

NVF 2020

Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet

Gjeldende fra 01.07.2020



Produksjon



Nett



Forbruk



HVDC

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. Bakgrunnsinformasjon og anbefalinger er tatt ut i et eget bakgrunnsdokument, som støtte og supplement til veilederen. Bakgrunnsdokumentet omfattes ikke av samme godkjenningsrutiner som retningslinjene og funksjonskravene.

Veilederen vil erstatte FIKS 2012. Nedenfor beskrives omfanget av krav som er endret fra FIKS 2012, og hva som er samordnet med tilknytningsforordninger innenfor dagens hjemmelsgrunnlag.

Nettanlegg:

Krav til kabelanlegg er i liten grad endret i NVF i forhold til FIKS 2012. Krav til kontrollanlegg, herunder fjernstyring og hjelpeanlegg, er oppdatert, uten at krav er blitt mer omfattende eller strengere. Kravene til effektbrytere er tydeliggjort med hensyn på systemjording og anleggsdelen de forsyner. I NVF er det lagt til et nytt delkapittel om stasjoner og tilhørende koblingsanlegg, der krav til fleksibilitet og redundans er søkt tydeliggjort i forhold til evne til å overføre kraft ved intakt nett, ved revisjoner og ved feilsituasjoner. Det er også gjort rede for hvilke tilfeller der krav til fleksibilitet eventuelt kan behøvsprøves, også i forhold til når T-avgrening kan vurderes. Krav til komponenter, som effektbryter og transformator, er tydeliggjort med hensyn til ulik systemjording. Dokumentasjonskrav og hva som legges til grunn ved behøvsprøving av deltavikling og nøytralt punkt til transformator er beskrevet. Praktisering og krav til jordstrømkompensering er også tydeliggjort bl.a. i forhold til dokumentasjon.

Produksjonsanlegg:

Det er innholdsmessig endringer i NVF sammenlignet med FIKS 2012. At kravene er koordinerte mot Connection Network Codes, innebærer at det er noen flere krav enn i FIKS 2012, som systemansvarlig oppfatter å ligge innenfor hjemmelen av dagens fos § 14. Tidligere gjennomgang av nevnte forordninger har gitt innsikt i flere tekniske forhold som har ført til tilpasninger av dagens veiledende krav. I tillegg har erfaringer fra systemutvikling, systemdrift og praktisering av FIKS 2012 vært drivere for endringer. Oppsummert;

- Krav til resetfunksjonalitet i spenningsregulatorer er lagt til for å bedre koordinering av settpunkter.
 - De økonomiske konsekvensene er vurdert som beskjedne for aktører, all tid funksjonen er software i spenningsregulatorer og allerede tilgjengelig i regulatorer på markedet. Nytteverdien av funksjonaliteten gjør seg gjeldende som minskede tap grunnet bedre kontroll på reaktiv flyt.
- Krav til Fault Ride Through er lettet på. Praksisen ble endret på allerede i 2018.
- Krav til separatdriftsegenskaper er nyansert og forbedret i tråd med bransjens tilbakemeldinger. I tillegg er det lagt inn mulighet til å tilpasse funksjonalitet til lokale behov.
 - Behøvsvurdering vil øke den samfunnsøkonomiske effektiviteten, sammenlignet med et generelt krav, og vil være kostnadsbesparende for aktørene i de tilfellene hvor behøvsvurdering kommer til anvendelse.
- Krav til frekvensvern er endret, med hensikt å redusere omfanget av nødvendige frakoblinger, dvs. – kravene angir at frekvensvern skal stilles inn bredere enn hva som er

angitt i FIKS 2012. Undersøkelser indikerer at frekvensområdene i FIKS 2012 på et tidspunkt har blitt feiltolket, hvilket har ført til uhensiktsmessig bruk av frekvensvern.

- Kravene er utformet for å utnytte iboende egenskaper i produksjonsanlegg, og det vurderes derfor som ikke kostnadsdrivende for aktørene.
- Kravene til reaktiv effekt åpner for behovsvurdering. Dette for å tilrettelegge for samfunnsøkonomisk gunstige effektoppgraderinger, men begrenset til tiltak hvor produksjonsanleggets ytelse ikke kan endres innenfor tiltakets omfang og lokale forhold tillater det.
 - Endringen vil muliggjøre gevinstrealisering for aktører, i de tilfellene hvor lokale forhold tillater dette.
- Krav til respons ved eksterne feil skal sørge for at produksjonsanlegg hurtig er klar til innfasing etter feil med tap av forsyning, og ikke går til stopp.
 - Bransjen har gitt innspill om at dette vil komplisere vern- og releplan. Systemansvarlig har konkrete erfaringer hvor større nettområder blir mørklagt unødige lenge, grunnet produksjonsanlegg som går til stopp. Stoppforløp kan dessuten kreve personell i kraftstasjon, hvilket ytterligere forlenger tiden. Sett i sammenheng med at et økende antall stasjoner er ubemannede, ser systemansvarlig det som nødvendig å sikre at produksjonsanlegg er raskt tilgjengelige etter feil.
- Krav til deteksjon av separatdrift inkluderes som en konsekvens av avvikling av grunnleveranse og utvikling av nordisk frekvenskvalitet (FCP-prosjektene). Dette ble utarbeidet med egen referansegruppe og publisert 29.11.2018.
- Øvrige krav som er kommet inn fra Network Codes (LFSM-O og -U, ROCOF-tålegrenser, STATCOM-drift av kraftparker, og feilstrømbidrag) ble vurdert av systemansvarlig i vår gjennomgang til tilknytningsforordningene for NVE 2017, med konklusjon om at kravene var rasjonelle.

HVDC-anlegg:

Omfanget til krav til HVDC-anlegg er utvidet mye i NVF, sammenlignet med FIKS 2012. En sterk driver for dette er at det er flere aktører som har, eller planlegger å bygge, HVDC-anlegg, enn da FIKS 2012 ble utarbeidet. Dette gir behov for å synliggjøre praksis og få kontroll på funksjonaliteten i slike anlegg. Kravene koordineres med krav som stilles i tilknytningsforordningene, avgrenset til de tekniske funksjonskravene. Kravene til HVDC i NVF er en formalisering av etablert praksis, samt koordinert iht. anbefalingene fra vår gjennomgang av tilknytningsforordningene for NVE 2017. Systemansvarlig er enig i de punktene som bransjen i dette arbeidet pekte på som utførende, og har derfor tatt det til etterretning. Av de delene av NVF som koordineres mot tilknytningsforordningene, omfatter dette feilstrømbidrag, hvilket gjøres behovsvurdert sak for sak, og utveksling av reaktiv effekt som tydeliggjøres. Et punkt som referansegruppen pekte på som kostnadsdrivende, og hvor systemansvarlig ikke tok innspillet til etterretning i anbefalingene, er frekvensområdene fra kravene i tilknytningsforordningene. Dette er tatt inn i NVF.

Forbruksanlegg:

I NVF er det tatt inn overordnede krav til frekvens og spenning fra EU forordning om forbruk (DCC), og behovsprøving av krav til reaktiv effektutveksling innenfor rammene gitt av forordningen. Kravene gjelder for tilknytning av forbruk til regional- og transmisjonsnettet. Behovsprøvd krav om leveranse av reaktiv effekt fra forbruksanlegg vil kunne gi økte kostnader for de forbruksanlegg som eventuelt får krav til dette.

Vern:

Kapitler om vern har blitt oppdatert strukturelt. Hovedinndeling er ved spenningsnivå ≥ 110 kV og < 110 kV. 110 og 132 kV nett får samme krav til vernløsning. For lavohmig eller direktejordet 110 og 132 kV-nett vil NVF gi strengere krav med hensyn til uforsinket klarering av feil på kraftledninger (krav om vernsamband) enn FIKS 2012. Dette kan gi noen økte kostnader for anlegg i denne type nett.

Nytt er det også at NVF gir praktisering for funksjonskrav til anlegg i nett der konsesjonær har besluttet at systemjording skal bli lavohmig eller direktejordet i fremtiden.—Dette kan gi ekstra kostnader, også for vernsystem. Samtidig gir det konsesjonær et større handlingsrom ved at aktuelle løsninger beskrives. Det vil kunne gi bedre forutsigbarhet i tilfelle det velges å gjøre om systemjording fra kompensert til lavohmig eller direktejordet. Det er konsesjonær som bestemmer systemjording, også om denne i fremtiden skal endres. NVF angir hvordan funksjonskrav vil bli praktisert i forhold til en slik eventuell overgang til lavohmig eller direktejording, og gir ikke føringer for valg av systemjording.

Måleutstyr:

For krav til feilskriverutstyr og pendlingsregistrator har det i hovedsak blitt foretatt mindre endringer sammenlignet med FIKS 2012, primært for å ta høyde for utvikling i teknologi og de tekniske spesifikasjoner som forventes å finnes i moderne utstyr. Tidligere ble det stilt krav om feilskrivere i alle stasjoner ≥ 220 kV, samt et utvalg av 132 kV-stasjoner. Nå er kravet skjerpet til å omfatte alle stasjoner med nominell systemspenning ≥ 110 kV.

1 Innhold

++

DEL I – GENERELLE FØRINGER.....	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 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
5	KOBLINGSANLEGG OG STASJONER - APPARATANLEGGSLØSNING	15
5.1	Fleksibilitet og systemutforming.....	15
5.1.1	Autonome anleggsdeler	15
5.1.2	Koblingsanlegg generelt	15
5.1.3	Koblingsanlegg med nominell systemspenning ≥ 220 kV	15
5.1.4	Koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV.....	17
5.1.5	Tilknytning av transformator med enkel avgang i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV	21
5.1.6	Koblingsanlegg med enkel fleksibilitet	22
5.1.7	T-avgreninger	23
5.2	Komponenter i koblingsanlegg	26
5.2.1	Endepunktskomponenter.....	26
5.2.2	Skillebryter.....	26
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	35
5.4.3	Shuntreaktor.....	36
5.4.4	SVS anlegg – Static Var System.....	36
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.....	40
6.2	Informasjonsutveksling	40
6.2.1	Funksjonskrav	40

6.3	Fjernstyring og overvåkning.....	40
6.3.1	Funksjonskrav om fjernstyring og overvåkning.....	40
6.4	Hjelpeanlegg	41
6.4.1	Funksjonskrav om uavhengige hjelpeanlegg til kontrollanlegg for direktejordet nett systemspenning ≥ 220 kV	41
6.5	Målinger i nettanlegg.....	41
6.5.1	Konvensjonelle målinger i nett med nominell systemspenning ≥ 33 kV.....	41
6.6	Inn- og gjeninnkoblingsautomatikk (IKA).....	43
6.6.1	Inn- og gjeninnkoblingsautomatikk for to-bryteranlegg	43
6.6.2	Funksjonskrav for inn- og gjeninnkoblingsautomatikk	43
6.7	Feilskrivere i nettanlegg.....	45
6.7.1	Funksjonskrav om feilskriverfunksjonalitet.....	45
6.7.2	Funksjonskrav om pendlingsregistratorfunksjonalitet.....	45
7	Vern i nettanlegg	46
7.1	Definisjoner	46
7.2	Vern i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV	48
7.2.1	Vernsystem for enhet.....	48
7.2.2	Generelle funksjonskrav	49
7.2.3	Praktisering av generelle funksjonskrav - overføringskapasitet	50
7.2.4	Direktejordet nett ≥ 220 kV.....	50
7.2.5	Lavohmig- eller direktejordet nett med systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV	55
7.2.6	Isolert eller kompensert systemjording	59
7.2.7	Shuntreaktor.....	63
7.2.8	Shuntkondensator	64
7.2.9	Funksjonskrav til FACTS-anlegg.....	65
7.2.10	Funksjonskrav til HVDC systemer	66
7.3	Vern i nettanlegg med nominell systemspenning fra og med 33 kV til 110 kV	67
7.3.1	Krav til vernsystem for enhet	67
7.3.2	Generelle funksjonskrav	68
7.3.3	Isolert eller kompensert systemjording < 110 kV	69
8	Feilskrivere og pendlingsregistratorer	75
8.1	Feilskrivere	75
8.1.1	Plassering av feilskrivere	75
8.1.2	Registreringshastighet.....	75
8.1.3	Kalibrering	76
8.1.4	Startkriterier	76

8.1.5	Registreringstid	76
8.1.6	Tidssynkronisering.....	77
8.1.7	Registrering og presentasjon.....	77
8.2	Pendlingsregistratorer	78
8.2.1	Detektering av pendlinger.....	78
8.2.2	Plassering av pendlingsregistratorer	78
8.2.3	Startkriterier	78
8.2.4	Registreringstid	78
8.3	PMUer og spenningskvalitetsmålere	79
8.4	Lagring og overføring av data fra feilskriverutstyr og pendlingsregistratorer.....	79
8.4.1	Funksjonskrav.....	79
8.4.2	Praktisering av funksjonskrav.....	79
Del III - FORBRUK.....		80
9	Forbruk - omfang og virkeområde	80
9.1	Omfang.....	80
9.2	Definisjoner og notasjoner.....	80
10	Forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnett	82
10.1	Frekvensgrenser.....	82
10.1.1	Funksjonskrav om frekvensgrenser for nettanlegg og forbruksanlegg.....	82
10.2	Spenningsgrenser.....	82
10.2.1	Funksjonskrav om spenningsgrenser for nettanlegg og forbruksanlegg som er tilknyttet nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV	82
10.2.2	Funksjonskrav om spenningsgrenser for nettanlegg og forbruksanlegg som er tilknyttet nett med nominell systemspenning < 110 kV	84
10.3	Kortvarige spenningsgrenser	85
10.3.1	Funksjonskrav om kortvarige spenningsgrenser for nettanlegg og forbruksanlegg tilknyttet nett med maksimal kontinuerlig systemspenning ≥ 300 kV	85
10.4	Utveksling av reaktiv effekt.....	86
10.4.1	Funksjonskrav om kapasitet til reaktiv effektutveksling med stabil drift for nettanlegg og forbruksanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett	86
10.4.2	Funksjonskrav om brytere for styring av statiske reaktive komponenter	87
10.5	Vern, kontroll og informasjonsutveksling	87
10.5.1	Funksjonskrav til vern og beskyttelse av forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett	87
10.5.2	Funksjonskrav til kontroll og informasjonsutveksling for forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett	88
Del IV – produksjonsanlegg.....		89

11	Generelt - Produksjonsanlegg	90
11.1	Inndeling	90
11.1.1	Distribuert produksjon av Type A.....	90
11.2	Behovsvurderinger	90
11.3	Symboler og konstanter	92
11.4	Definisjoner	92
12	Funksjonskrav for synkrone produksjonsenheter	96
12.1	Driftsområder.....	96
12.1.1	Dimensjonerende aktiv effekt.....	96
12.1.2	Spenningsgrenser	98
12.1.3	Frekvensgrenser	98
12.1.4	Frekvensendringshastighet (ROCOF).....	99
12.2	Turbinregulator	99
12.2.1	Fullverdig turbinregulator	100
12.2.2	Forenklet turbinregulator.....	101
12.2.3	Deteksjon av separatdrift og parameterskift – FCR-I	101
12.3	Frekvensreguleringsegenskaper og -stabilitet	104
12.3.1	Frekvensregulering - Små lastforstyrrelser	104
12.3.2	Frekvensregulering - Store lastforstyrrelser.....	104
12.3.3	Frekvensregulering - Stabilitet	105
12.4	Reaktiv ytelse	106
12.5	Magnetiseringsutstyr	109
12.5.1	Magnetiseringssystem - responstid	109
12.5.2	Reguleringsmoduser.....	112
12.5.3	Lastkompensering/statikk - spenningskontroll	113
12.5.4	Frekvensstatikk.....	113
12.5.5	Begrensere	113
12.5.6	Dempetilsats (Power System Stabilizer).....	114
12.5.7	Resetfunksjonalitet.....	115
12.6	Robusthet og gjenoppbygning	115
12.6.1	Fault Ride Through	115
12.6.2	Produksjonsgjenoppretting etter feil	117
12.6.3	Svartstart	117
12.6.4	Respons ved eksterne nettfeil.....	117
12.6.5	Stopptid	118
12.6.6	Automatisk gjeninnkobling.....	118

12.7	Apparat- og kontrollanlegg	118
12.7.1	Informasjonsutveksling	118
12.7.2	Kommunikasjon	120
12.7.3	Fjernstyring.....	120
12.7.4	Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer	120
12.7.5	Rampehastighet	121
12.7.6	Vannstandsregulering	121
12.7.7	Feilskriverutstyr	121
12.7.8	Vern	121
12.7.9	Generatortransformator	124
12.7.10	Produksjonsradial	124
13	Krav til verifiserende analyser og tester for synkrone produksjonsenheter	125
13.1	Verifiserende analyser	126
13.1.1	Krav til analyse av Fault Ride Through-egenskaper.....	126
13.1.2	Krav til analyse av frekvensreguleringsegenskaper og -stabilitet	130
13.1.3	Krav til analyse av magnetiseringsutstyr	138
13.1.4	Krav til analyse av reaktiv ytelse	142
13.2	Verifiserende tester	144
13.2.1	Krav til test av frekvensreguleringsegenskaper og -stabilitet	145
13.2.2	Krav til test av magnetiseringssystem	156
13.2.3	Krav til test av reaktiv ytelse	159
13.2.4	Krav til test av Svartstart	161
14	Funksjonskrav for kraftparker	162
14.1	Driftsområder.....	162
14.1.1	Dimensjonerende aktiv effekt.....	162
14.1.2	Spenningsgrenser	163
14.1.3	Frekvensgrenser	164
14.1.4	Frekvensendringshastighet	164
14.2	Parkregulator	165
14.2.1	Aktiv effektregulering - ramping	165
14.2.2	Frekvensregulering - Funksjoner	165
14.2.3	Dempetilsats (POD - Power Oscillation Damper)	166
14.2.4	Reaktiv effekt.....	166
14.2.5	Stabilitet	167
14.3	Reguleringsevne – frekvensregulering.....	167
14.4	Reguleringsevne - reaktiv effekt	168

14.5	Reaktiv ytelse	169
14.5.1	Reaktiv ytelse ved $P = P_{maks}$	169
14.5.2	Reaktiv ytelse – $P < P_{maks}$	171
14.5.3	STATCOM-drift.....	172
14.6	Robusthet og gjenoppbygning	173
14.6.1	Fault Ride Through	173
14.6.2	Hurtig feilstrømbidrag	175
14.6.3	Produksjonsgjenoppretting	176
14.6.4	Syntetisk treghetsmoment	176
14.6.5	Gjeninnkobling	176
14.7	Apparat- og kontrollanlegg	177
14.7.1	Informasjonsutveksling	177
14.7.2	Kommunikasjon.....	178
14.7.3	Fjernstyring.....	179
14.7.4	Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer	179
14.7.5	Feilskriverutstyr	179
14.7.6	Vern	180
14.7.7	Parktransformator.....	180
14.7.8	Produksjonsradial	180
15	Funksjonskrav for HVDC-tilknyttede kraftparker	181
15.1	Driftsområder.....	181
15.1.1	Frekvensgrenser	181
15.1.2	Spenningsgrenser	181
15.1.3	Frekvensendringshastighet (ROCOF).....	182
15.2	Reaktiv ytelse	182
15.2.1	Reaktiv ytelse ved $P = P_{maks}$	182
15.3	Apparat – og kontrollanlegg	183
15.3.1	Kontrollanlegg	183
16	Krav til verifiserende analyser og tester for kraftparker	184
16.1	Verifiserende simuleringer.....	184
16.1.1	Krav til verifiserende simuleringer av Fault Ride Through	184
16.1.2	Krav til analyse av reaktiv ytelse	186
16.2	Verifiserende tester	188
16.2.1	Krav til test av parkregulator.....	188
16.2.2	Reaktiv ytelse	192
Del V	- HVDC.....	194

17	Generelt - HVDC	194
17.1	Definisjoner	194
18	HVDC-systemer	196
18.1	Driftsområder	196
18.1.1	Dimensjonerende aktiv effekt	196
18.1.2	Spenningsgrenser	196
18.1.3	Frekvensgrenser	198
18.1.4	Frekvensendringshastighet	198
18.2	Aktiv effekt og frekvensregulering	199
18.2.1	Effektregulering	199
18.2.2	Dempetilsats (Power Oscillation Damping – POD)	199
18.2.3	Frekvensregulering – Funksjoner	200
18.2.4	Frekvensreguleringsegenskaper	200
18.2.5	Stabilitet	201
18.2.6	Syntetisk treghetsmoment	201
18.3	Reaktiv effekt og spenningsregulering	202
18.3.1	Reaktiv ytelse ved $P = P_{maks, import}$	202
18.3.2	Reaktiv ytelse – $P - Q/P_{maks, import}$	203
18.3.3	Reguleringsfunksjoner	203
18.3.4	Reaktiv effekt-regulering	204
18.3.5	Begrensning av reaktiv ytelse	205
18.4	Robusthet og gjenoppbygning	206
18.4.1	Fault Ride Through	206
18.4.2	Hurtig feilstrømbidrag	207
18.4.3	Gjenoppretting av effektflyt	208
18.4.4	Svartstart	208
18.5	Kontrollanlegg	209
18.5.1	Informasjonsutveksling	209
18.5.2	Kommunikasjon	209
18.5.3	Fjernstyring	210
18.5.4	Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer	210
18.5.5	Vern	210
18.5.6	Feilskriverutstyr i HVDC-systemer	211
19	Kravetterlevelse HVDC-systemer	212
19.1	Verifiserende simuleringer	213
19.1.1	Fault Ride Through	213

19.1.2	Reaktiv ytelse	214
19.2	Verifiserende prøver	216
19.2.1	Regulator	216
19.2.2	Reaktiv ytelse	221
20	Bibliografi / Referanser	222
21	Vedlegg	224
21.1	Koordinering av Fault Ride Through-egenskaper og vernløsninger	224

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 transmisjonsnett, 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 fatter 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). 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 FIKS 2012 (Funksjonskrav i kraftsystemet 2012). Ved fremtidige endringer av hele eller deler av veilederen vil dette markeres med versjonskontroll.

1.4 Hvem omfattes av veilederen

Fos § 14 første ledd angir at konsesjonærs 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 søknadsmaler 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 offshorvirksomhet vil det stilles krav til omformeranlegget i tilknytningspunktet mot regional- eller transmisjonsnettet.
 - For HVDC-systemer for forsyning av offshore forbruksanlegg, stilles disse kravene iht. NVF del III om Forbruksanlegg.
 - For HVDC-systemer for tilknytning av offshore produksjon, stilles disse kravene iht. NVF-del V for HVDC.
- 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 søknadsmal 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.

Prosser fra tilknytningsforordningene er blant annet basert på avtaleregulering og flere typer godkjenningssdokumenter. Systemansvarlig har valgt å ikke ta med dette inn i de foreslåtte rutine 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
- Oppdatering av gjenopprettingsplaner iht. fos § 12

³ European Network of Transmission System Operators for Electricity

⁴ ACER - Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

- 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 gjelder uavhengig av konsesjonsprosessen. 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.

Prosesen 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, grunnleggelse og klageadgang.

Det gis normalt 3 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). Innkomne 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 behovsvurderte krav. Veilederen inkluderer også praktisering av funksjonskrav som beskriver hvordan kravene kan oppfylles, samt hva som legges til grunn ved fastsettelse av 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 *behovsprøvede funksjonskrav*.

Og *Informasjon* kan vise til andre relevante regelverk og standarder, samt gi referanser i forhold til EU forordninger.

2.1 Behovsprøvede krav

Behovsprøvede 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, 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 er behovsprøvede. Behovsprøving og fastsettelse av funksjonskrav bør gjøres tidlig i vedtaksprosessen. Systemansvarlig legger til grunn at for de kravene hvor det ikke legges opp til behovsvurdering, anses kravet å være rasjonelt å stille som et fast krav.

Ved fastsettelse av behovsprøvede 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;
 - o antall tilknyttede kraftledninger og overføringskapasitet for disse
 - o 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;
 - o kraftsystemanalyser
6. Vurdering av samfunnsmessig rasjonalitet
7. Høringsuttalelser

Konsesjonær skal i fos § 14-søknaden angi i egen tabell de krav som konsesjonær mener bør behovsprøves i henhold til NVF. Tabellen tar utgangspunkt i de kravene i NVF som er spesifisert som behovsprøvd, slik at konsesjonær enkelt kan krysse av for de krav som ønskes behovsprøvd. Det skal vedlegges relevant underlag for behovsprøvingen.

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 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. Søknadsmaler som skal benyttes ved rapportering iht. fos § 14 første og annet ledd er omtalt i retningslinjer for fos § 14 og foreligger som vedlegg til retningslinjene. Søknadsmaler kan finnes på Statnetts hjemmesider.

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 søknadsmalen er 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 behovsvurdering vil det kreves mer dokumentasjon. Systemansvarlig kan ved behov kreve ytterligere dokumentasjon, ut over det som er spesifisert i veilederen.

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 egen vilkårstabell hvilken dokumentasjon som skal ettersendes og frister for ettersendelsen. Eksempler på dokumentasjon som kan kreves ettersendt er prøverapporter for idriftsettelse.

Mengden dokumentasjon som skal ettersendes vil avhenge av type tiltak og hvor tidlig i konsesjonærs 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 transmisjonsnett 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_0 , U og U_m , der;

U_0 = 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 kapasitiv, induktiv og resistiv del.

Kapasitiv jordfeilstrom: Kapasitiv jordfeilstromer 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.

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 spenningspåkjenning 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.

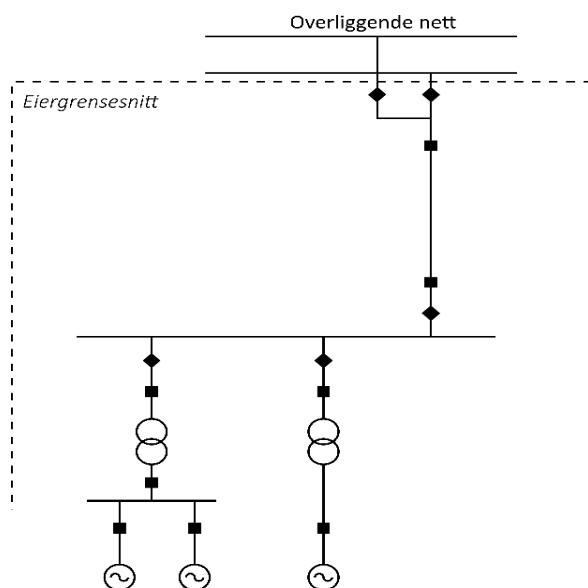
Jordfeilfaktor; forholdet mellom $U_{1_{RMS}}/U_{2_{RMS}}$, der

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

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

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 spoiejordet 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 $3I_0$ -bidrag fra to parallelførte ledninger skal ikke overstige 35 A. Dette verifiseres ved at ledning inklusive revolveringspunkter moduleres, og at det beregnes $3I_0$ ved maksimal last.

4.1.2 Funksjonskrav om gjennomgående jordforbindelse ⁵

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.

⁵ Bakgrunnsdokument; *Begrunnelser og anbefalinger for NVF2020* vil gi supplerende informasjon om dette tema

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 7.2.5.4 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).

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 Autonome anleggsdeler

5.1.1.1 Funksjonskrav om autonome anleggsdeler

Det skal velges koblingsløsninger som gjør at anleggsdelene er autonome.

5.1.1.2 Praktisering av funksjonskrav om autonome anleggsdeler

En anleggsdel vil her betegne én transformator, et kompenseringanlegg, et produksjonsanlegg, eller en overføringslinje (kraftledning mellom to stasjoner. Autonom 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.

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.

Koblingsanlegget skal ha høyeste, høy eller enkel fleksibilitet i forhold til spenningsnivå og funksjon, med praktisering eller behovsprøving som beskrevet i de følgende kapitler om koblingsanlegg, eller for T-avgreninger se kapittel 5.1.7.

5.1.3 Koblingsanlegg med nominell systemspenning ≥ 220 kV

5.1.3.1 Funksjonskrav om høyeste fleksibilitet

Koblingsanlegg med nominell systemspenning ≥ 220 kV skal som minimum bygges med **høyeste** grad av fleksibilitet, samtidig som det skal utføres med laveste grad av konsekvens ved feil. Kravet knyttes til drift ved intakt nett, revisjoner av anlegg, og ved feil i anlegg, se kapittel om praktisering under.

Funksjonskravet gjelder alle avganger.

Ved endringer og utvidelser av eksisterende koblingsanlegg, med nominell systemspenning ≥ 220 kV, kan funksjonskravet om høyeste fleksibilitet behovsprøves, se også kapittel 5.1.3.3.

5.1.3.2 Praktisering av funksjonskrav om høyeste fleksibilitet

Høyeste fleksibilitet ved intakt nett fordrer redundante løsninger der man kan endre koblingsbildet uten brudd i kraftoverføringen.

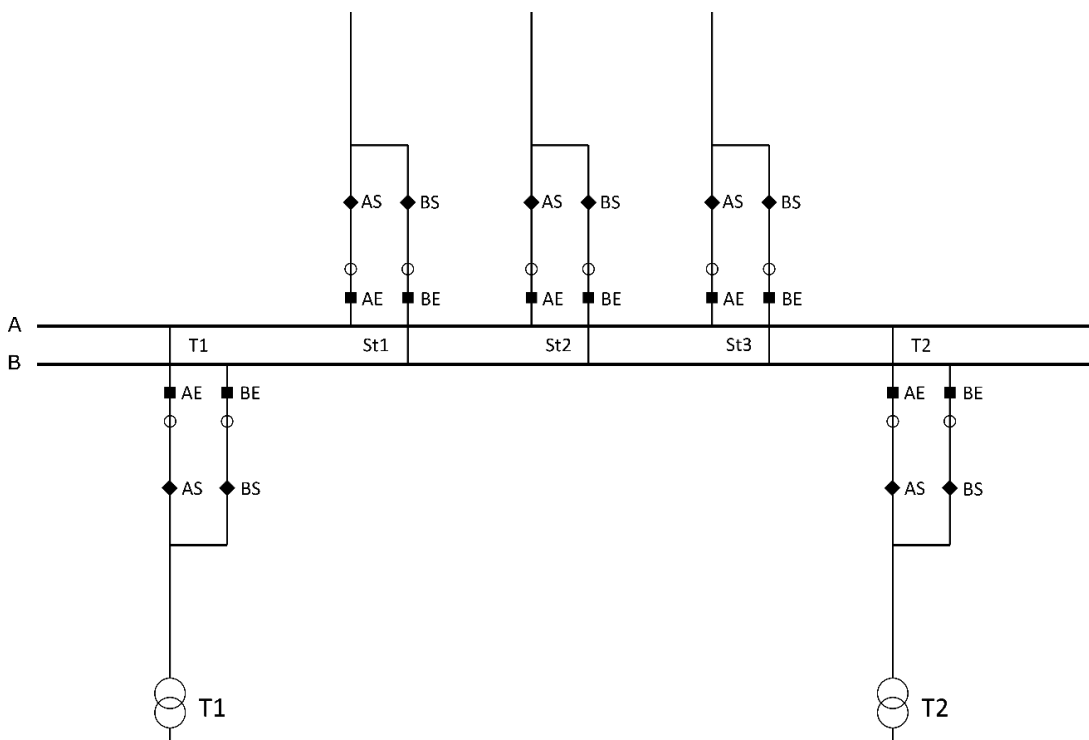
Høyeste fleksibilitet ved revisjoner betyr at det kan gjøres inspeksjon og vedlikehold på sentrale komponenter i koblingsanlegget uten brudd i kraftoverføringen ved omkobling, slik at kontinuerlig drift opprettholdes.

Laveste konsekvens ved feil vil si funksjon for kontinuerlig kraftoverføring på ikke berørte avganger, også ved feil på samleskinne.

Det betyr at anlegget skal ha dublering av de viktigste komponenter for anleggets primære funksjoner, blant annet 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-samleskinnedrift). Det skal være to-soners samleskinnevern for å ivareta funksjonen avbruddsfri kraftoverføring ved feil på en samleskinne.

Det er forøvrig mulig å bygge stasjoner som har løsninger med enda høyere fleksibilitet enn det som i denne veilederen karakteriseres som *høyeste fleksibilitet*.

Koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV som har vesentlig betydning for forsynings- sikkerheten har tilsvarende krav om høyeste fleksibilitet, se kapittel 5.1.4.1, og viser derfor til dette delkapittel for praktisering og til delkapittel under for behovsprøving.



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

5.1.3.3 Behovsprøving av funksjonskrav om høyeste fleksibilitet ⁶

Funksjonskrav om høyeste fleksibilitet til stasjoner med koblingsanlegg med systemspenning ≥ 220 kV, 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 høy 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 høyeste fleksibilitet som vil gjelde for koblingsanlegget, spesielt i forhold til nye/ utvidede deler av stasjon/ koblingsanlegg.

5.1.4 Koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV

5.1.4.1 Funksjonskrav om høyeste fleksibilitet for koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten

Koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV som har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten, skal som minimum bygges med høyeste grad av fleksibilitet, samtidig som de skal utføres med laveste grad av konsekvens ved feil. Kravet knyttes til drift ved intakt nett, revisjoner av anlegg og ved feil i anlegg, se kapittel 5.1.3.2 for praktisering av funksjonskrav om høyeste fleksibilitet. Krav til høyeste fleksibilitet kan behovsprøves for dette spenningsnivået i forhold til bruk av enkle strømtransformatorer, og/ eller i forhold til bruk av enkle effektbrytere for de avganger som vurderes ikke vesentlige for forsyningssikkerheten.

Koblingsanlegg lokalisert i transmisisjonsnett har vesentlig betydning for forsyningssikkerheten. Ved endringer og utvidelser av eksisterende koblingsanlegg kan funksjonskravet om høyeste fleksibilitet behovsprøves, se kapittel 5.1.3.3.

⁶ Bakgrunnsdokument [23] gir supplerende informasjon om koblingsanlegg med høyeste fleksibilitet og eksempler på løsninger som kan være aktuelle for behovsprøving.

5.1.4.2 Funksjonskrav om høy fleksibilitet

Koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV skal som minimum bygges med høy grad av fleksibilitet, samtidig som det skal bli lav konsekvens ved feil. Kravet knyttes til intakt nett, revisjoner av anlegg, og ved feil i anlegg, se kapittel om praktisering under

Funksjonskravet gjelder hele koblingsanlegget med alle (typer) avganger.

Funksjonskrav om høy fleksibilitet kan behovsprøves som beskrevet i kapittel 5.1.4.4.

Funksjonskrav om høy fleksibilitet 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 om enkel fleksibilitet (se kapittel 5.1.6.1), forutsatt at andre regelverk ikke stiller strengere krav.

5.1.4.3 Praktisering av funksjonskrav om høy fleksibilitet ⁷

Høy fleksibilitet ved intakt nett fordrer redundante løsninger der man kan endre koblingsbildet uten brudd i kraftoverføringen.

Høy fleksibilitet ved revisjoner betyr at man kan gjøre inspeksjon og vedlikehold på sentrale komponenter i koblingsanlegget uten brudd i kraftoverføringen, slik at man kan opprettholde kontinuerlig drift.

