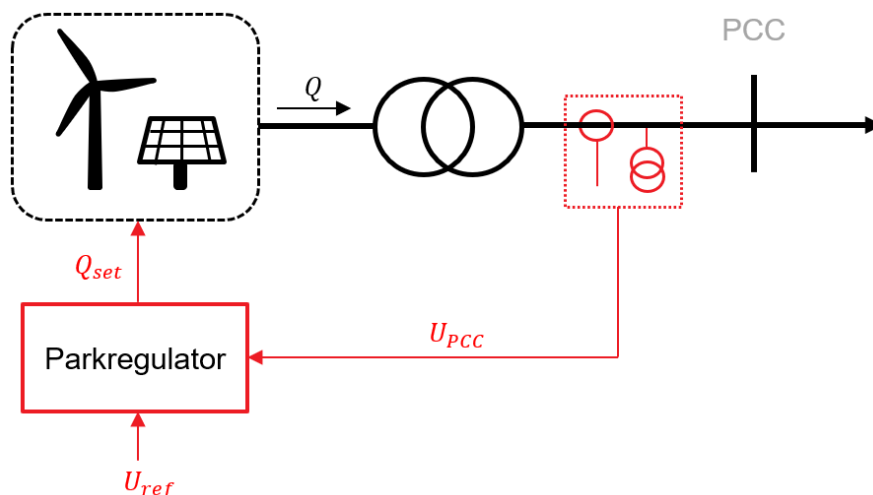
P_{set}	0,80 pu	
b_p	6 %	
Δf_{db}	0,0 Hz	
$f_{sim} \text{ [Hz]}$	$P_{set} \text{ [pu]}$	$P_{stasjonær} \text{ [pu]}$
50,0	0,80	
52,5	P_{min}	

16.2.3 Spenningsregulering

Testene skal dokumentere at kraftparken har reguleringsegenskaper for reaktiv effekt ved spenningsvariasjoner som oppfyller kravene i kapittel 14.4. Test 16.2.3.1 er obligatorisk, mens test 16.2.3.2 er en anbefalt test som kan utføres i tillegg for å lettere verifisere den stasjonære responsen til parkregulator.

16.2.3.1 Stasjonær og dynamisk respons

Testen skal dokumentere både stasjonær og dynamisk respons i parkregulator. For denne testen brukes tilbakekobling av målt spenning i PCC til parkregulator, mens referansespenning U_{ref} endres i steg for å utløse en reaktiv effektrespons. Se forenklet reguleringsløype i Figur 16-10. Merk at med denne metoden vil endring i reaktiv effekt ha samme fortegn som endring i spenningsreferanse.



FIGUR 16-10: FORENKLET ILLUSTRASJON AV SPENNINGSREGULERING VED TILBAKEKOBLING AV MÅLT NETTSPENNING OG ENDRING I SPENNINGSREFERANSE.

Startbetingelser

Testforhold

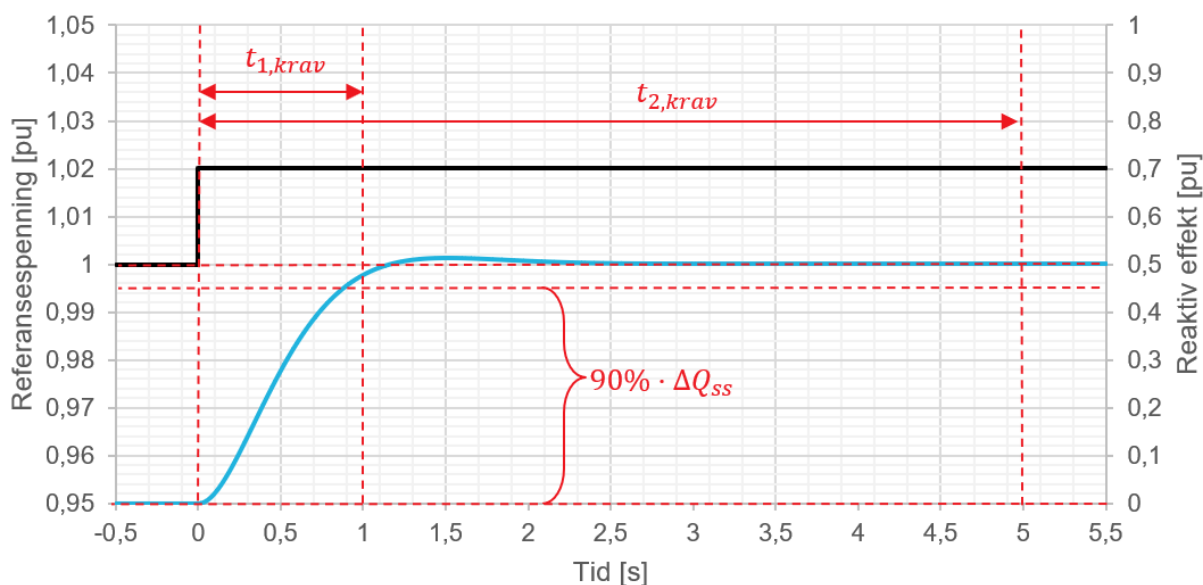
- Aktivt effektsettpunkt: $P_{min} \leq P_{set} \leq 0,8 \cdot P_{maks}$. Det anbefales å velge et settpunkt som sikrer stabil aktiv effekt gjennom testen.
- Parkregulator er i automatisk spenningskontroll.
- Spenningsstatikk: $X_c = 4\%$ og dødbånd deaktivert.
- Dersom kraftparken er tilknyttet et svakt nett bør det undersøkes om nettet tåler spenningsprang på $\pm 2\%$ som beskrevet under. Dersom det er risiko for at disse sprangene kan føre til ustabil netting i form av høye eller lave spenninger, bør sprangene justeres til et akseptabelt nivå. Se innledende kapittel om tester mot svake nett.

Signaler som skal logges

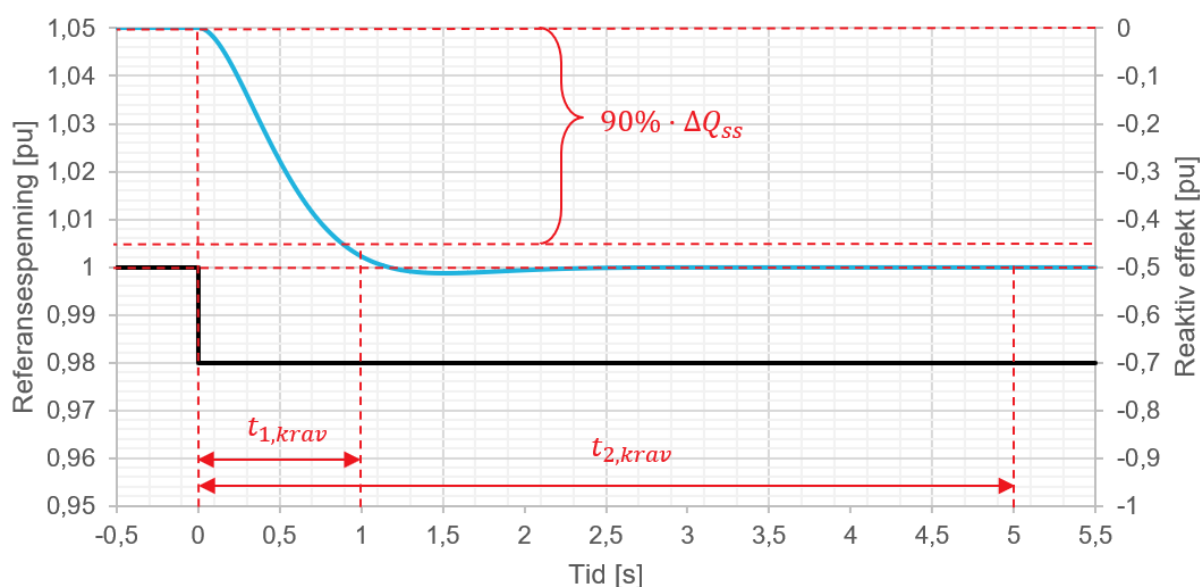
U_{ref}	Referansespenning for parkregulator
U_{PCC}	Målt nettspenning i PCC
Q_{set}	Settpunkt for reaktiv effekt som benyttes for spenningsregulering
Q	Målt reaktiv effekt i PCC

Testprosedyre

1. Start ved referansespenning (U_{ref}) lik aktuell nettspenning for å sikre at den reaktive effektutvekslingen mot nettet er på et minimum ved start av test.
2. U_{ref} endres i et sprang på $+2\%$ av nominell verdi. Trinnet holdes i minimum 2 minutter.
3. Referansespenning endres tilbake til startverdi.
4. U_{ref} endres i et sprang på -2% av nominell verdi. Trinnet holdes i minimum 2 minutter.



FIGUR 16-11: PRØVE VED SPRANG I SPENNINGSREFERANSE I POSITIV RETNING. MERK AT ILLUSTRERT RESPONS FORUTSETTER ET UENDELIG STIVT NETT OG AT DEN REAKTIV EFFEKTRESPONS I PRAKSIS VIL VÆRE LAVERE.



FIGUR 16-12: PRØVE VED SPRANG I SPENNINGSREFERANSE I NEGATIV RETNING. MERK AT ILLUSTRERT RESPONS FORUTSETTER ET UENDELIG STIVT NETT OG AT DEN REAKTIV EFFEKTRESPONS I PRAKSIS VIL VÆRE LAVERE.

Akseptkriterium

- Stasjonær: Reaktiv effekt reguleres korrekt i henhold til spenningsendringer og innstilt spenningsstatikk.
- Dynamisk: Reaktiv effektrespons i PCC skal oppnå 90 % av stasjonær verdi innen 1,0 sekund ved et spenningsprang på $\pm 2\%$ av nominell spenning.
- Dynamisk: Reaktiv effektrespons skal stabilisere seg innenfor et toleranseband $\pm 5\%$ referert Q_{maks} rundt stasjonær verdi innen 5,0 sekunder.

Dokumentasjon

Informasjon

- Verdi for Q_{maks} som benyttes som referanse i parkregulatorens spenningsregulering skal oppgis.
- Parameterinnstillinger benyttet i testen som definerer parkregulatorens respons i spenningsreguleringsmodus skal oppgis.

Grafer

- Tidsserie for U_{ref} og U_{PCC} under hele testforløpet.
- Tidsserie for Q under hele testforløpet. 90%-verdi for stasjonær reaktiv effektrespons for begge spenningssprang skal markeres tydelig (se Figur 16-11 og Figur 16-12).

Tabeller

- ΔU_{ref} : endring i referansespenning for parkregulator. Dersom det benyttes andre sprang enn standard prosedyre endrer konsesjonær første kolonne i tabellene.
- ΔU_{PCC} : endring i stasjonær nettspenning. Oppgis i både kV og pu ($\Delta U_{PCC}/U_n$).
- ΔQ : endring i reaktiv effekt. Oppgis i både MVar og pu ($\Delta Q/Q_{maks}$).
- t_1 : tidsrespons fra påtrykt referansesignal til 90% av stasjonær verdi er oppnådd.
- t_2 : tidsrespons fra påtrykt referansesignal til reaktiv effekt har stabilisert seg innenfor et toleranseband på $\pm 5\%$ av stasjonærverdien.

TABELL 16-12: TESTRESULTATER SPENNINGSREGULERING - STASJONÆR RESPONS

Statikk X_C	4 %				
Trinn	ΔU_{ref} [kV]	ΔU_{PCC} [kV]	ΔU_{PCC} [pu]	ΔQ [MVar]	ΔQ [pu]
+2%					
-2%					

TABELL 16-13: TESTRESULTATER SPENNINGSREGULERING - DYNAMISK RESPONS

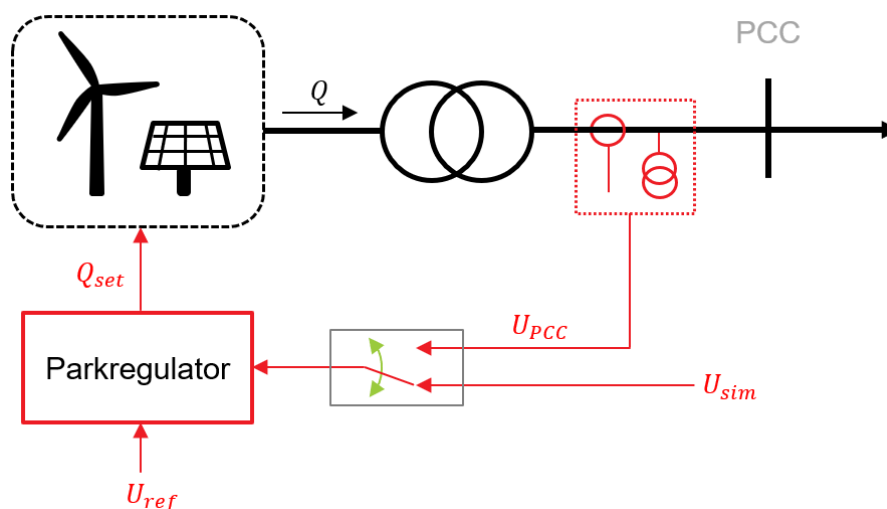
Trinn	t_1 [s]	t_2 [s]
+2%		
-2%		

16.2.3.2 Stasjonær respons

Testen utføres supplementært til test 16.2.3.1 for å bedre kunne verifisere stasjonær respons. Dette fordi man i test 16.2.3.1 har tilbakekobling av nettspenning til parkregulator, og den faktiske reaktive effektresponsen er lavere enn teoretisk ideell respons, avhengig av nettstyrken i tilknytningspunktet.

For denne testen overskrives målt spenning i PCC som referanse til parkregulator av et fiktivt eksternt spenningsignal U_{sim} som endres i sprang mens referansespenning U_{ref} holdes konstant. Dette er illustrert i Figur 16-13. Merk at med denne metoden vil endring i reaktiv effekt ha *motsatt* fortegn som endring i simulert nettspenning.

Siden parkregulator ikke mottar tilbakekobling av nettspenning, er det anbefalt å gjøre beregninger av forventet respons i forkant av test, og at sprang i simulert spenning ikke har uakseptable påvirkninger i tilknytningspunktet.



FIGUR 16-13: FORENKLET ILLUSTRASJON AV SPENNINGSREGULERING VED EKSTERNT SIMULERT SIGNAL FOR NETTSPENNING UTEN TILBAKEKOBLING AV MÅLT NETTSPENNING.