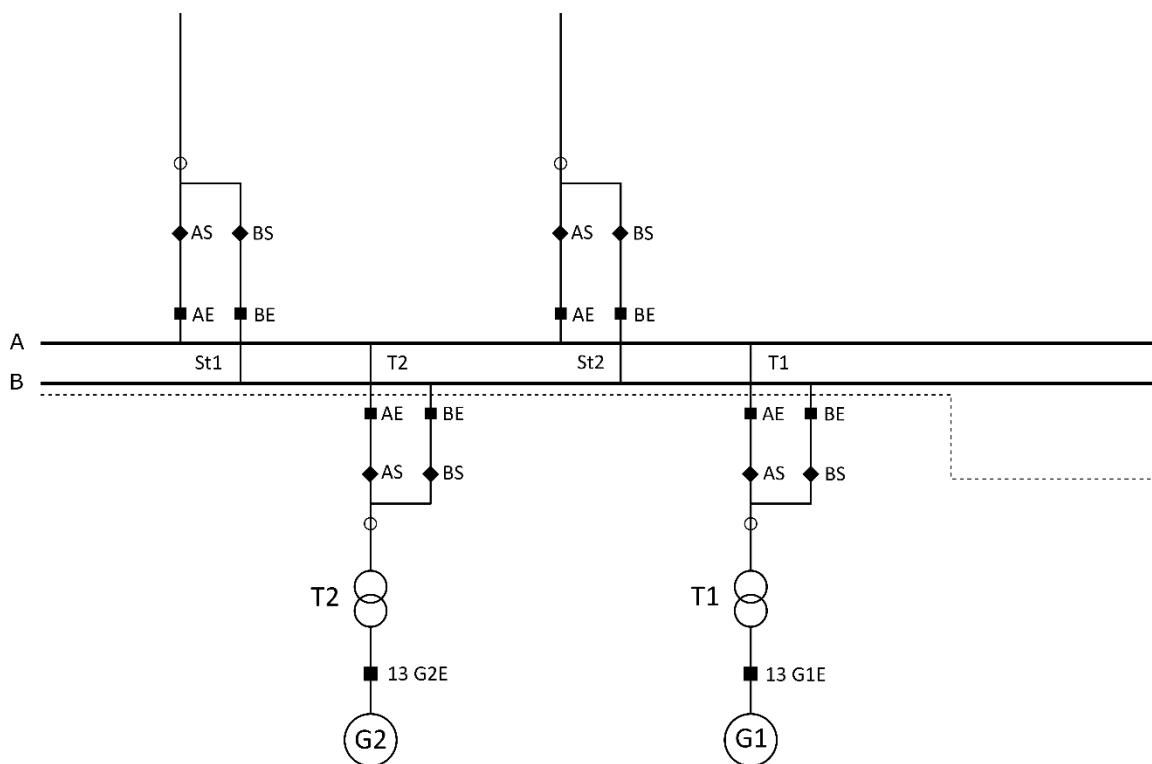
Lav konsekvens ved feil, vil si mulighet for å koble om anlegget slik at kraftoverføring kan fortsette etter feil på komponent, inkludert feil på samleskinne. Men det tillates brudd under omkoblingen.

Det betyr at anlegget skal ha dublering av de viktigste komponenter for anleggets primære funksjoner, blant annet samleskinner og skillebrytere. I tilfelle feil på samleskinne skal koblingsanlegget ha utstyr som gjør det mulig å koble om til den andre samleskinnen, for å gjenopprette driften.

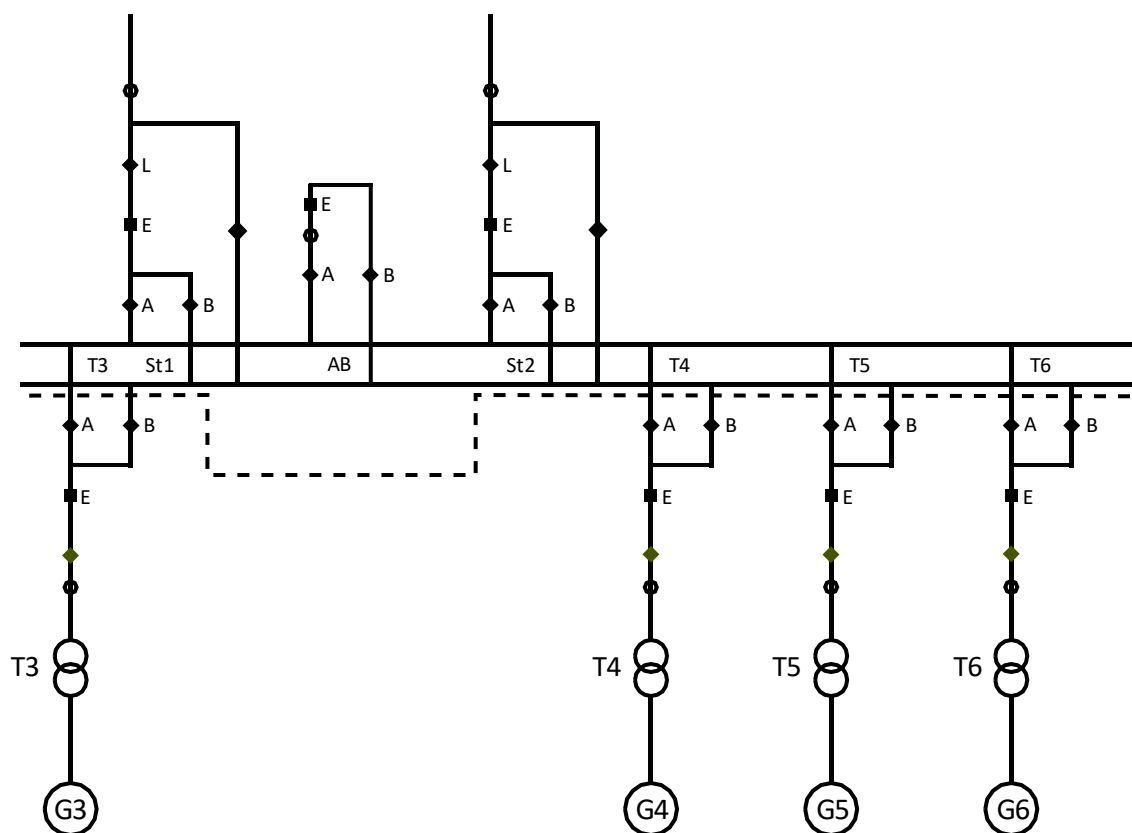
Fleksibilitet for slik omkobling kan ivaretas ved flere ulike konfigurasjoner av brytere, for eksempel ved doble effektbrytere. Det skal da være mulig å drifte anlegget enten delt i to adskilte systemer, eller som en-samleskinne-drift.

Alternative løsninger kan baseres på enkel effektbryter for hver avgang, kombinert med flere skillebrytere for å ivareta behovet for revisjoner. Det forutsettes da også en effektbryter for sammenkobling av samleskinnene, eller andre omkoblingsløsninger. Det skal da være mulig å drifte anlegget sammenkoblet, delt i to adskilte systemer, eller som en-samleskinne-drift.

⁷ Bakgrunnsdokument [23] gir supplerende informasjon til eksempler om koblingsanlegg med høy fleksibilitet



FIGUR 5-2: EKSEMPEL PÅ STASJONSLØSNING MED HØY FLEKSIBILITET FOR LUFTISOLERT ANLEGG; AB SAMLESKINNE, DOBLE EFFEKTBRYTTERE OG ENKLE STRØMTRANSFORMATORER



FIGUR 5-3: EKSEMPEL PÅ STASJONSLØSNING MED HØY FLEKSIBILITET; AB SAMLESKINNE, ENKLE EFFEKTBRYTTERE, ENKLE STRØMTRANSFORMATORER OG LEDNINGSFELT MED FORBIKOBLINGSMULIGHET.

5.1.4.4 Behovsprøving av funksjonskrav om høy fleksibilitet

Behovsprøving vil i denne sammenheng si at krav om høy 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 høy fleksibilitet kan behovsprøves i de 4 tilfeller som listet under:

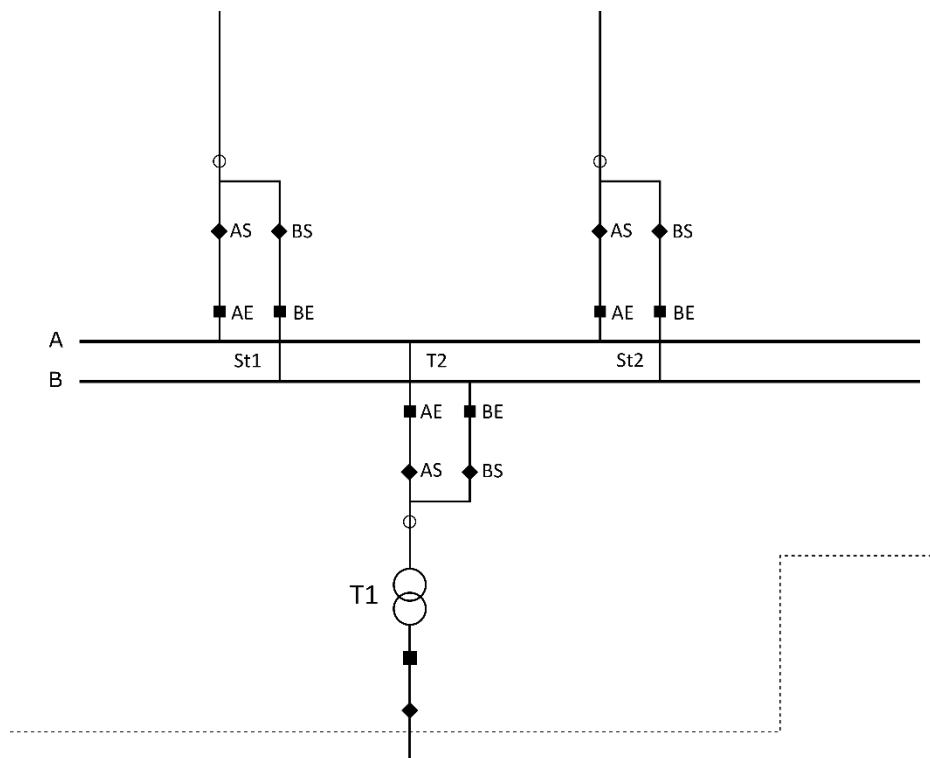
1. I tilfelle redundans er ivaretatt i (kraft)system
Behovsprøving av fleksibilitet, mht. redundans og dublering i forhold til redundans i system, har grenseflater til andre regelverk (kbj).
2. I tilfelle begrenset ytelse på transformator eller innmatet effekt fra produksjonsanlegg
Behovsprøving av fleksibilitet, 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 enkel fleksibilitet, se kapittel 5.1.6.1.
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 høy 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 høy fleksibilitet som vil gjelde for koblingsanlegget, spesielt i forhold til nye/ utvidede deler av stasjon/ koblingsanlegg. Det kan være rasjonelt å stille forskjellige krav til eksisterende del av koblingsanlegg og til nye avganger/ utvidelser.

5.1.5 Tilknytning av transformator med enkel avgang i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV

5.1.5.1 Praktisering av funksjonskrav om høy eller høyeste fleksibilitet til bryterfelt for transformator som tilknytter en enkelt avgang

Denne praktiseringen er aktuell for en stasjon i nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV, som har et redundant koblingsanlegg av høy eller høyeste fleksibilitet, hvor det også inngår transformator for tilknytning av en avgang.

På den side av transformator som kun er tilkoblet en avgang vil enkel bryter være tilstrekkelig.



FIGUR 5-4: EKSEMPEL PÅ ENKELT BRYTERFELT PÅ SEKUNDÆRSIDE AV TRANSFORMATOR SOM TILKNYTTET EN ENKELT AVGANG

5.1.5.2 Praktisering av funksjonskrav om høy eller høyeste fleksibilitet til bryterfelt for treviklingstransformator som tilknytter enkel eller enkle avganger eller innganger

På den side av transformator som kun er tilkoblet en enkelt avgang (for eksempel en kraftledning) kreves det ikke dubler bryterfelt. Slik tilknytning kan være aktuelt for en eller to sider (viklinger) av en tre-viklingstransformator.

5.1.6 Koblingsanlegg med enkel fleksibilitet

5.1.6.1 Funksjonskrav om enkel fleksibilitet

Koblingsanlegg med nominell systemspenning $33 \leq U_n < 110 \text{ kV}$ skal som minimum bygges med enkel fleksibilitet. Kravet knyttes til drift ved intakt nett, revisjoner av anlegg, og ved feil i anlegg, se praktisering i kapittel under.

Koblingsanlegg som ligger etter en produksjonsradial ("på tamp") med nominell systemspenning $< 220 \text{ kV}$ skal som minimum bygges med enkel fleksibilitet, se også kapittel 5.1.4.2 fjerde ledd.

Koblingsanlegg med nominell systemspenning $110 < U_n \leq 220 \text{ kV}$ kan i noen tilfeller ved behovsprøving få fastsatt funksjonskrav tilsvarende enkel fleksibilitet, se kapittel 5.1.4.4.

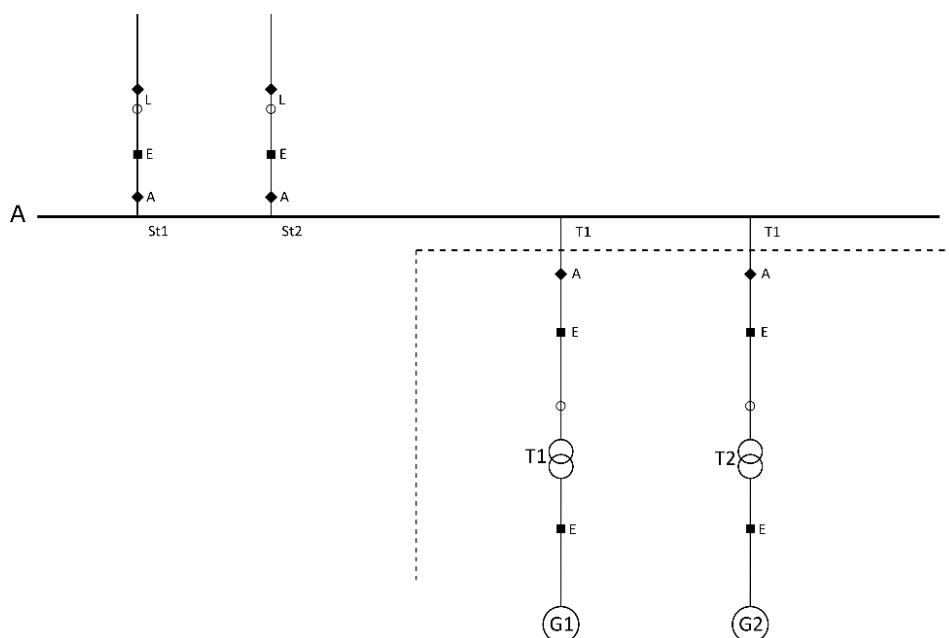
5.1.6.2 Praktisering av funksjonskrav om enkel fleksibilitet

En enkel grad av fleksibilitet ved intakt nett fordrer løsninger der ledning, anleggsdel eller komponent kan frakobles og gjøres spenningsløs på en sikker måte

Enkel grad av fleksibilitet ved revisjoner betyr at man kan gjøre inspeksjon og vedlikehold på komponenter i koblingsanlegget, med brudd i kraftoverføring.

Enkel fleksibilitet ved feil betyr enkel konsekvens, slik at feilbefengt ledning, anleggsdel eller komponent frakobles og blir spenningsløs.

Det betyr at anlegget ikke behøver dublering av de viktigste komponenter for anleggets primære funksjoner, blant annet samleskinner og brytere for å tilfredsstille kravet om enkel fleksibilitet.



FIGUR 5-5: EKSEMPEL PÅ STASJONSANLEGG MED ENKEL FLEKSIBILITET

5.1.7 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 hovedforbindelse, der tilknytningspunktet ikke har fullverdig bryterfelt for alle avganger.

5.1.7.1 Praktisering av funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt og krav til høyeste 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.

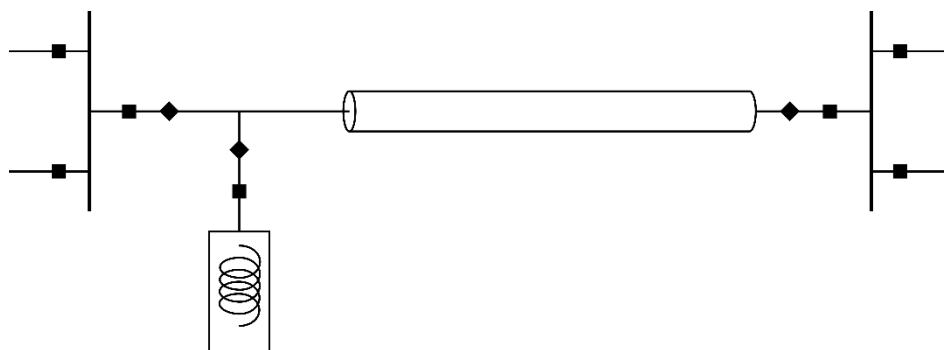
5.1.7.2 Behovsprøving av funksjonskrav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt og fastsettelse av krav om fleksibilitet for avgrening til statiske kompenseringsanlegg som kun kompenserer anleggsdel i nett med nominell systemspenning ≥ 33 kV

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

5.1.7.3 Behovsprøving⁸ 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)

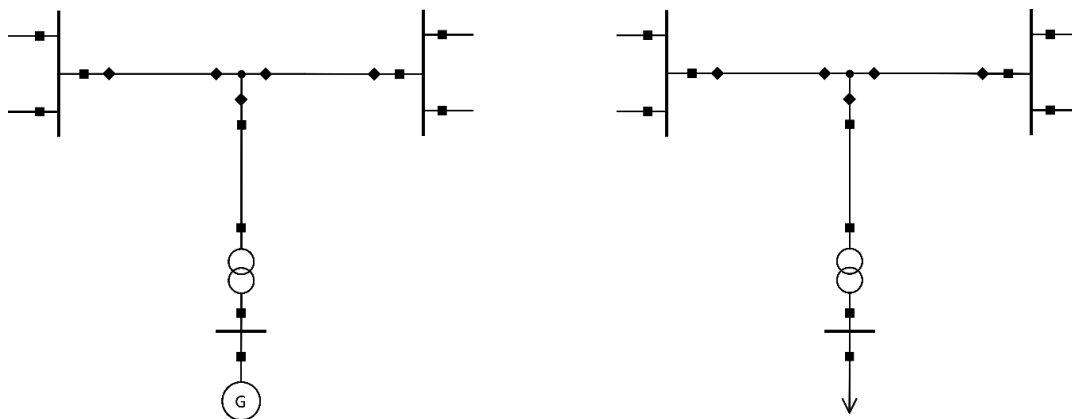
Behovsprøving og fastsettelse av funksjonalitet om fleksibilitet, som kan etterleves med et enkelt fullverdig koblingsanlegg, eller et forenklet koblingsanlegg, evalueres særskilt i hvert tilfelle. Det bør tidlig i søknadsprosess, før innsending av fos § 14 søknad, være dialog mellom tiltakshaver/konsesjonær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

I tilfelle det behovsprøves 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-avgreningens 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.

⁸ Bakgrunnsdokument [23] gir informasjon og eksempel på T-avgrening basert på forenklet koblingsanlegg, som kan være aktuell for behovsprøving for spenningsnivå $110 \leq U_n < 220$ kV



FIGUR 5-7 - EKSEMPLER PÅ FORENKLET KOBLINGSANLEGG

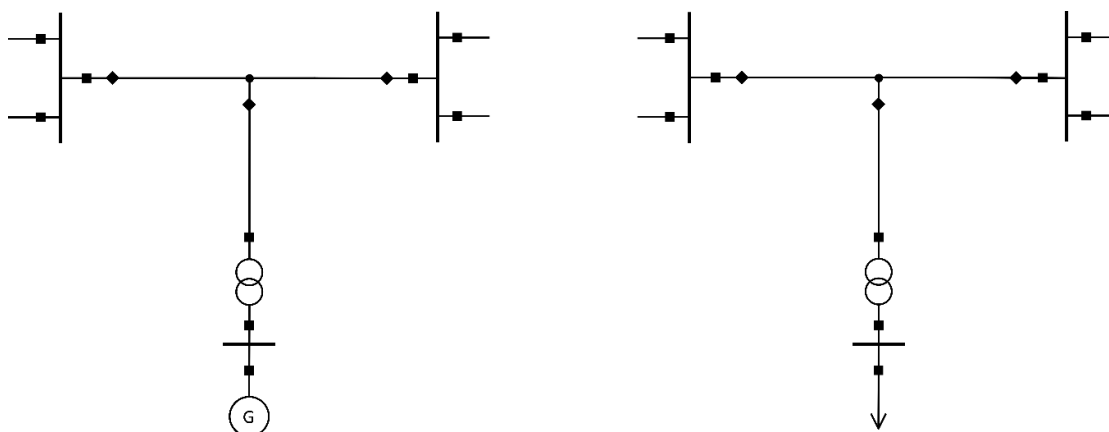
5.1.7.4 Behovsprøving av krav om fullverdig koblingsanlegg i fordelingspunkt og fastsettelse av krav om fleksibilitet til avgrening for tilknytning av forbruk eller produksjon i nett med nominell systemspenning $33 \leq U_n < 110$ kV⁹

I tilfeller 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 en T-avgrening med bryterfelt kun i avgreningen (til avgreningen 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 avgrening; 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

⁹ Bakgrunnsdokument [23] gir informasjon og eksempel på T-avgrening basert kun på skillebryter som kan være aktuell for behovsprøving for spenningsnivå $33 \leq U_n < 110$ kV

5.2 Komponenter i koblingsanlegg

5.2.1 Endepunktskomponenter

Med endepunktskomponenter menes her serielle forbindelser som for eksempel strømtransformatorer, brytere, innføringskabel, inn-strekk, looper og gjennomføringer i, eller til stasjon.

5.2.1.1 Funksjonskrav; endepunktskomponenter skal ikke begrense overføringskapasitet
Endepunktskomponenter skal ikke være begrensende for utnyttelsen av overføringen, dvs. den *kontinuerlige maksimale overføringsgrensen* for tilhørende kraftledning, kabel og/eller transformator.

Endepunktskomponentens ytelse skal dimensjoneres for tillatt kontinuerlig overføringsgrense, og for kortvarig termisk grenselast i 15 minutter for kraftledning, kabel og transformator.

5.2.1.2 Praktisering av funksjonskravet om overføringskapasitet, definisjoner av grenser
Overføringsgrensene vil være gitt av kontinuerlig termisk grenselast og av kortvarig termisk grenselast. *Kontinuerlig termisk grenselast* betyr at det ikke er noen tidsbegrensning for hvor lenge overføringen (kraftledning, kabel og/eller transformator) kan driftes med denne strømbelastningen. Kontinuerlig termisk grenselast vil si prosjektert overføringsevne (tatt hensyn til aktuell forlegningsmåte, temperatur, termisk ledningsevne i omfyllingsmasse/ jordsmonn mm).

Kortvarig termisk grenselast vil si maksimal tillatt strømbelastning med 15 minutters varighet, forutsatt at anleggsdelen, først var belastet stasjonært på maksimalt 70 % av kontinuerlig termisk grenselast.

5.2.1.3 Behovsprøving 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 legger 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.

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 forringes 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 dublerede vernsystem. Med dublerede vernsystem menes eksempelvis transformator med differensialvern og overstrømsvern/ distansevern, ledning med dubleret distansevern osv.

Der det benyttes dublerede 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 bestykes 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, pi-ekvivalent 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. Konsesjonærens 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 spenningens 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 spenningsettes 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 EFFEKTBRYTER MED ANORDNING FOR Å BEGRENSE INNKOBLINGSSTRØM OG KOBLINGSSPENNINGER

KOBLINGSFELT HOVED-KOMPONENT	SPENNING	YTELSE	EFFEKTBRYTER 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 MVA	Skal ha utstyr for fasevis synkronisert kobling	Inn- og utkobling	
Effektbryter for anleggsdel Shuntkondensator	Alle spenninger	≥ 50 MVA	Skal ha utstyr for fasevis synkronisert kobling eller innkoblingsmotstand	Innkobling	

5.2.4.11 Behovsprøving av funksjonskrav om en-fase gjeninnkobling

for effektbryter til felt for luftledning i nett med nominell systemspenning $110 \leq U_n < 220$ 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 $110 \leq U_n < 220$ vil kravet gjelde for varighet av jordfeil i 8 timer.

5.3 Transformator

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.
2. Det skal sikres tilfredsstillende beskyttelse av transformator/autotransformator, spesielt mot innvendige feil. Det skal etableres effektbrytere på alle viklings sider 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 nøytralpunktet forbindes direkte til stasjonens jordingsanlegg.

5.3.1.2 Funksjonskrav for transformator tilknyttet lavhomig nett

For lavohmig jordet nett med nominell systemspenning ≥ 110 kV kan nøytralpunktet 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 vikling tilknyttet ≥ 110 kV kompensert nett, som skal ha tilknyttet jordslutningsspole, skal være dimensjonert for aktuell spolestrøm, 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 spolestrøm knyttes til den andel lade strøm 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 transformator kapasitet ref. 5.3.1.3.1.

Transformator som skal forberedes for fremtidig kompensering, skal ha deltavikling og nøytralpunkt dimensjonert for spolestrøm 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 behøvsprøves som beskrevet i delkapittel under.

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

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

Slik behøvsprøving 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 spolestrøm til ≥ 110 kV viklingen er hensiktsmessig. Ved behøvsprøving 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 lade strøm for tilknyttede kraftledninger og kabler.
2. Forventet framtidig lade strøm 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 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.

5.3.1.6 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 effektbrytere med mulighet for fjernstyring fra driftssentral. Statiske 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 Shuntkondensator

Shuntkondensatorer 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.

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

5.4.2.1 Generelle funksjonskrav for shuntkondensator

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

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

Se også kapittel 5.2.4.8 og for krav til effektbryter for shuntkondensator

5.4.2.2 Funksjonskrav om dempereaktor ved flere shuntkondensatorer tilknyttet samme samleskinne

Med flere shuntkondensatorer 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 shuntkondensator tilkoblet samme samleskinne kan én av shuntkondensatorene 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 effektuteksling. Se NVF del III for krav til utveksling av reaktiv effekt ved tilknytning til regional- og transmisjonsnett.

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.

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. 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 30 sekunder spenningsløs tilstand, 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

tilkoplek 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 tregghetsmoment 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.

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 selektere 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.

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 konsesjonærs nett (ladestrøm per i dag, og forventet vekst i ladestrøm). I tilfelle tiltaket ikke kompenserer for all ladestrøm i konsesjonærs nett, skal det informeres om øvrige spoler, som sammen med tiltakets spole vil kompensere for all ladestrøm i konsesjonærs 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 ≥ 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 ≥ 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

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 5.1 for krav om fleksibilitet.

6.2 Informasjonsutveksling

6.2.1 Funksjonskrav

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.

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.

1. Strøm- og spenningsmålinger skal ha et maksimalt avvik på 0,2 % i forhold til faktiske verdier.
2. Frekvensmålinger skal ha maksimalt avvik på 0,015 Hz i forhold til faktiske verdier.
3. P, Q og trinnmålinger skal ha et maksimalt avvik på 0,5 % i forhold til faktiske verdier.
4. Bryterstillinger skal overføres til driftssentral med maksimal forsinkelse på 1 s.
5. Transformatorers eller reaktors trinnkoblerinnstilling/-posisjon skal overføres til driftssentral.

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 opetid 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 direkte-~~eller lavohmig~~ jordet nett med nominell systemspenning ≥ 110 220 kV skal forsynes fra uavhengige batterisystem. Dublerte vernsystem skal ha forsyning fra hvert sitt batterisystem.

6.5 Målinger i nettanlegg

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 i nett med isolert eller direktejordet nøytralpunkt. Pålitelighet og levetid er viktige parametere, men også gode dempesystemer mot ferroresonans. 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 måle med tilstrekkelig nøyaktighet fra 0 VA til nominell ytelse. Tilstrekkelig nøyaktighet kan ivaretas ved å oppfylle klasse 0,2 iht. relevant standard [6], fra 0 VA til nominell ytelse.
2. Det skal benyttes 3 stk. en-polte spenningstransformatorer for å dekke funksjoner for måling og vern.
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 ferroresonans når det benyttes spenningstransformator av induktiv type.
6. Skal i kompenserte og isolerte nett dimensjoneres for spenningsstigning som kan oppstå som følge av jordfeil og nettets faktiske jordfeilfaktor. I nett med spenning $110 \leq U_n < 220$ vil kravet gjelde for varighet av jordfeil i 8 timer.
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 strømmer til standardiserte verdier for tilkoblet måle- og kontrollutstyr.

Strømtransformatorene skal blant annet oppfylle følgende grunnleggende krav:

1. Strømtransformator skal måle med tilstrekkelig nøyaktighet, og målekjernens byrde skal tilpasses det enkelte anlegget. Tilstrekkelig nøyaktighet til målekjerner for avregning kan ivaretas ved å oppfylle klasse 0,2 s iht. relevant standard, se referanse [6] og [7], fra 0 VA til nominell ytelse.
2. Det skal være strømtransformatorer i alle faser, med antall kjerner tilpasset anlegget for å dekke funksjoner for måling og vern.
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. Vernkjerner skal fortrinnsvis være av type 5P eller 5PR og dimensjoneres slik at de oppfyller kravene som tilknyttede vern stiller.
8. Nominell sekundærstrøm skal tilpasses det enkelte anlegg og funksjon (5A, eller 1A).
9. Prøveprotokoll skal være tilgjengelig for hver enkelt strømtransformator. Denne skal i tillegg vise metningskarakteristikken til vernkjernene (knepunktsspenning), sekundærviklingens resistans, samt strømtransformatorens merkeverdier for vernkjernene. For strømtransformatorer med sekundær omkobling skal de nevnte størrelser (sekundærviklingens resistans og knepunktsspenning) oppgis per omsetning.
10. Prøveprotokoll skal være tilgjengelig fra sporbare nasjonale og/ eller akkrediterte laboratorier og leveres sammen med strømtransformatoren.
11. Skal i kompenserte og isolerte nett dimensjoneres for spenningsstigning som kan oppstå som følge av jordfeil og nettets faktiske jordfeilfaktor. I nett med spenning $110 \leq U_n < 220$ vil kravet gjelde for varighet av jordfeil i 8 timer.

6.6 Inn- og gjeninnkoblingsautomatikk (IKA)

IKA sørger for kontrollert sammenkobling av asynkrone nett (fasing), kontrollert sammenkobling av synkrone nett mhp 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, 6.6.2.6 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, 6.6.2.6 og 6.6.2.7.

Krav til innstillingsområder er:

3. Kontrolltiden skal være innstillbar fra 0,1 – 1,0 s.
4. 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 innkommando 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-innkommendo. Krav til innstillingsområder:

1. Nivå for deteksjon av jordfeil skal være innstillbart fra 20 – 70 % av nominell spenning.
2. Overvåkningstid etter GIK-innkommendo 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

Innkommendo 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

Innkommendo 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 synkroner nett er:

1. Frekvensforskjell mellom spenningene er < innstilt grense 0,01 – 0,05 Hz.
2. Vinkelforskjell mellom spenningene er < innstilt grense 10 – 60 °.
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 asynkroner 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 asynkroner 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 ≥ 110 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.

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.

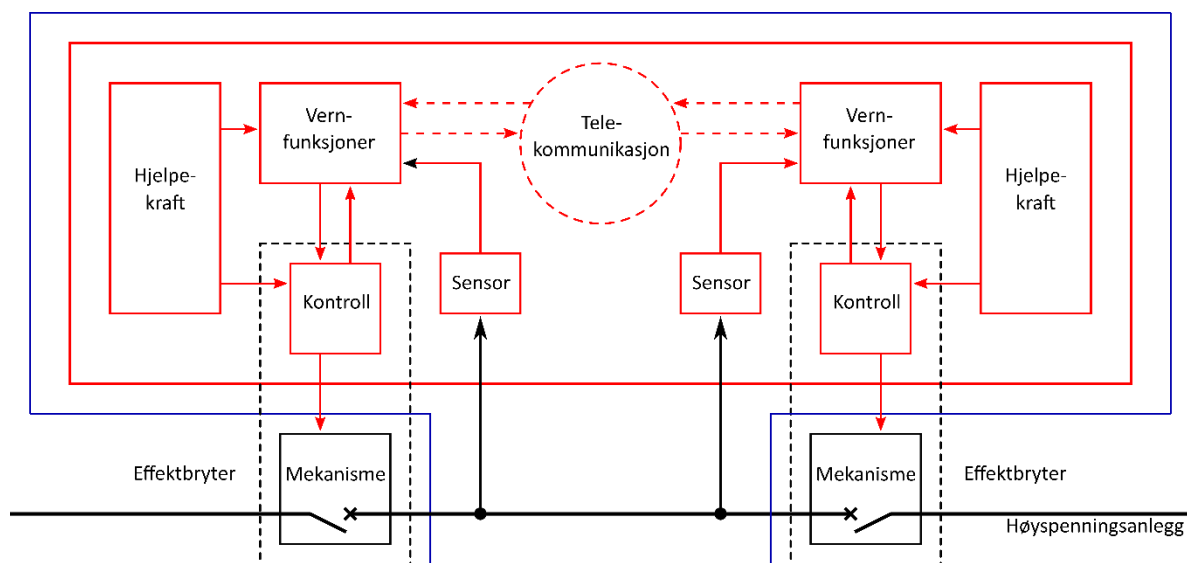
Disse krav skal legges til grunn ved nybygging, modernisering, utskifting eller ombygging som har betydning for vernfunksjonaliteten i nett med nominell systemspenning ≥ 33 kV. Kravene har ikke tilbakevirkende kraft på anlegg som ikke endres. Unntak er de tilfeller hvor nybygging eller endringer på et 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 kapitlet 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 transmisjonsnett 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.

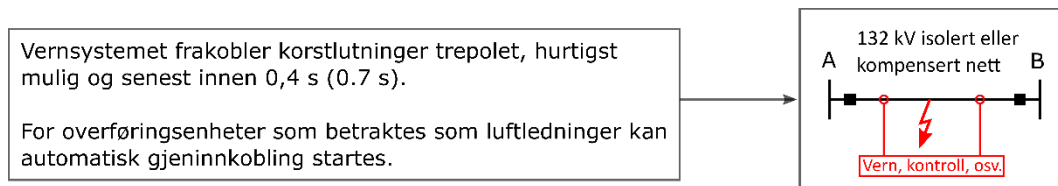
7.2.1 Vernsystem for enhet

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:

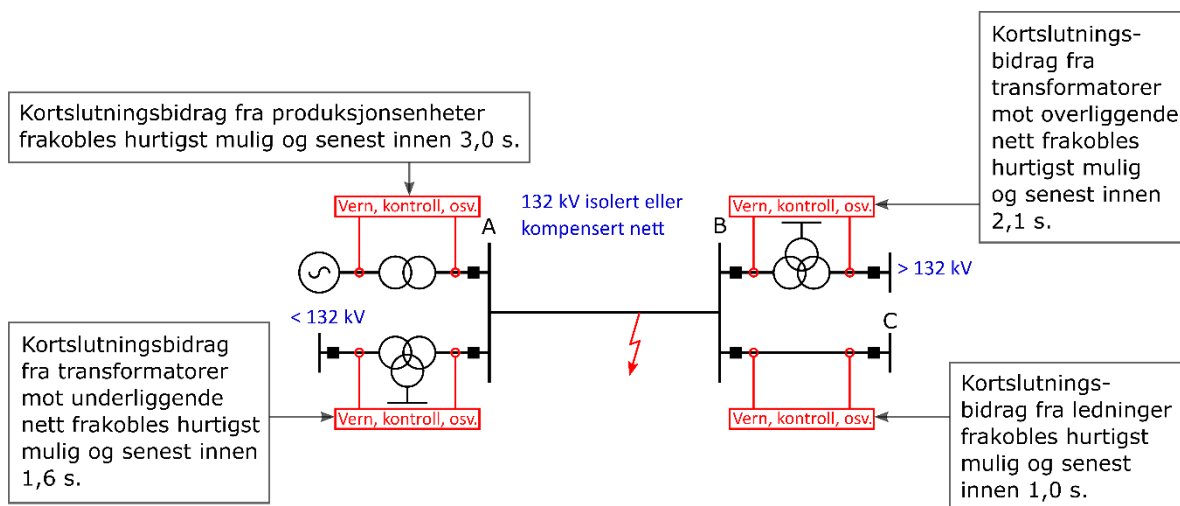
1. Vernsystem for normal frakobling av feil på enheten.
2. Frakobling av feil ved vernsystem- eller effektbrytersvikt på enheten.

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 driftsspennning ≥ 220 kV gjelder;
 - a) Standardinnstillingene er $3I_{OP} = 75$ A, $T_{Variabel} = 3,0$ s og $T_{3IOP} = 0,3$ 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 [8]. 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:

$$T_{Total} = T_{Inverse} + T_{Variabel} = \frac{13.5}{\left(\frac{3I_0}{3I_0P}\right)^{-1}} \cdot T_{3I_0P} + T_{Variabel}$$

hvor $3I_{0P}$ er innstilt startstrøm og $T_{3I_{0P}}$ er innstilt tidsmultiplikator på aktuelt vern. Her skal $3I_{0P}$ 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 driftspenning < 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 spenningsetting, forutsatt at slike hendelser ikke medfører overbelastning av komponenter i kraftnettet.
12. Vernsystemene skal innstilles slik at de ikke gir reell begrensning 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 5.2 -2. Ansvarer 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 begrensning 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. Integrrert 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 definitivt 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 6 kreves kun ett vernsystem for hver side av transformator som oppfyller angitte krav i kapittel 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, 4 og 5 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 transformatorens 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. 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 frakobles 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 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.

7.2.4.4.4 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 frakobles 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 (310) 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 Lavohmig- eller direktejordet nett med systemspenning $110 \leq U_n < 220$ kV

Kravene gjelder for samleskinne, kraftledning og transformator.

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.

For samleskinner 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.

7.2.5.1 Samleskinne

Kortslutninger skal frakobles hurtigst mulig, alltid trepolet definitivt frakobling.

7.2.5.1.1 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.

7.2.5.1.2 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.

7.2.5.1.3 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.

7.2.5.1.4 Funksjonskrav til effektbrytere i fjern ende på tilstøtende kraftledning

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.

7.2.5.1.5 Funksjonskrav ved innkobling mot feil

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

7.2.5.1.6 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 brytersviktvern skal ha funksjonalitet for uforsinket "trip-repeat" (retrip).

7.2.5.2 Kraftledning

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

7.2.5.2.1 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:
 - 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.
4. Høyohmige jordfeil og fasebrudd frakobles selektivt av jordstrømvern

7.2.5.2.2 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.

7.2.5.2.3 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 spenningssetting og/eller parallelling/fasing.

For ytterligere krav til funksjonalitet for automatisk gjeninnkobling vises til kapittel 6.7.

7.2.5.2.4 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.

7.2.5.2.5 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.

7.2.5.3 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 $110 \text{ kV} \leq U_n < 220 \text{ kV}$.

7.2.5.3.1 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:

- 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.
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.

7.2.5.3.2 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 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.

7.2.5.3.3 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.

7.2.5.3.4 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.

7.2.5.3.5 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 (3I₀) for frigiving av fase-jord måling som øvrige distansevern i hele det galvanisk sammenhengende nettet.

7.2.5.3.6 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.

7.2.5.4 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.

7.2.5.4.1 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.

7.2.5.4.2 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 7.2.5.2 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.

7.2.6 Isolert eller kompensert systemjording

Krav gjelder for samleskinne, kraftledning og transformator i nett med isolert eller kompensert systemjording. 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.

7.2.6.1 Samleskinne

Kortslutninger skal frakobles hurtigst mulig, alltid trepolet definitiv frakobling.

7.2.6.1.1 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.

7.2.6.1.2 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.

7.2.6.1.3 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.

7.2.6.1.4 Funksjonskrav til effektbrytere i fjern ende på tilstøtende kraftledning

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.

7.2.6.1.5 Funksjonskrav ved innkobling mot feil

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

7.2.6.1.6 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).

7.2.6.2 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 (310) 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.

7.2.6.2.1 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 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.

7.2.6.2.2 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.

7.2.6.2.3 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.

7.2.6.2.4 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.

7.2.6.2.5 Funksjonskrav til utkoblingstider etter inn-/gjeninnkobling mot feil

1. Ved automatisk gjeninnkobling mot kortslutning, skal feilen frakobles trepolet innen 0,1 s.

2. Ved 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.

7.2.6.2.6 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 isolert eller kompensert nett

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

7.2.6.3.2 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 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 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.

7.2.6.3.4 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.

7.2.6.3.5 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.

7.2.6.3.6 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.

7.2.7 Shuntreaktor

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

7.2.7.1 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.

7.2.7.2 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.

7.2.7.3 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.

7.2.8 Shuntkondensator

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

7.2.8.1 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 spenningsettes 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.

7.2.8.2 Funksjonskrav 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 strømmer.
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 spenningsettes 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.

7.2.8.3 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.

7.2.9 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.

7.2.10 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.

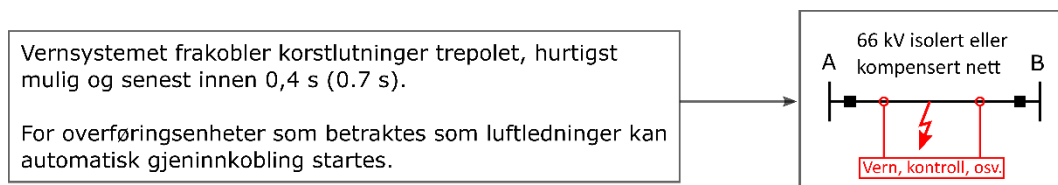
7.3.1 Krav til vernsystem for enhet

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:

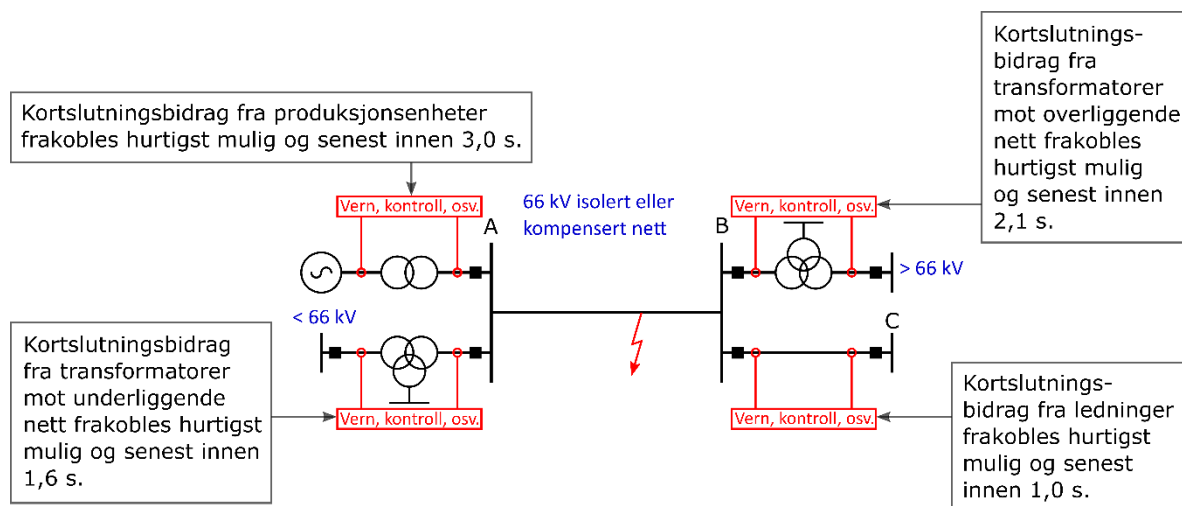
1. Vernsystem for normal frakobling av feil på enheten.
2. Frakobling av feil ved vernsystem- eller effektbrytersvikt på enheten.

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 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 EFFEKTBRYTERSVIKT

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 . 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 21.1.

7.3.3.1 Samleskinne

Kortslutninger skal frakobles hurtigst mulig, alltid trepolet definitivt 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 på tilstøtende kraftledning

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.

7.3.3.1.5 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 brytersviktværn 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 Shunktensator direkte tilknyttet nett fra og med 33 kV til 110 kV

7.3.3.5.1 Utkoblingstider for feil på shunktensator

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 shunktensator i henhold til anbefalinger fra leverandør.
5. Ved spenningsbortfall skal shunktensator automatisk frakobles enheten den er tilkoblet, før denne enheten spenningsettes automatisk eller manuelt. Innkobling av shunktensator blokkeres inntil den er tilstrekkelig utladet.
6. Shunktensator 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 kapittelet, 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 ~~kunne~~ lagre og registrere forløp med minimum samplingsfrekvens ≥ 2 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

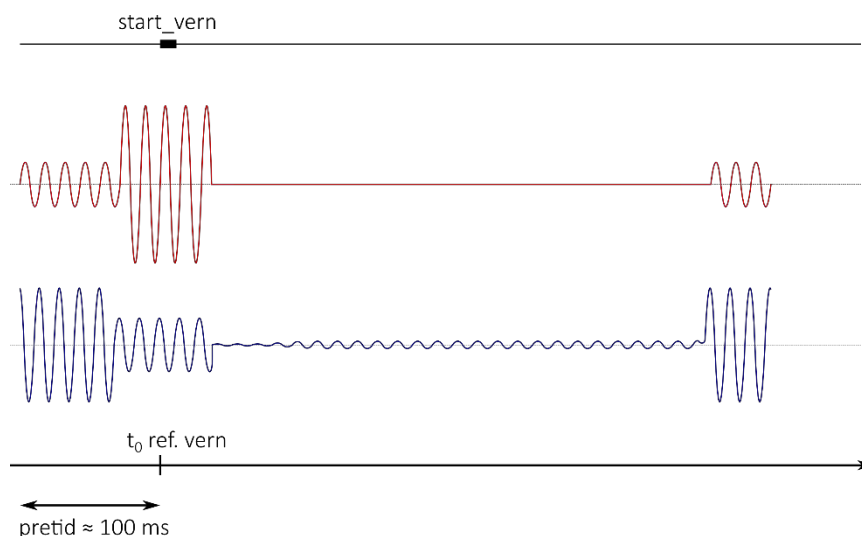
8.1.5.1 Funksjonskrav

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 Registreringstid¹⁰

8.2.4.1 Funksjonskrav

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

¹⁰ Det vil bli gitt anbefalinger om registreringshastighet for pendlingsregistratorer i bakgrunnsdokument [23].

8.3 PMUer og spenningskvalitetsmålere

Ved installasjon av spenningskvalitetsmålere må disse tilfredsstillende 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).

Bakgrunnsdokument ¹¹ vil gi supplerende informasjon/ anbefalinger for PMUer og spenningskvalitetsmålere.

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

Feilopptak skal være på et format fastsatt av systemansvarlig og overføres ved protokoll fastsatt av systemansvarlig. Det skal også være mulig å utveksle opptak fra pendlingsregistratorer og data fra PMUer.

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, $i \geq 1$ 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

¹¹ Bakgrunnsdokument [23]; *Begrunnelse, Informasjon og Anbefalinger relatert til NVF 2020 gir anbefalinger for PMU'er.*

DEL III - FORBRUK

9 Forbruk - omfang og virkeområde

9.1 Omfang

NVF del III omfatter nettanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett. Krav i denne del av NVF vil gjelde i tilknytningspunktet og/ eller tilkoblingspunktet for nettanlegget.

NVF del III omfatter krav for forbruk tilknyttet Regional- og transmisjonsnett. Dette inkluderer også forbruk som er tilknyttet via HVDC overføring.

9.2 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) 'Blokvis 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 (POC - Point of Connection) for et nett- eller forbruksanlegg defineres på høyspentside av transformator som tilknytter nett- eller forbruksanlegget, uavhengig av hvor eierskapsgrensen går. Ved tilknytning med treviklingstransformator defineres POC på terminalene med høyest spenning.
- (21) Tilkoblingspunkt (PCC - Point of Common Coupling) for et nett- eller forbruksanlegg defineres av det punktet i nettet hvor eierskapsgrensen går. Det kan slik være enten på lavspentside, eller på høyspentside av transformator som forsyner et nett- eller forbruksanlegg. I tilfelle tilknytning uten transformator, da vil tilknytning- og tilkoblingspunkt være samme sted/punkt.

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 – 51.5 Hz	30 minutter
Norge	51.5 Hz – 57.0 Hz	20 sekunder

10.2 Spenningsgrenser

10.2.1 Funksjonskrav om spenningsgrenser 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 drifte innenfor spennings- og tidsintervall i henhold til Tabell 10-3: og Tabell 10-2: . Krav til spenningsintervall vil gjelde i tilknytningpunktet. Per unit-baseverdi er referansespenning i tilknytningpunktet. Se også tabell 10-4 som identifiserer referansespenning i forhold til spenningsnivå (nominell system spenning), minimum- og maksimum kontinuerlig systemspenning.

TABELL 10-2: TABELLEN VISER SPENNINGSIINTERVALL 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).

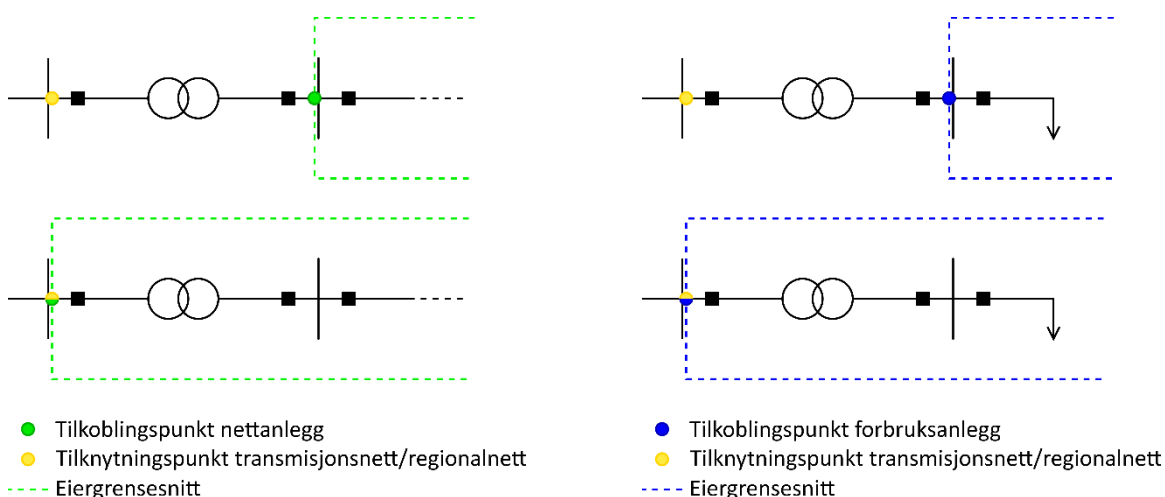
Synkronområde	Spenningsintervall	Tidsintervall/varighet
Norden	0.90 pu – 1.05 pu	Ubegrenset

TABELL 10-3: TABELLEN VISER SPENNINGSENTERVALL 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

10.2.1.1 Praktisering av funksjonskrav om spenningsgrenser 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 tilkoblingspunktet befinner seg på lavspentsiden av en transformator, da skal spenningsnivået på høyspentsiden (tilknytningspunktet) benyttes som nominell system spenning ved valg av tabell, se Figur 10-1.



FIGUR 10-1 TILKOBLINGSPUNKT KAN VÆRE PÅ LAVSPENTSIDE AV TRANSFORMATOR TILKNYTTET REGIONAL- ELLER TRANSMISJONSNETT, VED EIERGRENSESNIITT. MENS TILKNYTNINGSPUNKTET VIL ALLTID VÆRE PÅ HØYSPENTSIDE AV TRANSFORMATOREN.

10.2.1.2 Praktisering av funksjonskrav om spenningsgrenser 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.

TABELL 10-4: REFERANSESPENNING RELATERT SPENNINGSNIVÅ I NORGE

Nominell systemspenning / Spenningsnivå / Nettnivå (navnebetegnelse)	0,9 pu Minimum kontinuerlig spenning	1,00 pu Referansespenning	1,05 pu Maksimal kontinuerlig systemspenning
420 kV-nett	360 kV	400 kV	420 kV
300 kV-nett	256 kV	285 kV	300 kV
132 kV-nett	124 kV	138 kV	145 kV
110 kV-nett	105 kV	117 kV	123 kV
66 kV-nett	62 kV	69 kV	72,5 kV

10.2.2 Funksjonskrav om spenningsgrenser 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 tilknytningpunktet. Per unit-baseverdi er referansespenning i tilknytningpunktet. 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, driftes og forbli tilkoplede til nettet innenfor spenningsnivå og tidsintervallene i henhold til

Tabell 10-6.

Krav til spenningsnivå og tidsintervall vil gjelde i tilknytningspunktet. Per unit-baseverdi er relatert maksimal kontinuerlig systemspenning, eller henholdsvis '420 kV nett' og '300 kV nett'. Høyre kolonne i tabell lister særskilte krav for strømrettere tilknyttet transmisjonsnett med maksimal kontinuerlig systemspenning 420 kV. Tilknytning av strømretter kan være via transformator.

TABELL 10-6 SPENNINGER OG VARIGHETER SOM NETTET OPERERES ETTER, OG SOM TILKNYTTET UTSTYR MÅ TÅLE UTEN UTFALL.

Nettets egenskaper i forhold til Nominell systemspenning / spenningsnivå ('navnebetegnelse')	Nominell systemspenning / spenningsnivå			Krav til strømrettere, 420 kV (strømrettere tilkobles '420 kV-nett' via transformator)
	'420 kV-nett' [kV _{rms}]	'300 kV-nett' [kV _{rms}]	p.u.	
Maksimal kontinuerlig spenning (maksimal kontinuerlig spenning)	420	300	1.00	420
Normal driftsspenning	415	297	0.99	415
Maksimal kortvarig spenning / < 15 min	441	315	1.05	440 / < 60 min
Ekstrem maks. midlertidig spenning / < 30 s	462	330	1.10	Som i nettet forøvrig
Ekstrem maks. midlertidig spenning / < 5 s	483	345	1.15	Som i nettet forøvrig
Minimal kontinuerlig spenning	390	280	0.93	390
Minimal midlertidig spenning / <15 min	380	270	0.90	380 / < 4 timer
Ekstrem min. midlertidig spenning / < 30 s	357	255	0.85	320 / < 60 min
Ekstrem min. midlertidig spenning / < 5 s	345	246	0.82	N.a.
Isolasjonsnivå	Toppverdi [kV]	Toppverdi [kV]		
Lyn-impuls beskyttelsesnivå (LIWL)	1425	1050		
Koblingsimpuls beskyttelsesnivå (SIWL)	1050	850		

10.4 Utveksling av reaktiv effekt

10.4.1 Funksjonskrav om kapasitet til reaktiv effektutveksling med stabil drift for nettanlegg og forbruksanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett

Forbruksanlegg og nettanlegg skal ha funksjonalitet for å kunne være i stand til å operere stabilt med reaktiv effektutveksling som vist i tabell under. Kravet kan behøvsprøves som beskrevet under.

TABELL 10-7 MAKSIMAL REAKTIV EFFEKTUTVEKSLING OG REAKTIV EFFEKT FOR STABIL DRIFT, REFERERT NETT TILKNYTNINGSPUNKT (TILKOPLINGSFORORDNING DCC ARTIKKEL 15)

Effektutveksling	Krav i prosent	Tan $\varphi=Q/P$	Cos φ (Effektfaktor)
Import av Q Reaktiv effekt	48 % av maksimum Importkapasitet for aktiv effekt; Pmaks	- 0.48	0.9
Eksport av Q Reaktiv effekt	48 % av maksimum eksportkapasitet for aktiv effekt; Pmaks	+ 0.48	0.9

10.4.1.1 Funksjonskrav til forbruksanlegg om evne til å kompensere for eget reaktivt forbruk

Forbruksanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett skal som minimum kunne kompensere for eget reaktivt forbruk ved maksimalt og minimum lastuttak (også tomgang/null lastuttak).

10.4.1.2 Behøvsprøvd 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 behøvsprøves, og fastsettes av systemansvarlig som beskrevet under.

10.4.1.2.1 Praktisering¹² av behøvsprøvd funksjonskrav til nettanlegg eller forbruksanlegg om evne til å utveksle reaktiv effekt

Det kan kreves at nettanlegg eller forbruksanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett skal kunne levere reaktive reserver, både kapasitivt og induktivt, fortrinnsvis innenfor konvolutt av Tabell 10-7. De reaktive reservene som kan kreves er $\pm 48\%$ av den aktive effekten som utveksles til enhver tid, som tilsvarer en effektfaktor på ≤ 0.9 , enten induktivt eller kapasitivt. Reservene som kan kreves skal fortrinnsvis begrenses oppad til $\pm 48\%$ av den maksimale aktive effekten til forbruksanlegget.

Det betyr at tilpassede/ behøvsprøvede krav til kompensering vil fortrinnsvis bli stilt innenfor området/ konvolutt ved **Tabell 10-7**, samtidig som kapittel 10.4.1.1 vil bli tatt hensyn til; et forbruksanlegg skal som minimum kunne kompensere for eget reaktivt forbruk eller høyere.

For et nettanlegg eller forbruksanlegg tilknyttet regional- eller transmisjonsnett skal behøvsprøvd funksjonskrav, til å levere reaktiv effekt, avklares tidlig i fos § 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

¹² Bakgrunnsdokument [23] vil gi bakgrunnsinformasjon og anbefalinger relatert til utveksling av reaktiv effekt

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 kreve reaktiv effektutveksling utover (videre enn) konvolutt definert ved **Tabell 10-7**, dersom tekniske eller økonomiske fordeler dokumenteres for kraftsystemet.

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 transmisjonsnettet 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 transmisjonsnettet

For et forbruksanlegg eller distribusjonsnett vil det være anlegget som brukes i tilknytningen og/ eller tilkoplingen til regional- eller transmisjonsnettet som skal følge funksjonskrav angitt i kapittel 7. Se også kapittel 9.2 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 transmisjonsnettet

I tilfelle vernsystem for beskyttelse av forbruksanlegg og nettanlegg, i tilknytning og/ eller tilkopling til regional- eller transmisjonsnettet, 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

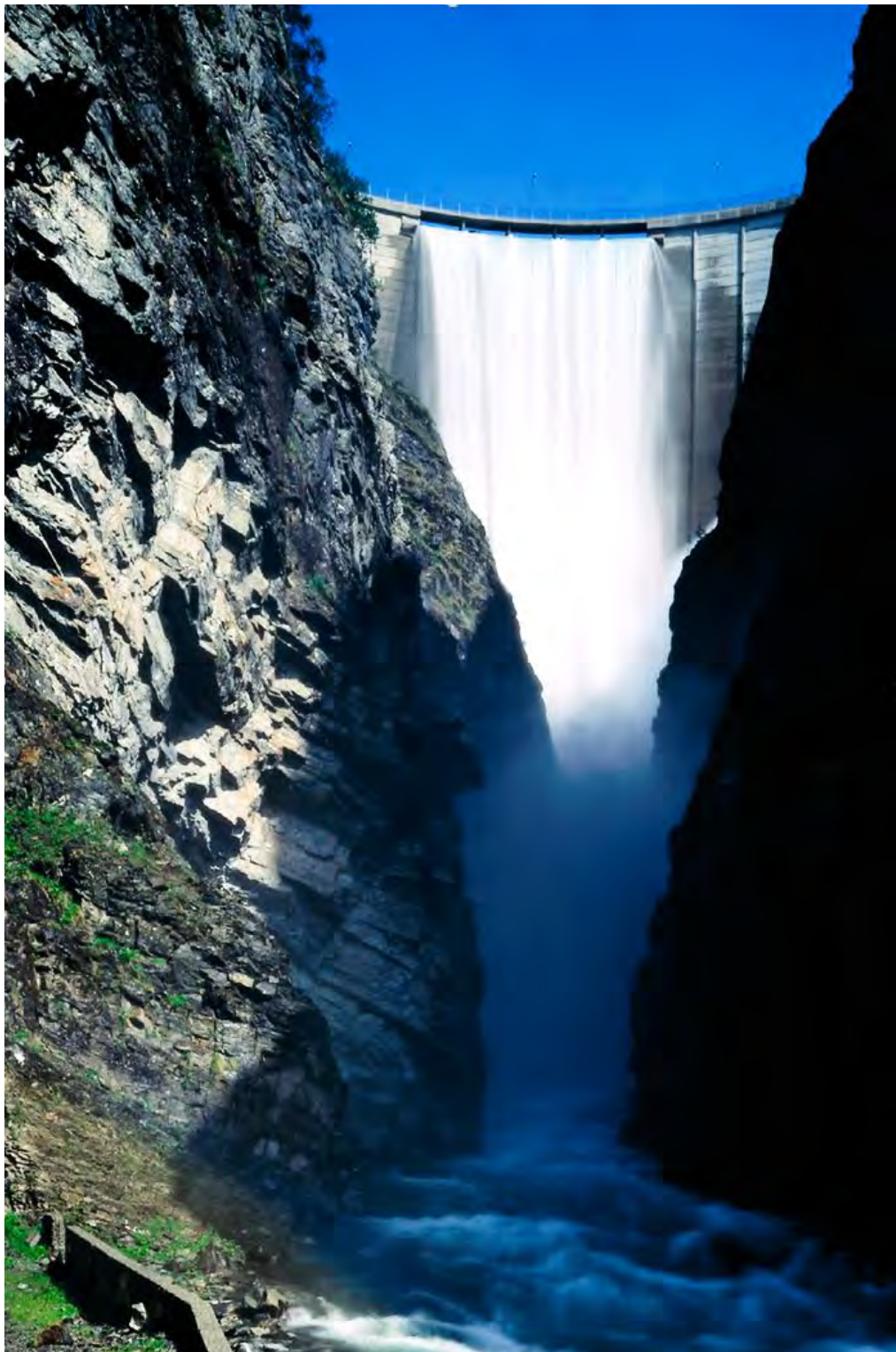
10.5.2 Funksjonskrav til kontroll og informasjonsutveksling for forbruksanlegg og nettanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett

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.

DEL IV – PRODUKSJONSANLEGG



ZAKARIASDAMMEN, NORDDAL KOMMUNE I MØRE OG ROMSDAL (STATKRAFT ENERGI AS)

11 Generelt - Produksjonsanlegg

Funksjonskravene til produksjonsanlegg er delt i krav til synkrone produksjonsanlegg 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 markedsvilkårene.

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.

11.1 Inndeling

Systemansvarlig benytter følgende inndeling for produksjonsanlegg. Definisjonen 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 for hvilke anleggstyper kravene gjelder ved markeringen 'X'. Markering '(X)' indikerer 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	$P_{maks} \geq 30 \text{ MW}$ og alt tilknyttet nett med nominell spenning $U_n \geq 110 \text{ kV}$

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 [9], [10]. I

bakgrunnsdokument ¹³ har systemansvarlig inkludert mer informasjon om anbefalinger for distribuert produksjon av type A.

11.2 Behovsvurderinger

Krav som inneholder rom for tilpasning på bakgrunn av produksjonsanleggets relative betydning og tiltakets omfang, er betegnet som behovsprøvede. Tabell 11-2 viser en oversikt over hvilke funksjonskrav dette gjelder for. Det er tiltakshavers ansvar å avklare med systemansvarlig hvilke funksjonskrav som gjelder. Se retningslinjer for utøvelse systemansvaret for fos § 14 for detaljer vedrørende rapportering og vedtak.

¹³ I bakgrunnsdokument [23] blir det inkludert et vedlegg med anbefalinger til type A produksjonsanlegg

TABELL 11-2: OVERSIKT OVER FUNKSJONSKRAV MED BEHOVSVURDERINGER.

Kapittel	Krav	Behovsprøving
Synkrone produksjonsenheter		
12.1.1	Dimensjonerende aktiv effekt	Systemansvarlig kan tillate alternativ definisjon av maksimal aktiv effekt, P_{maks} . Dersom ikke annet godkjennes, er den høyeste aktive effekten som kan leveres til nettet dimensjonerende for øvrige funksjonskrav.
12.2.1	Turbinregulator	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter av type B skal ha fullverdig turbinregulator.
12.2.3	Deteksjon av separatdrift	Systemansvarlig kan tillate at synkrone produksjonsenheter med fullverdig turbinregulator ikke behøver funksjonalitet for separatdrift. Dersom ikke annet er godkjent, skal alle synkrone produksjonsenheter med fullverdig turbinregulator ha funksjonalitet for deteksjon av separatdrift.
12.3.1	Frekvensregulering – små lastforstyrrelser	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter med $P_{maks} > 30 MW$ skal ha frekvensreguleringsegenskaper som gir maksimalt transient frekvensavvik mindre enn 0,65 % pr. 1 % lastsprang.
12.3.2	Frekvensregulering – store lastforstyrrelser	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter med $P_{maks} > 30 MW$ skal ha frekvensreguleringsegenskaper som sikrer transient stabilitet ved store lastsprang.
12.4	Reaktiv ytelse	Systemansvarlig skal beslutte hvor mye reaktiv effekt synkrone produksjonsenheter 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 $\geq 0,46 \cdot P_{maks}$ referert PCC.
12.5.4	Frekvensstatikk	Systemansvarlig kan beslutte at frekvensstatikk ikke skal være aktiv av hensyn til driftsutfordringer knyttet til overgang til separatdrift. Øvrig kan tiltakshaver/eier benytte frekvensstatikk etter eget behov.
12.5.6	Dempetilsats	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter av type C skal ha dempetilsats.
12.6.3	Svartstart	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter skal ha funksjonalitet for svartstart.
12.6.4	Respons ved eksterne feil – gå til tomgang/husdrift	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter av type C skal ha funksjonalitet for å gå til tomgang/husdrift.
12.6.5	Stopptid	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter skal oppfylle krav til stopptid.
12.7.1	Informasjonsutveksling	Systemansvarlig kan beslutte at ytterligere verdier, i tillegg til de som er angitt eksplisitt i funksjonskravet, skal kunne overføres til systemansvarlig.
12.7.3	Fjernstyring	Systemansvarlig kan beslutte at ytterligere innstillinger, i tillegg til de som er angitt eksplisitt i funksjonskravet, skal kunne fjernstyres.
12.7.7	Feilskriver	Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter av type C skal ha feilskriver.
Kraftparker		
14.1.1	Dimensjonerende aktiv effekt	Systemansvarlig kan tillate alternativ definisjon av maksimal aktiv effekt, P_{maks} , for kraftparker. Dersom ikke annet godkjennes, er den høyeste aktive effekten som kan leveres til nettet dimensjonerende for øvrige funksjonskrav.
14.5	Reaktiv ytelse	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.
14.5.3	STATCOM	Systemansvarlig kan beslutte at kraftparker skal ha STATCOM-funksjonalitet.
14.2.3	Dempetilsats (POD)	Systemansvarlig kan beslutte at kraftparker skal ha dempetilsats (POD)
14.6.2	Hurtig feilstrømbidrag	Systemansvarlig kan beslutte at kraftparker skal ha funksjonalitet for hurtig feilstrømsrespons.
14.6.4	Syntetisk tregghetsmoment	Systemansvarlig kan beslutte at kraftparker skal ha funksjonalitet for syntetisk tregghetsmoment.
14.7.3	Fjernstyring	Systemansvarlig kan beslutte at ytterligere innstillinger, i tillegg til de som er angitt eksplisitt i funksjonskravet, skal kunne fjernstyres.
14.7.1	Informasjonsutveksling	Systemansvarlig kan beslutte at ytterligere verdier, i tillegg til de som er angitt eksplisitt i funksjonskravet, skal kunne overføres til systemansvarlig.

14.7.5	Feilskriverutstyr	Systemansvarlig kan beslutte at kraftparker av type C skal ha feilskriver.
--------	-------------------	--

11.3 Symboler og konstanter

TABELL 11-3: OVSERIKT OVER SYMBOLER OG KONSTANTER BENYTTET I DEL IV

Symbol	Beskrivelse	Enhet
b_p	Turbinregulatorens statikk for frekvensregulering.	-
H	Produksjonsenhetens treghetskonstant. Definert ved $H = \frac{1}{2} \frac{J \omega^2}{S}$, der J er produksjonsenhetens treghetsmoment. 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 i tilknytningspunktet, PCC.	MW
P_{min}	Minimum aktiv effekt en synkron produksjonsenhet eller kraftpark kan levere kontinuerlig i tilknytningspunktet, PCC.	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 [11].	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.	
U_n	Nominell spenning – spenningen som et system er betegnet eller identifisert ved, og som visse driftskaraktistikker er referert til [12].	kV
U_{PCC}	Spenning i PCC.	kV
U_{POC}	Spenning i POC.	kV
X_c	Spenningsstatikk/lastkompensering for reaktiv strøm [11].	Ω

11.4 Definisjoner

Begrepet som defineres er gitt med fet skrift. Kursiv skrift angir andre begreper som er definert i dette delkapittelet og 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 produksjonsenhetens uteffekt etter angitt settpunkt.

Frekvensregulering – Regulering av turbinpådrag ved lastendringer med mål om å oppnå riktig frekvens.

Fullverdig turbinregulator – *Turbinregulator* som kan regulere produksjonsenhetens uteffekt ved å justere turbinpådraget avhengig av angitt settpunkt og målt frekvens.

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.

Magnetiseringssystem – magnetiseringsutstyret unntatt magnetiseringstransformator og spenningsregulator m.m. (exciter [11] [13]).

Magnetiseringstransformator – Transformator for transformering av spenning fra generatorterminaler (eller ekstern forsyning) til spenning tilpasset magnetiseringsutstyret.

Magnetiseringsutstyr – utstyr for magnetisering av synkrogeneratorer. Omfatter magnetiseringstransformator, likeretter, feltbryter, sleperinger, feltvikling, strøm- og spenningstransformatorer, skinneføringer og kabler samt spenningsregulator med tilhørende utstyr m.m. (excitation system [11] [13]).

MVAR-kontroll – Reguleringsfunksjonalitet som opprettholder konstant reaktiv produksjon.

OEL – Overmagnetiseringsbegrenser (Over Excitation Limiter). Kontrollfunksjon i spenningsregulator som begrenser hvor høy magnetiseringsstrømmen i synkrogeneratorens feltvikling kan være uten at generatoren skades.

PCC – tilkoblingspunktet (point of common coupling) for et *produksjonsanlegg*. Definert på høyspentside av generatortransformator for synkron *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.

POC – tilknytningspunktet (point of connection) for et *produksjonsanlegg*. Definert av det punktet i nettet hvor eierskaps grensen mellom produksjonsenheten og netteier går.

Produksjonsanlegg – Ett aggregat / én generator for produksjon av elektrisk effekt.

Produksjonsradial – kraftlinje mellom *kraftstasjon* og tilknytningspunktet *POC*.

Pådragsstyring – utstyret som bestemmer turbinpådraget. Eksempel på utstyr som inngår: nål- og deflektorstyringer, ledeapparater, styring av løpehjulsskovler, ventilstyringer.

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, $\Delta f / \Delta t$.

Separatdrift – Drift av et avgrenset nettområde som er frakoblet det øvrige nordiske synkronområdet.

Spenningskontroll – Reguleringsfunksjonalitet som styrer generatorens statorspenning. Synkrongeneratorer skal normalt operere i 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 effektflyt, fasevinkel eller fast magnetiseringsstrøm gjennom settpunkt, innstillinger og målinger (excitation control system [11]).

Stabilitet – Betegner et systems evne til å oppnå likevekt etter en endring i en av systemets referanser, samt returnere til likevekt etter ytre forstyrrelser.

Stopp-forløp – Manuell eller automatisk åpning av effektbryter mot nettet og stoppforløp av produksjonsenheten.

Synkron produksjonsenhet – Et enkelt aggregat, inkludert generator, generatortransformator, turbin, regulering- og kontrollanlegg.

Transient stabilitet – et produksjonsanleggs evne til å håndtere overgang fra et lastpunkt til et annet i separatdrift, uten at frekvenskollaps oppstår grunnet store frekvensavvik eller ustabilitet (forsterkende pendlinger).

Turbin – Roterende kraftmaskin for overføring av energi fra et drivmedium.

Turbinregulator – Styringsenhet som bestemmer pådrag til turbinreguleringen iht. innstillinger av settpunkter og målesignaler.