Startbetingelser

Testforhold

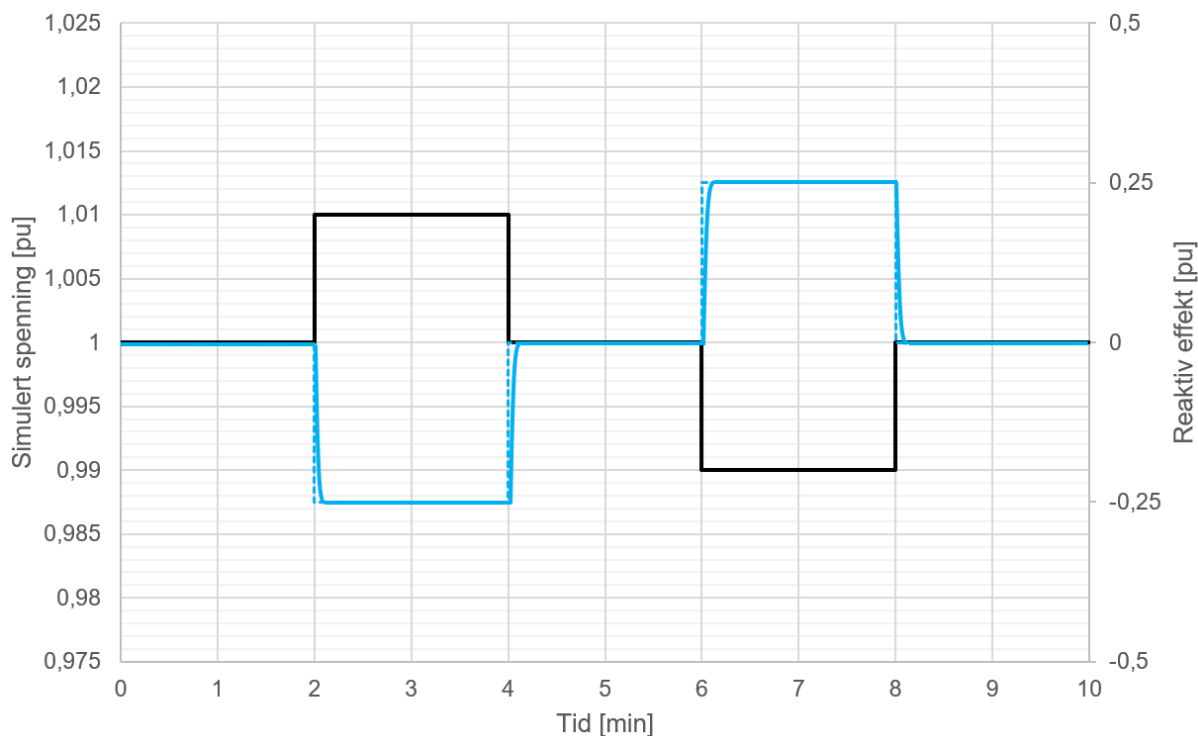
- Aktivt effektsettpunkt: $P_{min} \leq P_{set} \leq 0,8 \cdot P_{maks}$. Det anbefales å velge et settpunkt som sikrer stabil aktiv effekt gjennom testen.
- Parkregulator er i automatisk spenningskontroll.
- Spenningsstatikk: $X_c = 4\%$ og dødbånd deaktivert.
- Dersom kraftparken er tilknyttet et nett med lav kortslutningsytelse bør det undersøkes om nettet tåler spenningsprang på $\pm 1\%$ som beskrevet under. Dersom det er risiko for at disse sprangene kan føre til ustabil netting i form av høye eller lave spenninger, bør sprangene justeres til et akseptabelt nivå (f.eks. $\pm 0,5\%$).

Signaler som skal logges

U_{sim}	Simulert nettspenning
U_{ref}	Referansespenning for parkregulator
U_{PCC}	Målt nettspenning i PCC
Q_{set}	Settpunkt for reaktiv effekt som benyttes for spenningsregulering
Q	Målt reaktiv effekt i PCC

Testprosedyre

1. Start ved $U_{sim} = U_{ref}$.
2. U_{sim} endres i et sprang på maksimalt $+1\%$ av nominell verdi. Trinnet holdes i minimum 2 minutter.
3. Simulert spenning endres tilbake til referanseverdi U_{ref} .
4. U_{sim} endres i et sprang på maksimalt -1% av nominell verdi. Trinnet holdes i minimum 2 minutter.
5. Simulert spenning endres tilbake til referanseverdi U_{ref} .



FIGUR 16-14: PRØVE VED STEG I SIMULERT NETTSPENNING.

Akseptkriterium

- Reaktiv effekt reguleres korrekt i henhold til spenningsendringer ΔU_{sim} og innstilt spenningsstatikk X_C :

$$\Delta Q = \frac{\Delta U_{sim}}{U_{ref}} \cdot \frac{1}{X_C} \cdot Q_{maks} \cdot 100 [pu]$$

Dokumentasjon

Informasjon

- Verdi for Q_{maks} som benyttes som referanse i parkregulatorens spenningsregulering.
- Parameterinnstillinger benyttet i testen som definerer parkregulatorens respons i spenningsreguleringsmodus.

Grafer

- Tidsserie for U_{sim} , Q , Q_{set} , U_{ref} og U_{PCC} under hele testforløpet.

Tabeller

- $Q_{stasjonær}$: stasjonær reaktiv effekt beregnet som 1-minutts gjennomsnittsverdi (siste minuttet av hvert steg). Oppgis i både MVar og pu (Q/Q_{maks}).
- Q_{avvik} : avvik mellom målt verdi og referanseverdi. $Q_{avvik} = Q_{stasjonær} - Q_{set}$.

TABELL 16-14: TESTRESULTATER REAKTIV EFFEKT – STASJONÆR RESPONS

X_C	4 %		
U_{sim} [pu]	Q_{set} [pu]	$Q_{stasjonær}$ [pu]	Q_{avvik} [pu]
+1 %	0,25		
-1 %	-0,25		

16.2.4 Reaktiv ytelse

Kraftparkens reaktive ytelse skal dokumenteres ved å endre settpunkt for MVar-produksjon og forbruk for å dokumentere den reaktive ytelsen ved P_{maks} . Dersom systemansvarlig vurderer at parkens kapabilitet ikke er tilstrekkelig dokumentert, f.eks. på grunn av begrensende testforhold, kan konsesjonær bli bedt om å gjenta testen på et senere tidspunkt.

Startbetingelser

Testforhold

- $P_{tilgjengelig} = P_{maks}$.
- Parkregulator settes i MVar-kontroll (etter test skal parken være i modus spenningsregulering med mindre noe annet er vedtatt av systemansvarlig).

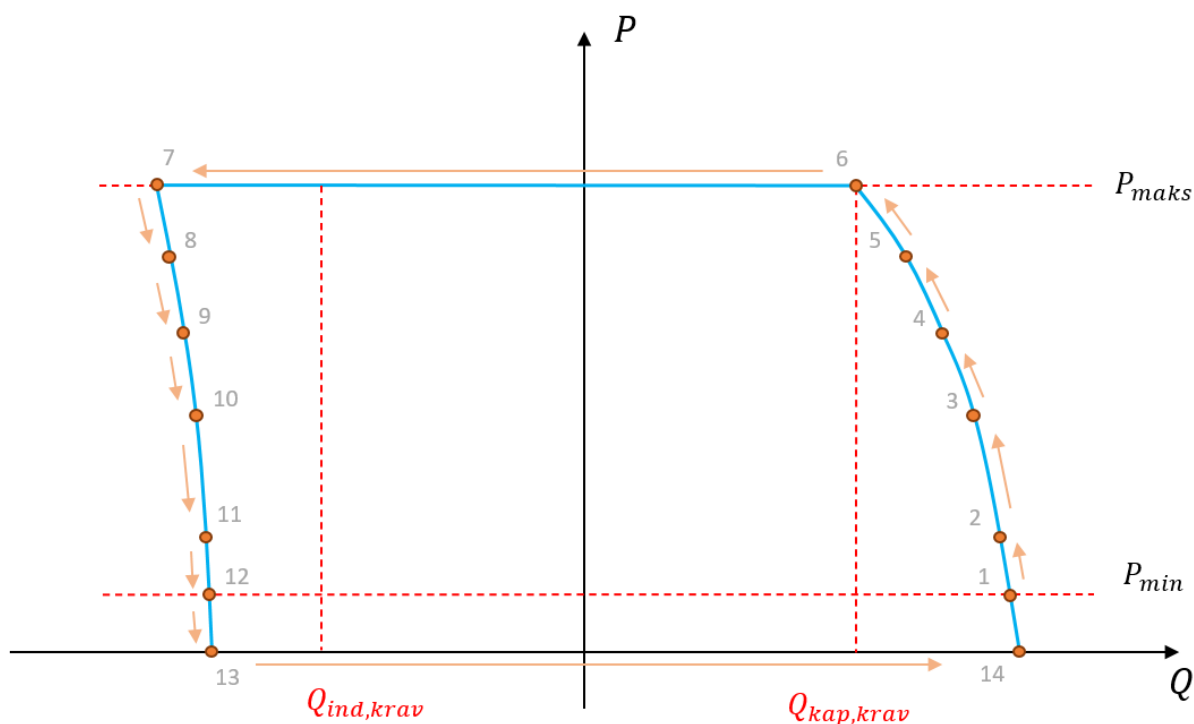
Signaler som skal logges

Q_{set}	Settpunkt reaktiv effekt
P_{set}	Settpunkt aktiv effekt
Q	Målt reaktiv effekt i PCC
P	Målt aktiv effekt i PCC
U_{PCC}	Målt nettspenning i PCC
$P_{tilgjengelig}$	Kontinuerlig beregnet oppnåelig aktiv effekt basert på målt primærenergi. Alternativt kan tilgjengelig primærenergi logges direkte
$n_{enheter}$	Antall kraftparkenheter som til enhver tid produserer aktiv effekt

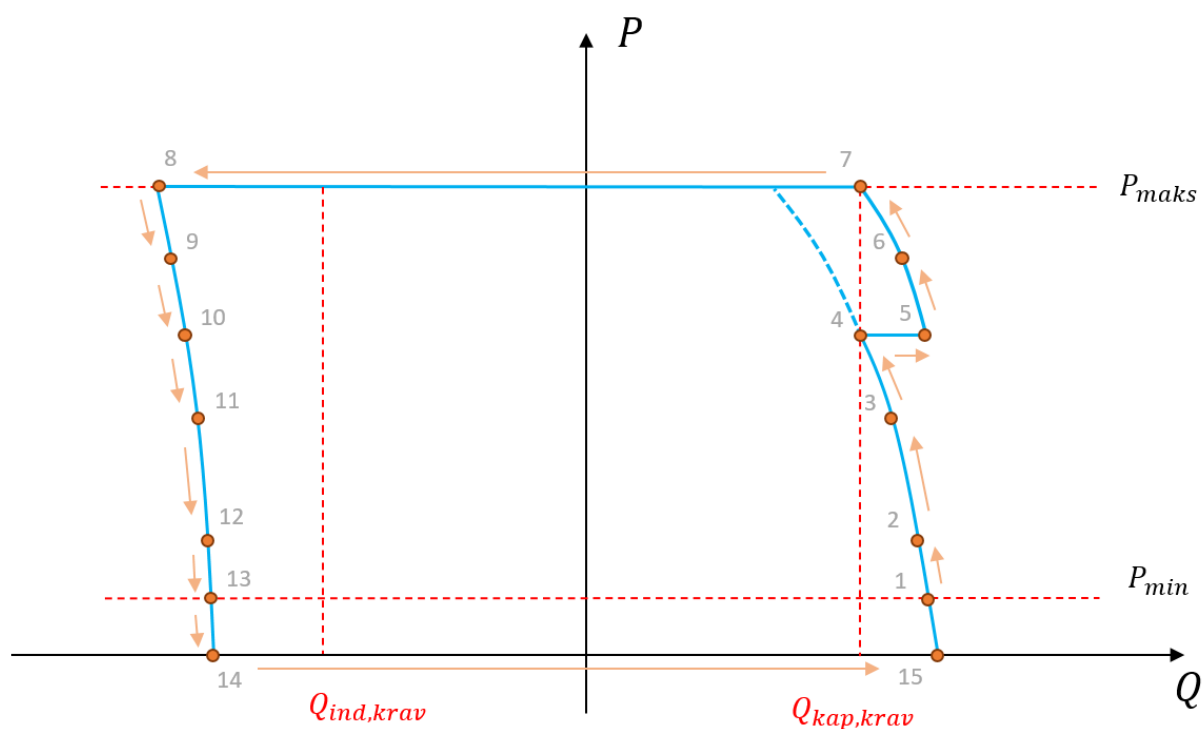
Testprosedyre

Hvert målepunkt skal holdes i minst 5 minutter med mindre noe annet er avtalt med systemansvarlig. Det er anbefalt å logge kontinuerlig ved endring av aktive og reaktive settpunkter. Prosedyren under er et forslag, rekkefølgen på stegene kan endres etter hva som er hensiktsmessig sett fra aktuelle nett- og værforhold som kan påvirke utfallet av testen.

1. Start ved $P_{set} = P_{min}$ og $Q_{set} \geq Q_{kap,maks}$ (ikke på minstekravet $Q_{kap,krav}$). Reaktiv effekt økes stegvis for å unngå spenningstransiente.
2. Øking av P_{set} i steg på $\leq 20\%$ inntil $P = P_{maks}$. Ved gjennomføring av testen skal kondensatorbatteri koble inn dersom dette er en del av den reaktive reguleringen og logikk for innkobling bør være $P < P_{maks}$ (se Figur 16-16). Dersom kraftparken er designet for å ha kondensatorbatteri kontinuerlig innkoblet under normal drift, skal kondensatorbatteriet ligge inne under hele testen.
3. Sett reaktivt settpunkt slik at $Q_{set} \geq Q_{ind,maks}$ (ikke på minstekravet $Q_{ind,krav}$). Reaktiv effekt økes stegvis for å unngå spenningstransiente.
4. Reduksjon av P_{set} i steg på $\leq 20\%$ inntil $P = P_{min}$.
5. Dersom parken har funksjonalitet for STATCOM-drift:
 - a. Sett aktivt settpunkt $P_{set} = 0 \text{ MW}$ og $Q_{set} \geq Q_{ind,maks}$ (stegvis)
 - b. Sett aktivt settpunkt $P_{set} = 0 \text{ MW}$ og $Q_{set} \geq Q_{kap,maks}$ (stegvis)



FIGUR 16-15: ILLUSTRASJON AV PROSEDYRE FOR DOKUMENTASJON AV REAKTIV YTELSE FOR EN KRAFTPARK, HER MED STATCOM-FUNKSJONALITET OG UTEN REGULERBART KONDENSATORBATTERI. ORANSJE PUNKTER MARKERER MÅLEPUNKTER SOM DOKUMENTERES.



FIGUR 16-16: ILLUSTRASJON AV PROSEDYRE FOR DOKUMENTASJON AV REAKTIV YTELSE FOR EN KRAFTPARK, HER MED STATCOM-FUNKSJONALITET SAMT ETT REGULERBART KONDENSATORBATTERI MED AUTOMATISK STEG VED CA. $P=60\%$. ORANSJE PUNKTER MARKERER MÅLEPUNKTER SOM DOKUMENTERES.

Akseptkriterium

- Kraftparken evner å trekke/levere reaktiv effekt kontinuerlig i henhold til krav over hele driftsområdet $P_{min} \leq P \leq P_{maks}$.
- Kraftparken evner å trekke/levere reaktiv effekt når $P = 0 \text{ MW}$ (kun dersom STATCOM-funksjonalitet skal verifiseres).
- Dersom spenningen i nettet avviker vesentlig fra $U = U_n$ ved gjennomføring av prøver kan dette påvirke resultatene. Resultatene skal da sees i sammenheng med analysene av reaktiv ytelse ved varierende spenning fra kapittel 16.1.2.

Dokumentasjon

Informasjon

- Dersom kondensatorbatteri benyttes i reguleringen skal grenseverdier for inn- og utkobling oppgis.

Grafer

- P-Q/ P_{maks} -diagram som viser målepunkt for reaktiv effekt mot varierende aktiv effekt.
- U-Q/ P_{maks} -diagram som viser målepunkt for reaktiv effekt mot varierende nettspenning.
- Tidsserie for Q og P , samt Q_{set} og P_{set} under hele testforløpet.
- Tidsserie for U_{PCC} under hele testforløpet.
- Tidsserie for $P_{tilgjengelig}$ under hele testforløpet.
- Tidsserie for $n_{moduler}$ under hele testforløpet.

16.2.5 Oppstartstid etter nettutfall

Ved kortvarig ekstern feil som gir utkobling av kraftparken via effektbryter, skal kraftparken være klar til å gjeninnkoble og rampe opp produksjon innen 15 minutter.

Merk at automatisk oppkjøring etter utfall er ikke tillatt i normal drift, men for denne testen kan slik funksjonalitet aktiveres for å dokumentere minimum oppstartstid.

Startbetingelser

Testforhold

- $P_{tilgjengelig} \geq P_{min}$.
- Funksjonalitet for automatisk gjeninnkobling er aktivert (funksjonaliteten skal deaktiveres etter fullført test).