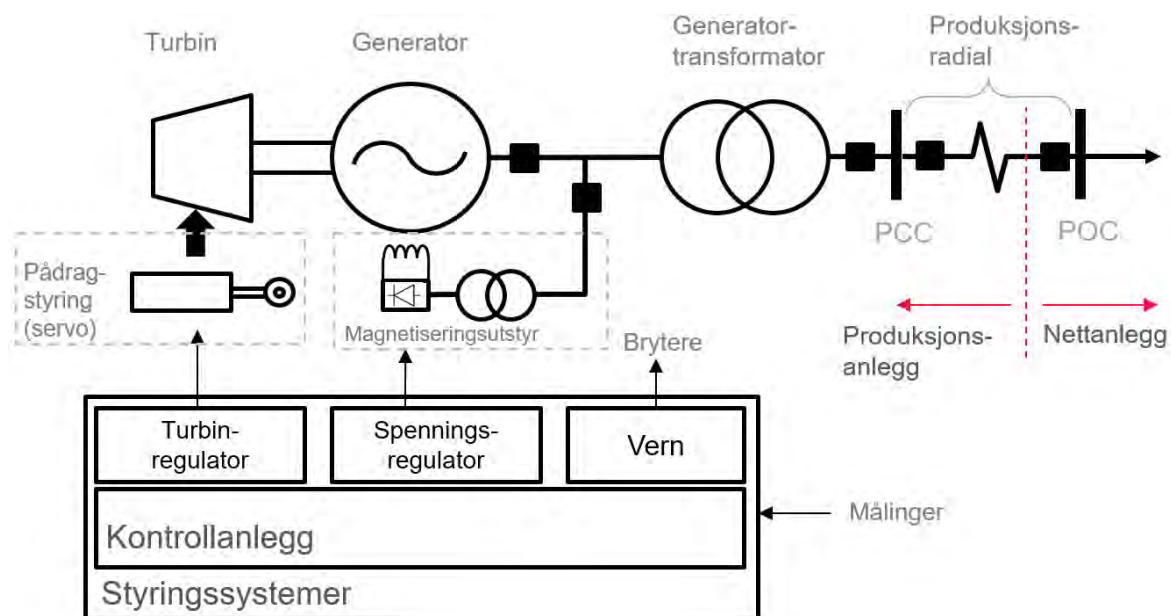
UEL – Undermagnetiseringsbegrensere (Under Excitation Limiter) i *spenningsregulator*.

Kontrollfunksjon som begrenser hvor lav magnetiseringsstrømmen i en synkrongenerator kan være uten at generatoren faller ut av synkronisme.

Frakobling av produksjonsenhet – Frakobling betyr at enhet er galvanisk isolert fra nett vha. bryter som står i åpen stilling. Ved frakobling av produksjonsenhet menes at effektbryter er åpen, aggregatet går i tomgang med spenningsatt generator og er 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 12.1.

MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJOnSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJOnSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Krav	Type		
	B	C	D
12.1.1 Dimensjonerende aktiv effekt	(X)	(X)	(X)
12.1.2 Spenningsgrenser	X	X	X
12.1.3 Frekvensgrenser	X	X	X
12.1.4 Frekvensendrings-hastighet	X	X	X

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. For produksjonsenheter som har funksjonalitet som gir en P_{maks} med kort varighet (få timer over et år), kan systemansvarlig beslutte at den dimensjonerende aktive effekten defineres til et lavere nivå, P_{maks} , enn den absolutte maksimale effekten, $P_{maks,kort}$.

Den synkrone produksjonsenhetens minimumseffekt, P_{min} , er den laveste effekten som kan leveres kontinuerlig. Dersom produksjonsenheten må opereres i separatdrift, vil den i inntil 15 min kunne bli

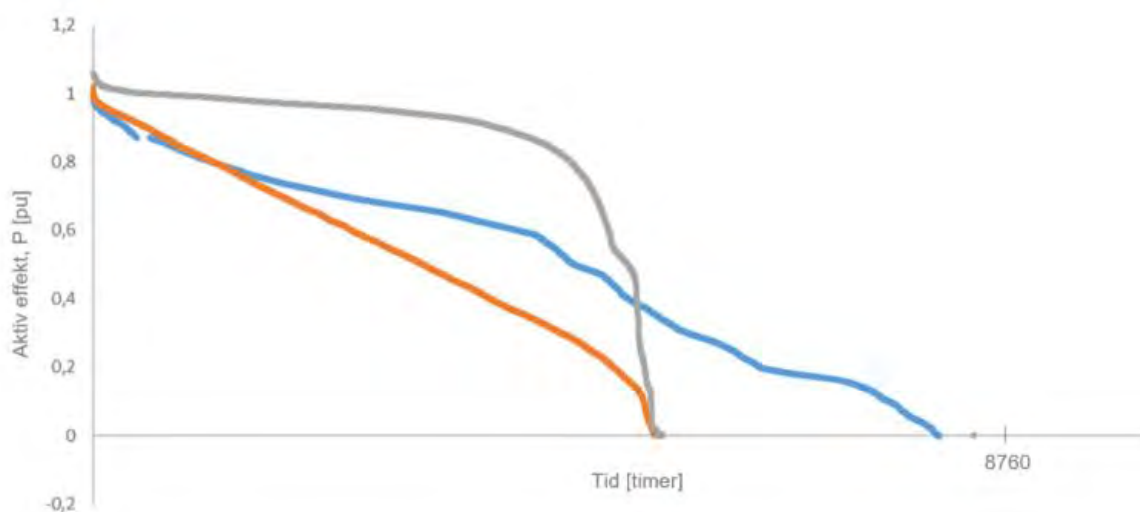
driftet innenfor hele pådragsområdet, dvs. også innenfor området $0 < P \leq P_{min}$, forutsatt frekvensstabilitet.

12.1.1.2 Praktisering

Dersom konsesjonær ønsker at systemansvarlig skal behovsprøve/beslutte at en produksjonsenhets dimensjonerende verdi for funksjonskravene, P_{maks} , kan være en annen aktiv effekt enn den absolutt høyeste, skal det foreligge tilstrekkelig informasjon som viser at dette er samfunnsmessig rasjonelt. Kapittel 11.2 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/hyppighet av $P_{maks} < P \leq P_{maks,kort}$

Det forutsettes at tiltakshaver kan dokumentere estimert varighetskurve for produksjon over et år, illustrert i Figur 12-2, eller annen estimering av hyppighet av spesielt høy produksjon (for eksempel grunnet unormalt høy vannstand e.l.).



FIGUR 12-2: EKSEMPEL PÅ VARIGHETSKURVER FOR AKTIV EFFEKT FOR TRE ULIKE PRODUKSJONSENHETER (TIMESVERDIER).

12.1.2 Spenningsgrenser

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 produksjonsenheten 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
0,9-1,05 p.u.	Ubegrenset
1,05-1,10 p.u.	60 minutter

12.1.2.2 Praktisering

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 spenningen nettet er dimensjonert for, og som produksjonsenheten skal koordineres med.

TABELL 12-3: MAKSIMALE KONTINUERLIGE SPENNINGER I PER UNIT OG ABSOLUTT SPENNING.

Nettnivå (navnebetegnelse)	Maksimal kontinuerlig spenning, $U_m = 1,05 pu$
420 kV-nett	420 kV
300 kV-nett	300 kV
132 kV-nett	145 kV
110 kV-nett	123 kV
66 kV-nett	72,5 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 varierende 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

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 separatudrifter. Frekvensområdene i Tabell 12-4 og Tabell 12-4 skal ikke benyttes for innstilling av frekvensvern. Systemansvarlig stiller ikke krav til frekvensvern, men legger til grunn at andre typer vern, som

temperatur og vibrasjon, beskytter komponenter ved frekvensavvik/turtallsavvik som utfordrer de mekaniske egenskapene. Dersom frekvensvern benyttes, skal de stilles inn iht. kapittel 12.7.8.

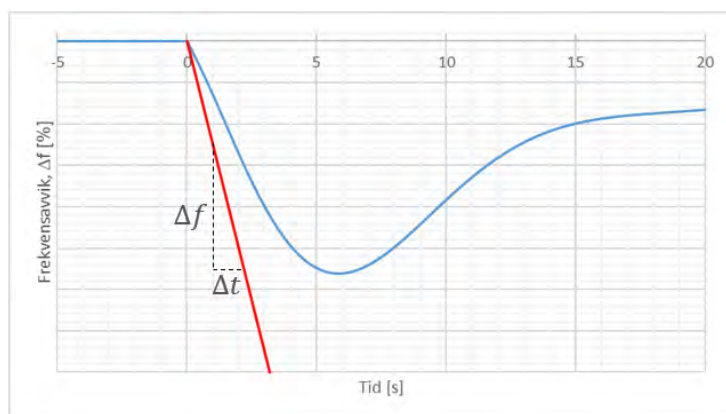
TABELL 12-5: FREKVENSVARIASJONER VED OVERGANGER TIL SEPARATDRIFT

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 produksjonsheter 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 12-3. Produksjonsheter skal ikke unødig begrense evnene til å drifte ved større hurtige frekvensendringer.



FIGUR 12-3: ILLUSTRASJON AV KRAV TIL FREKVENSDRINGSHASTIGHET. DERSOM FREKVENSFORLØPET ER OVER DEN RØDE LINJEN, SOM FALLER MED EN FREKVENSDRINGSHASTIGHET PÅ $\frac{\Delta f}{\Delta t} = 1,5 \text{ Hz/s}$, SKAL PRODUKSJONSHETEN 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.

12.2 Turbinregulator

Turbinregulator i frekvensreguleringsmodus skal til enhver tid være konfigurert iht. systemansvarliges gjeldende vedtak om leveranse av systemtjenester, eller tilsvarende. Markedsvilkår for leveranse av frekvensstyrte reserver 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 disse funksjonskravene. Det henvises til de til enhver tid gjeldende markedsvilkårene.

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.

Krav	Type			Merknad
	B	C	D	
12.2.1 Fullverdig turbinregulator	(X)	X	X	
12.2.2 Forenklet turbinregulator	X			
12.2.3 Deteksjon av separatdrift		(X)	(X)	

12.2.1 Fullverdig turbinregulator

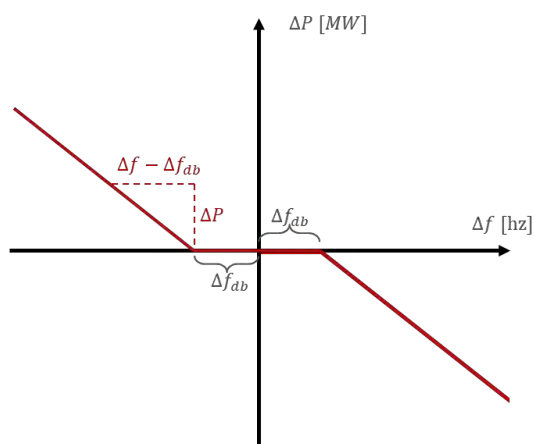
12.2.1.1 Funksjonskrav

Fullverdig turbinregulator skal ha funksjonalitet for frekvensregulering. Turbinregulatorens frekvensreguleringsløyfe skal gi et stasjonært bidrag, ΔP , som funksjon av frekvensen, Δf , utenfor dødbåndet, Δf_{db} , gitt av ligning 12-1 og illustrert i Figur 12-4. Parametere for statikk og dødbånd skal kunne stilles inn iht. Tabell 12-7.

$$\frac{\Delta P}{P_{maks}} b_p = \frac{\Delta f - \Delta f_{db}}{f_0} \quad 12-1$$

TABELL 12-7: MINIMUMSKRAV TIL INNSTILLINGSMULIGHETER I FREKVENSRGULERINGSMODUS FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.

Parameter	Innstillingsmuligheter (minimum)
Dødbånd, Δf_{db}	0 – 0,5 Hz
Statikk, b_p	2-12 %



FIGUR 12-4: REGULATORRESPONS SOM FUNKSJON AV FREKVENSI I FREKVENSRGULERINGSMODUS FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.

Frekvensreguleringens målenøyaktighet skal være bedre enn eller lik 0,01 Hz.

I frekvensregulering skal produksjonsenheter 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 produksjonsenheter kunne regulere opp til P_{maks} (forutsatt $P_{sett} < P_{maks}$) og opprettholde produksjonen ved P_{maks} dersom frekvensen synker ytterligere.

12.2.1.2 Praktisering

Systemansvarliges vurdering og beslutning knyttet til behov for fullverdig turbinregulator bygger på prinsippene fra kapittel 11.2. For dette kravet spesielt vektet særlig betydning for lokal forsyning og sannsynlighet for separatdrift. 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 koble fra på overfrekvens. Dersom ikke annet er spesifisert, skal frekvensvern stilles iht. kravene i kapittel 12.7.8.

12.2.3 Deteksjon av separatdrift og parameterskift – FCR-I

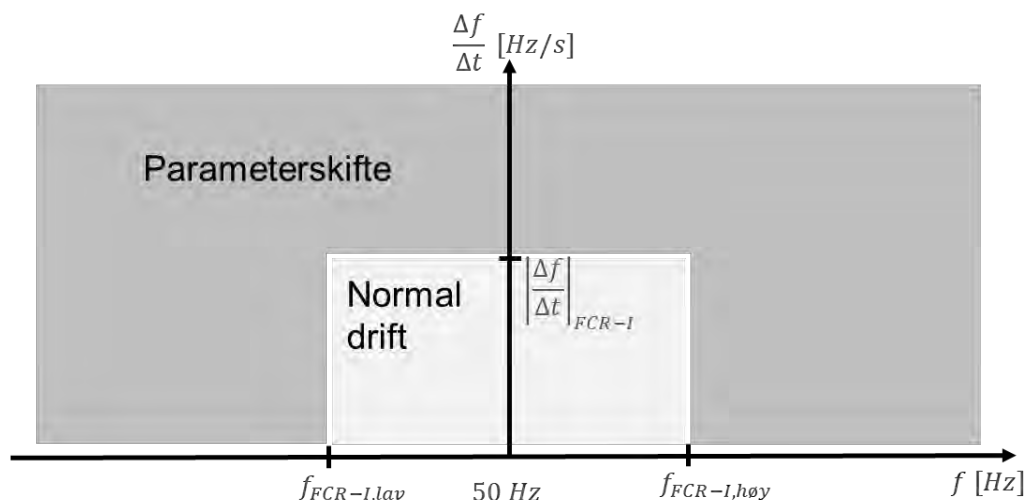
12.2.3.1 Funksjonskrav

Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter skal ha FCR-I funksjonalitet. FCR-I er deteksjon av separatdrift og aktivering av parametersett tilpasset stabilitet på eget nett.

Dersom ikke annet er besluttet, skal funksjonaliteten finnes i alle aggregater med $P_{maks} > 30 MW$. Systemansvarlig kan beslutte at funksjonaliteten skal finnes også i produksjonsenheter med $P_{maks} \leq 30 MW$.

Krav til separatdriftsdeteksjon omfatter både funksjonalitet og innstillingsmuligheter i turbinregulator:

1. Aktivering skal kunne skje iht. følgende kriterier:
 - a. Manuell aktivering av FCR-I fra produsentens driftssentral lokalt i kraftverket, fra det lokale kontrollanlegget, eller fra panel til turbinregulator uavhengig av frekvensnivå.
 - b. Automatisk og uforsinket aktivering av FCR-I ved målt frekvens under terskelverdi $f_{FCR-I, lav}$ eller over $f_{FCR-I, høy}$.
 - c. Absoluttverdi av frekvensendringshastighet $\left| \frac{\Delta f}{\Delta t} \right|$ større enn terskelverdi $\left| \frac{\Delta f}{\Delta t} \right|_{FCR-I}$.
Derivatet skal beregnes ved løpende gjennomsnittlig frekvensendring over siste sekund (1 sekund).



FIGUR 12-5: ILLUSTRASJON AV AUTOMATISK OG UFORSINKET AKTIVERING AV FSM VED KRITERIER 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. Aktivering av statikk iht. spesifikasjon
- iv. Alle nye eksterne automatiske lastendringssignaler (aFRR, AGC etc.) skal automatisk blokkeres/deaktiveres (siste verdier blir stående). Blokkering/ deaktivering av automatisk lastendringssignaler (aFRR, AGC f.eks.) skal gjøres utenfor regulatoren på signal fra regulatoren om at den har gått over i FCR-I modus.
- v. Automatisk endring av lastreferanse ved automatisk overgang til separatdrift skal være mulig. Faktisk bruk må vurderes fra område til område. Automatisk endring av lastreferanse skal ikke skje ved manuell aktivering av FCR-I.
- vi. Deaktivering av spenningsregulatorens dempetilsats skal være mulig, enten på signal fra turbinregulator, eller ved egen funksjonalitet for deteksjon. For å begrense spenningsstigning i nettet ved frekvenser over 50 Hz, skal dempetilsatsen være utkoblet senest 100 ms etter at separatdrift er detektert. Dempetilsats skal være blokkert gjennom det transiente forløpet, inntil frekvensen har nådd 50,0 Hz eller lavere.

3. For deaktivering av FCR-I gjelder følgende:

- i. Kun manuell kommando fra produsentens driftssentral eller fra betjeningspanel (HMI) i kraftverket (lokalkontrollanlegg eller turbinregulatorpanel) skal kunne deaktivere FCR-I.
- ii. Eksterne, automatiske signaler (aFRR, AGC etc.) skal ikke deaktivere FCR-I.
- iii. Manuell endring av settpunkt skal ikke deaktivere FCR-I.
- iv. Deaktivering av FCR-I skal ikke medføre endret effektsettpunkt.
- v. Deaktivering av FCR-I skal medføre at spenningsregulatorens dempetilsats slås på.

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
Aktiveringsterskel - Absoluttverdi frekvensderivat	$\left \frac{\Delta f}{\Delta t_{FCR-I}} \right $	0 – 10,0 Hz/s	1 Hz/s
Tidsforsinkelse for aktivering	t_{FCR-I}	0 – 120,0 s	0 s
Statikk	b_p	2 – 12 %	4 %
Spenningsregulator	Dempetilsats	På eller Av	Varyerer

12.2.3.2 Praktisering

Systemansvarliges vurdering og beslutning knyttet til behov for separatdriftsdeteksjon bygger på prinsippene fra kapittel 11.2. For dette kravet spesielt vektet særlig betydning for lokal forsyning og sannsynlighet for separatdrift. Ses i sammenheng med kravene i kapittel 12.3.

12.3 Frekvensreguleringsegenskaper og -stabilitet

Kapitlet gjelder kun anlegg med krav om fullverdig turbinregulator (frekvensregulering).

TABELL 12-9: OVSERIKT OVER HVILKE SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 12.3. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Krav	Type		
	B	C	D
12.3.1 Frekvensregulering – små lastforstyrrelser	X	X	X
12.3.2 Frekvensregulering – store lastforstyrrelser	(X)	(X)	(X)
12.3.3 Stabilitet	X	X	X

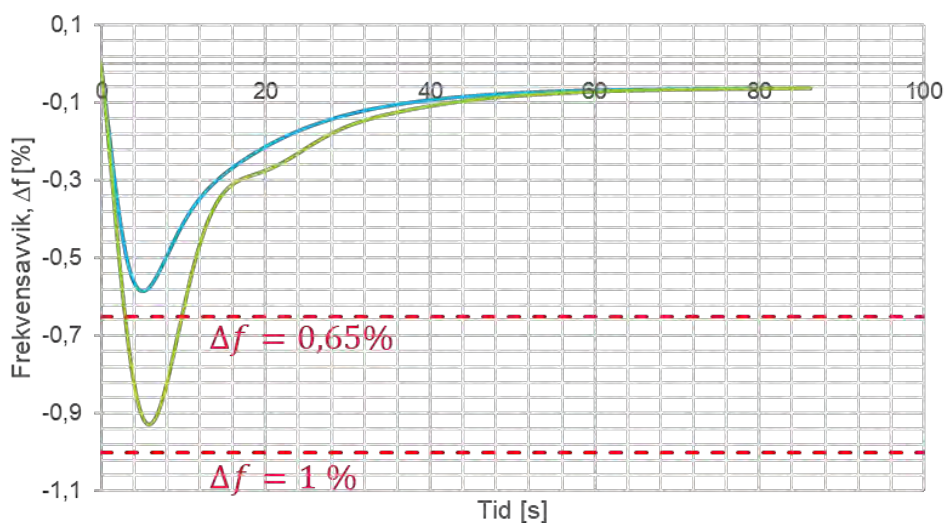
12.3.1 Frekvensregulering - Små lastforstyrrelser

12.3.1.1 Funksjonskrav

For produksjonsenheter med fullverdig turbinregulator stilles det krav til maksimalt transient frekvensavvik ved et lastsprang på 1 % av P_{maks} , ved $P_{sett} = 85 \% \cdot P_{maks}$ og 2 % statikk. Dette er illustrert i Figur 12-6.

Produksjonsenheter med $P_{maks} > 30 MW$ skal ha maksimalt transient frekvensavvik mindre enn 0,65 %.

Produksjonsenheter med $P_{maks} < 30 MW$ 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 %.



FIGUR 12-6: FREKVENSRSPONS I TIDSPANET VED 1 % LASTPÅSLAG. DE RØDE STIPLEDE LINJENE REPRERENTERER KRAVENE TIL MAKSIMALT TRANSIENT FREKVENSAVVIK. GRØNN OG BLÅ KURVER ER EKSEMPLER PÅ FREKVENSFORLØP ETTER ET LASTSPRANG PÅ EGET OHMSK NETT.

12.3.2 Frekvensregulering - Store lastforstyrrelser

12.3.2.1 Funksjonskrav

For synkrone produksjonsenheter med $P_{maks} < 30 MW$ stiller ikke systemansvarlig spesielle krav til utregulering av store lastsprang. De iboende egenskapene skal benyttes optimalt for regulering av store lastsprang.

For produksjonsenheter med $P_{maks} > 30 \text{ MW}$ kan systemansvarlig stille krav til egenskaper for overgang til separatdrift. Pga. stor variasjon mellom typer produksjon og teknologier, må dette behandles særskilt. Dersom det ikke stilles særskilte krav skal iboende egenskaper benyttes optimalt for regulering av store lastsprang.

12.3.2.2 Praktisering

Dersom systemansvarlig skal pålegge krav om egenskaper for overgang til separatdrift, skal det legges frem tilstrekkelig informasjon som viser at dette er samfunnsmessig rasjonelt. Kapittel 11.2 oppsummerer de generelle prinsippene for behovsvurderinger. Videre har følgende spesiell betydning for beslutning om egenskaper for overgang til separatdrift ved store lastforstyrrelser:

- Sannsynlighet for separatdrift
- Type av nærliggende forbruk
- Grad av masket nett
- Kostnader knyttet til oppfyllelse av funksjonskrav forbundet med kategoriene

12.3.3 Frekvensregulering - Stabilitet

12.3.3.1 Funksjonskrav

Produksjonsenheter skal være reguleringsstabile over hele pådragsområdet fra P_{min} til P_{maks} , og skal dempe pendlinger ved frekvensregulering på eget ohmsk nett.

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		
	B	C	D
Reaktiv ytelse	(X)	(X)	(X)

12.4.1.1 Funksjonskrav

Systemansvarlig skal fastsette hvilken reaktiv ytelse produksjonsenheten skal være dimensjonert for ved maksimal effekt, P_{maks} , og nominell spenning, $U_{PCC} = 1,0 p. u.$ Den reaktive ytelsen er referert PCC, hvilket er definert i Figur 12-1. $Q_{kap,maks}$ og $Q_{ind,maks}$ er definert i Figur 12-7. Den reaktive ytelsen skal ikke begrenses unødige ved $P < P_{maks}$ (se også kapittel 12.5.5).

Systemansvarlig kan fastsette kravet innenfor grensene gitt av Tabell 12-11. Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, gjelder krav til reaktiv dimensjonering iht. Tabell 12-12 og Tabell 12-13.

TABELL 12-11: GRENSE FOR REAKTIV YTELSE, INNENFOR HVILKE SYSTEMANSVARLIG SKAL FASTSETTE KRAV TIL SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER. REFERERT PCC.

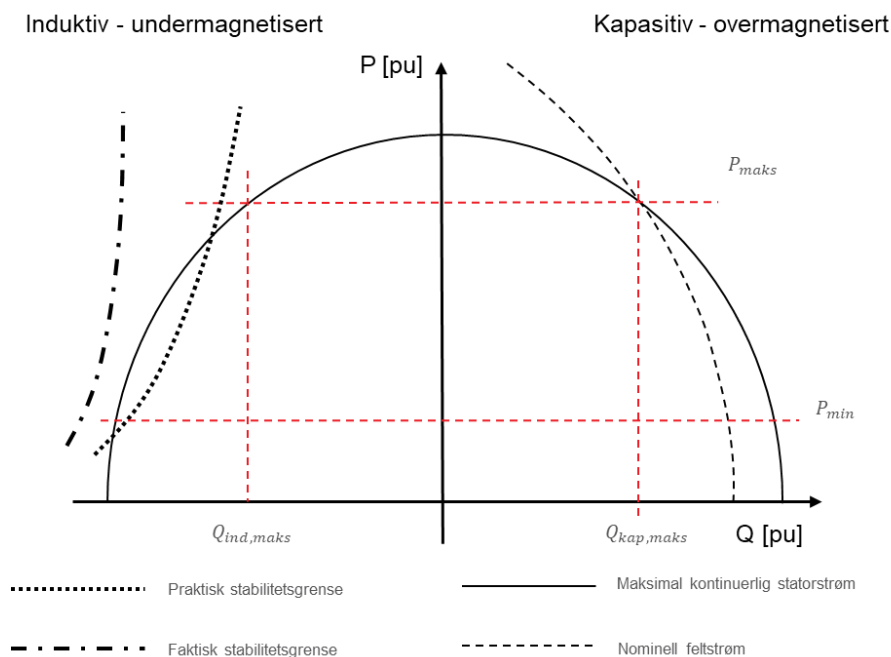
	Reaktiv effekt referert P_{maks}	Effektfaktor $\left(\frac{P_{maks}}{S_n}\right)$
Kapazitiv ytelse	$\frac{Q_{kap,maks}}{P_{maks}} = 0,75 - 0,33$	$\cos \varphi_{kap} = 0,8 - 0,95$
Induktiv ytelse	$\frac{Q_{ind,maks}}{P_{maks}} = -0,75 - -0,33$	$\cos \varphi_{ind} = 0,8 - 0,95$

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	$Q_{kap,maks} = 0,46 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_{kap} = 0,91$
Induktiv ytelse	$Q_{ind,maks} = -0,46 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_{ind} = 0,91$

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	$Q_{kap,maks} = 0,33 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_{kap} = 0,95$
Induktiv ytelse	$Q_{ind,maks} = -0,33 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_{ind} = 0,95$



FIGUR 12-7: DRIFTSDIAGRAMMET TIL EN TYPISK SYNKROGENERATOR

12.4.1.2 Praktisering

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 generatorens ytelse, vil Tabell 12-14 tilsvare det generelle kravet på $\pm 0,46 \cdot P_{maks}$, men referert generatorklemmene.

TABELL 12-14: GENERELT KRAV TIL REAKTIV EFFEKT REFERERT GENERATORKLEMMER MED ANTATT TRANSFORMATORREAKTANS PÅ CA. 12 %.

	Referert P_{maks}	Effektfaktor
Kapasitiv ytelse	$Q_{kap,maks,g} = 0,51 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_g = 0,86$
Induktiv ytelse	$Q_{ind,maks,g} = -0,33 \cdot P_{maks}$	$\cos \varphi_g = 0,95$

Dersom systemansvarlig skal behovsprøve kravet til reaktiv ytelse 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 11.2 oppsummerer de generelle prinsippene som ligger til grunn for systemansvarliges behovsvurderinger. 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 nettvikling

- 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, Sg, ikke gir rom for å gå vekk fra det generelle kravet iht. Tabell 12-12.

12.5 Magnetiseringsutstyr

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 BEHOVSPRØVES.

Krav	Type			Informasjon (Ref. tilknytningskoder)	Merknad
	B	C	D		
12.5.1 Magnetiseringssystem Responstid	X	X	X	<i>RfG – 19.2.a RfG – 17.2.b</i>	<i>Behovsvurdering gjøres kun for produksjonsenheter med $P_{maks} < 30$ MW.</i>
12.5.2 Reguleringsmoduser	X	X	X	<i>RfG – 19.2.a</i>	<i>RfG – 19.2.a gjelder bare klasse D. Klasse B og C er omfattet av lokalt behov.</i>
12.5.3 Lastkompensering/ -statikk		X	X	<i>RfG – 19.2.a</i>	<i>RfG – 19.2.a gjelder bare klasse D. Klasse C er omfattet av lokalt behov.</i>
12.5.4 Frekvensstatikk		(X)	(X)		
12.5.5 Begrensere	X	X	X	<i>RfG – 19.2.b.i-iv</i>	
12.5.6 Dempetilsats		(X)	(X)	<i>RfG – 19.2.b.v</i>	<i>Behovsvurdering for type D gjøres kun for $P_{maks} < 30$ MW. <i>RfG – 19.2.b.v gjelder bare klasse D. Klasse C er omfattet av lokalt behov.</i></i>
12.5.7 Resetfunksjonalitet		X	X		

12.5.1 Magnetiseringssystem - responstid

12.5.1.1 Funksjonskrav

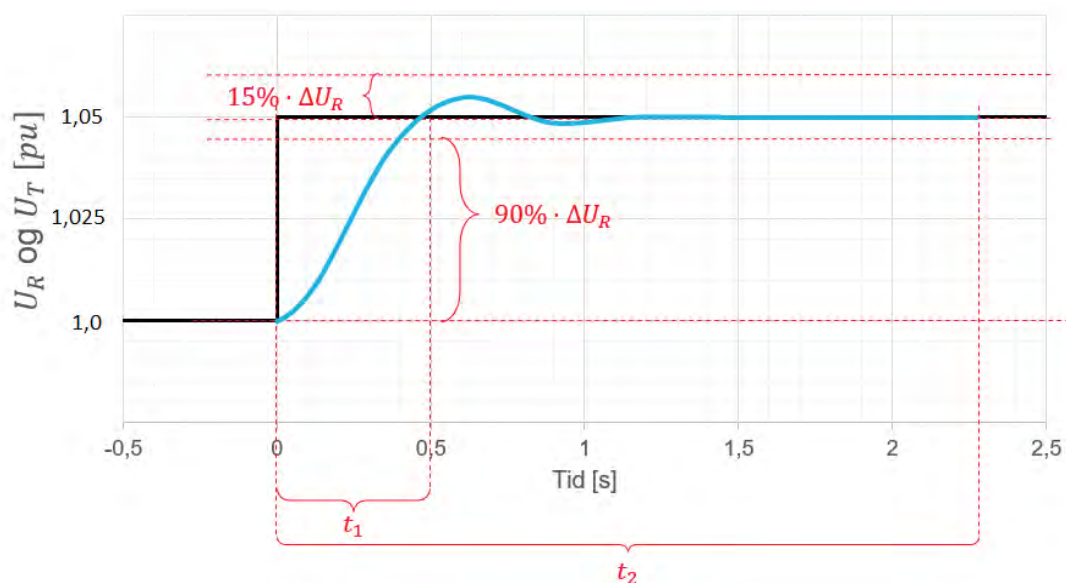
Tidene i

Tabell 12-16 spesifiserer kravene til utreguleringstid for spenning på åpne generatorklemmer for synkroner produksjonsenheter, etter et sprang på $\Delta U_R = 5\%$ i referansespenningen (settpunktet). 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 har stabilisert seg innenfor stasjonærverdi $\pm 5\%$ av sprangendringen, ΔU_R . Maksimal oversving er gitt ved ΔU_R . Kravene gjelder for både opp- og nedregulering, vist i hhv. Figur 12-8 og Figur 12-9.

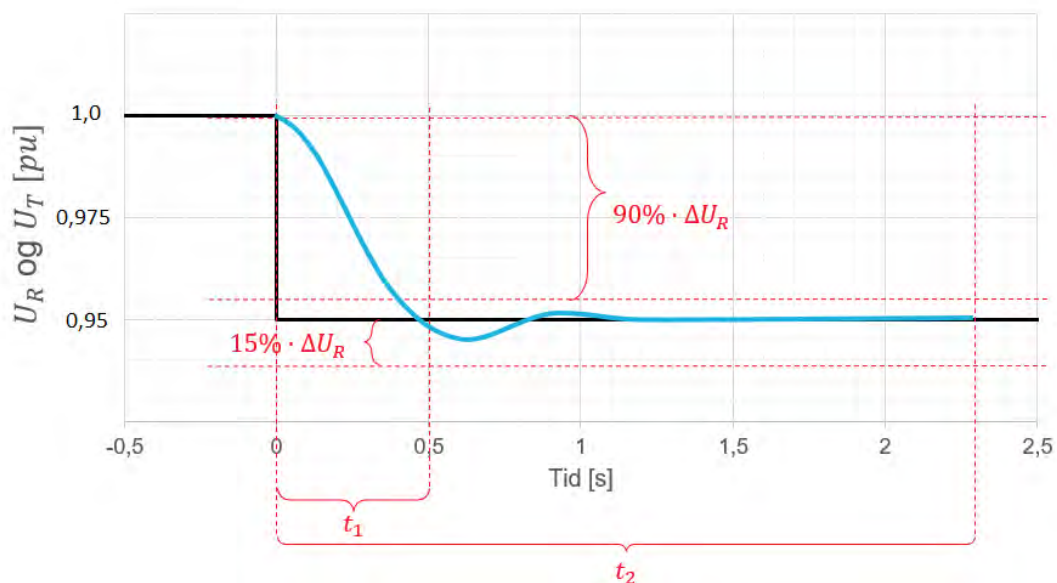
Dersom dempetilsats er påkrevet for produksjonsenheter med $P_{maks} < 30\text{ MW}$ stilles det strengere krav til utreguleringstid.

TABELL 12-16: KRAV TIL UTREGULERINGSTID FOR SPENNING PÅ ÅPNE GENERATORKLEMMER.

Installert ytelse	Utreguleringstid for 90 % av ΔU_R , t_1 [s]	Utreguleringstid stasjonær ($\pm 5\%$ av ΔU_R) t_2 [s]	Oversving
$P_{maks} > 30\text{ MW}$	< 0,5 s	< 2,5 s	< 0,15 ΔU_R
$P_{maks} < 30\text{ MW}$	< 1,0 s	< 2,5 s	< 0,15 ΔU_R
$P_{maks} < 30\text{ MW}$, hvor systemansvarlig har krevd dempetilsats (PSS)	< 0,5 s	< 2,5 s	< 0,15 ΔU_R



FIGUR 12-8: ILLUSTRASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGSREFERANSESTEG I POSITIV RETNING FOR MAGNETISERINGSUTSTYR I LUKKET SLØYFE MED ÅPEN EFFEKTBRUYTER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.



FIGUR 12-9: ILLUSTRASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGSREFERANSESTEG I NEGATIV RETNING FOR MAGNETISERINGSUTSTYR I LUKKET SLØYFE MED ÅPEN EFFEKTBRUYTER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.

12.5.1.2 Praktisering

Det har historisk vært krevet statisk magnetisering med takspenningsfaktor på 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, samt funksjonsprøver av de samme egenskapene. Se kapittel 13.2.1 og 13.2.3.

12.5.2 Reguleringsmoduser

12.5.2.1 Funksjonskrav

Spenningsregulator skal minst ha funksjonalitet for spenningskontroll.

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.
2. MVAR-kontroll (konstant MVAR-verdi)
MVAs-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 $Q_{kap,maks}$.

12.5.3 Lastkompensering/statikk - 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 på et annet punkt enn generatorklemmene.

12.5.4 Frekvensstatikk

12.5.4.1 Funksjonskrav

Spenningsregulator som endrer spenningsreferanse ved frekvensavvik, frekvensstatikk, kan benyttes for å forbedre stabiliteten til synkrone produksjonsenheter, med mindre systemansvarlig har besluttet noe annet. Endringen i referansespenning skal ikke være større enn 5 % referert nominell spenning og skal være aktivert i et frekvensbånd på ± 2 Hz.