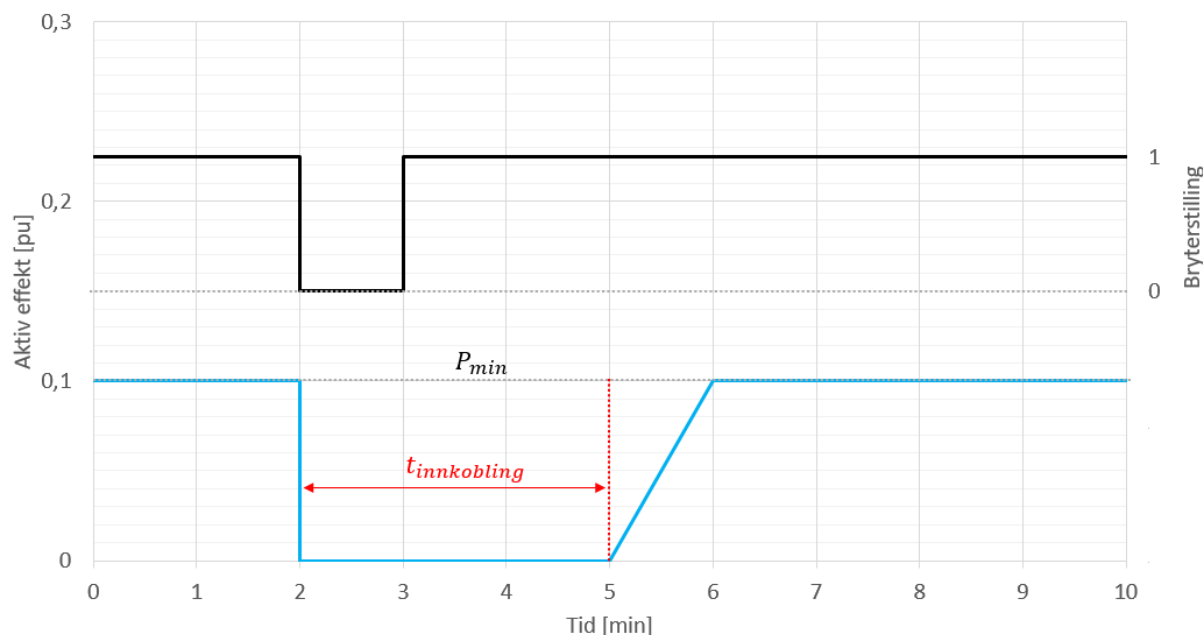
Signaler som skal logges

P	Målt aktiv effekt i PCC
EB_{status}	Signal som indikerer posisjon for parkens hovedeffektbryter
$P_{tilgjengelig}$	Kontinuerlig beregnet oppnåelig aktiv effekt basert på målt primærenergi. Alternativt kan tilgjengelig primærenergi logges direkte
$n_{enheter}$	Antall kraftparkenheter som til enhver tid produserer aktiv effekt

Testprosedyre

1. Produksjon $P = P_{min}$. Alle enkltenheter i kraftparken skal være aktive.
2. Kraftparkens hovedeffektbryter kobles ut i minst 1 minutt.
3. Effektbryter kobles inn igjen.

4. Kraftparken ramper automatisk opp til sitt settpunkt før feil ($P = P_{min}$). Dersom parken ikke har funksjonalitet for automatisk oppstart etter nettutfall gis settpunktet manuelt.



FIGUR 16-17: TEST AV OPPSTARTSTID ETTER NETTUTFALL.

Akseptkriterium

- Kraftparken skal være klar til å gjeninnkoble og rampe opp produksjon innen 15 minutter etter utkobling av effektbryter.

Dokumentasjon

Informasjon

- Tid fra utkobling av effektbryter til start på oppramping.
- Beskrivelse av prosesser og/eller forhold internt i kraftparken som påvirker oppstartstiden.

Grafer

- Tidsserie for målt aktiv effekt P .
- Tidsserie for $P_{tilgjengelig}$ under hele testforløpet.
- Tidsserie signal som indikerer posisjon for parkens hovedeffektbryter.

DEL V - HVDC

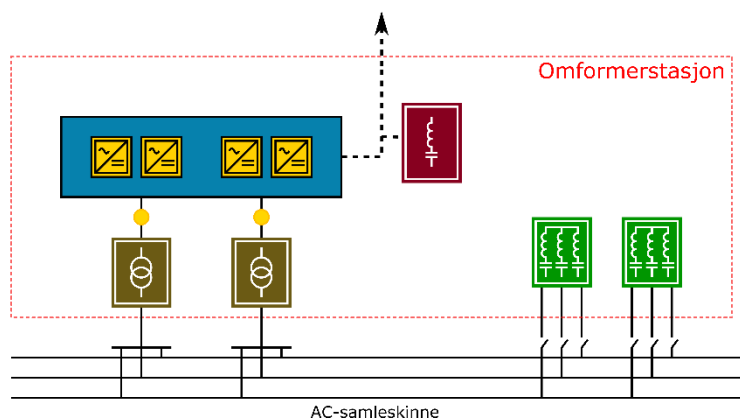
17 Generelt - HVDC

17.1 Definisjoner

HVDC-system: Et system for overføring av effekt via høyspent DC-strøm mellom to eller flere AC-samleskinner. Består av minimum to *HVDC-omformerstasjoner* og mellomliggende DC-overføringslinjer- eller kabler.

HVDC-omformerstasjon: den delen av et HVDC-system som består av en eller flere HVDC omformerenheter installert på en enkelt lokasjon sammen med bygninger, reaktorer, filtre, utstyr for reaktiv effekt, vern- og kontrollanlegg med mer. Se Figur 17-1.

●	Grensesnitt AC/DC
---	DC-linje
	Omformertransformator
	Likerettere
	DC-filter
	AC-filter

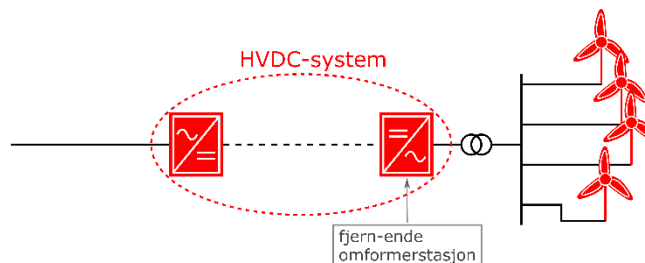


FIGUR 17-1: EKSEMPEL PÅ KOMPONENTER SOM KAN INNGÅ I EN OMFORMERSTASJON

AC/DC-grensesnitt: Grensesnittet mellom et AC-system og et HVDC-system. Defineres som AC-siden av likeretteren i HVDC-systemet. Se Figur 17-1.

Fjern-ende HVDC-omformer/Fjern-ende omformerstasjon: I de tilfeller der et HVDC-system forbinder et større AC-nett, eksempelvis regional- eller transmisjonsnett, med et produksjonslegg som ikke er underlagt andre krav og regelverk, benyttes begrepet *fjern-ende omformer/omformerstasjon* for å betegne omformeren/omformerstasjonen nærmest produksjonsanlegget. Se figur 17-2. Figur 17-2.

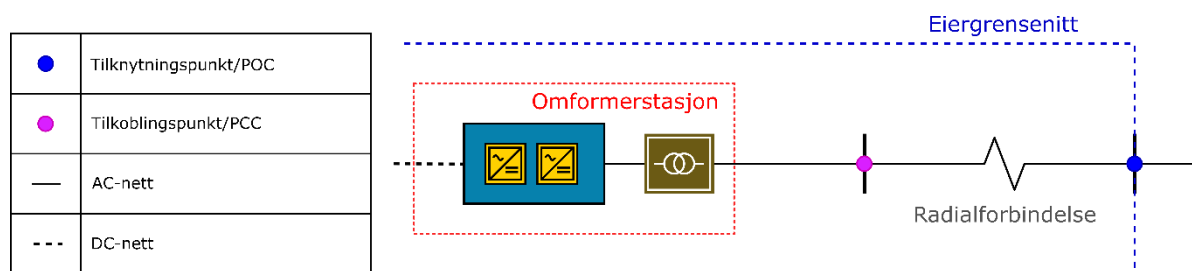
—	AC-nett
---	DC-nett
	HVDC-omformerstasjon



FIGUR 17-2: ILLUSTRASJON AV HVDC-SYSTEM MED FJERN-ENDE HVDC-OMFORMER

Tilknytningspunkt/POC: Punkt som defineres av eiergrensesnitt mellom operatør/eier av HVDC-systemet og tilknyttet AC-nett eller produksjons- eller forbruksanlegg. Se Figur 17-3. Se også forklaring på *tilkoblingspunkt/PCC* under.

Tilkoblingspunkt/PCC: Punkt der HVDC-systemet møter AC-nett. I tilfeller der HVDC-systemet er tilknyttet et AC-nett via en radialforbindelse mellom omformerstasjonen og stasjonen i AC-nettet, og der eiergrensesnittet tilsier at *tilknytningspunkt/POC* befinner seg mellom radialforbindelsen og AC-stasjonen, vil *tilkoblingspunktet/PCC* være grenseflaten mellom HVDC-systemet og radialforbindelsen. I tilfeller der det ikke benyttes en slik radialforbindelse vil *tilknytningspunktet/POC* og *tilkoblingspunktet/PCC* være sammenfallende. Se Figur 17-3 og beskrivelse av *tilknytningspunkt/POC* over.



FIGUR 17-3: ILLUSTRASJON AV TILKNYTNINGSPUNKT/POC OG TILKOBLINGSPUNKT/PCC. MERK AT POC OG PCC KAN VÆRE SAMMENFALLENDE VED ANDRE KONFIGURASJONER.

P_{maks} : maksimal effekt i tilkoblingspunktet/PCC.

18 HVDC-systemer

18.1 Driftsområder

18.1.1 Dimensjonerende aktiv effekt

HVDC-systemets maksimale aktive effekt import, $P_{maks,import}$, er den høyeste aktive effekten som kontinuerlig kan leveres til nettet. HVDC-systemets minimum aktive effekt import, $P_{min,import}$, er den laveste effekten som kontinuerlig kan leveres til nettet.

HVDC-systemets maksimale aktive effekt eksport, $P_{maks,eksport}$, er den høyeste aktive effekten som kontinuerlig kan trekkes fra nettet. HVDC-systemets minimum aktive effekt eksport, $P_{min,eksport}$, er den laveste effekten som kontinuerlig kan trekkes fra nettet.

P_{maks} er den høyeste av maksimal import $P_{maks,import}$ og maksimal eksport $P_{maks,eksport}$, og er dimensjonerende for øvrige funksjonskrav.

For HVDC-systemer som har funksjonalitet som gir P_{maks} med kort varighet (over et år), kan systemansvarlig beslutte at den dimensjonerende aktive effekten defineres til et annet nivå enn den absolutte maksimale effekt.

18.1.1.1 Praktisering av funksjonskrav om dimensjonerende aktiv effekt

Dersom systemansvarlig skal beslutte at HVDC-systemets dimensjonerende verdier for funksjonskravene kan dimensjoneres ut ifra en annen aktiv effekt enn den absolutt høyeste, skal det foreligge tilstrekkelig informasjon som viser at dette er samfunnsmessig rasjonelt. Siden høyere aktiv effekt blant annet medfører reduserte reaktive reserver, må slik drift måtte vurderes mot fordelene. Kapittel 2.1 oppsummerer de generelle prinsippene som ligger til grunn for systemansvarliges behovsvurderinger. Spesielt for dette funksjonskravet har følgende betydning for systemansvarliges beslutning om kravstilling;

- Spenningsforhold i nettområdet
- Spenningsforhold ved utfall av nærliggende linjer
- Nettets styrke
- Forventet nettutvikling
- Kostnader forbundet med etterlevelse av kravet
- Nytteverdi av tiltak som fører til reduserte reaktive reserver
- Varighet av spesielt høy aktiv ytelse

18.1.2 Spenningsintervall

EU nettkode HVDC artikkel 18 regulerer tilsvarende tema i EU.

18.1.2.1 Funksjonskrav

HVDC-systemer skal kunne driftes ved P_{maks} innen spenningsområdene og tidene gitt av Tabell 18-1. Spenningen er referert nominell spenning i tilknytningspunktet, Tabell 18-4. I tillegg til nominelle spenningsnivå må HVDC-systemet hensynta driftsspenningen i tilknytningspunktet (POC).

TABELL 18-1: KRAV TIL TÅLEGRENSER OG VARIGHET TIL SPENNING FOR HVDC-OMFORMERSTASJONER TILKNYTTET AC-NETT MED NOMINELL SYSTEMSPENNING FRA OG MED 110 kV TIL OG MED 400 kV, REFERERT NOMINELL SYSTEMSPENNING I TILKNYTTET AC-NETT.

Spenningsområde	Varighet
0,9-1,05 p.u.	Ubegrenset

Dersom HVDC-systemet er tilknyttet produksjon gjelder egne krav til fjern-ende omformere. Se kapittel 17 for definisjon av fjern-ende omformerstasjon.

Fjern-ende HVDC-omformerstasjon skal kunne forbli tilkoblet nettet og driftes innen spenningsområdene og tidene gitt av Tabell 18-2 og Tabell 18-3. Spenningen er referert nominell spenning i tilknytningspunktet.

TABELL 18-2: MINIMUM VARIGHET SOM FJERN ENDE HVDC-OMFORMERSTASJON TILKNYTTET AC-NETT MED NOMINELL SYSTEMSPENNING FRA OG MED 110 kV OPP TIL (IKKE INKLUDERT) 300 kV SKAL KUNNE DRIFTES NÅR SPENNINGEN AVVIKER FRA 1 P.U.

Spenningsområde	Varighet
0,9 – 1,10 p.u.	Ubegrenset

TABELL 18-3: MINIMUM VARIGHET SOM FJERN ENDE HVDC-OMFORMERE TILKNYTTET AC-NETT MED NOMINELL SYSTEMSPENNING FRA OG MED 300 kV OPP TIL OG MED 400 kV SKAL KUNNE DRIFTES NÅR SPENNINGEN AVVIKER FRA 1 P.U.

Spenningsområde	Varighet
0,9 – 1,05 p.u.	Ubegrenset

18.1.2.2 Praktisering av funksjonskrav om spenningsintervall

Nominell spenning er definert av Tabell 18-4, og gjelder i tilknytningspunktet mellom AC-nettet og den aktuelle AC/DC-omformerstasjonen. Dersom den nominelle systemspenningen er ulik i de AC-systemene som er tilknyttet de forskjellige omformerstasjonene i HVDC-systemet benyttes den nominelle systemspenningen i de ulike tilknytningspunktene for hver enkelt omformerstasjon. Tabellen er gitt som praktisering, da det er kjent for systemansvarlig at det benyttes ulik praksis i det norske systemet. Det er opp til tiltakshaver å avklare med netteier i tilknytningspunkt hva den maksimale kontinuerlige, og evt. midlertidig 60 minutter, spenningen nettet er dimensjonert for, og som HVDC-systemet skal koordineres med.

For omformerstasjoner som er tilknyttet nett med nominell systemspenning < 110 kV skal krav koordineres med systemansvarlig.

TABELL 18-4: NOMINELLE SPENNINGSNIVÅER

Nettnivå (navnebetegnelse)	Maksimal kontinuerlig spenning, $U_m = 1,05 \text{ pu}$	Maksimal (midlertidig) spenning 60 minutter, $U_m = 1,10 \text{ pu}$
420 kV-nett	420 kV	-
300 kV-nett	300 kV	-
132 kV-nett	138 kV	145 kV
110 kV-nett	115 kV	121 kV
66 kV-nett	69 kV	-



18.1.3 Frekvensgrenser

EU nettkode HVDC artikkel 11 regulerer tilsvarende tema i EU.