12.5.4.2 Praktisering

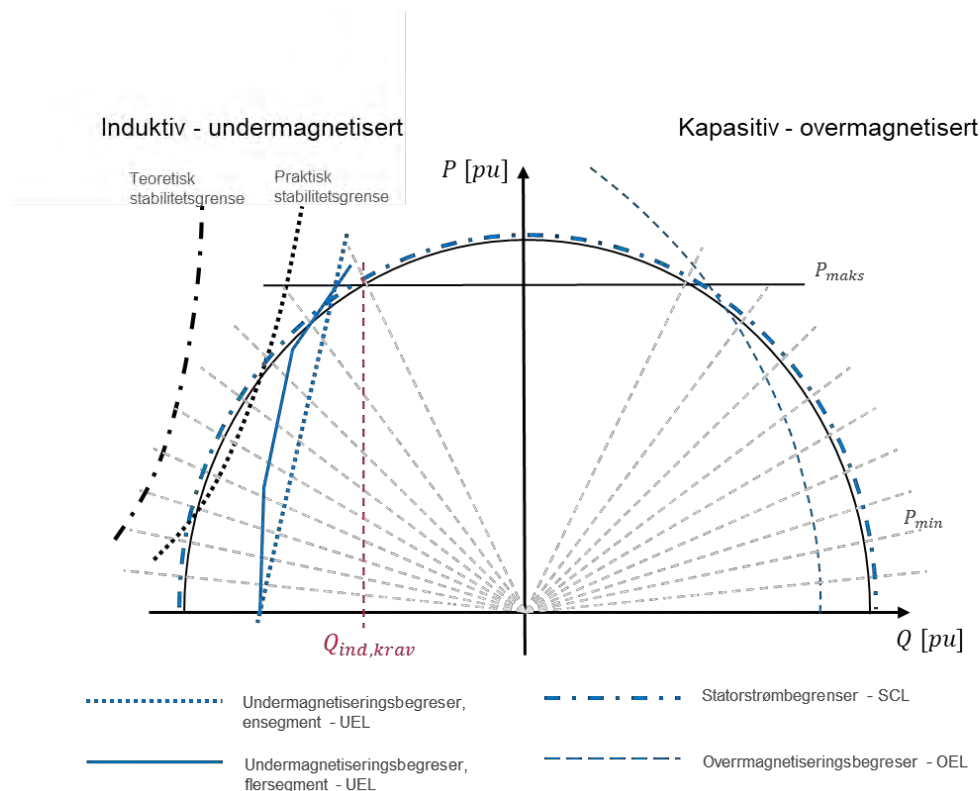
Systemansvarlig kan beslutte at frekvensstatikk ikke skal være aktiv, dersom dette skaper unødig høye spenninger ved overgang til separatudrift. Frekvensstatikk benyttes fortrinnsvis for å bedre stabiliteten til synkrone produksjonsanlegg, og er derfor ikke å anse som en systemtjeneste på lik linje som leveranse av reaktiv effekt med spenningsstatikk eller frekvensstatikk i turbinregulator.

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 $0 \leq P \leq P_{maks}$. Dette er illustrert i Figur 12-10. Viktige hensyn er:

1. Overmagnetiseringsbegrensere (feltstrømbegrensere), OEL - Over Excitation Limiter, skal tillate kortvarig overlast – takspenningsfaktor i 10 sekunder
2. Undermagnetiseringsbegrensere, UEL – Under Excitation Limiter;
 - a) Skal tillate kontinuerlig trekk av reaktiv effekt iht. krav i kapittel 12.4.
 - b) Skal koordineres med og være selektiv mot undermagnetiseringsvern slik at generatorens evne til å forbruke reaktiv effekt kan utnyttes fullt ut i henhold til generatorens kapabilitetsdiagram og uten at generatoren kommer inn i ustabil område, samtidig som krav til induktiv reaktiv ytelse ved $P = P_{maks}$ er oppfylt. Det kan benyttes ensegment- eller flersegment-begrensere.



FIGUR 12-10: ILLUSTRASJON AV PRINSIPPER FOR HVORDAN MAGNETISERINGSUTSTYRETS BEGRENSERE SKAL INNSTILLES.

12.5.5.2 Praktisering

Koordinering mot undermagnetiseringsvern for eksisterende anlegg.

12.5.6 Dempetilsats (Power System Stabilizer)

12.5.6.1 Funksjonskrav

Synkrone produksjonsenheter med $P_{maks} > 30 \text{ MW}$ skal ha dempetilsats (PSS – Power System Stabilizer). Systemansvarlig kan kreve dempetilsats for synkrone produksjonsenheter med $P_{maks} < 30 \text{ MW}$ dersom dette vurderes nødvendig. 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 dempetilsatsen av når turbinregulator går over til driftsmodus FCR-I. Denne funksjonen skal også kunne deaktiveres/ blokkeres.

12.5.6.2 Praktisering

Dempetilsats med måling av både frekvens og effekt betyr i praksis at type PSS2A [11] eller nyere skal benyttes.

Systemansvarliges vurdering og beslutning knyttet til behov for dempetilsats for synkrone produksjonsenheter av type C og type D med $P_{maks} < 30 \text{ MW}$ bygger på prinsippene fra kapittel 11.2. For dette kravet spesielt baseres vurderingene og beslutningen på nettets styrke og stabilitetsmarginer.

12.5.7 Resetfunksjonalitet

12.5.7.1 Funksjonskrav

Spenningsregulator skal ha funksjonalitet for automatisk resetting av spenningssettpunkt etter innfasing når den er i spenningskontroll. 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. Innregulering til nytt spenningssettpunkt skal **fortrinnsvis** skje **ved en rampe** uten sprang i reaktiv effekt. Dersom annen løsning benyttes skal det ikke være sprang på mer enn maksimalt ± 5 MVAR eller $\pm 5\%$ av Q_{maks} ved innregulering til riktig MVAR-bidrag iht. spenningsavvik og spenningsstatikk.

12.6 Robusthet og gjenoppbygning

TABELL 12-17: 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.

Krav	Type			Merknad
	B	C	D	
12.6.1 Fault Ride Through	X	X	X	
12.6.2 Produksjons-gjenoppbygning	X	X	X	
12.6.3 Svartstart		(X)	(X)	
12.6.4 Respons ved eksterne feil		(X)	X	<i>Deler av kravet er behovsvurdert</i>
12.6.5 Stoppetid			(X)	<i>Ikke alle anlegg av type D</i>
12.6.6 Automatisk gjeninnkobling	X	X	X	<i>Gjelder bare anlegg tilknyttet transmisjon- eller regionalnettet</i>

12.6.1 Fault Ride Through

12.6.1.1 Funksjonskrav

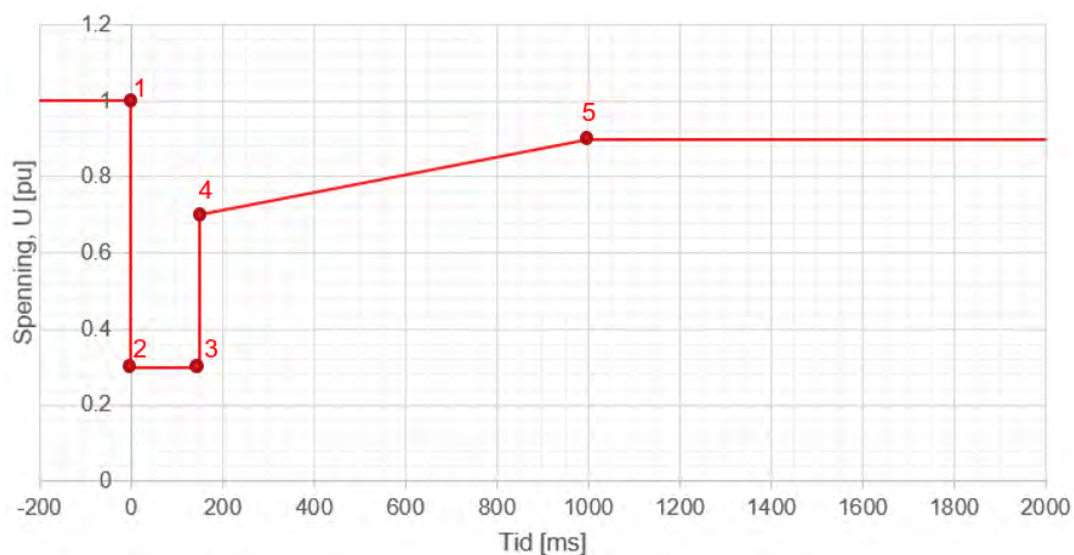
SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER SKAL VÆRE TRANSIENT STABILE OG OPPRETTHOLDE PRODUKSJONEN VED FORBIGÅENDE FEIL MED VARIGHET $t_{feil} = 150$ ms SOM FØRER TIL SPENNINGSFALL. DE ULIKE TYPENE PRODUKSJONSENHETER ER KRAVSTILT IHT.

Tabell 12-18. Kravene gjelder for symmetriske feil (3-fasefeil)¹⁴. Kravene er illustrert i Figur 12-11 og Figur 12-12. Driftsforholdene før og etter feil skal være iht. Tabell 12-19.

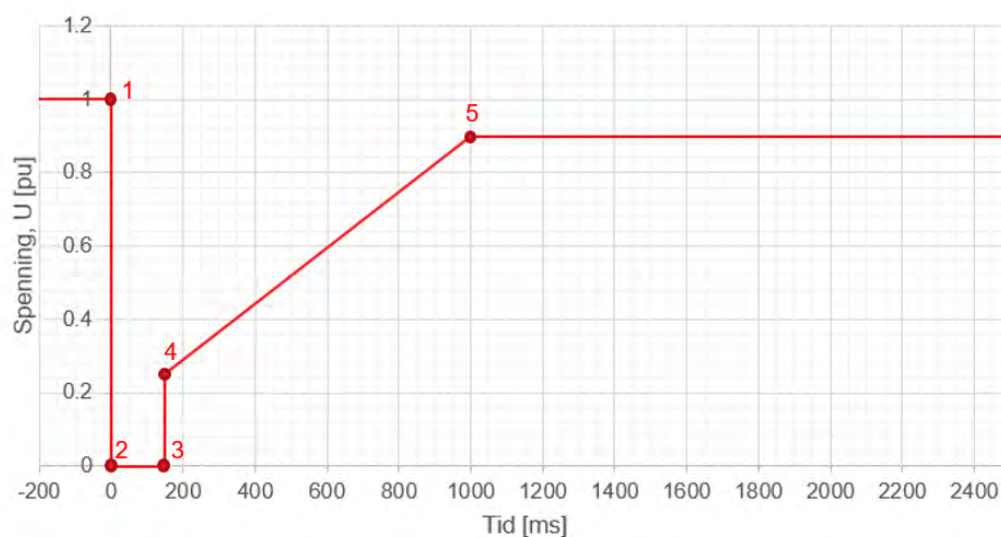
¹⁴ Det stilles ikke eksplisitte krav til FRT-egenskaper for usymmetriske feil, men egenskapene skal ikke begrenses unødige.

TABELL 12-18: 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 \geq 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 12-11: 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 12-12: 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 12-19: 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

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 dampmaskiner. 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

Systemansvarlig kan beslutte at synkrone produksjonsenheter skal ha funksjonalitet for svartstart. Da skal følgende krav til den tekniske løsningen oppfylles:

1. *Oppstartstid*
Produksjonsenheter skal ha evne til å starte opp fra svart nett i løpet av en gitt tid bestemt av systemansvarlig. Denne tiden er definert som tiden fra storkommando gis til generator og generatortransformator er spenningsatt, og kan laste opp omliggende nett og last. Startforløpet skjer uten ekstern kraftforsyning.
2. *Varighet på nødstrømsforsyning*
Produksjonsenheter skal kunne selvforsynes fra batterianlegg eller reservestrømanlegg i en tid bestemt av systemansvarlig.

Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, skal produksjonsenheter med funksjonalitet for ha oppstartstid på 15 ⚡-minutter.

Produksjonsenheter skal være selvforsynt med reservestrøm i minimum 2 timer.

12.6.4 Respons ved eksterne nettfail

12.6.4.1 Funksjonskrav

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.

Synkrone produksjonsenheter av type D, samt type C vurderes å være viktig for frekvens og stabilitet for kraftsystemet. De skal gå til tomgang og bli klare for fjernstyrt innkobling.

Tomgangs-/husdriften skal kunne opprettholdes i minst 2 timer.

12.6.5 Stoptid

12.6.5.1 Funksjonskrav

Synkrone produksjonsenheter ≥ 100 MVA som er spesielt viktig for forsyningen, skal ha funksjonalitet som sørger for at stoppforløp tar kortere tid enn 15 minutter.

12.6.5.2 Praktisering

Kravet om stoppforløp kortere enn 15 minutter kan løses vha. elektrisk brems. Alternative løsninger kan også vurderes.

12.6.6 Automatisk gjeninnkobling

12.6.6.1 Funksjonskrav

Synkrone produksjonsanlegg tilknyttet transmisjon eller regionalnettet skal ikke ha aktivert funksjonalitet for automatisk gjeninnkobling etter frakobling.

12.7 Apparat- og kontrollanlegg

TABELL 12-20: 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 BEHOVSPRØVES.

Krav	Type			Merknad
	B	C	D	
12.7.1 Informasjonsutveksling		(X)	(X)	Kun deler av kravet er behovsvurdert
12.7.2 Kommunikasjon		X	X	
12.7.3 Fjernstyring		(X)	(X)	Kun deler av kravet er behovsvurdert
12.7.4 Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer		X	X	
12.7.5 Rampehastiget		X	X	
12.7.6 Vannstandsregulering	X	X	X	
12.7.7 Feilskriverutstyr		(X)	X	
12.7.8 Vern	X	X	X	
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 skal ha mulighet for å overføre informasjon til aktuell systemoperatør(er). Det skal være mulig å overføre følgende informasjon:

5. Aktiv effekt, P
6. Reaktiv effekt, Q
7. Strøm, I
8. Spenning, U
9. Frekvensreguleringsstatikk (i %)
10. Spenningsstatikk (i %)

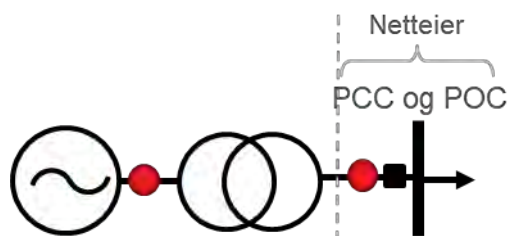
11. Dersom aktuelt – signaler i spesifikasjonen for separatdriftsdeteksjon – FCR-I. Se kapittel 12.2.3

Systemansvarlig kan spesifisere flere verdier dersom det er behov for dette.

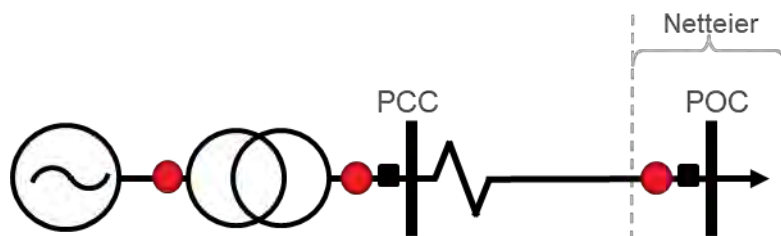
Målingene skal ha kvalitet etter følgende kriterier:

5. Strøm og spenning – maksimalt 0,2 % avvik
6. P og Q – maksimalt 0,5 % avvik
7. Frekvens – maksimalt 0,015 % avvik
8. Bryterstilling skal overføres med maksimalt 1 sekund forsinkelse
9. Målinger og meldinger for diskrete verdier (for eksempel trinkobler) er kalibrerte og korrekte ved systemansvarliges mottak.

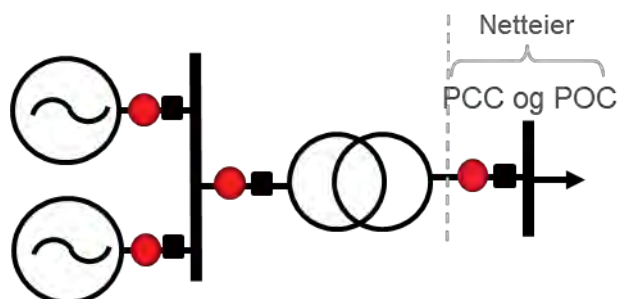
Det skal overføres målinger fra produksjonsenheter iht. punktene i Figur 12-13, Figur 12-14 og Figur 12-15. For alle punkter skal det utveksles for målinger av aktiv- og reaktiv effekt, P og Q , samt bryterposisjoner for hosliggende bryter (der relevant). I PCC skal også spennings- og frekvensmålinger utveksles. Dersom der er andre typer tilkoblinger, kan systemansvarlig beslutte andre målepunkter.



FIGUR 12-13: PLASSERING AV MÅLEPUNKTER (RØDE PRIKKER) FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.



FIGUR 12-14: PLASSERING AV MÅLEPUNKTER (RØDE PRIKKER) FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER, HER ILLUSTRERT MED TILKNYTNING MED EN PRODUKSJONS RADIAL.



FIGUR 12-15: PLASSERING AV MÅLEPUNKTER (RØDE PRIKKER) FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER, HER ILLUSTRERT VED TO GENERATORER PÅ FELLES GENERATORTRANSFORMATOR.

12.7.1.2 Praktisering

Systemansvarliges vurdering og beslutning knyttet til behov for fjernstyring bygger på prinsippene fra kapittel 11.2 og 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.

12.7.2 Kommunikasjon

12.7.2.1 Funksjonskrav

Det skal benyttes kommunikasjonsprotokoll i henhold til spesifikasjoner fra systemansvarlig for utveksling av informasjon med aktuell(e) systemoperatør(er). 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 fra produksjonsenheter 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 skal ha funksjonalitet for å fjernstyre følgende (direkte eller indirekte gjennom moduskifter):

1. Lastreferanse
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 kreve at andre innstillinger i produksjonsenheter også skal kunne fjernstyres, dersom det er nødvendig for driften av systemet.

12.7.3.2 Praktisering

Systemansvarliges vurdering og beslutning knyttet til behov for fjernstyring bygger på prinsippene fra kapittel 11.2 og 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.

12.7.4 Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer

12.7.4.1 Funksjonskrav

Produksjonsenheters 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 produksjonsenheter
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

Dersom systemansvarlig skal beslutte at produksjonsenheter av type C skal ha feilskriverutstyr bygger beslutningen på prinsippene fra kapittel 11.2 og 2.1. For dette kravet vektet spesielt betydning for nettdriften i aktuelt område. Dette knyttet til spenningsforhold, sannsynlighet for separatudrifter 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 12-21: FREKVENSVERNINNSTILLINGER FOR VANNKRAFTVERK AV TYPE D OG C

Steg	Minimumsgrense 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 12-22: FREKVENSVERNINNSTILLINGER FOR VANNKRAFTVERK AV TYPE B

Steg	Grense og forsinkelse
Overfrekvens, steg 1, f >	51,5 Hz, 1 sekunder
Underfrekvens steg 1, f<	45,0 Hz, 1 sekunder

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
 - *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 skinnføringer frakobles nettet trepolet innen 0,2 s.
 - *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.
 - *Utkoblingstider for feil på generator og transformator ved vernsystemsvikt*
 - i. Kortslutning på generator med tilhørende skinnføringer 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.

- *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
 - *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.
 - *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.
 - *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.
 - *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
 - 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

Generatortransformator skal følge jordingsprinsippet til tilknyttet nett.

Spenningssetting av generatortransformatoren skal fortrinnsvis skje fra generator. Dersom generatortransformator skal spenningsettes fra nettet, skal behov for apparat for begrenning av innkoblingsstrømmer vurderes iht. kapittel 5.2.4 (5.2.4.6).

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.

13 Krav til verifiserende analyser og tester for synkrone produksjonsenheter

Tabell 13-1 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. 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 produksjonsenheter 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 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).

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 kapitlet 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 BEHOVSPRØVES.

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
13.2.1	Magnetiseringsutstyr		(X)	(X)	Behov for simulering av magnetiseringsutstyret skal kun vurderes dersom det <u>ikke</u> er statisk magnetisering, takspenningsfaktor større eller lik 2, og krav til dempetilsats iht. kapittel 13.1.4
13.1.4	Reaktiv ytelse	(X)	(X)	(X)	

13.1.1 Krav til analyse av Fault Ride Through-egenskaper

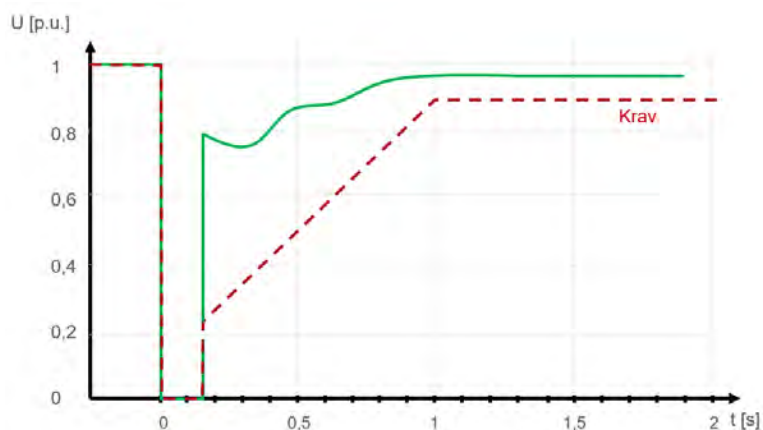
Den planlagte synkrone produksjonsenhetens kritiske feilklareringstid skal dokumenteres (CCT – Critical Clearing Time). Denne er definert ved den lengste feilklareringstiden, t_{feil} , som ikke resulterer i tap av synkronisme når feilhendelsen fører til en restspenning i tilknytningspunktet U_{ret} .

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.

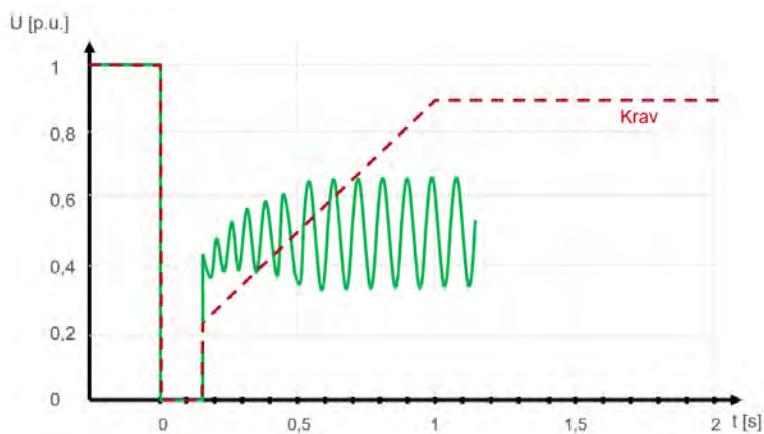
Dersom det motsatte er tilfellet, at produksjonsenheten mister synkronisme selv om spenningsforløpet er over krav-kurven, er ikke de planlagte verdiene for anlegget tilstrekkelige. Dette er illustrert i Figur 13-2 og Figur 13-4.

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.

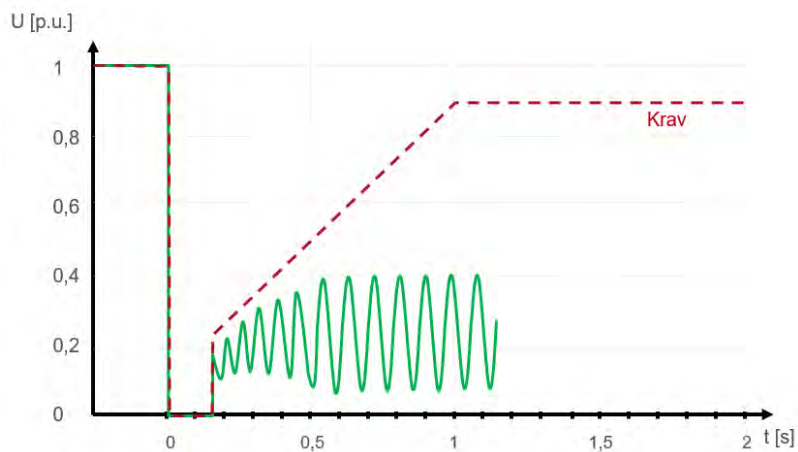
Innholdet og gjennomføring av simuleringen er oppsummert i Tabell 13-2. Dersom tiltakshaver kan vise etterlevelse av kravene på annen måte, skal systemansvarlig vurdere om metode og dokumentasjon er tilfredsstillende.



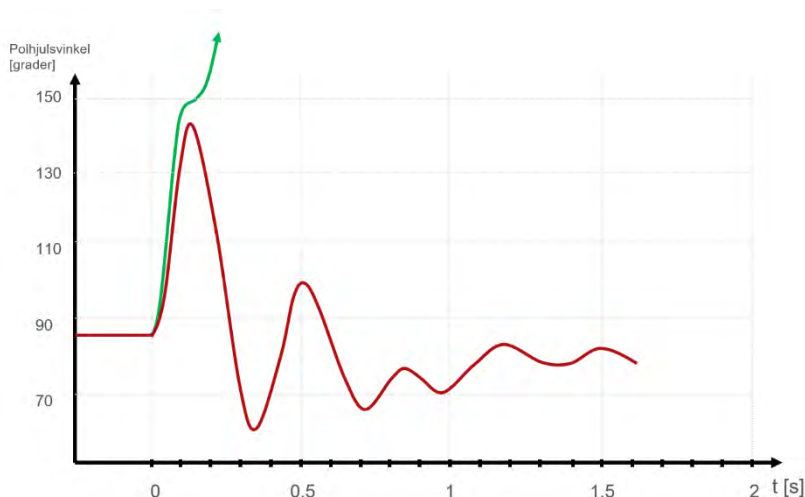
FIGUR 13-1: TYPISK TIDSFORLØP FOR SPENNING I TILKNYTNINGSPUNKT NÅR SYNKRONISME MOT NETTET BEHOLDSES.



FIGUR 13-2: TYPISK TIDSFORLØP FOR SPENNING I TILKNYTNINGSPUNKT NÅR SYNKRONISME MOT NETTET TAPES VED FEILKLARERINGSSTID > CCT, SELV OM SPENNINGEN LIGGER OVER KRAV-SPENNINGSPROFILEN.



FIGUR 13-3: TYPISK TIDSFORLØP FOR SPENNING I TILKNYTNINGSPUNKT NÅR SYNKRONISME MOT NETTET TAPES VED FEILKLARERINGSSTID > 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, $U_{POC} = 1 p. u.$
MODELL	<p><u>Modellering av feil:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Type D hvor $U_n \geq 110 kV$ Metallisk kortslutning i POC ($Z_{feil} = 0 p. u.$) i POC, slik at $U_{feil} = 0 p. u.$ i en gitt tid, t_{feil} [ms]. • Type B, C og type D hvor $U_n < 110 kV$ <p>Kortslutning i POC ($Z_{feil} > 0 p. u.$) i POC, slik at $U_{feil} = 0,3 p. u.$ i en gitt tid, t_{feil} [ms].</p> <p>FIGUR 13-5: ILLUSTRASJON AV NETTMODELL OG RELEVANTE DEFINISJONER MED BETYDNING FOR ANALYSEN</p> <p><u>Modellering av omkringliggende nett:</u> Samme før og etter feil. To alternativer:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Nettmodell som representerer lettlast, dvs. ved minimal kortslutningsytelse

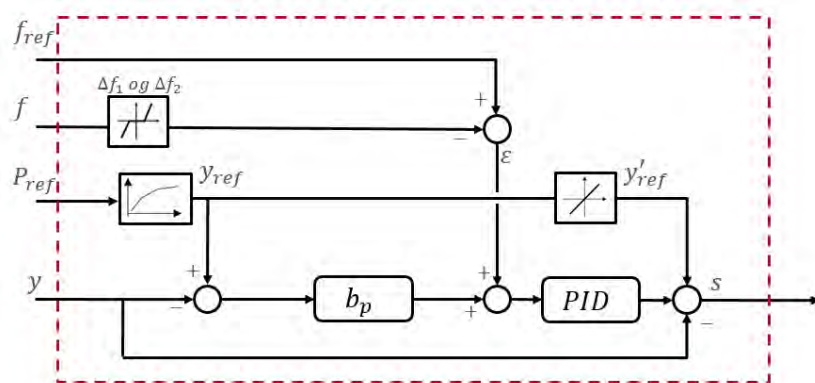
	<p>2. Thevenin ekvivalent – modell av nettet med minimal kortslutningsytelse med spenningskilde $U_{th} = 1 \text{ p.u.}$ og $Z_{th} = \frac{U_{th}}{I_k}$ eller $Z_{th} = \frac{ U_{th} ^2}{S_n^*}$.</p>
<p>DOKUMENTASJON</p>	<p><u>Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Merkeytelse, S_n [MVA] • Maksimal aktiv effekt, P_{maks} [MW] • Svingmasse, enten; <ul style="list-style-type: none"> ○ Inertia-konstant, H [s] ○ Generatortidskonstant T_a [s] eller, ○ Tregghetsmoment, J [kgm²] • Transient reaktans generator, X'_d [pu] • Transient reaktans transformator, X'_t [pu] • Dersom produksjonsradial; Linjereaktans, X_l [pu] • Kortslutningsytelse, S_k [MVA] / I_k [A] <p><u>Grafer:</u></p> <p>Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid $t_{feil} = 150 \text{ ms}$:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tidsforløp av: <ul style="list-style-type: none"> ○ Spenningen i tilknytningspunktet, U_{POC} ○ Spenning på generatorklemmene, U_g ○ Rotorvinkel/polhjulsvinkel ○ Aktiv effekt ○ 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 produksjonsenhetens kravetterlevelse sjekkes ved denne kortslutningsytelsen. <p>Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid lik kritisk feilklareringstid, $t_{feil} = t_{CCT}$:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tidsforløp av: <ul style="list-style-type: none"> ○ Spenningen i tilknytningspunktet, U_{POC} ○ Spenning på generatorklemmene, U_g ○ Rotorvinkel/polhjulsvinkel ○ Aktiv effekt ○ Reaktiv effekt <p>Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid, $t_{feil} = t_{CCT} + 10 \text{ ms}$ (dette for å vise ustabilitet):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tidsforløp av: <ul style="list-style-type: none"> ○ Spenningen i tilknytningspunktet, U_{POC} ○ Spenning på generatorklemmene, U_g ○ Rotorvinkel/polhjulsvinkel ○ Aktiv effekt ○ Reaktiv effekt <p>For alle resultater skal aksene tydelig benevnes og merkes med verdier. Eventuell egen analyserapport vedlegges.</p>

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 13-2 skal benyttes.

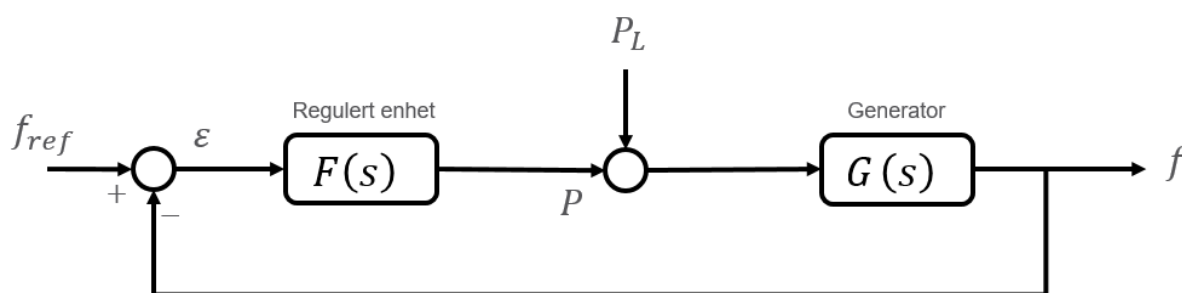
Analysene gjennomføres ved å modellere produksjonsenheten mekaniske pådrag (vannvei, dampkjele, gassturbin, etc. turbinregulering (ledeapparater, deflektorer, etc.), mekaniske egenskaper (generator- og turbintyngde) og turbinregulator. Det skal benyttes parametere som er optimale for separatudrift. Dette 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 [14]. Andre varianter finnes også. Systemansvarlig stiller ikke krav til oppbygning av regulator, men til resulterende respons.



FIGUR 13-6: PRINSIPELL OPPBYGNING AV FREKVENSRREGULERING VED TILBAKEFØRING AV SERVOPOSISJON.

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: PRINSIPELL 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 regulerede systemet.
2. Lastregulering av små lastforstyrrelser angir reguleringsegenskapene for det regulerede 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 ulineæriteter blir dominerende. Dette inkluderer ulinær 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.

$$S(s) = \frac{\varepsilon}{f_{ref}} = \frac{1}{1+F(s)G(s)} = \frac{1}{1+G_0(s)} \quad 13-1$$

Gjennom til kriterier til den åpne sløyfe-transferfunksjonen, $G_0(s)$, er stabilitet sikret og pendlinger tilstrekkelig dempet.

Forsterkningsmarginen, A_m , er gitt av differansen mellom 0 dB og forsterkningen, $|G_0(j\omega)|$, når transferfunksjonens vinkel er 180 grader, $\angle G_0(j\omega) = -180^\circ$.

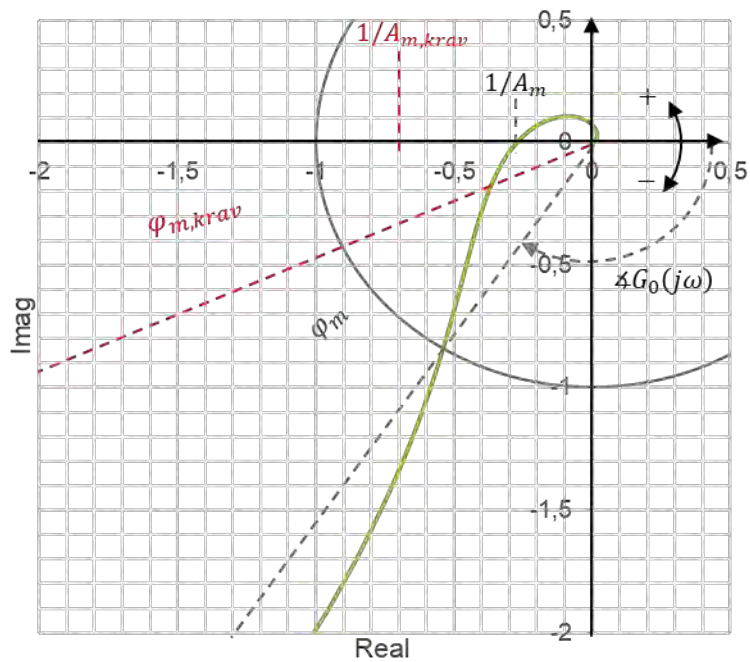
Fasemarginen, φ_m , er gitt av differansen mellom fasevinkelen, $\angle G_0(j\omega)$, ved $|G_0(j\omega)| = 1 = 0$ dB og -180° .

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.

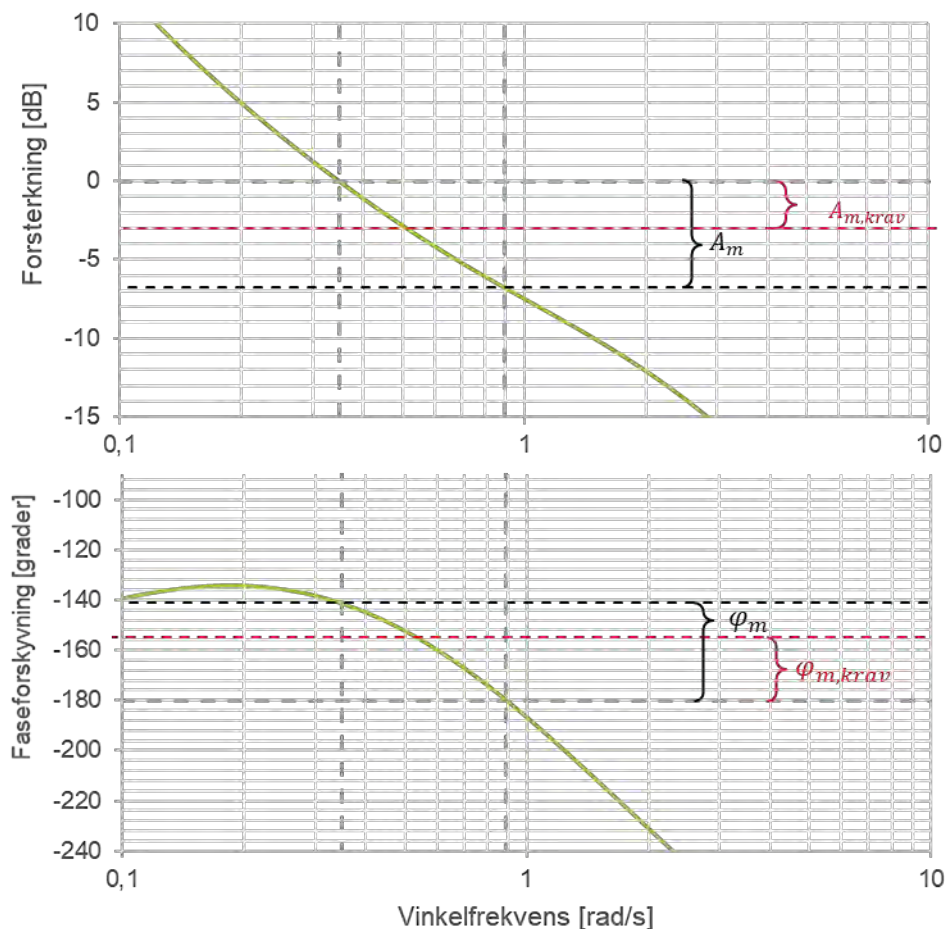
$$A_m = 0 \text{ dB} - 20 \log_{10}(|G_0(j\omega)|) > A_{m,krav} = 3 \text{ dB} \text{ når } \angle G_0(j\omega) = -180^\circ \quad 13-2$$

$$\varphi_m = \angle G_0(j\omega) + 180^\circ > \varphi_{m,krav} = 25^\circ \text{ når } |G_0(j\omega)| = 1 = 0 \text{ dB} \quad 13-3$$

Merk at $\angle G_0(j\omega)$ 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. RØDSTIPELE LINJER INDIKERER KRAVENE TIL STABILITETSMARGIN. GRÅSTIPELE ER FAKTISK STABILITETSMARGIN.



FIGUR 13-9: ILLUSTRASJON AV FREKVENSPANRESPONSEN (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 FREKVENSGULERING FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE ANALYSE: FREKVENSGULERING - STABILITET	
KRAV TIL ANALYSE	Dokumentere at den planlagte synkrone produksjonsenheten er planlagt og dimensjonert for å ha tilstrekkelig demping av frekvenspendlinger iht. kravene i kapittel 12.3.3.
FORUTSETNINGER	Aktiv effekt: $P_{sett} = P_{maks}$ Statikk: $b_p = 2\%$ Modellen har ingen ulineæriteter. 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	<p><u>Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Maksimal aktiv effekt, P_{maks} [MW] • Blokkdiagram for regulator og regulatorparametere • Beskrivelse av vannveimodell (dersom vannkraft) og vannveitidskonstant(er) • Blokkdiagram av systemet og: <ul style="list-style-type: none"> ○ Produksjonsenhetens svingmasse, enten ved; <ul style="list-style-type: none"> ▪ Inertia-konstant, H [s] ▪ Generatortidskonstant T_a [s] eller, ▪ Tregghetsmoment, J [kgm²] ○ Eventuell dempeeffekt i generator, P_D [MW] <p><u>Grafer:</u></p> <p>Frekvensplanresponsen til modellen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nyquist- eller Bode-diagrammet til transferfunksjonen $G_0(s) = G(s)F(s)$. • Dokumentasjon på forsterkning- og fasemargin. <p>Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier. Eventuell egen analyserapport vedlegges.</p>
----------------------	--

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 produksjonsenhetens 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.

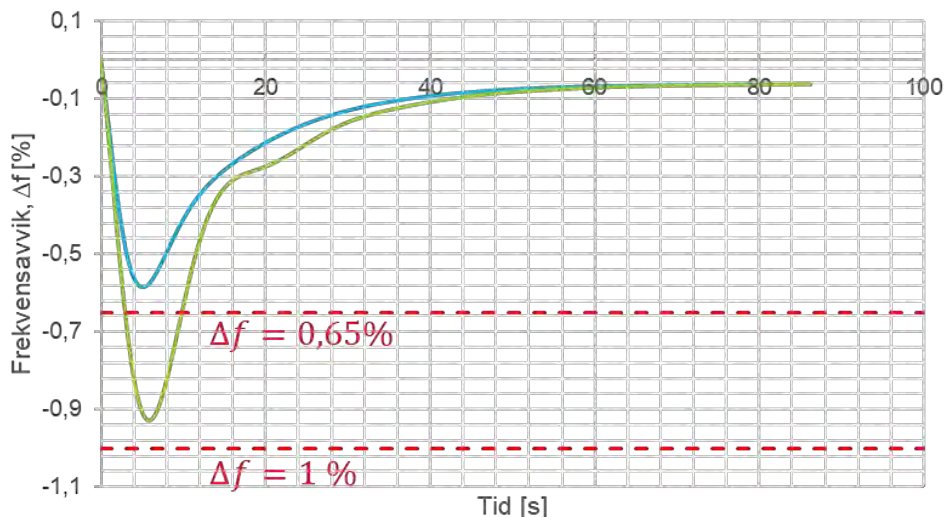
$$H(s) = \frac{f}{P_L}(s) = -\frac{G(s)}{1+G_0(s)} = \frac{1}{-\frac{1}{G(s)}-F(s)} \quad 13-4$$

I ligningen over betegner $G_0(s) = F(s) \cdot G(s)$ åpen sløyfe-transferfunksjonen til systemet i Figur 13-7.

Analysen kan gjøres på to alternative metoder:

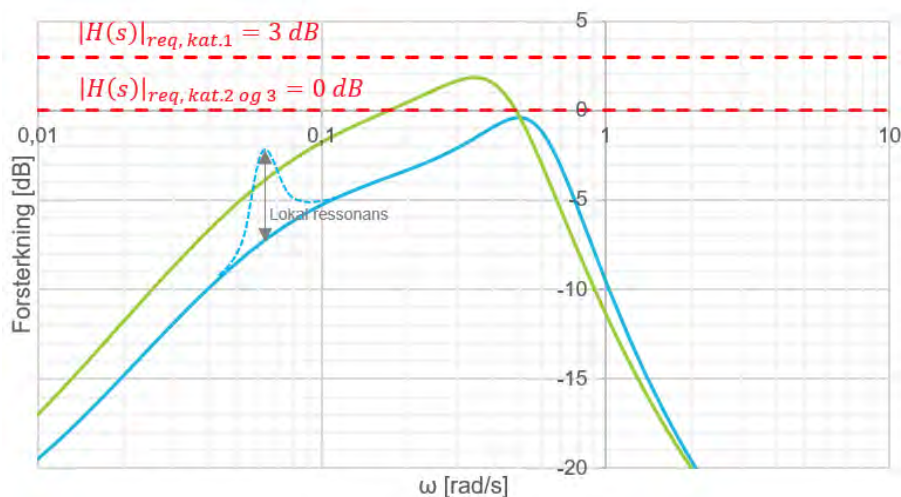
- Analyse av maksimalt transient frekvensavvik (NADIR) for tidsresponsen ved et simultant lastsprang, eller;
- Høyeste forsterkning i frekvensplanresponsen til det frekvensregulerte systemet, $|H(s)|_{maks}$, ref. ligning 13-4

Ved simulering av tidsrespons skal det påtrykkes en stegendring i frekvensreferansen, P_L , på 1 %.



FIGUR 13-10: ILLUSTRASJON AV TIDSRESPONSEN TIL ET FREKVENREGULERT SYSTEM VED 1 % LASTPÅSLAG.

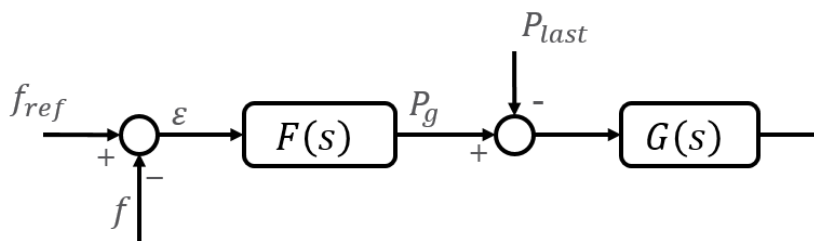
Ved simulering av produksjonsenhetens lastregulering i frekvensplanet dokumenteres forsterkningen i systemet, $|H(s)|$, for frekvenser, ω [$\frac{rad}{s}$] i bredt nok område til å dokumentere toppunktet. Dette er illustrert i Figur 13-11. Systemansvarlig legger til grunn at forsterkningstopp i lukket sløyfe på hhv. 3 dB og 0 dB gir ca. 1 % og 0,65 % frekvensavvik i tidsplanet.



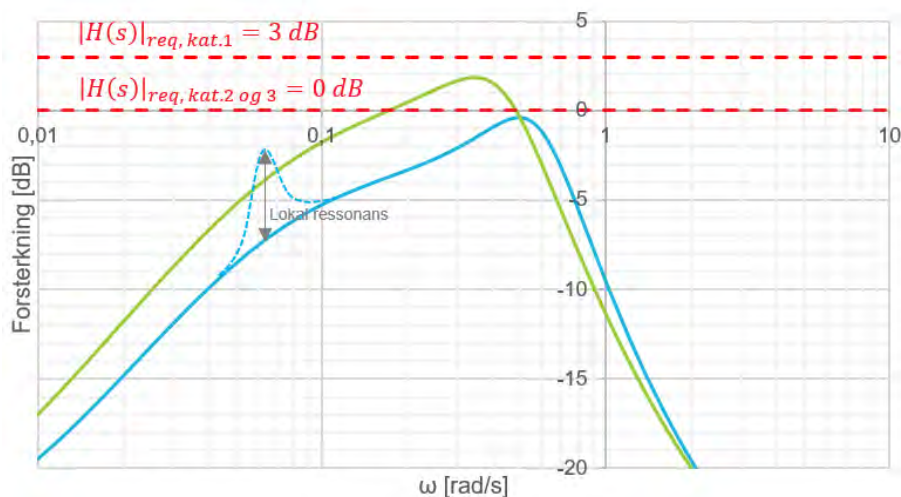
FIGUR 13-11: LUKKET SLØYFERESPONS I FREKVENPLANET, $H(s)$. RØDE KURVER REPRERENTERER KRAVENE TIL KATEGORI 1, 2 OG 3, VED RESPEKTIVE MAKSIMAL FORSTERKNING PÅ 3 dB OG 0 dB.

TABELL 13-4: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA ANALYSER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR FREKVENSGULERING AV SMÅ LASTFORSTYRRELSER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE ANALYSER: FREKVENSGULERING – SMÅ LASTFORSTYRRELSER	
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	<p><u>Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Maksimal aktiv effekt, P_{maks} [MW] • Blokkdiagram for regulator og regulatorparametere • Beskrivelse av vannveimodell (dersom vannkraft) og vannveitidskonstant(er) • Blokkdiagram av systemet og: <ul style="list-style-type: none"> ○ Produksjonsenhetens svingmasse, enten ved: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Inertia-konstant, H [s] ▪ Generatortidskonstant T_a [s] eller, ▪ Tregghetsmoment, J [kgm²] ○ Eventuell dempeeffekt i generator, P_D [MW] <p><u>Grafer:</u> Frekvensplanresponsen til modellen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Frekvensplananalyse <ul style="list-style-type: none"> ○ Nyquist- eller Bode-diagrammet til transferfunksjonen $H(s)$ ○ Dokumentasjon av høyeste forsterkning, $H(s) _{maks}$. • Tidsplananalyse <ul style="list-style-type: none"> ○ Tidsresponsen til frekvensen ved 1 % lastsprang opp og ned. ○ Dokumentasjon av største transiente frekvensavvik <p>Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier. Eventuell egen analyserapport vedlegges.</p>



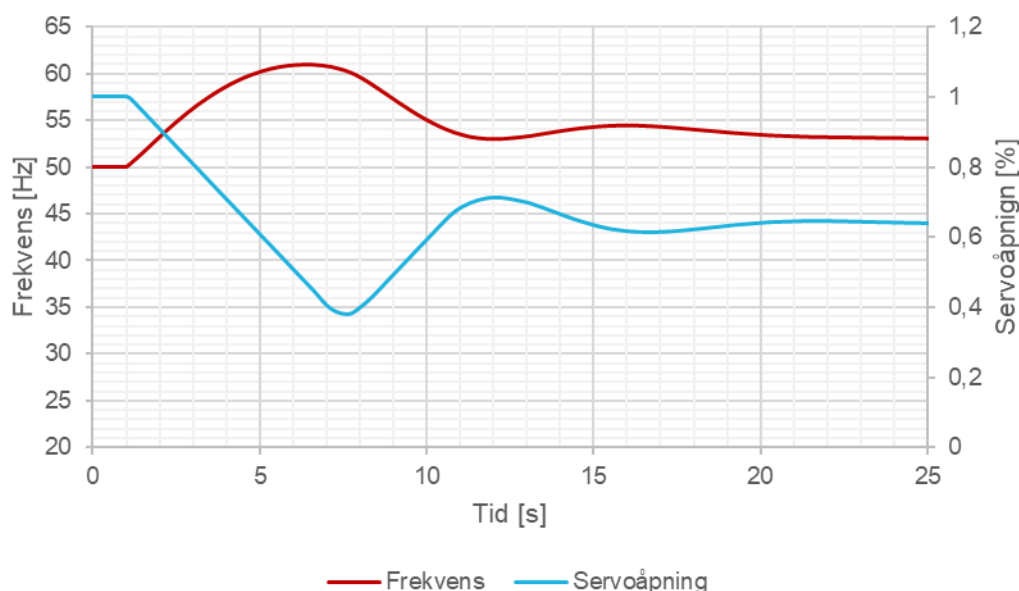
FIGUR 13-12: LUKKET SLØYFE



Frekvensregulering –

store lastforstyrrelser

Analyser skal vise simulert frekvensrespons for produksjonsenheten ved påtrykket store lastendringer i separatudrift. Dette for å undersøke egenskapene for regulering når ulineariteter blir dominerende.

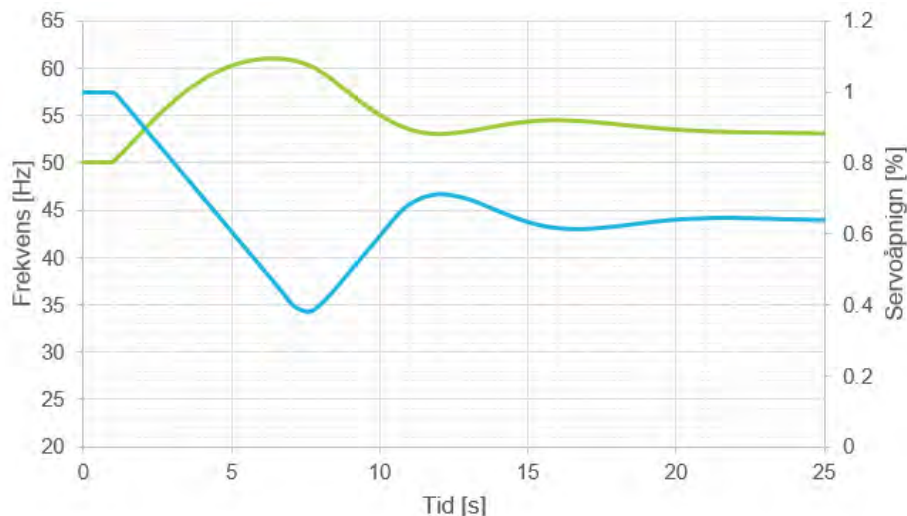


FIGUR 13-13: ILLUSTRASJON AV SIMULERING AV ET STORT LASTSPRANG HVOR ULINEARITETER ER DOMINERENDE, HER SYNLIG VED VENTILMETNING I OLJETRYKKANLEGG, SOM GIR KONSTANT ENDRINGSHASTIGHET PÅ SERVOÅPNING.

TABELL 13-5: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA ANALYSER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR FREKVENSRREGULERING AV STORE LASTFORSTYRRELSER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE ANALYSER: FREKVENSRREGULERING – STORE LASTFORSTYRRELSER	
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	<p><u>Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Maksimal aktiv effekt, P_{maks} [MW] • Blokkdiagram for regulator og regulatorparametere • Beskrivelse av vannveimodell (dersom vannkraft) og vannveitidskonstant(er) • Blokkdiagram av systemet og: <ul style="list-style-type: none"> ○ Produksjonsenhetens svingmasse, enten ved; <ul style="list-style-type: none"> ▪ Inertia-konstant, H [s] ▪ Generatortidskonstant T_a [s] eller, ▪ Tregghetsmoment, J [kgm²] ○ Eventuell dempeeffekt i generator, P_D [MW] <p><u>Grafer:</u> Frekvensplanresponsen til modellen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tidsresponsen til frekvensen ved ulike lastsprang: <ul style="list-style-type: none"> ○ 100 % → 85 % av P_{maks} ○ 85 % → 100 % av P_{maks} ○ 100 % → 50 % av P_{maks} ○ 100 % → 20 % av P_{maks} <p>Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier. Eventuell egen analyserapport vedlegges.</p>



13.1.3 Krav til analyse av magnetiseringsutstyr

Det skal dokumenteres at den planlagte synkron 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.

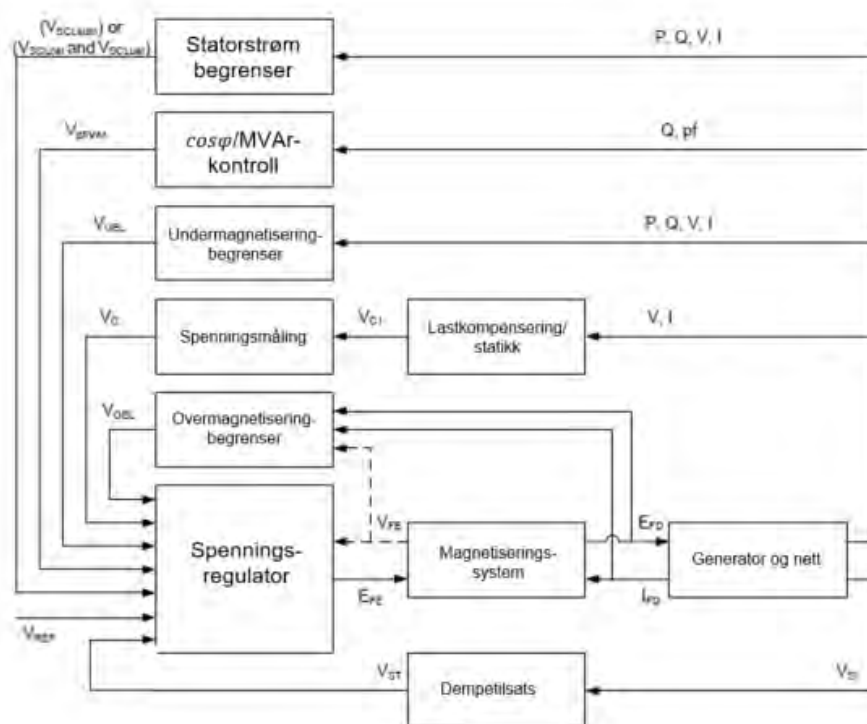
Det er i hovedsak to forhold som bestemmer magnetiseringssystemets evne til å oppfylle kravene til responstid – type magnetiseringssystem og takspenning.

For statisk magnetisering er systemansvarlig kjent med at frekvensplanresponsen har båndbredde ($> -3 \text{ dB}$ forsterkning) for alle vinkelfrekvenser opp til $\sim 25 \text{ rad/s}$. 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 .

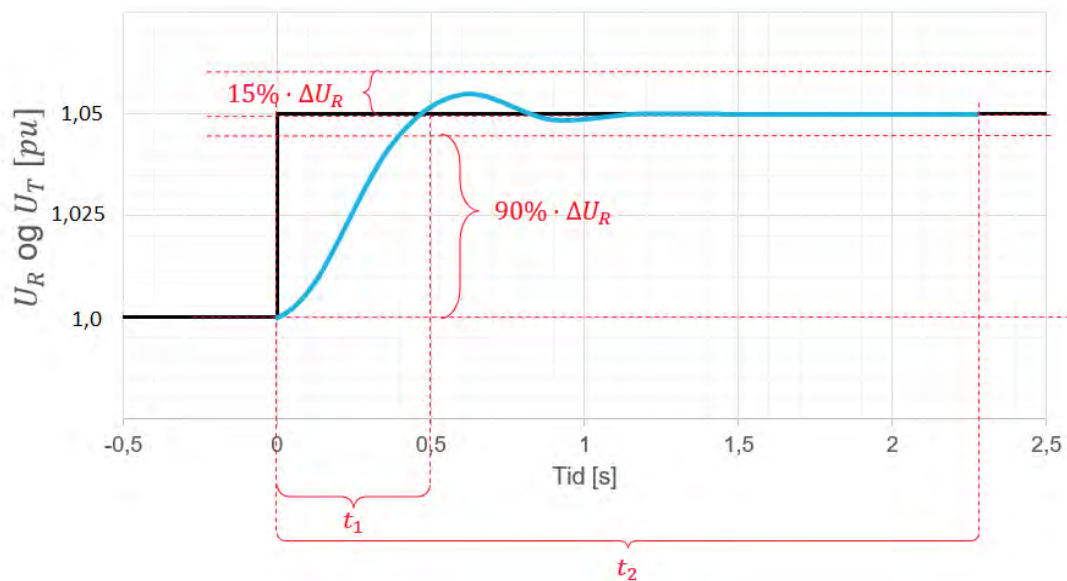
Magnetiseringssystemet, sammen med generatorens elektromekaniske egenskaper, bestemmer responstiden i spenningsreguleringen. Spenningsregulator (excitation control system) er den logiske styringen som bestemmer pådraget til magnetiseringssystemet (excitation system) etter settpunkter, innstillinger og målesignaler. Notasjoner og begreper er koordinert med [11]. Den prinsipielle virkemåten til spenningsregulatoren er vist i Figur 13-16.

Analysene bygger på standarder for vurdering av magnetiseringsutstyrs reguleringssegenskaper [15], [11]. Responsen til produksjonsenheten skal simuleres i tidsplanet med åpen effektbryter [15]. Tidsresponsen skal vise klemmespenningens (U_T) tidsforløp ved en endring i spenningsreferanse (U_R) på 5 %. Det skal gjøres simuleringer for både opp og nedregulering. Dette er illustrert i Figur 13-17 og Figur 13-18.

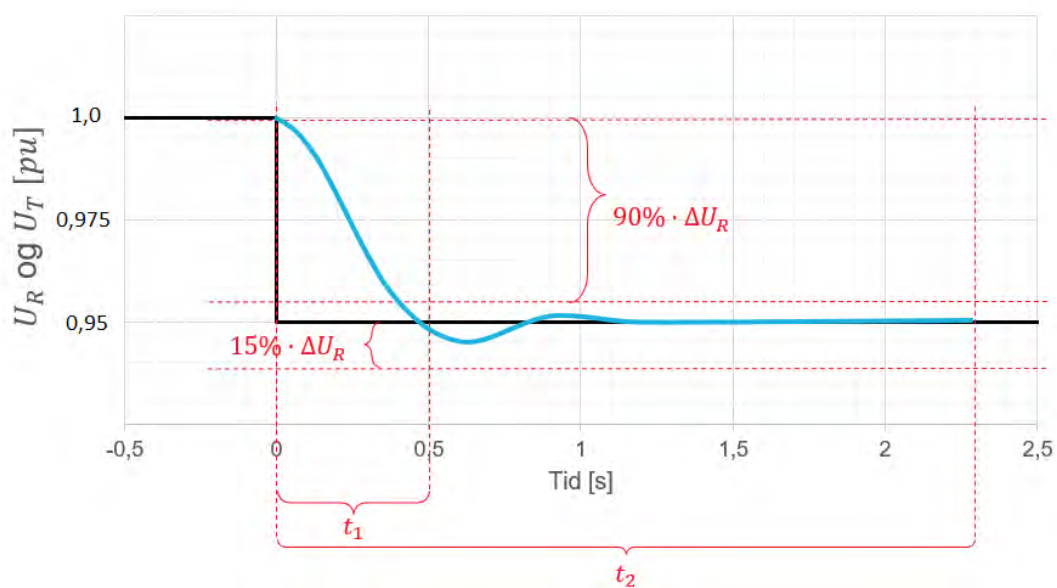
Analyser skal også dokumentere frekvensplanresponsen til produksjonsenhetens i lukket sløyfe [15] med åpen effektbryter. Dette er vist i Figur 13-19.



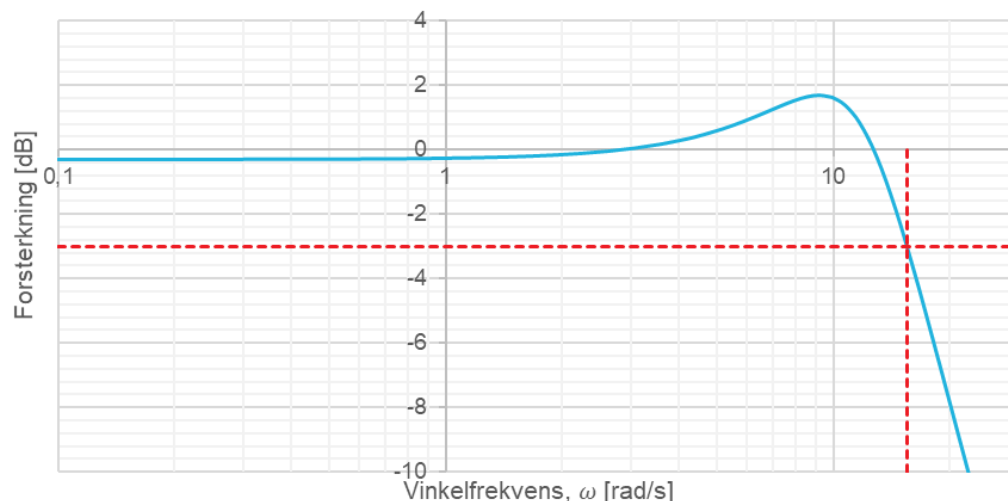
FIGUR 13-14: PRINSIPIELL VIRKEMÅTE TIL SPENNINGSREGULATOREN FOR EN SYNKRON PRODUKSJONSENHET [11]. NB; MERK AT BLOKDDIAGRAMMET KUN VISER SPENNINGSINNGANG TIL DEMPETILSATS. DEMPETILSATS SKAL OGSÅ BENYTTE TURTALL IHT. KRAV I KAPITTEL 12.5.6.



FIGUR 13-15: ILLUSTRASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGREFERANSESTEG I POSITIV RETNING FOR MAGNETISERINGSUTSTYR I LUKKET SLØYFE MED ÅPEN EFFEBTBRYTER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.



FIGUR 13-16: ILLUSTRASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGREFERANSESTEG I NEGATIV RETNING FOR MAGNETISERINGSUTSTYR I LUKKET SLØYFE MED ÅPEN EFFEBTBRYTER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.



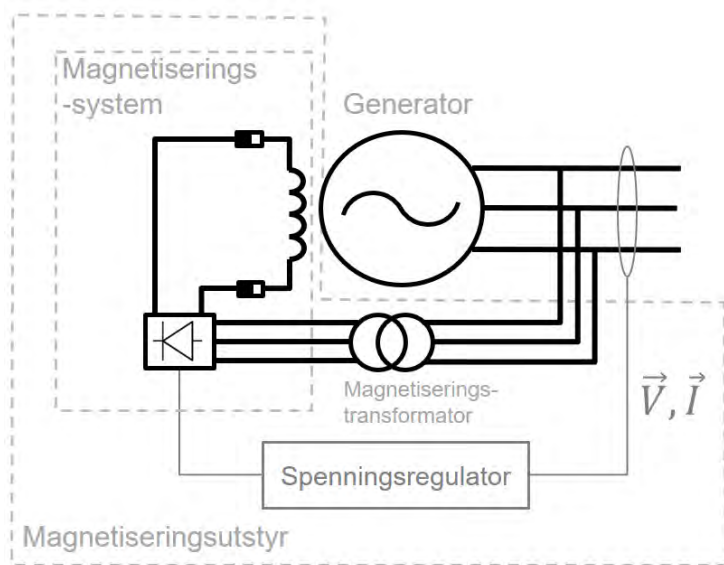
FIGUR 13-17: ILLUSTRASJON AV LUKKET SLØYFE-FORSTERKNING (BLÅ) FOR MAGNETISERINGSUTSTYR, MED BÅNDBREDDRE ILLUSTRERT (RØDSTIPILET)

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	<p><u>Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Blokkdiagram for spenningsregulator og parametere • Elektriske størrelser av betydning for resultatene (Subtransiente og transiente reaktanser) <p><u>Grafer:</u></p> <p>Tidsplanrespons:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tidsresponsen til generatorklemmespenningen ved sprang i referansespenning på 5 % <ul style="list-style-type: none"> ○ U_R fra 100 % \rightarrow 95 % av nominell spenning, $U_{n,g}$ ○ U_R fra 95 % \rightarrow 100 % av nominell spenning, $U_{n,g}$ • Dokumentasjon av utreguleringstiden, oversving og tid til stasjonær spenning. <p>Frekvensplanresponsen til modellen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Forsterkningen i frekvensplanet som funksjon av vinkelfrekvens • Dokumentasjon av båndbredde (vinkelfrekvens hvor forsterkningen er < -3 dB) <p>Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier. Eventuell egen analyserapport vedlegges.</p>

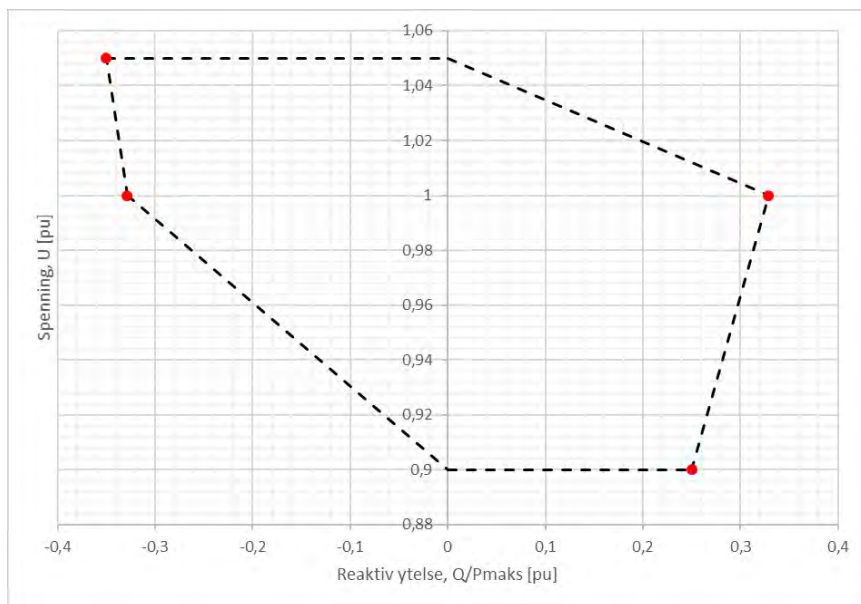
13.1.4 Krav til analyse av reaktiv ytelse

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 [11]. Generatorens nominelle ytelse, $S_{n,g}$, og magnetiseringsutstyrets feltstrøm 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.



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	<p>Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Generatordata <ul style="list-style-type: none"> ○ Nominell ytelse, $S_{n,g}$ ○ Nominell effekt, $P_{n,g}$ • Planlagt maksimal effekt, P_{maks} • Nominelle verdier for magnetiseringsutstyret <ul style="list-style-type: none"> ○ Nominell feltstrøm, $I_{f,n}$ ○ Nominell feltspenning, $U_{f,n}$ • Elektriske størrelser av betydning for resultatene <p>Resultat: Beregning av maksimal induktiv og kapasitiv 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 kapasitiv ytelse</p> <p>Eventuell egen analyserapport vedlegges.</p>

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 BEHOVSPRØVES.

Verifiserende tester					
Kapittel	Funksjon	Klasse			Merknad
		B	C	D	
Frekvensregulering					<i>Kun krav til anlegg med fullverdig turbinregulator</i>
13.2.1.1	Tidskonstanter servoer	X	X	X	Åpne-/lukketider dokumenteres i test for store lastforstyrrelser
13.2.1.2	Statikkregulering	(X)	X	X	
13.2.1.3	Dødbånd	(X)	(X)	(X)	Merk at prøven er obligatorisk dersom systemansvarlig ikke er kjent med fabrikatet
13.2.1.4	Separatdriftsdeteksjon (FCR-I)	(X)	(X)	(X)	Merk at prøven er obligatorisk dersom det er krav til å ha funksjonen og systemansvarlig ikke er kjent med fabrikatet
13.2.1.4	Frekvensreguleringsegenskaper – små lastforstyrrelser og stabilitet				
	Simulert separatdrift	(X)	X	X	
	Frekvensplananalyse ved sinusprøver		(X)	(X)	
	Annet		(X)	(X)	Som alternativ til overstående
13.2.1.6	Frekvensreguleringsegenskaper – store lastforstyrrelser				
	Lastavslag		X	X	
	Simulert separatdrift		X	X	
	Skarp separatdriftsprøve		(X)	(X)	
	Annet		(X)	(X)	Som alternativ til overstående
13.2.3	Spenningsregulering				
	Sprangrespons	X	X	X	
	Impulstest med PSS		(X)	(X)	<i>Alltid for $P_{maks} > 30$ MVA, og for øvrige når det er krav om dempetilsats iht. kapittel 12.5.6</i>
	Impulstest uten PSS		(X)	(X)	<i>Behov for testing av magnetiseringsutstyret for å dokumentere frekvensplankarakteristikk skal kun vurderes dersom det <u>ikke</u> er statisk magnetisering, takspenningsfaktor større eller lik 2, og krav til dempetilsats iht. kapittel 12.5.6</i>
13.2.3	Reaktiv ytelse		X	X	
13.2.4	Svartstart		X	X	Merk at prøven bare er obligatorisk dersom det er krav til å ha funksjonen

13.2.1 Krav til test av frekvensreguleringsegenskaper og -stabilitet

Det skal gjennomføres prøver som skal vise at det synkrone produksjonsenheten er bygget etter og oppfyller kravene til frekvensreguleringsevne og –stabilitet, samt funksjoner i turbinregulator. Kravene refererer til kapittel 12.2 og 12.3, inkludert alle underkapitler.

Riktige reguleringsegenskaper betinger riktig innstilling av turbinregulatorparametere. Det skal benyttes regulatorparametere som er optimale for separatudrift.

Prøver som beskriver disse egenskapene kan gjøres på ulikt detaljnivå. Generelt vil mer detaljerte prøver gi bedre representasjon av produksjonsenheten, men er til gjengjeld mer omfattende. Se Tabell 13-8 for oversikt over hvilke prøver som er obligatoriske og ikke. Systemansvarlig kan be om gjennomføring av ytterligere prøver dersom dette vurderes nødvendig.

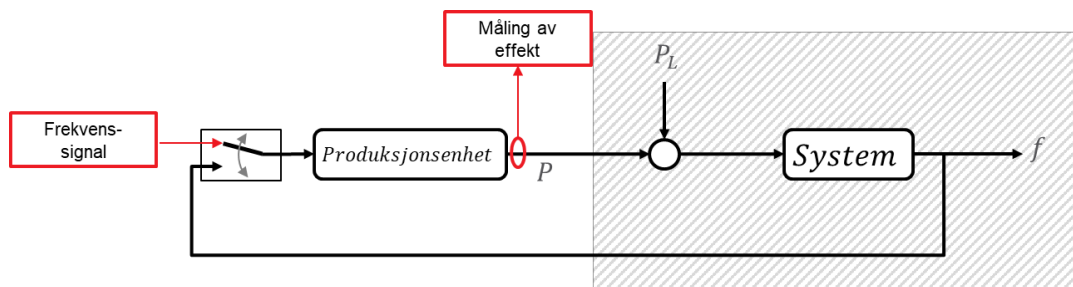
Prøvene omfatter dokumentasjon av;

- Tidskonstanten for ledeapparat/servo.
- Åpne-/lukketid for ledeapparat/servo.
- Frekvensreguleringsegenskaper for små lastforstyrrelser.
- Frekvensreguleringsegenskaper for store lastforstyrrelser.
- Stabiliteten til frekvensreguleringen.
- Funksjoner i turbinregulator
 - Statikkregulering
 - Dødbånd
 - Separatdriftsdeteksjon – FCR-I

Prøvene baserer seg på to metoder for teste den regulerte enhetens effektrespons, i tillegg til spesifikke tester for servoen.