18.1.3.1 Funksjonskrav

Driftsområdet til HVDC-systemet skal minst oppfylle frekvensområdene gitt av Tabell 18-5, og ellers ikke begrenses unødig.

Systemansvarlig kan kreve bredere frekvensbånd enn det som er angitt av Tabell 18-5, dersom det er vurdert nødvendig av hensyn til systemdriften.

TABELL 18-5: KRAV TIL TÅLEGRENSE OG VARIGHET FOR FREKVENSVARIASJONER FOR HVDC-SYSTEMER.

Frekvensområde	Varighet
47,0 Hz – 47,5 Hz	60 sekunder
47,5 Hz – 49,0 Hz	90 minutter
49,0 Hz – 51,0 Hz	Ubegrenset
51,0 Hz – 51,5 Hz	90 minutter
51,5 Hz – 52,5 Hz	15 minutter

18.1.3.2 Praktisering av funksjonskrav om frekvensgrenser

Kravene i Tabell 18-5 gjelder generelt for HVDC-systemer. Eventuelle beslutninger om bredere frekvensområder vil baseres på systemansvarliges generelle prinsipper for behovsvurderinger, ref. kapittel 2.1.

18.1.4 Frekvensendringshastighet

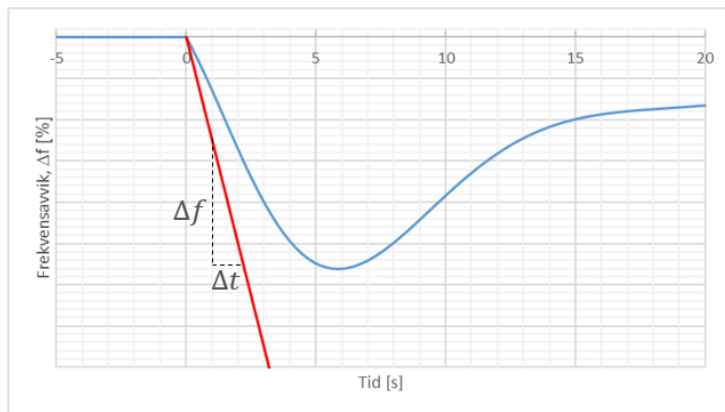
EU nettkode HVDC artikkel 12 regulerer tilsvarende tema i EU.

18.1.4.1 Funksjonskrav

HVDC-systemer skal kunne minst kunne drifte ubegrenset ved en frekvensendringshastighet

- ± 5 Hz/s målt over 0,25 sekund
- $\pm 2,5$ Hz/s målt over 0,5 sekund
- $\pm 1,25$ Hz/s målt over 2 sekunder

Frekvensendringshastighet, eller Rate of Change of Frequency, er den deriverte til frekvensen, $\frac{df}{dt}$. Målt over en tid vil dette uttrykkes ved $\frac{\Delta f}{\Delta t}$. Kravet er illustrert i figur 18-1.



FIGUR 18-1: ILLUSTRASJON AV KRAV TIL FREKVENSDRINGSFASTIGHET. DERSOM FREKVENSFØRLOPET ER OVER DEN RØDE LINJEN, SOM FALLER MED EN FREKVENSDRINGSFASTIGHET PÅ $\frac{\Delta f}{\Delta t} = 2,5 \text{ Hz/s}$, SKAL HVDC-SYSTEMET KUNNE FORBLI TILKOBLET AC-NETTET.

18.2 Aktiv effekt og frekvensregulering

TABELL 18-6: OVERSIKT OVER FUNKSJONALITET OM AKTIV EFFEKT OG FREKVENSDRINGSFASTIGHET FOR HVDC SYSTEMER

Gyldighet		Informasjon, referanse EU nettkode regulerer tilsvarende tema i EU
Effekt-regulering	Effektendringshastighet (ramp rate)	HVDC 13
Frekvens-regulering	Frekvensregulering	HVDC 16
	Aktive moduser	HVDC 35
Nettformende egenskaper		HVDC 14

18.2.1 Effektregulering

18.2.1.1 Funksjonskrav

Effektregulator skal ha funksjonalitet for å bestemme effektendringshastigheten (*ramp rate*) ved endring av effektsettpunkt.

18.2.1.2 Praktisering av funksjonskrav om effektregulering

Det stilles ikke spesifikke krav til effektendringshastighet og responstid. Disse vil avtales i hvert enkelt tilfelle.

18.2.2 Dempetilsats (Power Oscillation Damping – POD)

18.2.2.1 Funksjonskrav

HVDC-systemer skal ha funksjonalitet for å dempe effektpendlinger ved gitte forhold og frekvensområder. Innstillinger av dempetilsats vil fastsettes i hvert enkelt tilfelle av HVDC-systemets operatør og systemansvarlig.

18.2.2.1.1 **Praktisering av funksjonskrav om dempetilsats**

Systemansvarliges behovsvurdering og beslutning knyttet til behov for POD-funksjonalitet for HVDC-systemer bygger på prinsippene fra kapittel 2.1. For dette kravet spesielt baseres vurderingene og beslutningen på det omliggende nettets styrke og stabilitetsmarginer.

18.2.3 **Frekvensregulering – Funksjoner**

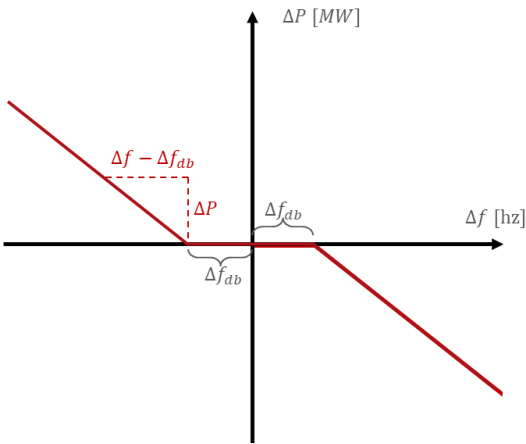
18.2.3.1 **Funksjonskrav**

Regulator skal ha funksjonalitet for frekvensregulering. Regulatorens frekvensreguleringsløyfe skal gi et stasjonært bidrag, ΔP , som funksjon av frekvensen, Δf , utenfor dødbåndet, Δf_{db} . Dette er illustrert i Figur 18-2.

I frekvensreguleringsmodus skal HVDC-systemet kunne levere en stasjonær aktiv effektrespons som funksjon av frekvensen, illustrert i Figur 18-2. Parameter for statikk skal kunne stilles inn iht. Tabell 18-7.

TABELL 18-7: MINSTEKRAV TIL INNSTILLINGSMULIGHETER I FREKVENSSREGULERINGSMODUS (FSM) FOR HVDC-SYSTEMER

Parameter	Innstillingsmuligheter (minimum)
Dødbånd, Δf_{db} .	0 – 0,5 Hz
Statikk, b_p	2-12 %

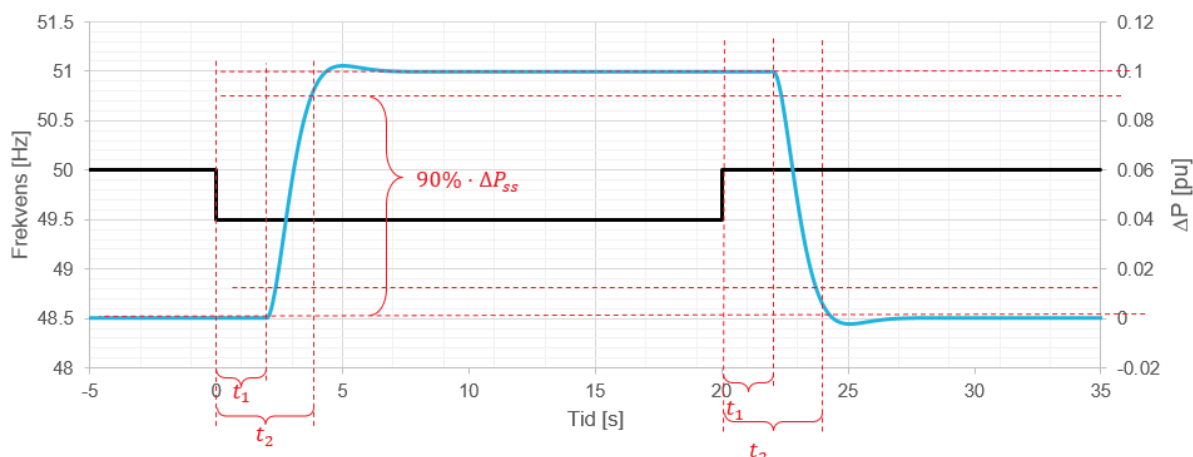


FIGUR 18-2: REGULATORRESPONS SOM FUNKSJON AV FREKVENSS I FREKVENSSREGULERINGSMODUS FOR HVDC-SYSTEMER

18.2.4 **Frekvensreguleringsegenskaper**

18.2.4.1 **Funksjonskrav**

Ved et frekvenssteg som stasjonært gir 10% aktiv effektrespons i POC, ΔP_{ss} , skal 90% av responsen utreguleres innen $t_2 < 4$ sekunder, med forsinkelse $t_1 < 2$ sekunder. Kravet gjelder for hele driftsområdet til HVDC-systemet for både opp- og nedregulering, forutsatt reserver mot P_{min} og P_{maks} .



FIGUR 18-3: KRAV TIL FREKVENSTEGRESPONS FOR HVDC-SYSTEMET, HER VED 10% STATISK OG FREKVENSTEG PÅ 0,5 Hz.

18.2.5 Stabilitet

18.2.5.1 Funksjonskrav

HVDC-systemet skal kunne operere stabilt og levere aktiv effekt uten udempede oscillasjoner, eller andre ugunstige fenomener (limit cycles e.l.) i hele driftsområdet, både i frekvens- og effektreguleringsmodus.

18.2.6 Nettformende egenskaper

18.2.6.1 Funksjonskrav

HVDC-systemer skal ha funksjonalitet for nettformende egenskaper dersom dette kreves av systemansvarlig. Ved slikt tilfelle skal virkemåten til kontrollerfunksjonen gjennomgå og godkjennes i den enkelte saken.

18.2.6.2 Praktisering av funksjonskrav om nettformende egenskaper

Ved beslutning om evne til nettformende egenskaper, skal det foreligge tilstrekkelig informasjon som viser at dette er samfunnsmessig rasjonelt. Kapittel 2.1 oppsummerer de generelle prinsippene som ligger til grunn for systemansvarliges vurderinger. Spesielt for dette kravet avhenger systemansvarliges beslutning av hvor utsatt nettområdet er for separatdrifter, hvilken nytte syntetisk tregghet gir, alternativkostnaden av andre tiltak og teknisk modenhet.

18.3 Reaktiv effekt og spenningsregulering

EU nettkode HVDC artikkel 20 regulerer tilsvarende tema i EU.

18.3.1 Reaktiv ytelse ved $P = P_{maks,import}$

18.3.1.1 Funksjonskrav

Systemansvarlig skal fastsette hvilken reaktiv ytelse HVDC-systemet skal være dimensjonert for ved maksimal effekt, P_{maks} , og nominell spenning, $U_{PCC} = 1,0 pu$. Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, vil den reaktive ytelsen bli referert PCC, hvilket er definert i avsnitt 17.

Systemansvarlig kan fastsette kravet behovsprøvd innenfor grensene gitt av Tabell 18-8. Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, gjelder krav til reaktiv dimensjonering iht. tabell 18-9. Summen av kapasitiv og induktiv reaktiv ytelse skal ikke overskride $\frac{Q_{tot}}{P_{maks,import}} = 0,95$.

TABELL 18-8: GRENSER/ KONVOLUTT FOR REAKTIV YTELSE, INNENFOR HVILKE SYSTEMANSVARLIG SKAL FASTSETTE KRAV. REFERERT PCC.

	Referert P_{maks}	Effektfaktor
Kapasitiv ytelse	$\frac{Q_{kap,maks,import}}{P_{maks,import}} = 0,75 - 0,2$	$\cos \varphi_{kap} = 0,8 - 0,98$
Induktiv ytelse	$\frac{Q_{ind,maks,import}}{P_{maks,import}} = 0,75 - 0,2$	$\cos \varphi_{ind} = 0,8 - 0,98$

TABELL 18-9: MINIMUM KRAV TIL REAKTIV YTELSE FOR HVDC-SYSTEMER REFERERT PCC

	Referert P_{maks}	Effektfaktor
Kapasitiv ytelse	$Q_{kap,maks,import} \geq 0,33 * P_{maks}$	$\cos \varphi_{kap} \leq 0,95$
Induktiv ytelse	$Q_{ind,maks,import} \geq 0,33 * P_{maks}$	$\cos \varphi_{ind} \leq 0,95$

18.3.1.2 Praktisering av funksjonskrav til reaktiv ytelse

Dersom HVDC omformerstasjon er tilknyttet AC nett via en kabel, vil kravet til reaktiv ytelse bli stilt i tilknytningspunktet (POC) på nettside av radialen. Dersom kravet til reaktiv ytelse til HVDC-systemer behovsprøves eller behovsvurderes etter andre kriterier enn den generelle gitt av tabell 18-9, skal det foreligge tilstrekkelig informasjon som viser at dette er samfunnsmessig rasjonelt. Systemansvarlig legger til grunn at det generelle kravet er rasjonalisert gjennom utarbeidelsen av dette kravdokumentet. Kapittel 2.1 oppsummerer de generelle prinsippene som ligger til grunn for systemansvarliges vurderinger. Spesielt for dette funksjonskravet har følgende betydning for systemansvarliges beslutning om kravstilling;

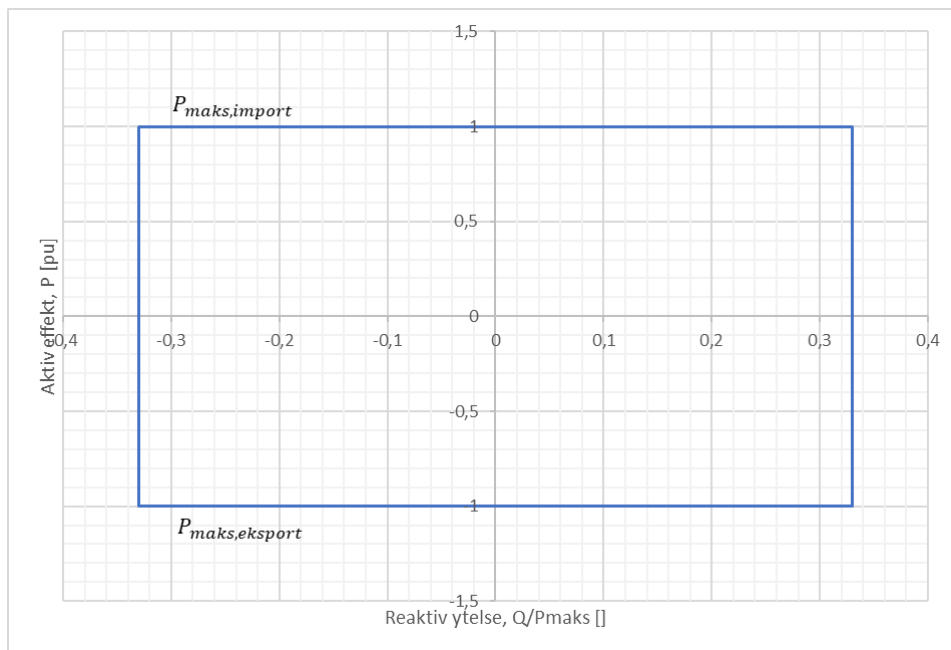
- Spenningsforhold i nettområdet
- Spenningsforhold ved utfall av nærliggende linjer
- Nettets styrke
- Forventet nettutvikling
- Kostnader forbundet med etterlevelse av kravet
- Nytteverdi av den tekniske løsningen i tilfeller der det er mangel på reaktive reserver
- Alternativkostnader for reaktive reserver
- Levetid for komponenter som begrenser reaktiv ytelse
- Kompensering av reaktivt forbruk i produksjonsradial

18.3.2 Reaktiv ytelse – $P - Q/P_{maks,import}$

18.3.2.1 Funksjonskrav

HVDC-systemet skal kunne levere reaktiv effekt iht. kravet i 18.3.1 i hele driftsområdet

$P \in [P_{maks,eksport}, P_{maks,import}]$ ved spenning $U_{PCC} = 1 pu$. Dette er illustrert i Figur 18-4.