1. Måling av effektresponsen ved påtrykte frekvenssignaler til turbinregulator

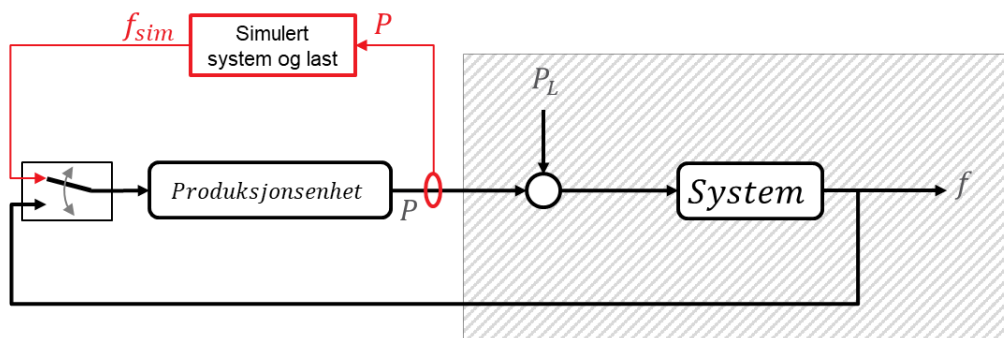
Fiktive frekvenssignaler påtrykkes ved å deaktivere frekvenstilbakekoblingen og endre frekvensreferanse, eller ved å påtrykke en fiktiv frekvensmåling ved ekstern eksitasjon. Sistnevnte er illustrert i Figur 13-20.



FIGUR 13-20: PRINSIPELL VIRKEMÅTE FOR EKSTERNT EKSITASJON AV TURBINREGULATOR

2. Måling av frekvensresponsen til i en simulert separatudrift 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 tilbakekobling av en simulert frekvensrespons for å teste reguleringsegenskapene til produksjonsenheten. Dette er illustrert i rødt i Figur 13-21.

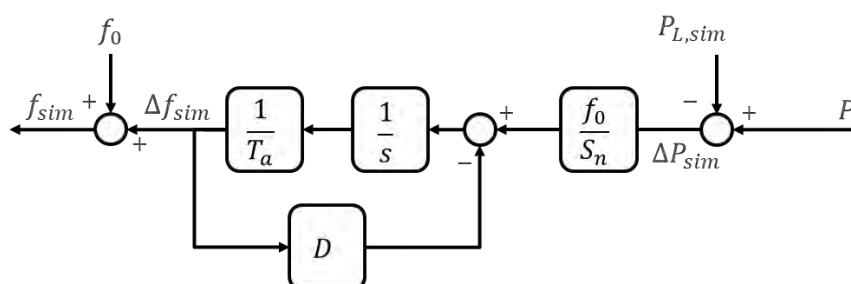


FIGUR 13-21: PRINSIPIELL VIRKEMÅTE FOR EN SIMULERT SEPARATDRIFT VED HJELP AV HARDWARE IN THE LOOP (HWIL)

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.

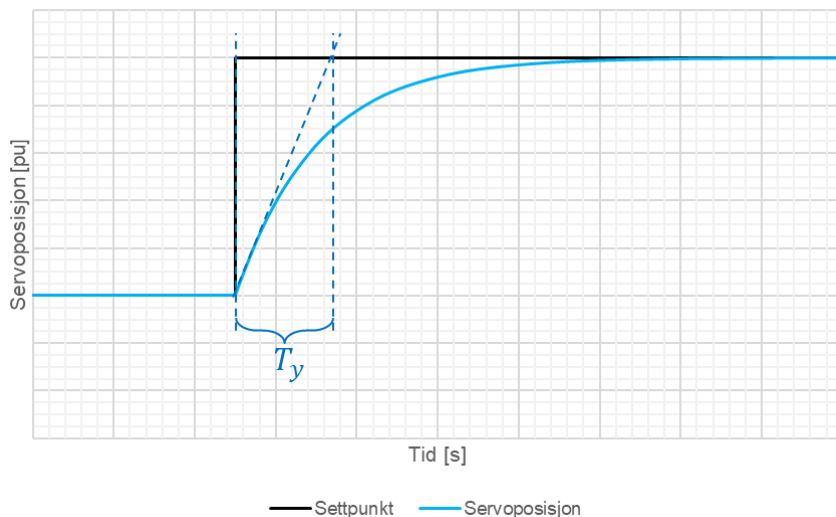
Her er:

- 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 servo

For å dokumentere tidskonstant, påtrykkes en stegvisendring i servoposisjonssettpunkt som er liten nok til at ventilstyringen ikke går i metning (ca +/- 1 %). Dette er illustrert i Figur 13-23.



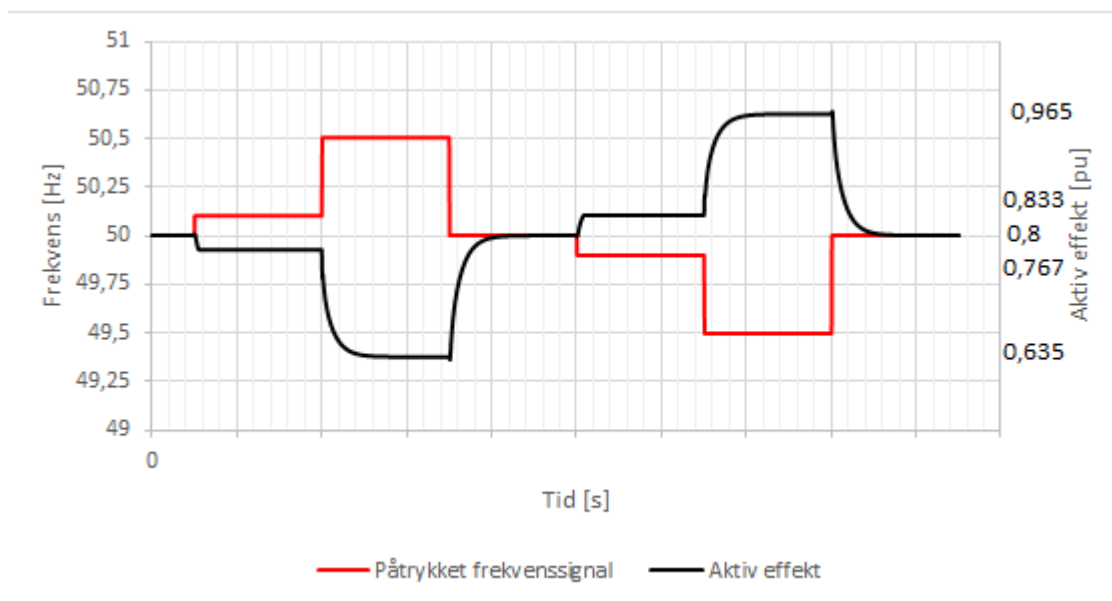
FIGUR 13-23: ILLUSTRASJON AV PRØVE HVOR ENDRING SERVOPOSISJONSSETTPUNKT (SORT) GIR SERVOPOSISJONSENDRING (BLÅ).

TABELL 13-9: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR DOKUMENTASJON AV SERVOTIDSKONSTANT FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: TIDSKONSTANT SERVO	
KRAV TIL TEST	Dokumentere tidskonstanten til servosystemet for den synkrone produksjonsenheten.
FORUTSETNINGER	Servosystemet testes med den synkrone produksjonsenheten i stillstand (tørrtest) Referansen/erverdien til servoposisjon endres i et steg på ca. 1 % i begge retninger.
DOKUMENTASJON	<u>Grafer:</u> Tidsserie av ledeapparatets posisjonsmåling. Grafen skal vise både referanse-/skalverdi og posisjon/erverdi. Dokumentasjon av servoens tidskonstants (åpning og lukking) og dødtid (åpning og lukking). Tidskonstant måles fra tidspunktet bevegelsen starter. Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier.

13.2.1.2 Statikkregulering

Ved å påtrykke et fiktivt frekvenssignal til turbinregulatoren (ekstern eksitasjon) skal frekvensreguleringsens stasjonære aktive effektbidrag dokumenteres. Dette er illustrert i Figur 13-24.



FIGUR 13-24: ILLUSTRASJON AV TEST AV AKTIV EFFEKTRESPONS (SORT) VED PÅTRYKKET FREKVENSTEG(RØD).

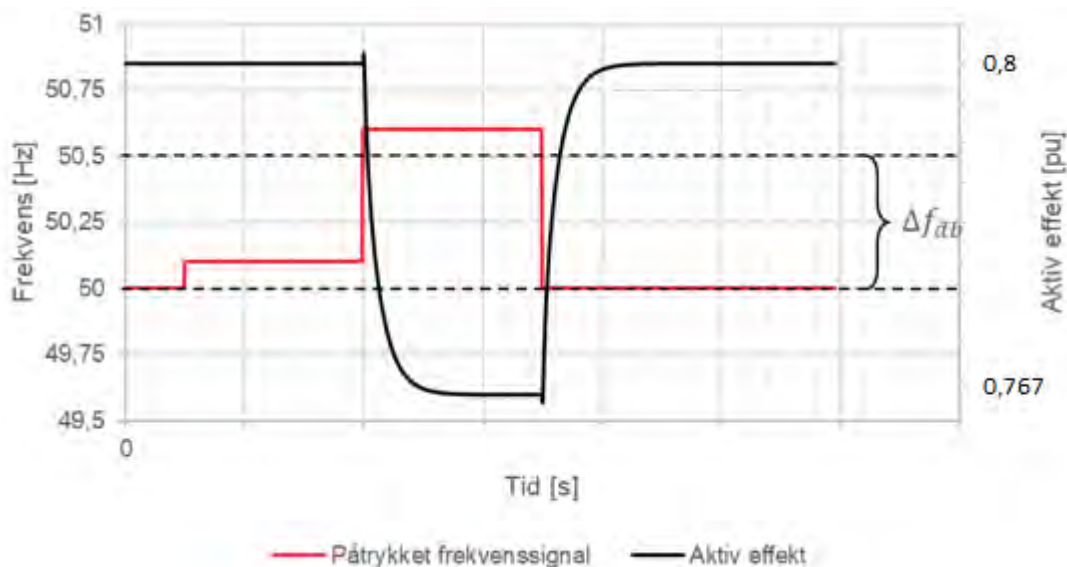
TABELL 13-10: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR STATIKKREGULERING FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: STATIKKREGULERING	
KRAV TIL TEST	Dokumentere den synkrone produksjonsenhetens respons og stasjonære bidrag i frekvensregulering.
FORUTSETNINGER	Produksjonsenheten er synkronisert mot nettet Aktiv effektsettpunkt, $P_{sett} = 0,8 p.u.$ Statikk, $b_p = 6 \%$ Spenningsregulering aktiv Dempetilsats aktivert Frekvenssteg: 50 Hz \rightarrow 50,1 Hz \rightarrow 50,5 Hz \rightarrow 50 Hz \rightarrow 49,9 Hz \rightarrow 49,5 Hz \rightarrow 50 Hz Dødbånd: $\Delta f_{ab} = 0 Hz$
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.

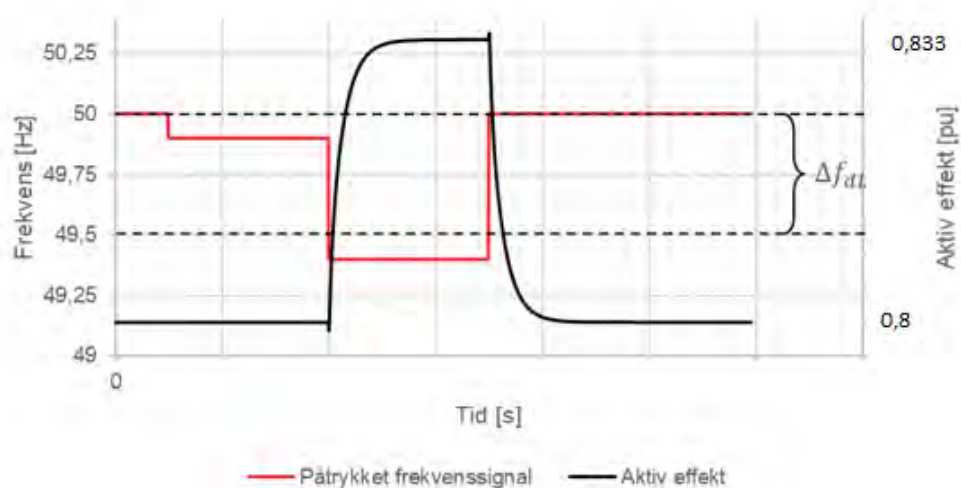
13.2.1.3 Dødbånd

Frekvenssteg i frekvensregulering skal alltid gjennomføres for å dokumentere stegresponsen.

Ved å påtrykke et fiktivt frekvenssignal til turbinregulatoren skal det dokumenteres at frekvensreguleringen er aktiv utenfor dødbåndets grenseverdi. Dette er illustrert i Figur 13-25 og Figur 13-26.



FIGUR 13-25: ILLUSTRASJON AV PRØVE FOR AKTIV EFFEKTPRESPONS (SORT) VED PÅTRYKKET FREKVENNSTEG (RØD) MED AKTIVE DØDBÅND (SORT STIPILET LINJE).



FIGUR 13-26: ILLUSTRASJON AV PRØVE FOR AKTIV EFFEKTPRESPONS (SORT) VED PÅTRYKKET FREKVENNSTEG (RØD) MED AKTIVE DØDBÅND (SORT STIPILET LINJE).

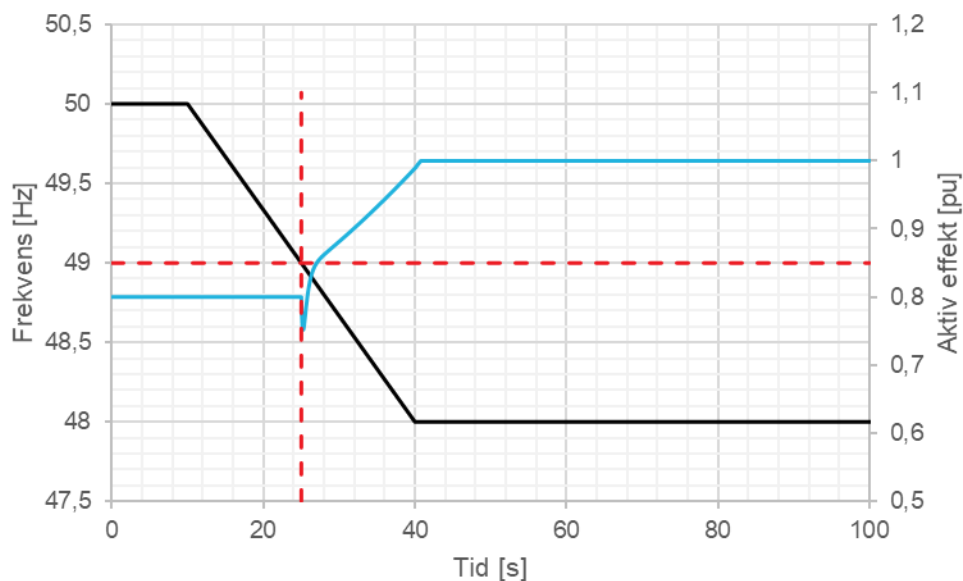
TABELL 13-11: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR STATIKKREGULERING MED DØDBÅND FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: DØDBÅND	
KRAV TIL TEST	Dokumentere den synkrone produksjonsenhetens dødbåndfunksjon.
FORUTSETNINGER	<p>Produksjonsenheten er synkronisert mot nettet</p> <p>Aktiv effektsettpunkt, $P_{sett} = 0,8 p. u.$</p> <p>Statikk, $b_p = 6 \%$</p> <p>Spenningsregulering aktiv</p> <p>Dempetilsats aktivert</p> <p>Frekvenssteg:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 50 Hz → 50,1 Hz → 50,60 Hz → 50 Hz • 50 Hz → 49,9 Hz → 49,40 → 50 Hz <p>Dødbånd: $\Delta f_{db} = 0,5 Hz$</p>
DOKUMENTASJON	<p><u>Data:</u></p> <p>Blokkdiagram for regulator</p> <p>Regulatorparametere som benyttes ved testene</p> <p><u>Grafer:</u></p> <p>Tidsserie av aktiv effekt og påtrykkede frekvenssteg.</p> <p>Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier.</p>

13.2.1.4 Deteksjon av separatdrift

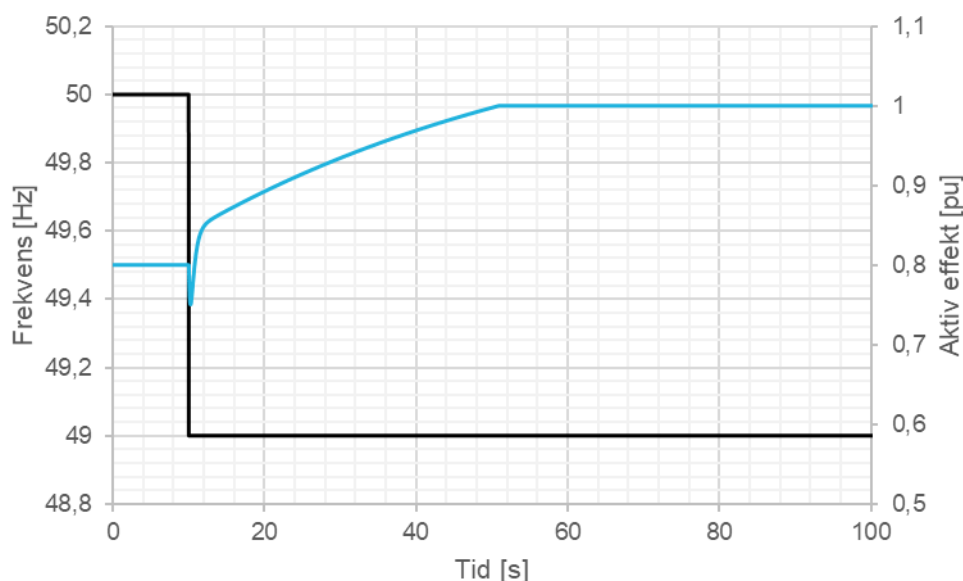
Deteksjon av separatdrift skal vise at turbinregulator har funksjonalitet for å endre parametersett. Det skal utføres test for deteksjon ved frekvensgrense og for deteksjon ved frekvensendringshastighet. Dette i henhold til krav i kapittel 12.2.3.

Aktivering av separatdriftsmodus ved kryssing av frekvensgrense skal bekreftes ved at et fiktivt rampeformet frekvenssignal på >1 Hz over 30 sekunder påtrykkes på turbinregulatorens referanse. Frekvensreguleringen skal være deaktivert frem til grensen er passert. Dette er illustrert i Figur 13-27.



FIGUR 13-27: ILLUSTRASJON AV PRØVE AV AKTIV EFFEKTRESPONS (BLÅ) VED DETEKSJON AV SEPARATDRIFT VED FREKVENSTERSKEL VED PÅTRYKKET FREKVENSRAMPE (SORT).

Aktivering av separatdriftsmodus ved frekvensendringshastighet (ROCOF) skal bekreftes ved å påtrykke et fiktivt stegformet frekvenssignal på 2 Hz turbinregulatorens referanse. Aktiveringen skal skje umiddelbart, da det løpende gjennomsnittet vil se en høy verdi umiddelbart etter steget. Aktiveringen er illustrert i Figur 13-28.



FIGUR 13-28: ILLUSTRASJON AV PRØVE AV AKTIV EFFEKTRESPONS (BLÅ) VED DETEKSJON AV SEPARATDRIFT VED HØY FREKVENSENDRINGSHASTIGHET ($\Delta f / \Delta t$, ROCOF) VED PÅTRYKKET FREKVENSRAMPE (SORT).

TABELL 13-12: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR SEPARATDRIFTSDETEKSJON FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: STATIKKREGULERING	
KRAV TIL TEST	Dokumentere den synkrone produksjonsenhetens deteksjon av separatdrift.
FORUTSETNINGER	Produksjonsenheten er synkronisert mot nettet Aktiv effektsettpunkt, $P_{sett} = 0,8 p. u.$ Statikk, $b_p = 6 \%$ Spenningsregulering aktiv Dempetilsats aktivert Frekvensregulering deaktivert Frekvenssteg: 50 Hz \rightarrow 49 Hz Frekvensrampe: 50 Hz \rightarrow 48,9 Hz i en rampe over -0,1 Hz/sek (eller tregere) Dødbånd: $\Delta f_{db} = 0 Hz$
DOKUMENTASJON	<u>Data:</u> Blokkdiagram for regulator Regulatorparametere som benyttes ved testene <u>Grafer:</u> Tidsserie av aktiv effekt og påtrykkede frekvenssteg. Dokumentasjon av aktivering av frekvensregulering (fra logg e.l.) Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier.

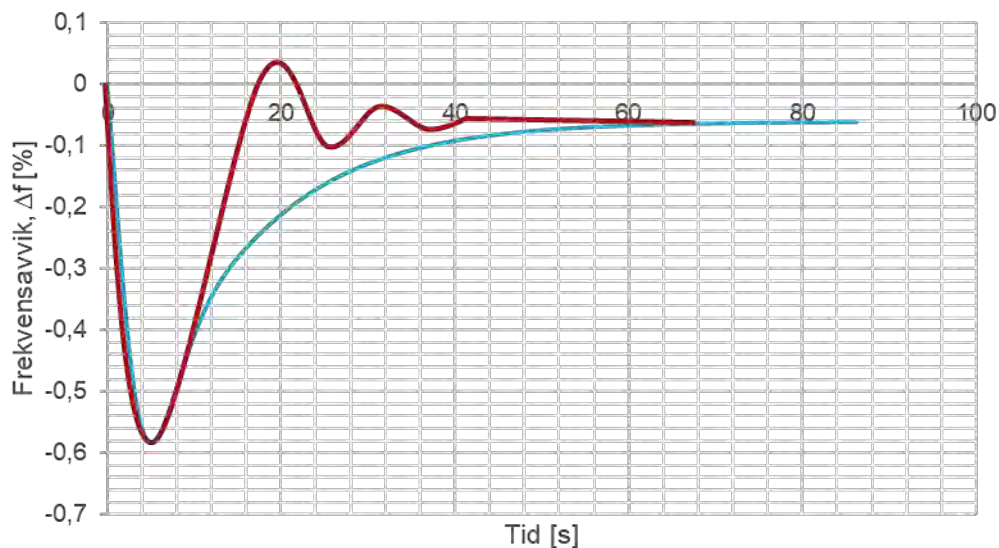
13.2.1.5 Tester av frekvensregulering – små lastforstyrrelser og stabilitet

1. Simulert separatdrift
Test ved simulert separatdrift benytter metoden beskrevet innledningsvis i 13.1.2. Det påtrykkes et simulert lastsprang, og den simulerte frekvensresponsen dokumenteres. Stabilitet bekreftes av dempede oscillasjoner.
2. Separatdriftsprøve
Ved å legge om nettet kan frekvensreguleringsegenskapene til produksjonsenheten testes i operativ drift. Ved å sammenligne transient frekvensavvik med ubalansene i overgangen til separatdrift, kan kravene fra kapittel 12.3 verifiseres. Typisk respons er illustrert i Figur 13-30.
3. Frekvensplananalyse ved sinusprøver
Lastreguleringsegenskapene til synkrone produksjonsenheter kan dokumenteres ved å gjøre en frekvensplananalyse. Ved å måle responsen til den regulerte produksjonsenheten ved påtrykkede sinus-signaler med varierende periodetid/frekvens, kan reguleringsegenskapene og stabiliteten på eget nett beregnes¹⁵.

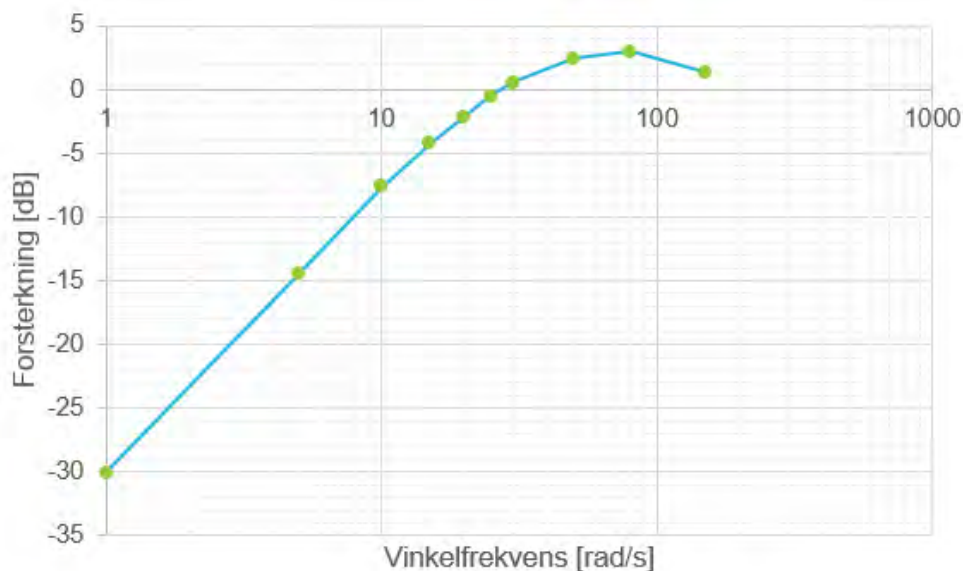
¹⁵ Bakgrunnsdokument [23] gir mer informasjon om metode for frekvensanalyse.

4. Andre metoder

Andre metoder for å verifisere frekvensreguleringsegenskapene til produksjonsenheten kan omfatte målinger som dokumenterer lukket sløyfe-responsen til systemet på ulike måter. Slike metoder kan benyttes dersom nøyaktigheten verifiseres ovenfor systemansvarlig.



FIGUR 13-29: FREKVENSAVVIK, RESPONS I TIDSPLANET



FIGUR 13-30: FORSTERKNING, DET REGULERTE SYSTEMETS EVNE TIL Å UNDERTRYKKE FORSTYRRELSER

TABELL 13-13: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR FREKVENSRREGULERING AV SMÅ LASTFORSTYRRELSER OG STABILITET FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: FREKVENSRREGULERING – SMÅ LASTFORSTYRRELSER OG STABILITET	
KRAV TIL TEST	Dokumentere den synkrone produksjonsenhetens lastreguleringsevne for små lastforstyrrelser/-variasjoner.
FORUTSETNINGER	<p><u>Generelt:</u> Produksjonsenheten er synkronisert mot nettet Aktiv effektsettpunkt, $P_{sett} = 0,8 p. u.$ Statikk, $b_p = 2 \%$ Spenningsregulering aktiv Dempetilsats aktivert Frekvensstatikk deaktivert Dødbånd: $\Delta f_{db} = 0 Hz$</p> <p><u>For de ulike typer tester:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Simulert separatdrift (i tillegg til innledende beskrivelse i kapittel 13.2.1) Lastforstyrrelse på 5 % positiv og negativ sprang. 2. Separatdriftsprøve Fortrinnsvis små lastforstyrrelser, < 5 %. Må tilpasset mulighetene i aktuelt nettområde. 3. Frekvensplananalyse ved sinustester 0,1 Hz amplitude på påtrykkede sinussignaler Det skal gjøres målinger på minst periodetidene $T = [1, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 50, 80, 150] \text{ sekunder}.$
DOKUMENTASJON	<p><u>Data:</u> Blokkdiagram for regulator Regulatorparametere som benyttes ved testene</p> <p><u>Grafer:</u> Tidsserier av aktiv effekt og frekvensforløp (hhv. Simulert frekvens for simulert separatdrift og elektrisk frekvens/turtall ved reell separatdrift).</p> <p>Og/eller (avhengig av systemansvarliges krav til prøver) beregnet frekvensplanrespons fra sinus-tester.</p> <p>Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier.</p>

13.2.1.6 Test av frekvensregulering – store lastforstyrrelser

1. Simulert separatdrift

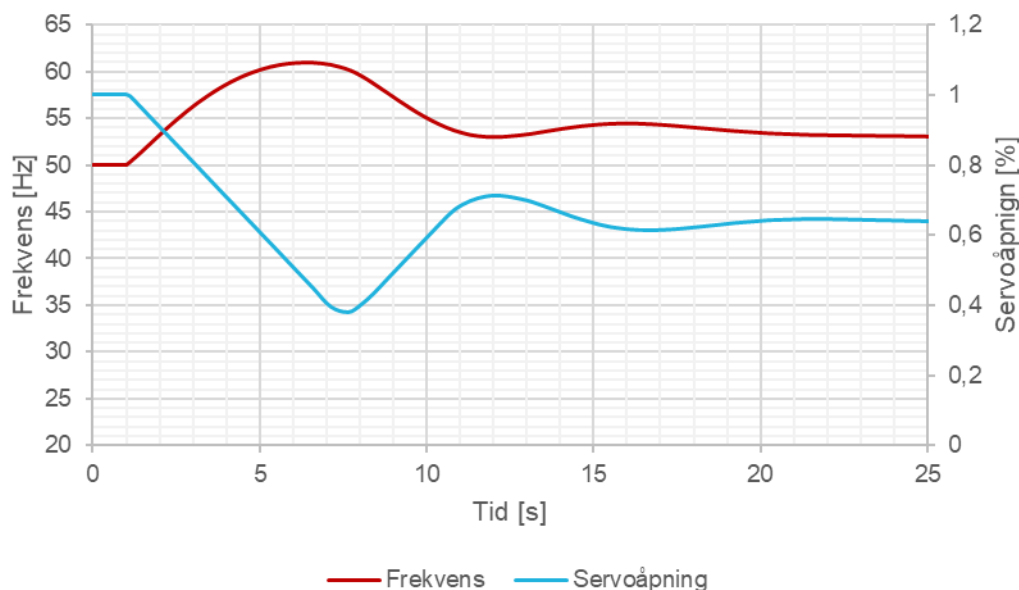
Test ved simulert separatdrift benytter metoden beskrevet innledningsvis i kapittel 13.2.1. Det påtrykkes et simulert lastsprang, og den simulerte frekvensresponsen dokumenteres. Responsen skal være noe tilsvarende Figur 13-31.

2. Lastavslag

Produksjonsenheten kobles fra nettet ved åpning av effektbryter, og regulerer til tomgang. Frekvenstoppen ved avslaget vil indikerer hvor gode egenskapene for å regulere store ubalanser som gir transiente forløp.

3. Skarp separatdriftsprøve

Ved å legge om nettet kan frekvensreguleringsegenskapene til produksjonsenheten testes i operativ drift. Ved å sammenligne transient frekvensavvik med ubalansene i overgangen til separatudrift, kan kravene fra kapittel 12.3.2 verifiseres. Typisk respons er illustrert i Figur 13-31.



FIGUR 13-31: ILLUSTRASJON AV SIMULERING AV ET STORT LASTSPRANG HVOR ULINEARITETER ER DOMINERENDE, HER SYNLIG VED VENTILMETNING I OLJETRYKKANLEGG, SOM GIR KONSTANT ENDRINGSHASTIGHET PÅ SERVOÅPNING.

TABELL 13-14: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR FREKVENSGULERING VED STORE LASTFORSTYRRELSER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

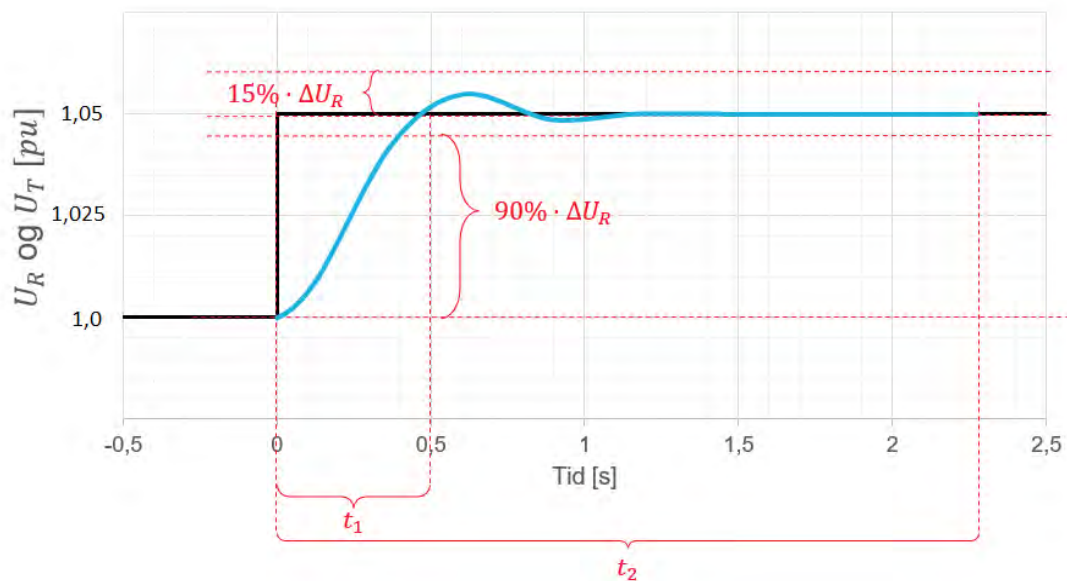
GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: FREKVENSGULERING – STORE LASTFORSTYRRELSER	
KRAV TIL TEST	Dokumentere den synkronne produksjonsenhetens egenskaper for å håndtere store lastforstyrrelser/-variasjoner i separatudrift.
FORUTSETNINGER	<p><u>Generelt:</u> Produksjonsenheten er synkronisert mot nettet Spenningsregulering aktiv Dempetilsats aktivert Aktivering av frekvensstatikk bestemmes av tiltakshaver (med mindre systemansvarlig spesifikt har bestemt at frekvensstatikk skal være deaktivert) Dødbånd: $\Delta f_{db} = 0 \text{ Hz}$</p> <p>For ulike typer tester:</p>

	<ol style="list-style-type: none"> 1. Simulert separatdrift (i tillegg til beskrivelse innledningsvis i kapittel 13.1.2) Aktiv effektsettpunkt/lastpunkt, $P_{sett} = 0,8 p.u.$ Lastforstyrrelse på +15 % og -50 % av P_{maks} Statikk, $b_p = 2 \%$ 2. Separatdriftsprøve Statikk, $b_p = 2 \%$ Fortrinnsvis lastforstyrrelser i områdene >15 % påslag og >50 % lastavslag. Aktiv effektsettpunkt/lastpunkt og lastvariasjonene må tilpasses mulighetene i aktuelt nettområde. 3. Lastavslag Statikk, $b_p = 0 \%$ Avslagsprøver ved 25 %, 50 %, 75 % og 100 % av P_{maks}.
DOKUMENTASJON	<p><u>Data:</u> Blokkdiagram for regulator Regulatorparametere som benyttes ved testene</p> <p><u>Grafer:</u> Tidsserier av aktiv effekt og frekvensforløp (hhv. Simulert frekvens for simulert separatdrift og elektrisk frekvens/turtall ved reell separatdriftstest eller lastavslag).</p> <p>Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier.</p>

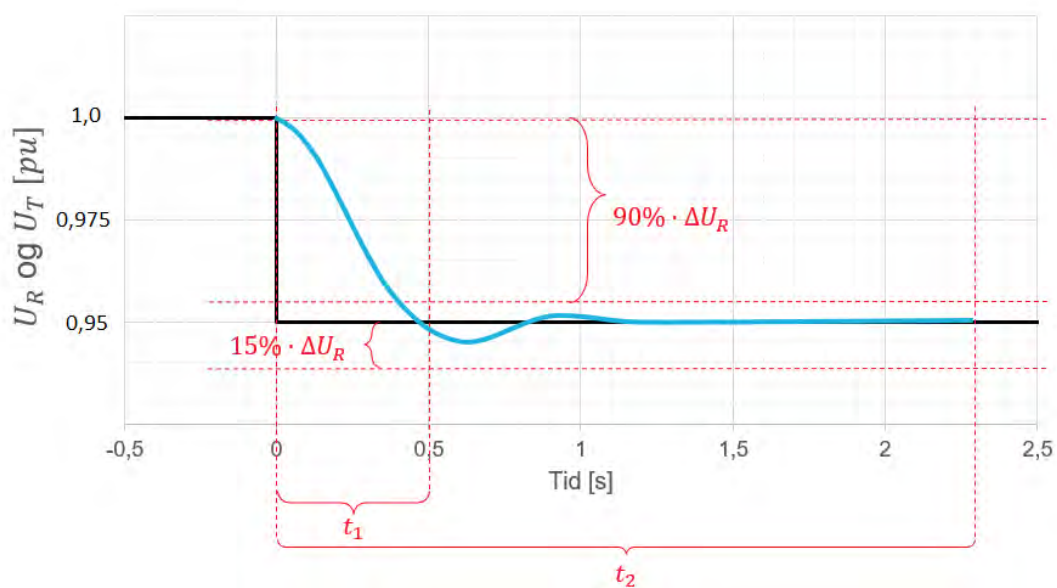
13.2.2 Krav til test av magnetiseringssystem

Testene skal dokumentere at den synkrone produksjonsenheten er dimensjonert med magnetiseringssystem som oppfyller kravene i kapittel 12.5. Dette inkluderer reguleringsevne (hastighet), reguleringsmoduser og funksjoner i spenningskontrollen.