FIGUR 18-4: KRAV TIL REAKTIV YTELSE VED VARIERENDE AKTIV EFFEKT, $P - Q/P_{maks}$ -PROFIL

18.3.3 Reguleringsfunksjoner

18.3.3.1 Funksjonskrav

Spenningskontroll

HVDC-systemer skal ha funksjonalitet for spenningskontroll. Med mindre annet er besluttet av systemansvarlig, skal denne fungere som primærregulering. Andre typer reguleringer kan kun idriftsettes etter avtale med systemansvarlig.

Spenningskontroll benytter tilbakekobling av spenningsmåling for å finne avviket fra settpunkt (ΔU) i PCC, hvilket endrer produsert reaktiv effekt (ΔQ) iht. spenningsstatikk (X_c). Se ligning 18-2.

Spenningsstatikk skal være referert $Q_{maks,kap}$ ved $P_{maks,import}$.

$$\frac{\Delta Q}{Q_{maks,kap}} X_c = \frac{\Delta U}{U_{ref}}$$

18-2

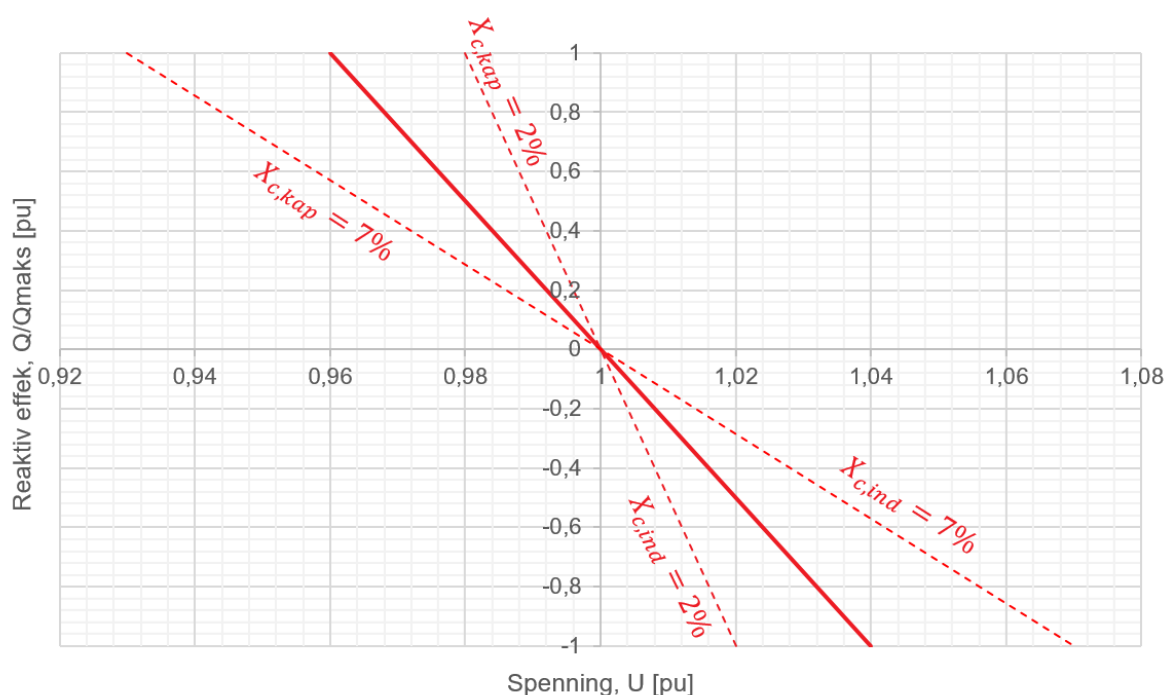
Det skal være funksjonalitet for å benytte et innstiltbart dødbånd rundt spennings settpunkt på $\pm 5\%$. spenningsreguleringen skal ha innstillingsmuligheter for parameterne iht.

Tabell 18-10, illustrert i figur 18-5.

Statikk skal kunne stilles inn i steg på maksimalt 0,5 %.

TABELL 18-10: INNSTILLINGSMULIGHETER I HVDC-SYSTEMETS SPENNINGSKONTROLL.

Parameter	Innstillingsområde
Spenningssettpunkt, U_{ref}	0,95-1,05 pu
Spenningsstatikk overspenning, $X_{c,ind}$	2-7%
Spenningsstatikk underspenning, $X_{c,kap}$	2-7%



FIGUR 18-5: REAKTIV EFFEKT SOM FUNKSJON AV SPENNING I SPENNINGSREGULERINGSMODUS FOR HVDC-SYSTEMET.

MVAr-kontroll

HVDC-systemer skal ha funksjonalitet for MVAr-kontroll. I MVAr-kontroll skal endring av settpunkt gi stegvis regulering, og ikke større steg enn 5 MVAr eller 5% av Q_{maks} – den laveste av de to.

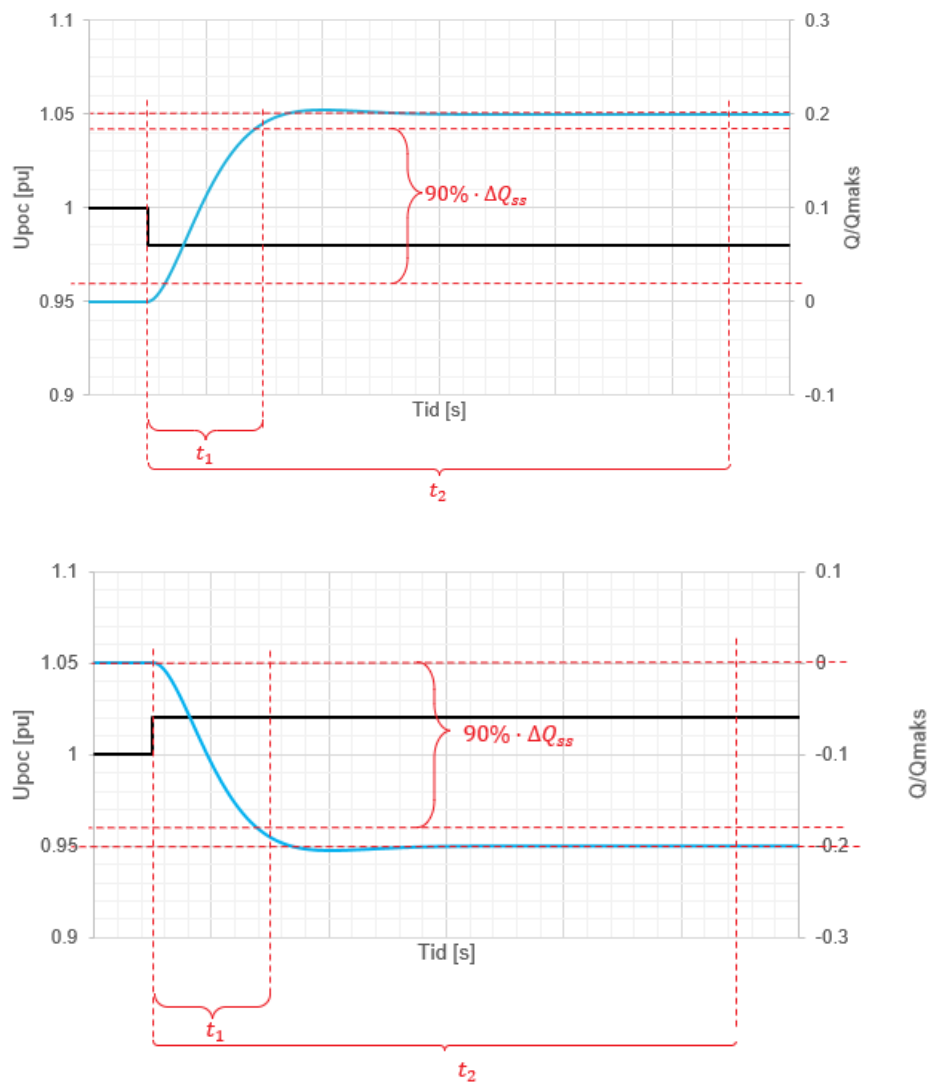
 $\cos(\varphi)$ -kontroll

HVDC-systemer skal ha funksjonalitet for $\cos\varphi$ -regulering. I $\cos\varphi$ -regulering skal endring av settpunkt gi stegvis regulering, og ikke større steg enn 0,01.

18.3.4 Reaktiv effekt-regulering

18.3.4.1.1 Funksjonskrav

HVDC-systemer skal kunne levere en reaktiv effektrespons i PCC på 90% av stasjonær verdi innen 0,5 sekund ved et spenningsprang på $\pm 2\%$ av nominell spenning, U_n . Den reaktive effektresponsen skal nå sin stasjonærverdi innen tiden $t_2 = 5$ sekunder, med en toleranse på 1%. Dette er vist i Figur 18-6.



FIGUR 18-6: REAKTIV EFFEKTRRESPONS VED STEGVIS ENDRING I SPENNING PÅ HHV $\pm 2\%$. KRAV ER MARKERT I RØDSTIPLEDE LINJER

18.3.5 Begrensning av reaktiv ytelse

18.3.5.1 Funksjonskrav

For alle driftspunkter $P \in [P_{maks,eksport}, P_{maks,import}]$ skal den reaktive ytelse ikke begrenses unødigg innenfor HVDC-systemets tekniske evne.

18.4 Robusthet og gjenoppbygning

TABELL 18-11: OVERSIKT OVER FUNKSJONSKRAV OM ROBUSTHET FOR HVDC SYSTEM I KAPITTEL 18.4. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSVURDERES.

Krav	Behovsvurdering	Informasjon, Referanse EU nettkode regulerer tilsvarende tema i EU
18.4.1 Fault Ride Through	X	HVDC 25.1 og 25.3
18.4.2 Feilstrømrespons	(X)	HVDC 19.1 og 40.3
18.4.3 Produksjons-gjenoppretting	X	
18.4.4 Svartstart	(X)	

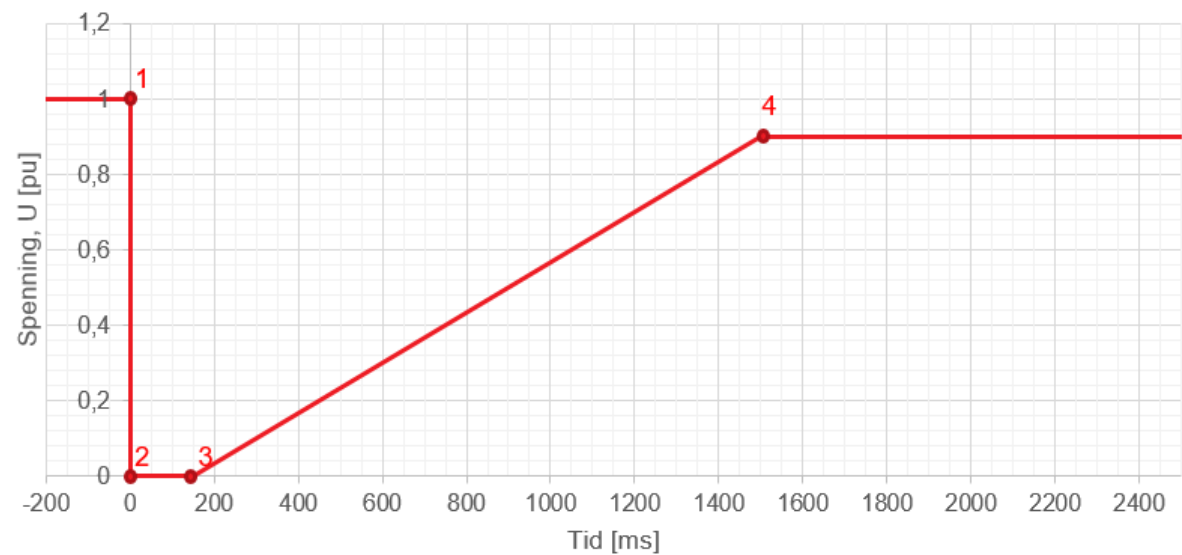
18.4.1 Fault Ride Through

18.4.1.1 Funksjonskrav

HVDC-systemer skal være transient stabile og opprettholde leveransen ved symmetriske feil som fører til spenningsforløp som ligger på eller over kravet, bestemt av spenningsprofilen fra Tabell 18-12 og illustrert i Figur 18-7. Spenningen er fase-fase-spenning referert tilknytningspunktet, U_{POC} . Driftsforholdene før og etter feil skal være iht. Tabell 18-13.

TABELL 18-12: KRAV TIL FAULT RIDE THROUGH FOR HVDC-SYSTEMER. TABELLEN DANNER SPENNINGSKURVEN I FIGUR 14-11

Punkt	Tid [s]		Spenning, U_{POC} [pu]	
1	t_{start}	0	$U_{før}$	1
2	t_{start}	0	U_{feil}	0
3	t_{feil}	0,15	U_{feil}	0
5	t_{slutt}	1,5	U_{etter}	0,9



FIGUR 18-7: KRAV TIL FAULT RIDE THROUGH HVDC-SYSTEMER. HVDC-SYSTEMET SKAL VÆRE TRANSIENT STABILT OG FORBLI TILKOBLET FOR ALLE SYMMETRISKE FEILFORLØP SOM GIR ET SPENNINGSFORLØP I TILKNYTNINGSPUNKTET OVER KURVEN.