Prøvene skal dokumentere responsen til produksjonsenheten i tidsplanet. Responsen er gitt av klemmespenningens (U_T) tidsforløp ved stegvis endring i spenningsreferanse (U_R) på 5 % med åpne generatorklemmer, illustrert Figur 13-32 og Figur 13-33. Dette i tråd med [15]. Tiden til 90 % utregulert spenning er bestemmende for å vurdere produksjonsenhetens ytelse.

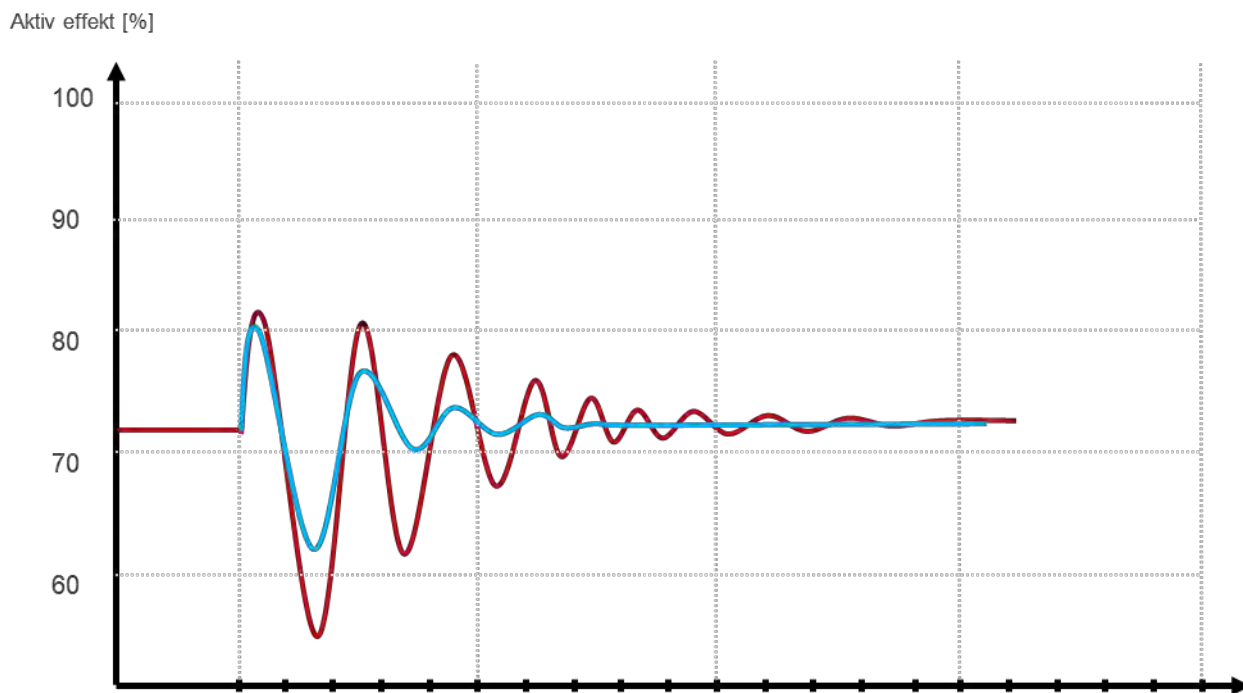


FIGUR 13-32: ILLUSTRASJON AV PRØVER FOR DOKUMENTASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGREFERANSESTEG I POSITIV RETNING FOR MAGNETISERINGSUTSTYR MED ÅPNE GENERATORKLEMMER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER..

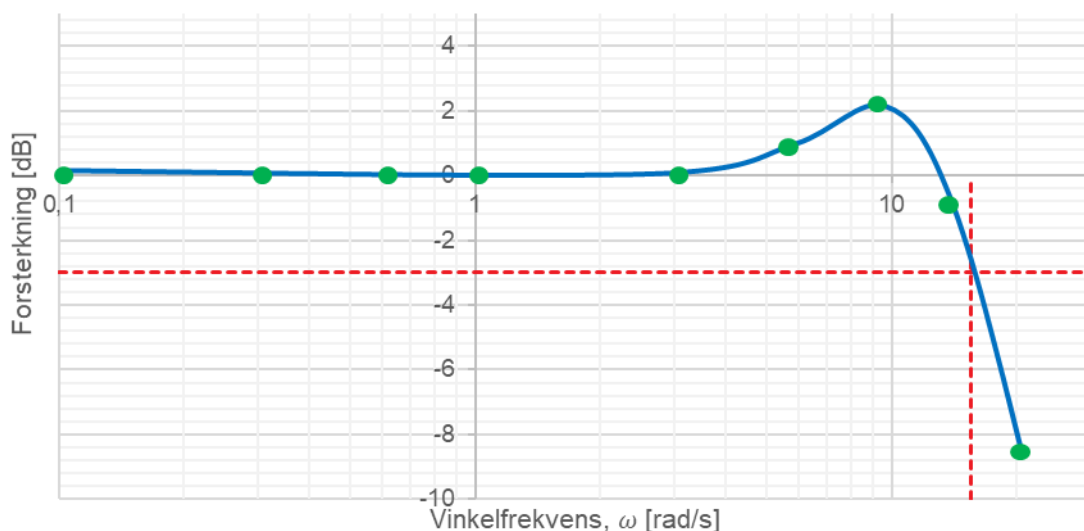


FIGUR 13-33: ILLUSTRASJON AV PRØVER FOR DOKUMENTASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGREFERANSESTEG I NEGATIV RETNING FOR MAGNETISERINGSUTSTYR MED ÅPNE GENERATORKLEMMER FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER.

Test av dempetilsats gjennomføres ved å påtrykke en impuls i referansespenning (2 % i 200 ms). Responsene skal vise at dempetilsatsen demper pendlingene, illustrert i Figur 13-34.



FIGUR 13-34: ILLUSTRASJON AV DEMPETILSATSENS EFFEKT PÅ EFFEKTPENDLINGER ETTER EN PÅTRYKKE SPENNINGSPULS. BLÅ VISER AKTIV EFFEKTRESPONS MED AKTIV DEMPETILSATS, OG RØD VISER AKTIV EFFEKTRESPONS UTEN DEMPETILSATS.



FIGUR 13-35: ILLUSTRASJON AV MAGNETISERINGSSYSTEMETS LUKKET SLØYFE-FORSTERKNING (BLÅ), MED BÅNDBREDDEN ILLUSTRERT (RØDSTIPEL). GRØNNE SIRKLER ILLUSTRERER DE TESTEDE PÅTRYKTE FREKVENSENE SOM ER TESTET.

TABELL 13-15: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER SPENNINGREGULERING FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: MAGNETISERINGSSYSTEM	
KRAV TIL TEST	Dokumentere at synkrone produksjonsenhetens har egenskaper for å regulere spenning iht. kravene i kapittel 12.5.
FORUTSETNINGER	Generelt: Regulator i spenningskontroll

	<p><u>For de ulike testene:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Sprangrespons Produksjonsenheten frakoblet nettet Dempetilsats deaktivert Påtrykket sprang i spenningsreferanse på +5 % og – 5 % 2. Impulstest – uten dempetilsats Produksjonsenheten ved aktivt effektsettpunkt, $P_{sett} = 75 \% \cdot P_{maks}$ Dempetilsats deaktivert Påtrykket impuls i spenningsreferanse på 2 % av nominell spenning, $U_{n,g}$, i 200 millisekunder 3. Impulstest – med dempetilsats Produksjonsenheten ved aktivt effektsettpunkt, $P_{sett} = 75 \% \cdot P_{maks}$ Dempetilsats aktivert Påtrykket impuls i spenningsreferanse på 2 % av nominell spenning, $U_{n,g}$, i 200 millisekunder 4. Frekvensplantest Produksjonsenheten frakoblet nettet Påtrykket sinus-kurver i referansespenning/frequency sweep.
DOKUMENTASJON	<p><u>Grafer:</u> Tidsserier av spenningsreferanse/skalverdi og måling av spenningsforløp/erverdi og reaktiv effekt.</p> <p>Og eventuelt frekvensplananalyse som viser forsterkningen til magnetiseringssystemet for vinkelfrekvenser opp til båndbredden (forsterkning lavere enn -3 dB)</p> <p>Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier.</p>

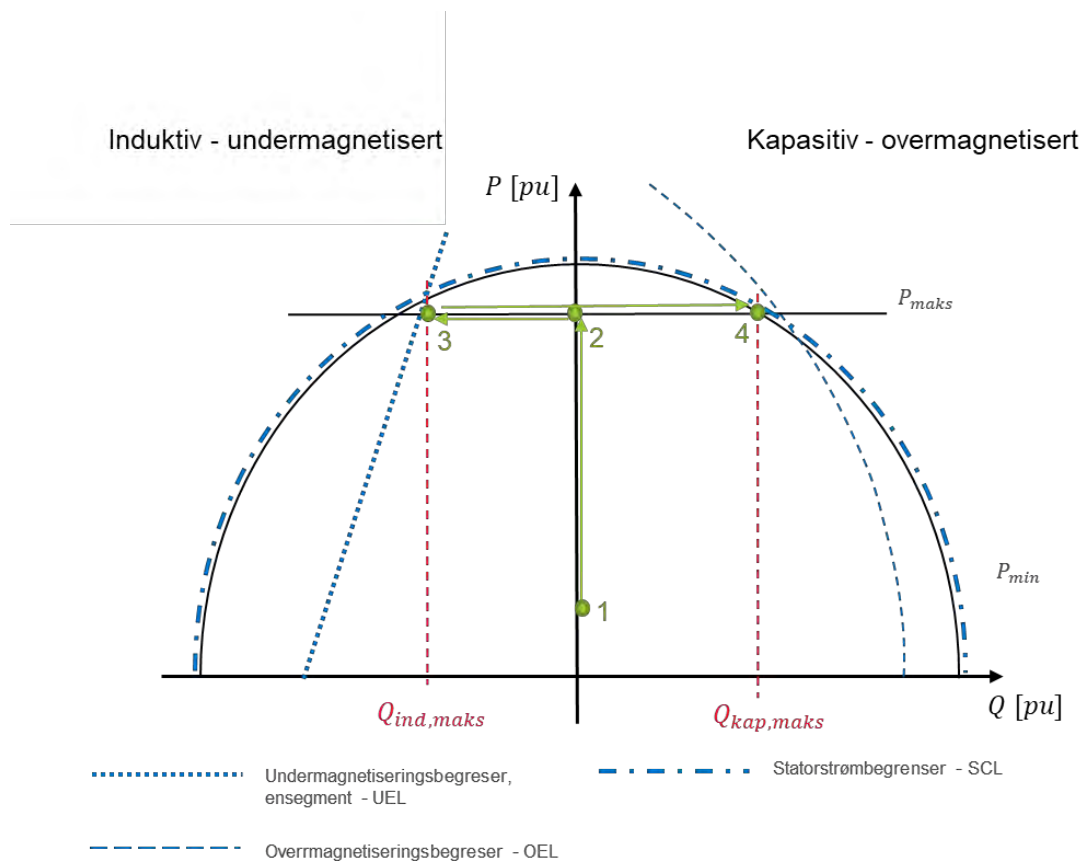
13.2.3 Krav til test av reaktiv ytelse

Den synkrone produksjonsenhetens reaktive ytelse skal dokumenteres ved å endre settpunkt for MVAR-produksjons og-forbruk for å dokumentere den reaktive ytelsen ved P_{maks} .

Gjennomføring av prøve gjøres som følger, illustrert i Figur 13-36;

1. Den synkrone produksjonsenheten starter og spenningsregulator er i MVAR-kontroll (etter test skal parken være i den modusen som er avtalt med netteier)
2. Øking av aktiv effekt inntil $P = P_{maks}$.

3. Reduser reaktivt settpunkt gradvis slik at $Q_{sett} \geq Q_{ind,maks}$ (møter begrener). Dokumenter maksimal reaktiv ytelse og spenning i PCC når driftspunktet ble nådd.
4. Øk reaktivt settpunkt gradvis slik at $Q_{sett} \geq Q_{kap,maks}$. Dokumenter maksimal kapasitiv reaktiv ytelse og spenning i PCC når driftspunktet ble nådd.



FIGUR 13-36: ILLUSTRASJON AV METODE FOR GJENNOMFØRING AV TEST AV REAKTIV YTELSE FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER. GRØNNE PUNKTER HENVISER TIL PUNKTLISTE OVER.

TABELL 13-16: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV REAKTIV YTELSE FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: REAKTIV YTELSE	
KRAV TIL TEST	Dokumentere at den synkrone produksjonsenheten kan levere reaktiv ytelse iht. kravene i kapittel 12.4.
FORUTSETNINGER	Aktiv effektsettpunkt/lastpunkt, $P_{sett} = P_{maks}$ MVar-kontroll (evt. Spenningskontroll og regulere spenningssettpunkt opp og ned for å produsere/forbruke reaktiv effekt)
DOKUMENTASJON	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. I dette tilfelle skal tiltakshaver synliggjøre hva den forventede reaktive ytelsen er ved $U_g = 1 pu$.

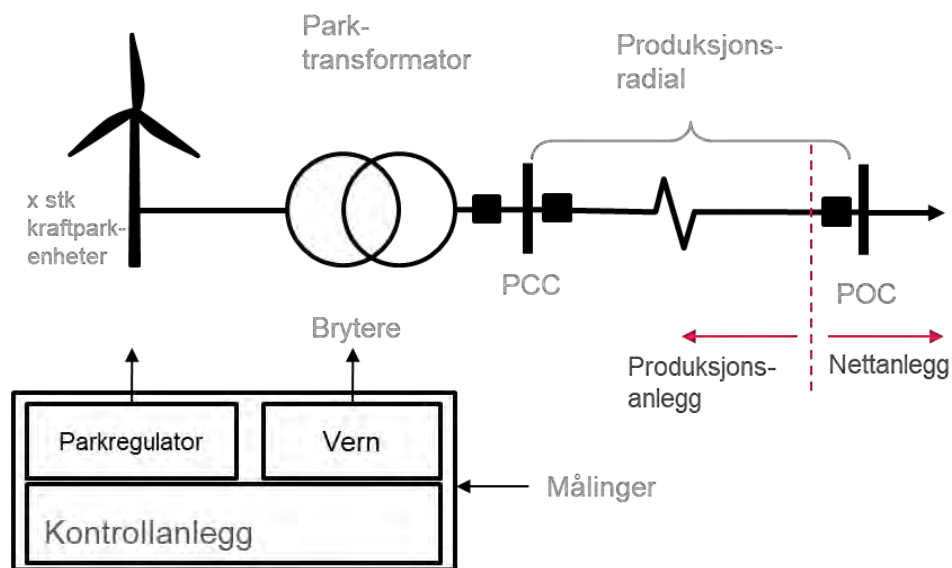
13.2.4 Krav til test av Svartstart

TABELL 13-17: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR SVARTSTART FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: SVARTSTART	
KRAV TIL TEST	Dokumentere at det synkrone produksjonsenhetens egenskaper for svartstart.
FORUTSETNINGER	N/A
DOKUMENTASJON	<ul style="list-style-type: none"> • Oppstartstiden Definert som den tiden det tar fra startkommando er gitt til anlegget er synkronisert mot nettet og kan begynne pålasting av linjer og forbruk. • Tidsfølgemeldinger fra stasjonens kontrollanlegg. Det må gå frem av tidsfølgemeldingene; <ul style="list-style-type: none"> ○ At ekstern forsyning er/blir koblet ut ○ At startkommando gis ○ At synkroniseringen gjennomføres ○ At produksjonsenheten har normal produksjon • Tidsserier og kurver av aktiv effektproduksjon. • Tidsserier og kurver av generatorspenning. • Driftstid på reservestrøm

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, og som har ett enkelt tilknytningspunkt til et transmisjonssystem, et distribusjonssystem, inkludert lukkede distribusjonssystemer, eller et høyspent likestrømsystem [2]. Kapitlet omfatter funksjonaliteten til anleggsdelene fra, men ikke med, bryter mot tilknyttet stasjon. Dette er illustrert i Figur 14-1.



FIGUR 14-1: ILLUSTRASJON AV HOVEDKOMponenter I EN KRAFTPARK, HER VED EN VINDPARK, 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 14.1. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Krav	Type		
	B	C	D
14.1.1 Dimensjonerende aktiv effekt	(X)	(X)	(X)
14.1.2 Spenningsgrenser	X	X	X
14.1.3 Frekvensgrenser	X	X	X
14.1.4 Frekvensendrings-hastighet	X	X	X

14.1.1 Dimensjonerende aktiv effekt

14.1.1.1 Funksjonskrav

Kraftparkens maksimale aktive effekt, P_{maks} , er den høyeste aktive effekten som kontinuerlig kan leveres til nettet, og er dimensjonerende for øvrige funksjonskrav. For kraftparker som har funksjonalitet som gir en P_{maks} med kort varighet (få timer over et år), kan systemansvarlig beslutte at den dimensjonerende aktive effekten defineres til et lavere nivå enn den absolutte maksimale effekten, P_{dim} .

Kraftparkens minimumseffekt, P_{min} , er den laveste effekten som kontinuerlig kan leveres til nettet.

14.1.1.2 Praktisering

Dersom konsesjonær ønsker at systemansvarlig skal behovsprøve/beslutte at en kraftpark skal ha en annen dimensjonerende verdi for funksjonskravene enn P_{maks} , kan dimensjoneres ut ifra en annen aktiv effekt enn den absolutt høyeste, skal det foreligge tilstrekkelig informasjon som viser at dette er samfunnmessig rasjonelt. 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/hyppighet av $P_{dim} < P \leq P_{maks}$

Eksempler på funksjonalitet som gir dette, er kortvarig overlast for av vindturbiner for å utnytte lokale vindkast. Dette vil medføre høyere samlet P_{maks} , men overlasten vil sjeldent eller aldri opptre samtidig.

14.1.2 Spenningsgrenser

14.1.2.1 Funksjonskrav

Kraftparken skal minst kunne drifte innen spenningsområdene og tidene gitt av Tabell 14-2 og ellers ikke begrenses unødig 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 TÅLEGRENSER 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

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

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 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, $U_m = 1,05 pu$
420 kV-nett	420 kV
300 kV-nett	300 kV
132 kV-nett	145 kV
110 kV-nett	123 kV
66 kV-nett	72,5 kV

14.1.3 Frekvensgrenser

14.1.3.1 Funksjonskrav

Kraftparken skal minst tåle drift i frekvensområdene gitt av , og ellers ikke begrenses unødig. Kravene gjelder for varierende spenning i området 0,9 – 1,05 pu.

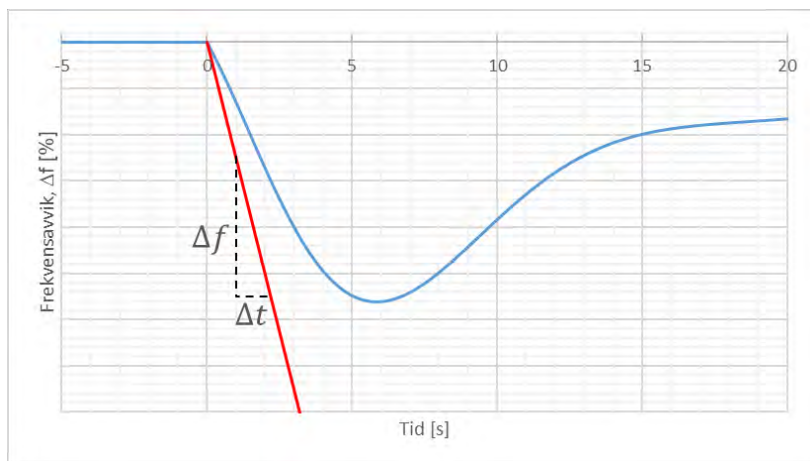
TABELL 14-5: KRAV TIL TÅLEGRENSER OG VARIGHET FOR FREKVENSVARIASJONER FOR KRAFTPARK

Frekvensområde	Varighet
47,5-49,0 Hz	30 minutter
49,0-51,0 Hz	Ubegrenset
51,0-51,5 Hz	30 minutter

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) $\frac{\Delta f}{\Delta t} = \pm 1,5 Hz/sek$ målt over $\Delta t = 1 sek$. Produksjonseenheter skal ikke unødig begrense evnene til å drifte ved større hurtige frekvensendringer.



FIGUR 14-2: ILLUSTRASJON AV KRAV TIL FREKVENSDRINGSHASTIGHET. DERSOM FREKVENSFORLØPET ER OVER DEN RØDE LINJEN, SOM FALLER MED EN FREKVENSDRINGSHASTIGHET PÅ $\frac{\Delta f}{\Delta t} = 1,5 Hz/s$, 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		
	B	C	D
14.2.1 Aktiv effektregulering	(X)	X	X
14.2.2 Frekvensregulering - Funksjoner	(X)	X	X
14.3 Frekvensregulering - Responstid	(X)	X	X
14.2.4 Reaktiv effektregulering	X	X	X
14.2.3 Dempetilsats POD		(X)	(X)
14.2.4 Stabilitet	X	X	X

14.2.1 Aktiv effektregulering - ramping

14.2.1.1 Funksjonskrav

Effektramping

Parkregulator skal ha funksjonalitet for å bestemme effektrampen (ramp rate) ved endring av effektsettpunkt.

Begrensning av aktiv effekt

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

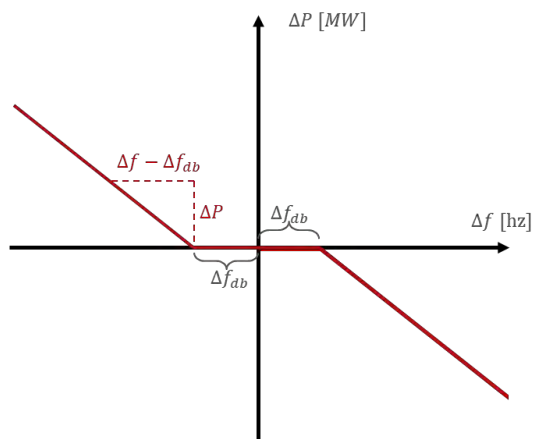
Frekvensregulering skal til enhver tid være konfigurert iht. systemansvarliges gjeldende vedtak om leveranse av systemtjenester, eller tilsvarende bestemmelse. Markedsvilkår for leveranse av FCR-N og -D omfattes ikke av funksjonskravene, men stilles som vilkår til anlegg som tilbydere ønsker å prekvalifisere for markedene.

14.2.2.1 Funksjonskrav

Parkregulator 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 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 FREKVENSI I FREKVENSRGULERINGSMODUS FOR KRAFTPARKER.

Frekvensreguleringens målenøyaktighet skal være bedre enn eller lik 0,01 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 skal ha dempetilsats (POD - Power Oscillation Damper) dersom systemansvarlig beslutter at det er behov for funksjonaliteten.

14.2.3.2 Praktisering

Systemansvarliges vurdering 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 effekt

14.2.4.1 Funksjonskrav

Kraftparker skal ha funksjonalitet for spenningskontroll. Spenningsstatikk, X_c , skal være referert maksimal kapasitiv reaktiv ytelse, $Q_{kap,maks}$.

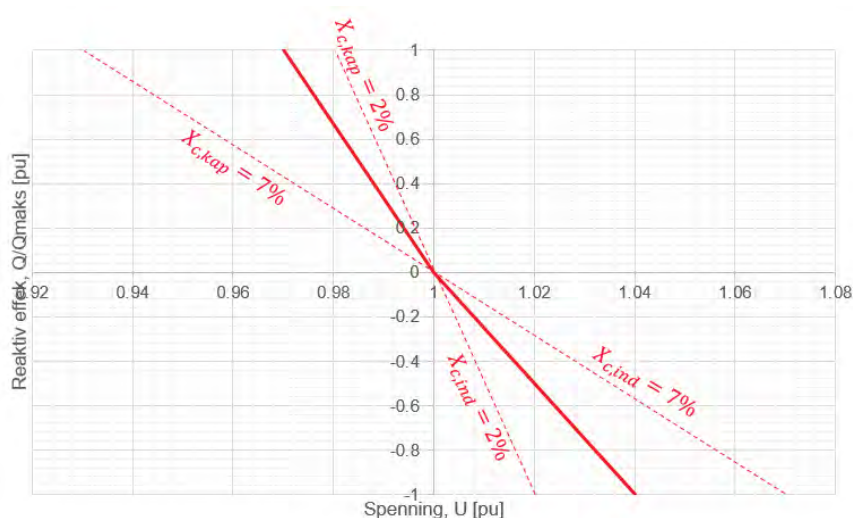
$$\frac{\Delta Q}{Q_{maks}} X_c = \frac{\Delta U}{U_{ref}} \quad 14-1$$

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.

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 φ -kontroll

cos φ -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.

14.2.5 Stabilitet

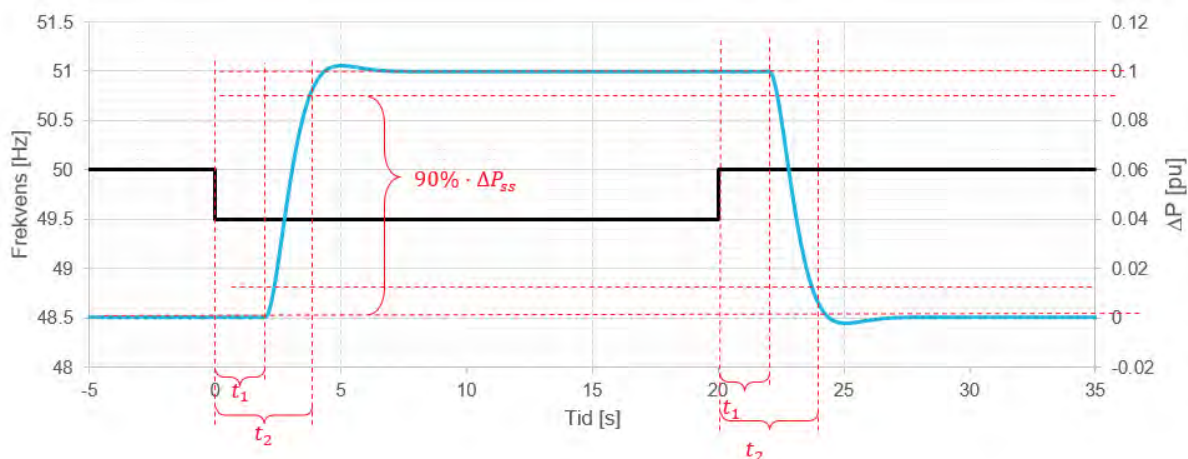
14.2.5.1 Funksjonskrav

Kraftparken skal kunne operere stabilt og levere aktiv effekt uten udempede effektpendlinger i hele driftsområdet, både i frekvens- og effektreguleringsmodus.

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 FREKVENSTEGRESPONS FOR KRAFTPARKER, HER VED 10 % STATISK OG FREKVENSTEG PÅ 0,5 Hz.

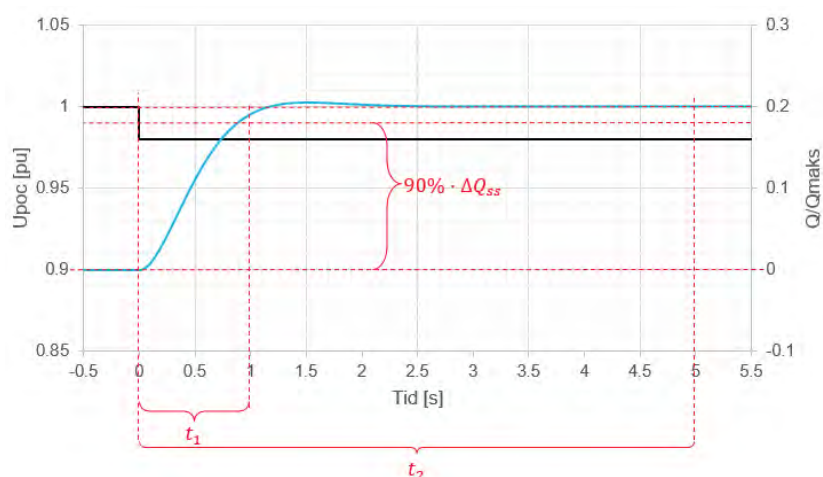
14.4 Reguleringsvevne - reaktiv effekt

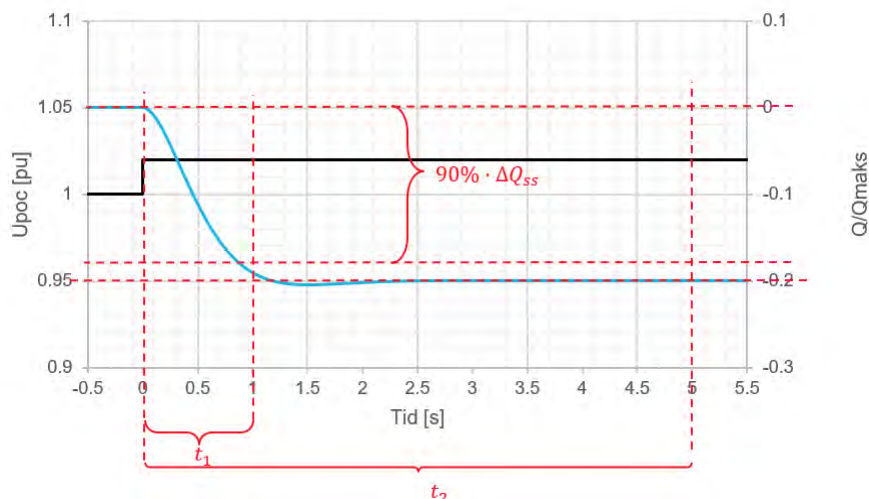
TABELL 14-10: OVERSIKT OVER HVILKE KRAFTPARKER SOM OMFATTES AV KRAVENE I KAPITTEL 14.3. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Krav	Type			Merknad
	B	C	D	
14.3 Reguleringsvevne – reaktiv effekt	X	X	X	

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 EFFEKTRRESPONS 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 14.5.14.2. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Krav	Type			Merknad
	B	C	D	
14.5.1 Reaktiv ytelse ved $P = P_{maks}$	X	X	X	
14.5.2 Reaktiv ytelse $-P - Q/P_{maks}$		X	X	
14.5.3 STATCOM-drift		(X)	(X)	

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, $U_{PCC} = 1,0 pu$. Den reaktive ytelsen er referert PCC, hvilket er definert i Figur 14-1. $Q_{kap,maks}$ og $Q_{ind,maks}$ er definert i Figur 14-8.

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: GRENSE 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.

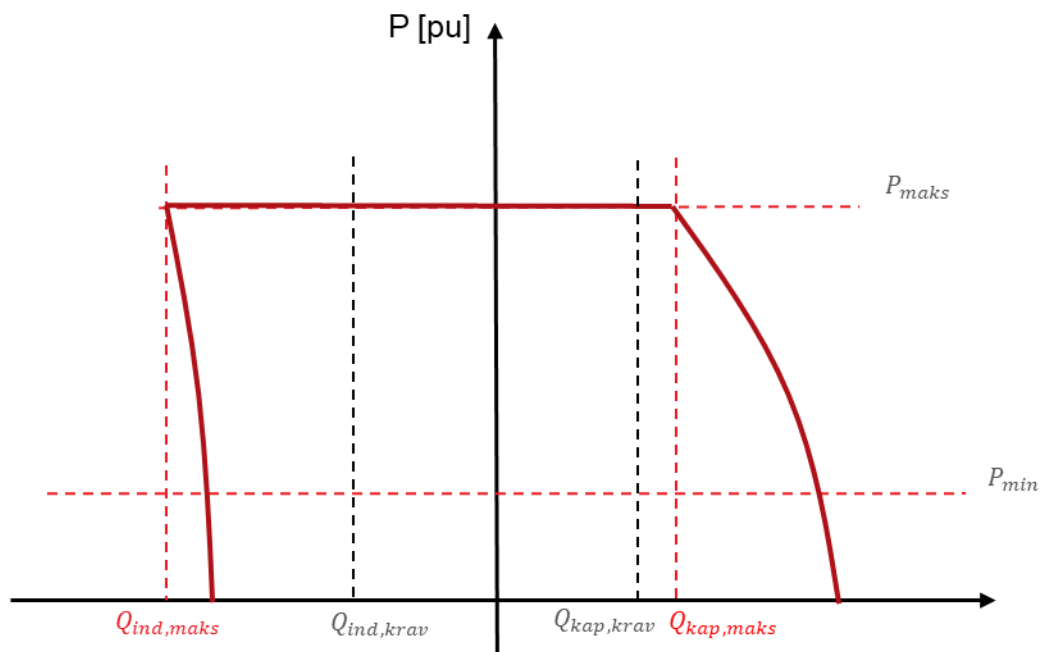
	Reaktiv effekt referert P_{maks}	Effektfaktor ($\frac{P_{maks}}{S_n}$)
Kapazitiv ytelse	$\frac{Q_{kap,maks}}{P_{maks}} = 0,33$	$\cos \varphi = 0,95$
Induktiv ytelse	$\frac{Q_{ind,maks}}{P_{maks}} = 0,33$	$\cos \varphi = 0,95$

14.5.1.2 Praktisering

Dersom systemansvarlig skal behovsprøve kravet til reaktiv ytelse gitt av Tabell 14-13, 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 behovsprøving:

- 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 vindpark ikke gir rom for å gå vekk fra det generelle kravet iht. Tabell 14-13.

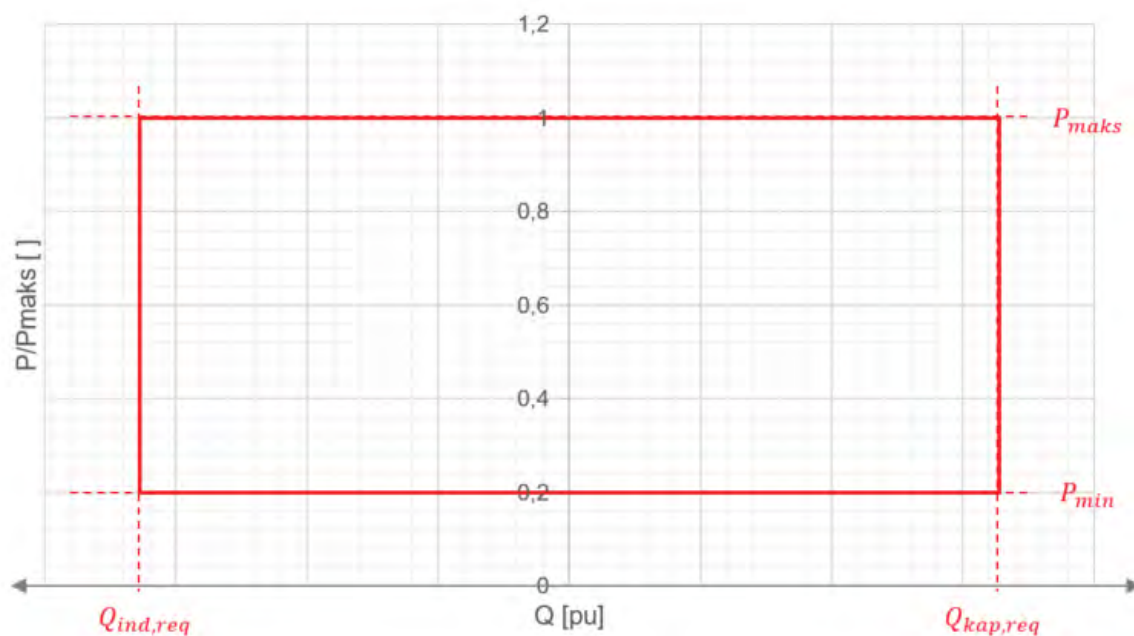


FIGUR 14-7: DRIFTSDIAGRAM FOR EN KRAFTPARK REFERERT PCC.

14.5.2 