TABELL 18-13: DRIFTSFORHOLD FØR OG ETTER SOM ER GJELDENE FOR OVERHOLDELSE AV FAULT RIDE THROUGH-KRAV

Driftsforhold	Forutsetning
Aktiv effekt før og etter feil	$P = P_{maks}$
Reaktiv effekt før feil	$Q = 0$ (referert tilknytningspunktet)
Kortslutningsstrøm/-ytelse, I_k / S_{SC} før og etter feil	$I_k = I_{k,min} / S_{SC} = S_{SC,min}$

18.4.2 Hurtig feilstrømbidrag

18.4.2.1 Funksjonskrav

HVDC-systemer skal kunne levere hurtig feilstrømbidrag dersom dette kreves av systemansvarlig. Feilstrømbidraget skal gis kontinuerlig når spenningsavviket er større enn en terskel, $\Delta U_1 > 0,1 \text{ pu}$. Forholdet mellom spenningsavviket fra terskelen og maksimalt feilstrømbidrag skal være innstillbart uttrykt ved en faktor, $K=2-8$. Dette er vist i Figur 18-8. Dersom ikke annet er bestemt av systemansvarlig skal $K=4$. Feilstrømbidraget ΔI_q avhenger av spenningsavviket og innstilt k-faktor som følger (innenfor HVDC-systemets evne til supplerende bidrag, hvor $\Delta I_{q,max}$ og $\Delta I_{q,min}$ vil kunne være begrensende):

$$\Delta I_q = -K \cdot \Delta U_2$$

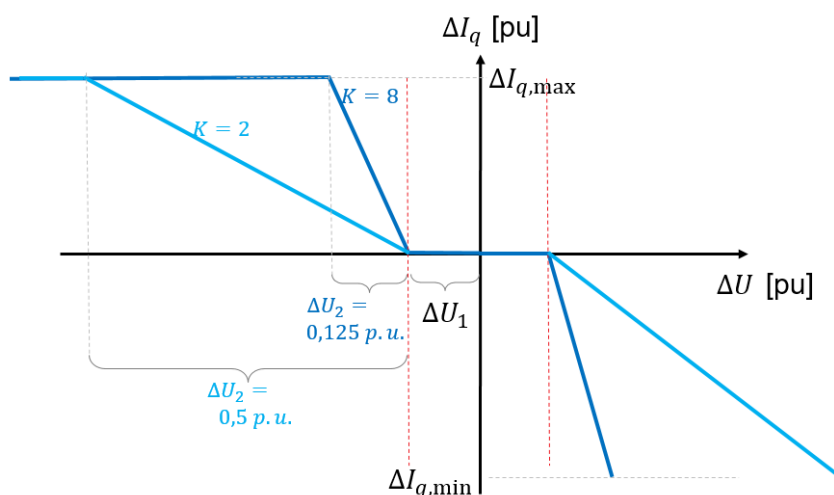
hvor

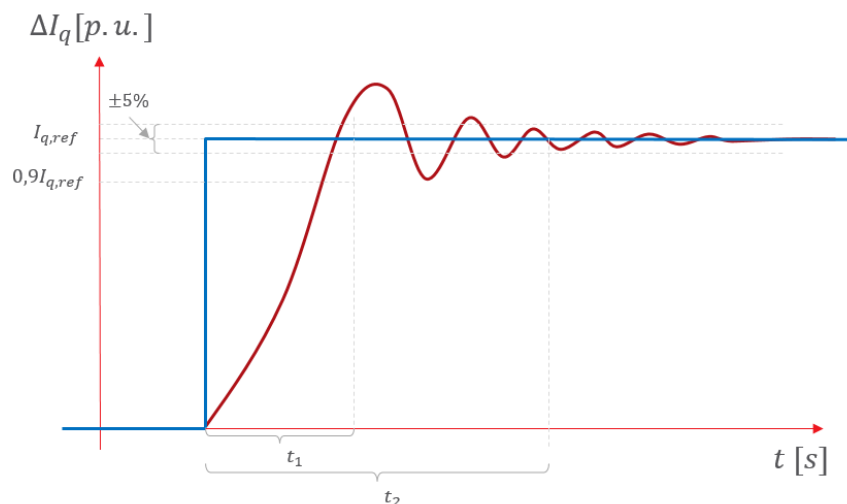
$$\Delta U_2 = \Delta U - \Delta U_1$$

Ved en stegvis endring i spenning skal 90% av maksimal reaktiv strøm være utregulert ila. $t_1 < 60 \text{ ms}$ og være stasjonært etter $t_2 < 150 \text{ ms}$, ref Figur 18-9.

Aktiv effekt, skal ikke nedreguleres unødvendig for å levere reaktiv feilstrøm.

Systemansvarlig kan også kreve at HVDC omformerstasjon kan levere asymmetrisk (1-fase eller 2-fase) feilstrøm.

FIGUR 18-8: FEILSTRØMBIDRAG ΔI_q SOM FUNKSJON AV SPENNINGSAVVIKET, ΔU .



FIGUR 18-9: UTREGULERINGSTID FOR FEILSTRØMBIDRAG.

18.4.2.2 Praktisering av funksjonskrav om hurtig feilstrømbidrag

Ved behovsvurdering av evne til å levere hurtig feilstrømbidrag, skal det foreligge tilstrekkelig informasjon som viser at dette er samfunnsmessig rasjonelt. Kapittel 2.1 oppsummerer de generelle prinsippene som ligger til grunn for systemansvarliges vurderinger. Spesielt for dette kravet, gjelder behov for feilstrømbidrag av hensyn til vernløsninger som gir tilfredsstillende selektivitet. Underlag kan bli etterspurt.

18.4.3 Gjenoppretting av effektflyt

18.4.3.1 Funksjonskrav

Effektflyten skal gjenopprettes i løpet av 2 sekunder etter et forbigående feilforløp som ikke fører til frakobling.

18.4.4 Svartstart

18.4.4.1 Funksjonskrav

Systemansvarlig kan kreve at HVDC-anlegget skal ha funksjonalitet for gjenoppretting og svartstart. Systemansvarlig vil da i samarbeid med tiltakshaver komme frem til spesifikasjoner for varighet av reservestrømforsyning, og hvor hurtig HVDC-anlegget skal kunne spenningssette egen samleskinne og være klar til å starte gjenoppbygning.

18.5 Kontrollanlegg

EU nettkode HVDC artikkel 51, 52 og 53 regulerer tilsvarende tema i EU.

TABELL 18-14: OVERSIKT OVER FUNKSJONSKRAV OM KONTROLLANLEGG FOR HVDC SYSTEMER. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Gyldighet	Behovsvurdering
Informasjonsutveksling	X Informasjonsutveksling kreves kun for anlegg med fos § 18 vedtak
Kommunikasjon	X
Fjernstyring	X Skal kunne fjernstyres, (X) hvilke innstillinger vurderes i hver enkelt sak.
Prioritet kontroll	X
Vern	X
Feilskriverutstyr	X

18.5.1 Informasjonsutveksling

18.5.1.1 Funksjonskrav

HVDC-systemer der systemansvarlig har fattet vedtak om utveksling av målinger og meldinger iht. fos § 18 skal ha mulighet for å overføre de målinger og meldinger til systemansvarlig som er nødvendig for å overvåke kraftsystemet.

Målingene for driftskontroll skal være utført etter retningslinjer angitt i kap. 6.2 og 6.5.

18.5.1.1.1 Praktisering

Hvilke punkter det skal overføres fra, og hvilke målinger og meldinger som overføres, fra besluttes og formidles i et fos § 18 vedtak. Systemansvarlig vurderer behovet i hver enkelt sak og fatter kun vedtak i de tilfeller hvor informasjon skal utveksles.

18.5.2 Kommunikasjon

18.5.2.1 Funksjonskrav

Det skal benyttes kommunikasjonsprotokoll i henhold til spesifikasjoner fra systemansvarlig. Det skal benyttes protokoll fra NEK (EN 60870-6-802), referanse [5], dersom ikke annet er spesifisert.

Informasjon skal kunne overføres med kryptering dersom systemansvarlig beslutter at dette er nødvendig. Kryptering kan også etterspørres av tiltakshaver.

Informasjon fra HVDC systemet til systemansvarlig skal ha en tilgjengelighet som er høy nok for å sikre tilfredsstillende levering- og driftssikkerhet.

18.5.3 Fjernstyring

18.5.3.1 Funksjonskrav

HVDC systemer skal kunne fjernstyres. Systemansvarlig kan behovsvurdere og spesifisere hvilke innstillinger som skal kunne fjernstyres i hver enkelt sak.

18.5.4 Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer

18.5.4.1.1 Funksjonskrav

HVDC-anleggets eier skal organisere sine vern og kontrollsystemer i henhold til følgende prioritering (fra høyest til lavest):

1. Vern av nettet og HVDC-systemet
2. Nøddetekt (dersom aktuelt)
3. Syntetisk inertia (dersom aktuelt)
4. Blokkering av frekvensregulering
5. Frekvensregulering
6. Effektbegrensning (curtailment), og;
7. Effektrampe

18.5.5 Vern

18.5.5.1 Funksjonskrav

For HVDC-systemer gjelder kravene til vern som stilles i "Nettanlegg" i AC-nettanlegget fra tilknytningspunktet frem til AC/DC-grensesnittet. Det stilles ikke spesifikke krav til vernsystemer internt i HVDC-systemet, utover at slike vernsystemer ikke skal begrense HVDC-systemet unødig eller hindre HVDC-systemet i å møte de øvrige kravene til HVDC-systemer gitt i dette kapitlet.

I tillegg stilles det spesifikke krav ved bruk av frekvens- eller over-/underspenningsvern. Se kapittel 18.5.5.1.1 og 18.5.5.1.2.

18.5.5.1.1 Funksjonskrav til Frekvensvern

Ved bruk av frekvensvern skal ikke anlegget kobles ut før det har nådd sine elektromekaniske begrensninger. Installering av frekvensvern skal koordineres med systemansvarlig og spesifiseres i hvert enkelt tilfelle.

18.5.5.1.2 Funksjonskrav til Overspenning-/underspenningsvern

HVDC-systemer skal ha funksjonalitet for automatisk frakobling ved PCC for spenninger over eller under grenseverdier. Underspenningsvern skal stilles inn med videst mulig grenseverdier, kun begrenset av HVDC-anleggets tekniske evne.

Det stilles ikke konkrete krav til grenseverdier, utover at kravene i avsnitt 18.1.1 skal overholdes.

18.5.6 Feilskriverutstyr i HVDC-systemer

18.5.6.1 Funksjonskrav

HVDC-omformerstasjoner skal ha feilskriverfunksjonalitet.

18.5.6.1.1 Praktisering av funksjonskrav for feilskriverutstyr tilknyttet HVDC systemer

Systemansvarlig skal vurdere og godkjenne feilskriverutstyrets funksjonalitet, herunder bl.a. plassering og startkriterier, for hvert enkelt anlegg. Systemansvarlig tar utgangspunkt i de kravene som stilles i kapittel 8 for feilskrivere tilknyttet HVDC-systemer. I tillegg gjelder det spesielt for HVDC-systemer at alle omformerstasjoner skal være utstyrt med feilskriverutstyr som registrerer følgende parametere:

1. Alle AC- og DC-spenninger
2. Alle AC- og DC-strømmer
3. Aktiv effekt
4. Reaktiv effekt
5. Frekvens

Systemansvarliges vurdering kan resultere i at feilskriverutstyrets innstillinger vil avvike noe fra de innstillingene som beskrives i kapittel 8. Det er derfor viktig at feilskriverutstyret avklares med systemansvarlig i god tid.

19 Kravetterlevelse HVDC-systemer

Tabell 19-1 spesifiserer prøver og simuleringer for verifisering av funksjonalitet i HVDC-systemer. Systemansvarlig kan kreve hvilke analyser og prøver som skal gjennomføres i tillegg til de som angis, dersom dette vurderes som nødvendig av hensyn til verifikasjon av funksjonalitet, eller for å undersøke andre forhold med betydning for driften.

Dersom driftsforhold begrenser muligheten til å gjennomføre en eller flere prøver, skal dette synliggjøres i rapporteringen av idriftsettelsesprøver. Systemansvarlig kan etterspørre at prøver gjøres på et nytt tidspunkt, dersom dette vurderes som nødvendig. Dette er beskrevet i retningslinjene for innrapportering av anleggsdata. I tillegg inngår deler av innrapporteringen av anleggsdata som en del av kravetterlevelsen. Dette inkluderer;

- Endelige tekniske data
- Vern- og releplaner
- Driftsdiagram som viser reaktiv ytelse inkl. innstilte begrensere

I tillegg til simuleringene og prøvene, stiller systemansvarlig krav til tilgjengeliggjøring av simuleringsmodeller:

- Simuleringsmodell skal gjenspeile anleggets egenskaper i både stasjonær og dynamisk tilstand. For HVDC-systemer vil systemansvarlig kreve elektromagnetiske transientmodeller (EMT-modeller) for dokumentasjon av dynamiske fenomener og stabilitet.
- Format og innhold spesifiseres av systemansvarlig.
- Konesjonær skal sørge for at EMT-modeller holdes oppdatert og tilgjengeliggjort for systemansvarlig under hele anleggets levetid.



Alle prøver skal dokumenteres med tilstrekkelig høy måleoppløsning og -nøyaktighet som gjenspeiler testens formål. Systemansvarlig kan kreve at analyse- eller prøverapporter oppdateres dersom resultatene ikke fremkommer tydelig for å kunne verifisere oppfyllelse av funksjonskrav. Systemansvarlig kan kreve at funksjonsprøver må gjennomføres på nytt eller suppleres dersom:

- 1) kvalitet på målingene ikke er tilfredsstillende
- 2) test ikke er gjennomført under de beskrevne forutsetninger og hvor avvik ikke er avklart med systemansvarlig, slik at testen ikke kan benyttes til verifisering av gjeldende funksjonskrav.

TABELL 19-1: PRØVER OG SIMULERINGER FOR VERIFISERING AV FUNKSJONALITET I HVDC-SYSTEMER

Simuleringer	Merknad
Fault Ride Through	Kan alternativt dokumenteres ved leverandørdokumentasjon
Frekvensreguleringsegenskaper	Kan alternativt dokumenteres ved leverandørdokumentasjon
Reaktiv regulering - spenningsprang	Kan alternativt dokumenteres ved leverandørdokumentasjon
Reaktiv ytelse	
Prøver	
Frekvensregulering	
Frekvensreguleringsegenskaper – Frekvenssteg	
Statikkregulering	
Dødbånd	
Spenningsregulering - Sprangrespons	
Dempetilsats – Impulstest med/uten POD	
Reaktiv ytelse	

19.1 Verifiserende simuleringer

EU nettkode HVDC artikkel 69 og 70 regulerer tilsvarende tema i EU.

19.1.1 Krav til analyse av Fault Ride Through

Det planlagte HVDC-systemets kritiske feilklareringstid (CCT – Critical Clearing Time) skal dokumenteres. Denne er definert ved den lengste feilklareringstiden som ikke resulterer i frakobling fra nettet, når en feilhendelse fører til en restspenning i tilknytningspunktet U_{feil} . Den kritiske feilklareringstiden skal være lengre enn t_{feil} ref. kravene i kapittel 18.4.1.

Alternativt til prøvene i dette kapitlet kan det vises til leverandørdokumentasjon som viser at hver HVDC omformerstasjon oppfyller kravene til FRT.

TABELL 19-2: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA SIMULERINGER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR FAULT RIDE THROUGH TIL HVDC-SYSTEMER

Krav til analyse	Dokumentere at det planlagte HVDC-systemet er planlagt og dimensjonert for å overholde kravet til Fault Ride Through. Simulering av den planlagte HVDC omformerstasjonens tilhørende nett og påtrykke en kortslutning i tilknytningspunktet.
Forutsetninger	Aktiv effekt før feil, $P = P_{maks}$ Reaktiv effekt før feil, $Q_{PCC} = 0$ $U_{POC} = 1 \text{ p.u.}$ Nettmodell – samme før og etter feil - To alternativer; Benytte nettmodell – modellen skal representere lettlast, dvs. minimal kortslutningsytelse

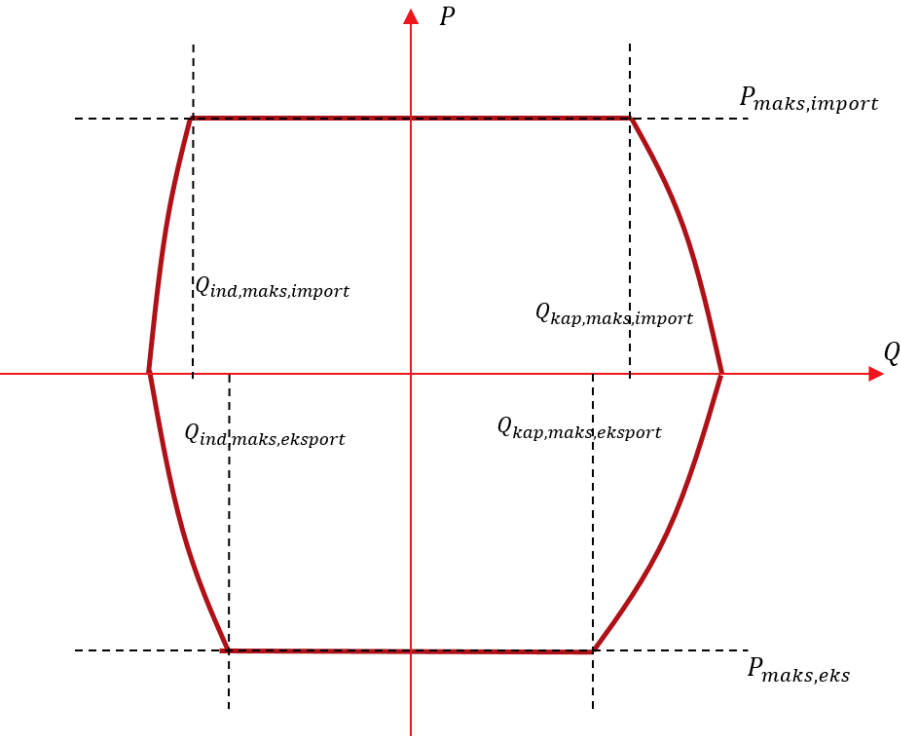
	Thevenin ekvivalent – modellerer nettet etter minimal kortslutningsytelse med spenningskilde $U_{th} = 1 \text{ p.u.}$ og $Z_{th} = \frac{U_{th}}{I_k}$ eller $Z_{th} = \frac{ U_{th} ^2}{S_n^*}$. Modellering av feil; metallisk kortslutning i POC ($Z_{feil} = 0 \text{ p.u.}$) i POC, med $U_{POC} = 0 \text{ p.u.}$ i en gitt tid, t_{feil} [ms]
Resultat	Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid, $t_{feil} = 150 \text{ ms}$; - Tidsforløp av; - Spenningen i tilknytningspunktet U_{POC} - Aktiv effekt, P - Reaktiv effekt, Q - Dersom kortslutningsytelsen i POC er for lav til at HVDC omformerstasjon kan holde inne ved t_{feil} og pga. lav spenningsprofil etter feilklarering, skal det undersøkes hvilken kortslutningsytelse som skal til for at spenningen skal ligge over krav-spenningsprofilen, og HVDC-systemets kravetterlevelse sjekkes ved denne kortslutningsytelsen. Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid lik kritisk feilklareringstid, $t_{feil} = t_{CCT}$; - Tidsforløp av; - Spenningen i tilknytningspunktet U_{POC} - Aktiv effekt, P - Reaktiv effekt, Q Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid, $t_{feil} = t_{CCT} + 10 \text{ ms}$ (dette for å vise ustabilitet); - Tidsforløp av; - Spenningen i tilknytningspunktet U_{POC} - Aktiv effekt, P - Reaktiv effekt, Q For alle resultater skal aksene tydelig benevnes og merkes med verdier. Eventuell egen analyserapport vedlegges.

19.1.2 Krav til analyse av reaktiv ytelse

TABELL 19-3: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA ANALYSE FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR REAKTIV YTELSE TIL HVDC-SYSTEMER

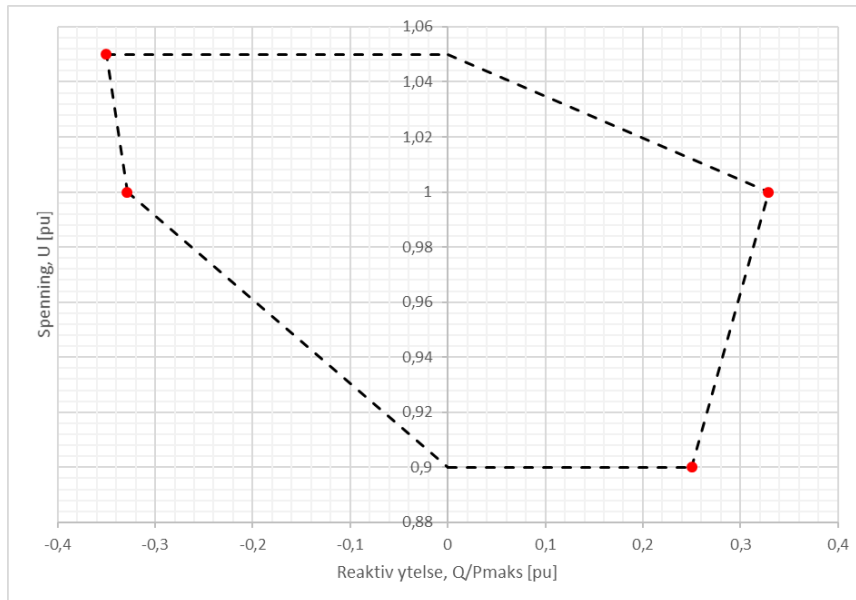
Krav	Dokumentere at det planlagte HVDC-systemet er dimensjonert for å levere reaktiv ytelse iht. kravene i 18.3.
Forutsetninger	Endelig teknisk løsning ligger til grunn for beregningen. For $U - Q/P_{maks}$ -diagrammet; Aktivt effektsettpunkt henholdsvis ved $P = P_{maks,import}$ og $P_{maks,eksport}$ ved dokumentasjon av driftsdiagrammets øvre og nedre halvdel.
Resultater	1. HVDC omformerstasjon driftsdiagram. PQ-diagram a. Reaktiv ytelse ved $P = [P_{maks,import}, P_{maks,eksport}]$ 2. Reaktivytelse ved $P_{maks,import}$ og $P_{maks,eksport}$ ved tre spenningsnivåer; a. $U_{POC} = 1,05\ pu$ (maks induktiv ytelse) b. $U_{POC} = 1,00\ pu$ (maks induktiv og kapasitiv ytelse) c. $U_{POC} = 0,90\ pu$ (maks kapasitiv ytelse)

Analysene skal dokumentere at HVDC-systemet kan levere reaktiv effekt iht. kravene i kapittel 18.3 uten å overskride nominelle verdier for strøm og spenning. Den reaktive ytelsen dokumenteres ved driftsdiagrammet i PCC, illustrert i Figur 19-1.



FIGUR 19-1: DRIFTSDIAGRAM FOR ET HVDC-SYSTEM REFERERT PCC.

I tillegg skal det beregnes hvilke reaktive ytelser HVDC-systemet kan levere ved varierende spenning, illustrert i $U - Q/P_{maks}$ -profilen, både ved $P_{maks,import}$ og $P_{maks,eksport}$. Dette for å kartlegge reaktive reserver i de driftsituasjonene hvor den reaktive reserven er av størst betydning.



FIGUR 19-2: REAKTIV YTELSE FOR ET HVDC-SYSTEM VED VARIERENDE SPENNING, I $U - Q/P_{maks}$ -PROFIL. RØDE PUNKTER ANGIR VERDIENE SOM SKAL DOKUMENTERES.

19.2 Verifiserende prøver

19.2.1 Krav til tester av regulator

Det skal gjennomføres prøver som skal vise at HVDC-systemet er bygget etter og oppfyller kravene til regulering av aktiv effekt, frekvens og spenning. Kravene refererer til kapitlene 18.2 og 18.3. Riktige reguleringssegenskaper betinger riktig innstilling av regulator, og det forutsettes at parameterne som ligger til grunn ved analyser er representative for endelig teknisk løsning.

Generelt for alle prøvene kan det være driftsbegrensninger i nettet som hindrer utførelsen av prøver, for eksempel maksimal produksjon av reaktiv effekt. Slike forhold vil være synlig ved gjennomføring og i koordinering med netteier(e). Dersom driftsforhold begrenser muligheten til å gjennomføre en eller flere prøver, skal dette synliggjøres i rapporteringen av idriftsettelsesprøver. Systemansvarlig kan etterspørre at prøver gjøres på et nytt tidspunkt, dersom dette vurderes som nødvendig. Dette er beskrevet i retningslinjene for energilovforskriften § 6-1.

Prøvene omfatter:

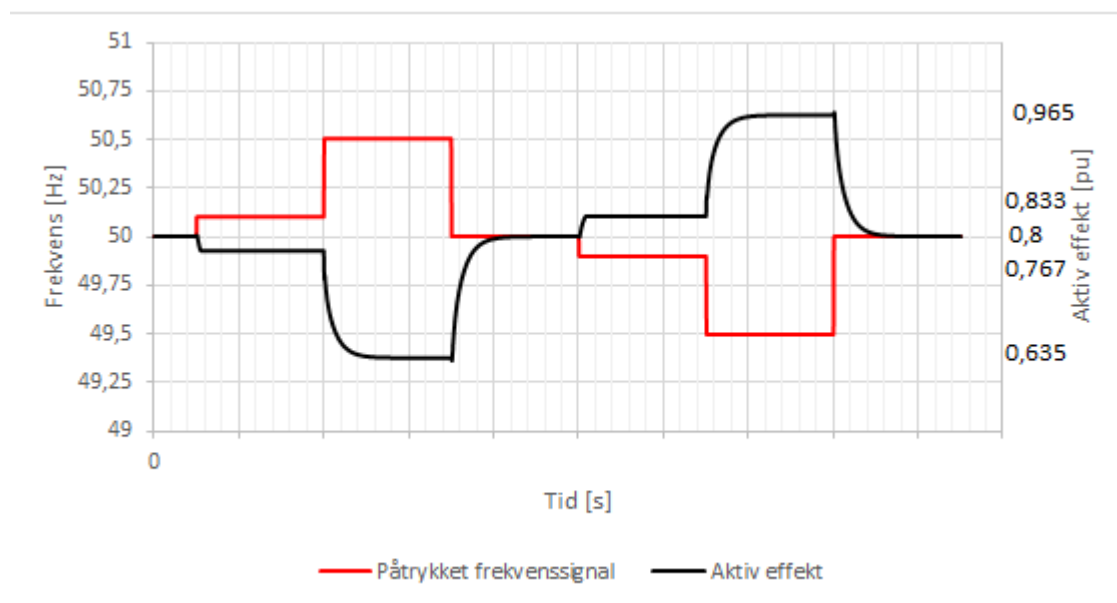
- Dokumentasjon av frekvensreguleringsrespons, og eventuell deteksjon av separatdrift. Prøvene bekreftes av stasjonære respons på påtrykkede signaler
- Dokumentasjon av spenningsreguleringsrespons
- Dokumentasjon av dempetilsats
- Dokumentasjon av reaktiv ytelse

Alternativt til simuleringer, kan leverandørdokumentasjon leveres.

Under angis detaljer for prøvene, inkludert forutsetninger og resultater.

19.2.1.1 Statikkregulering

Ved å påtrykke et fiktivt frekvenssignal til parkregulatoren (ekstern eksitasjon) skal frekvensregulerings stasjonære aktive effektbidrag dokumenteres. Dette er illustrert i Figur 19-3.



FIGUR 19-3: ILLUSTRASJON AV PRØVE FOR AKTIV EFFEKTRESPONS (SORT) VED PÅTRYKKET FREKVENSSTEG (RØD)

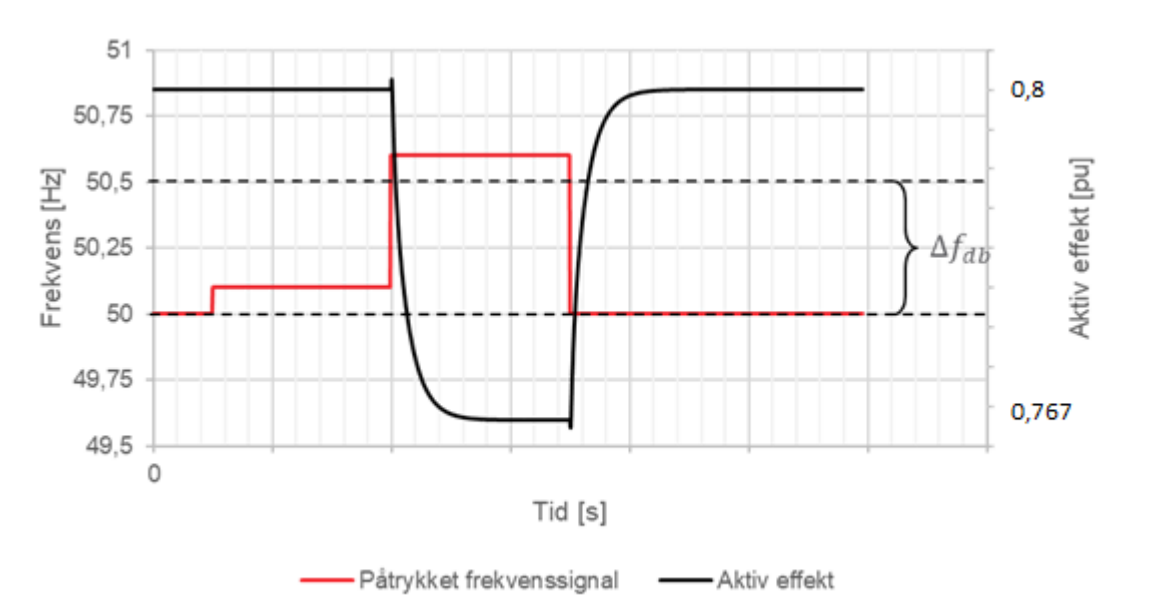
TABELL 19-4: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR STATIKKREGULERING FOR HVDC-SYSTEMER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: STATIKKREGULERING	
KRAV TIL TEST	Dokumentere HVDC-systemets respons og stasjonære bidrag i frekvensregulering.
FORUTSETNINGER	Aktiv effektsettpunkt, P_{sett} mellom P_{min} og $0,8 \cdot P_{maks}$ Margin mot $P_{maks,momentan} > 0,2 \cdot P_{maks}$ Statikk, $b_p = 6 \%$ Frekvenssteg: 50 Hz $\rightarrow$ 50,1 Hz $\rightarrow$ 50,50 Hz $\rightarrow$ 50 Hz $\rightarrow$ 49,9 Hz $\rightarrow$ 49,50 Hz $\rightarrow$ 50 Hz Dødbånd: $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$
DOKUMENTASJON	<u>Data:</u> Blokkdiagram for regulator Regulatorparametere som benyttes ved testene <u>Grafer:</u> Tidsserie av aktiv effekt og påtrykkede frekvenssteg. Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier.

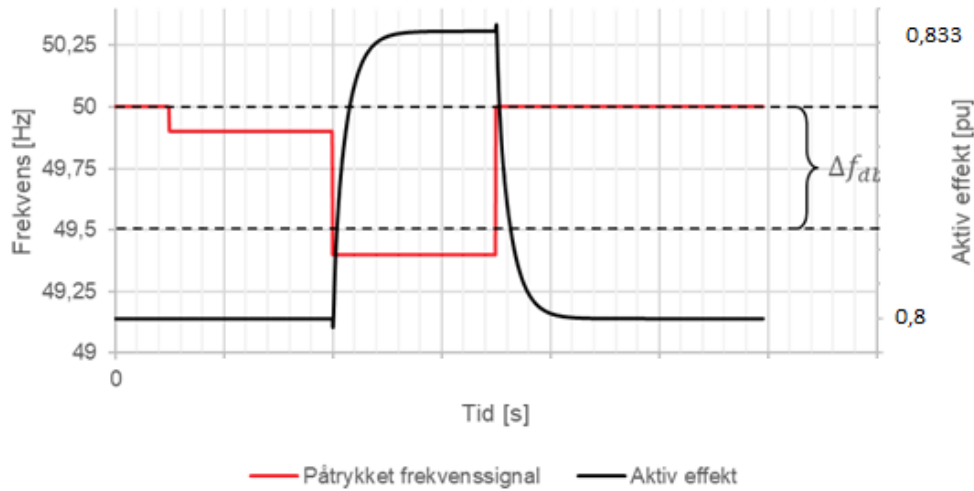
19.2.1.2 Dødbånd

Frekvenssteg i frekvensregulering skal alltid gjennomføres for å dokumentere stegresponsen.

Ved å påtrykke et fiktivt frekvenssignal til regulatoren skal det dokumenteres at frekvensreguleringen er aktiv utenfor dødbåndets grenseverdi. Dette er illustrert i figur 19-4, og Figur 19-5.



FIGUR 19-4 ILLUSTRASJON AV PRØVE FOR AKTIV EFFEKTRESPONS (SORT) VED PÅTRYKKET FREKVENNSTEG(RØD) MED AKTIVE DØDBÅND (SORT STIPLET LINJE).



FIGUR 19-5 ILLUSTRASJON AV PRØVE FOR AKTIV EFFEKTPRESPONS (SORT) VED PÅTRYKKET FREKVENNSTEG (RØD) MED AKTIVE DØDBÅND (SORT STIPLET LINJE)

TABELL 19-5: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR STATIKKREGULERING MED AKTIVE DØDBÅND FOR HVDC-SYSTEMER

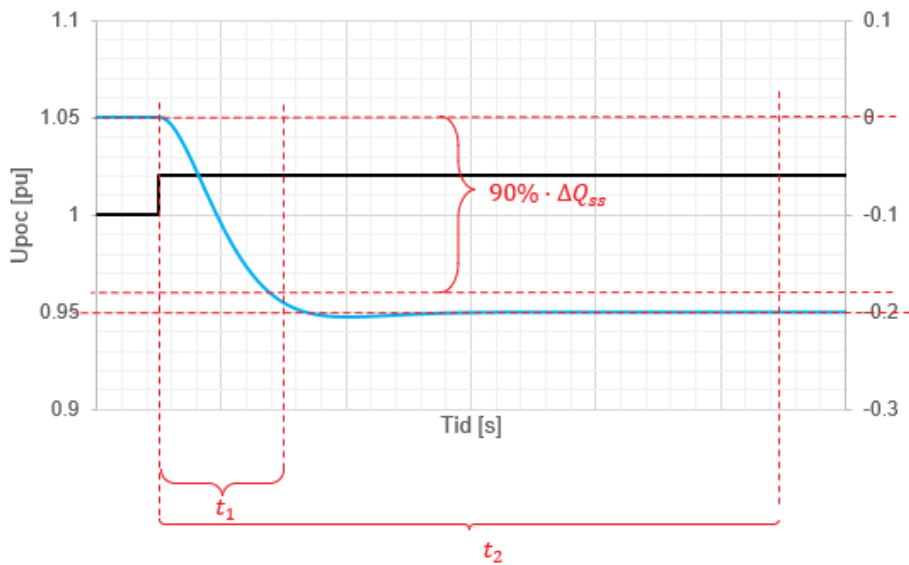
GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: DØDBÅND	
KRAV TIL TEST	Dokumentere regulatorens dødbåndfunksjon.
FORUTSETNINGER	Aktiv effektsettpunkt, P_{sett} mellom P_{min} og $0,8 \cdot P_{maks}$ Margin mot $P_{maks, momentan} > 0,2 \cdot P_{maks}$ Statikk, $b_p = 6 \%$ Frekvenssteg: 50 Hz $\rightarrow$ 50,1 Hz $\rightarrow$ 50,60 Hz $\rightarrow$ 50 Hz 50 Hz $\rightarrow$ 49,9 Hz $\rightarrow$ 49,40 Hz $\rightarrow$ 50 Hz Dødbånd: $\Delta f_{db} = 0,5 \text{ Hz}$
DOKUMENTASJON	Data: Blokkdiagram for regulator Regulatorparametere som benyttes ved testene Grafer: Tidsserie av aktiv effekt og påtrykkede frekvenssteg. Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier.

19.2.1.3 Spenningsregulering

TABELL 19-6: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR SPENNINGSREGULERING FOR HVDC-SYSTEMER

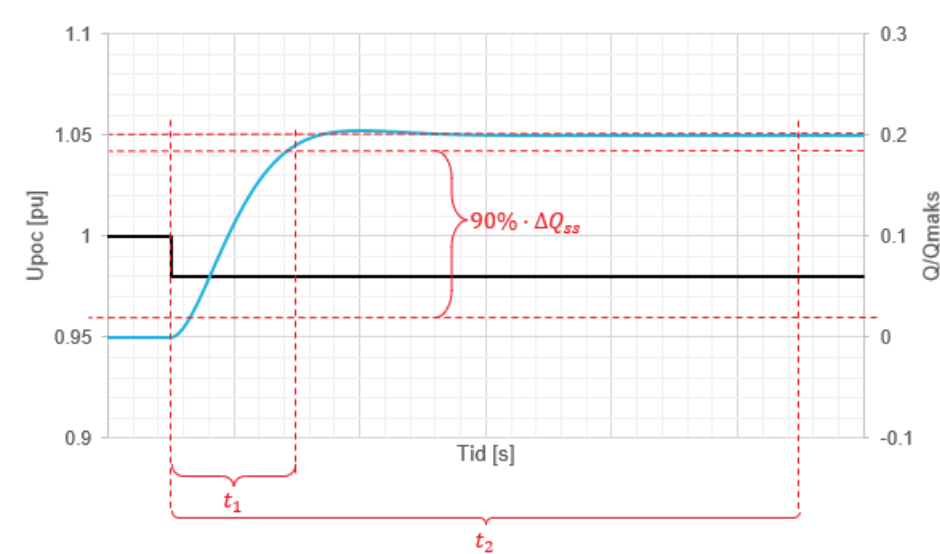
Spenningsregulering - Spenningsprangprøver	
Krav til prøve	Det skal dokumenteres at responsen til regulatoren og HVDC-systemet er i henhold til krav i kapittel 18.3.4.
Forutsetninger	Sprangrespons – Referansespenning, U_R , endres i et sprang med $\pm 2\%$ Aktiv effektsettpunkt; én verdi i intervallet $P_{ref} = [P_{min}, P_{maks}]$ Spenningsstatikk: $X_C = 6\%$
Resultat	Tidsserier og kurver som viser: • Spenningsreferanse, U_R • Reaktiv effekt, Q • Spenning i PCC, U_{PCC} Rapporten skal oppgi hvilken spenningsstatikk som er benyttet i prøvene. For alle resultater skal aksene tydelig benevnes og merkes med verdier.

Prøvene skal dokumentere responsen til HVDC-systemet i tidsplanet. Responsen er gitt av klemmespenningens (U_T) tidsforløp ved stegvis endring i spenningsreferanse (U_R) på 2 %, illustrert i Figur 19.6.



FIGUR 19-6 ILLUSTRASJON AV PRØVER FOR DIKUMENTASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGSREFERANSESTEG I POSITIV RETNING FOR HVDC-SYSTEM

FIGUR 19-6: ILLUSTRASJON AV PRØVER FOR DOKUMENTASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGSREFERANSESTEG I POSITIV RETNING FOR HVDC-SYSTEM



FIGUR 19-7: ILLUSTRASJON AV PRØVER FOR DOKUMENTASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGSREFERANSESTEG I NEGATIV RETNING FOR HVDC-SYSTEM.

TABELL 19-7: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR IMPULSRESPONS TIL HVDC-SYSTEMER

Impulsrespons – Med og uten dempetilsats (POD)	
Krav til prøve	Dersom det er kravstilt dempetilsats (POD) for HVDC-systemet, skal damping av pendlinger dokumenteres for å vise at dempetilsatsen virker etter hensikt.
Forutsetninger	Spenningsreguleringsmodus Impulsrespons – Referansespenning, U_R , endres med +2% av nominell spenning, U_n , i 200 ms. Gjennomføres med og uten aktiv dempetilsats.
Resultat	Tidsserier og kurver som viser: • Spenningsreferanse, U_R • Reaktiv effekt, Q • Spenning i PCC, U_{PCC} • Aktiv effekt, P For alle resultater skal aksene tydelig benevnes og merkes med verdier.

19.2.2 Krav til test av reaktiv ytelse

TABELL 19-8: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR REAKTIV YTELSE TIL HVDC-SYSTEMER

Krav til prøve	Dokumentere at HVDC-systemet kan levere reaktiv ytelse iht. kravene i 18.3.1. Prøven skal dokumentere reaktiv ytelse ved $P_{maks,eksport}$ og $P_{maks,import}$ ved å regulere reaktiv forbruk til $Q_{ind,maks}$ og reaktiv produksjon til $Q_{kap,maks}$.
Forutsetninger	MVAR-regulering Aktiv effekt varierer i området $P = [P_{maks,eksport}, P_{maks,import}]$
Resultater	Dokumentasjon som viser tidsserier og kurver av; 1. Spenning i PCC, U_{PCC}. 2. Aktiv effekt i PCC, P 3. Reaktiv effekt i PCC, Q Dokumentasjon som viser aktiv effekt vs. reaktiv effekt (Målepunkter fra gjennomføringen av testen skal vises i driftsdiagrammet) Verdi for maksimalt reaktiv forbruk til $Q_{ind,maks}$ og maksimal reaktiv produksjon til $Q_{kap,maks}$ ved P_{maks}. Dersom spenningen i nettet avviker vesentlig fra $U = U_n$ ved gjennomføring av prøver kan dette påvirke resultatene. Resultatene skal da sees i sammenheng med analysene av reaktiv ytelse ved varierende spenning fra analysene beskrevet i kapittel 19.1.2

20 Referanser

Bibliografi / Referanser

- [1] The European Commission, «Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity,» 2009.
- [2] Official Journal of the European Union, «Network code on requirements for grid connection of generators - RfG,» 14 April 2016.
- [3] International Electrotechnical Commission, IEC 62271-100 Alternating current circuit-breakers.
- [4] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK IEC 60076-7 Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers.
- [5] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK EN 60870-6-802 Telekontroll utstyr og systemer - Del 6-802: Telekontroll protokoller kompatible med ISO standarder og ITU-T anbefalinger - TASE2. Objektmodeller.
- [6] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK IEC 60688 Electrical measuring transducers for converting AC and DC electrical quantities to analogue or digital signals, 2021.
- [7] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK IEC 61869-1 Måletransformatorer - Del 1: Generelle krav.
- [8] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK IEC 61869-3 Instrument transformers - Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers, 2011.
- [9] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK IEC 61869-5 Instrument transformers - Part 5: Additional requirements for capacitor voltage transformers, 2011.
- [10] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK EN 61869-2 Måletransformatorer - Del 2: Tilleggskrav til strømtransformatorer.
- [11] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK EN 60255-151 Measuring relays and protection equipment -- Part 151: Functional requirements for over/under current protection.
- [12] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK EN 50549-1 Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 1: Connection to a LV distribution network - Generating plants up to and including Type B.
- [13] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK EN 50549-2 Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 2: Connection to a MV distribution network - Generating plants up to and including Type B.

- [14] IEEE, «IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies - IEEE Std 421.5™-2016,» IEEE, 2016.
- [15] Olje- og energidepartementet, «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet,» [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>.
- [16] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK CLC/TR 60034-16-2 Rotating electrical machines - Part 16: Excitation systems for synchronous machines - Chapter 2: Models for power system studies.
- [17] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK EN 61362 Spesifikasjonsveiledning for styringssystemer til vannturbiner.
- [18] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK CLC/TR 60034-16-3 Rotating electrical machines Part 16-3: Excitation systems for synchronous machines - Dynamic performance.
- [19] J. Machowski, J. W. Bialek og J. R. Bumby, Power System Dynamics: Stability and Control, Wiley & Sons, Ltd., 2008.
- [20] H. Brekke, Regulering av hydrauliske strømningsmaskiner, 2003.
- [21] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK IEC TR 61000-3-6 Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems.
- [22] Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet, REN Tilknytnings- og nettleieavtale for innmatingskunder i distribusjonsnett. Vedlegg 3 - Tekniske funksjonskrav.
- [23] International Electrotechnical Commission, IEC 62271-102 Alternating-current disconnectors and earthing switches.
- [24] International Electrotechnical Commission, IEC 72271-108 High-voltage alternating current disconnectioning circuit-breakers for rated voltages of 72,5 kV and above.
- [25] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK IEC 60076-5 Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit.

21 Vedlegg

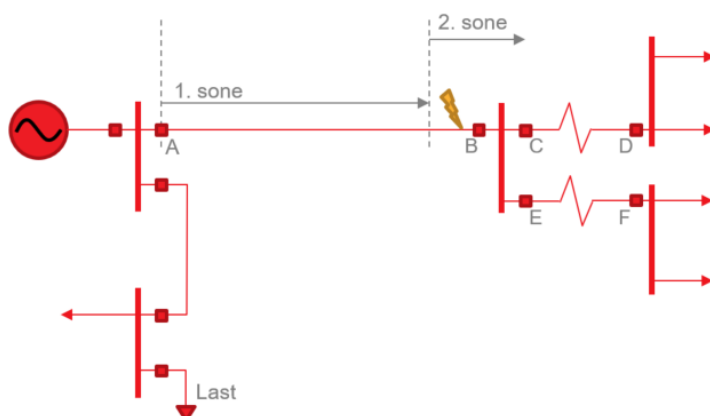
21.1 Koordinering av Fault Ride Through-egenskaper og vernløsninger

Følgende vedlegg beskriver systemansvarliges praksis og hensikt med funksjonskrav knyttet til feilklareringstider og produksjonsanleggs evne til å holde inne ved forbigående feil – Fault Ride Through. Dette for å synliggjøre samspillet mellom funksjonaliteten som kravstilles for vern, kapitlene 7.2.5 og 7.3.3, og til robusthet for produksjonsanlegg, kapitlene 12.6.1 og 14.6.1.

Funksjonskravene til Fault Ride Through for produksjonsanlegg er utformet med hensikt å sikre robusthet mot kortslutninger med uforsinket feilklarering, det vil si frakobling innen 100 ms. I nett med vernsystemer der normal feilklarering kan være tidsforsinket, for eksempel 2. sone-ledningsfeil, vil produksjonsanlegg kunne falle ut, men avhenge av restspenningen. Restspenningen avhenger av impedansen i nettet fram til kortslutning/ feilsted. I slike tilfeller kan systemansvarlig kravstille utvidede vernløsninger, dersom produksjonsanlegget vurderes av netteier å være av særlig betydning for forsyningen eller driften av systemet. Dette basert på prinsippene fra kapittel 2.1. Utvidede vernløsninger er vurdert av systemansvarlig som den mest kostnadseffektive løsningen.

Problemstillingen er illustrert i figur 21-1, hvor et produksjonsanlegg ligger på en radial med forbruk. Kortslutning på radialen i vernets 2. sone sett fra bryter A, gir feilklarering på typisk 400 ms. Dersom det blir identifisert behov for å sikre høyere robusthet av hensyn til forsyning til nettområdet, vil dette medføre behov for utvidet vernløsning i nettet, for å sikre at produksjonsanlegg ikke faller ut. Dette kan eksempelvis være distansevern med vernsamband som gir uforsinket feilklarering i både bryter A og B. Avhengig av impedansene i nettet kan utvidet vernløsning for ledning mellom bryter C og D, og E og F også være aktuelt/nødvendig.

Tilsvarende kan også kortslutning på samleskinne i stasjonen etter bryter B, eventuelt også etter bryter D eller F, medføre behov for utvidet vernløsning. Utvidet vernløsning vil her normalt bety bruk av differensialmålede samleskinnevern.



FIGUR 21-1: ILLUSTRASJON AV NETTOMRÅDE HVOR ROBUSTHET MOT FEIL PÅ EN RADIELL LINJE ER AV VIKTIGHET FOR FORSYNING AV ET NETTOMRÅDE.

Typiske situasjoner hvor problemstillingen kan være aktuell, vil gjelde for spolejordede eller isolerte nett;

- Ved tilknytning av nye produksjonsanlegg i spolejordede eller isolerte nett som berører andre konsesjonærer
- Ved utskiftning av vernsystemer i nettanlegg
- Driftserfaring med uønsket utfall av produksjonsenheter som vurderes å være viktige for nettet

Systemansvarliges hjemmel til å stille krav benyttes i tilfeller der det er behov for å koordinere flere berørte konsesjonærer. Systemansvarlig legger til grunn at netteiere på eget grunnlag har egeninteresse og ansvar for å sikre tilfredsstillende selektivitet, herunder opprettholdt forsyning fra produksjonsanlegg, i eget nett.

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

E-post: firmapost@statnett.no

www.statnett.no

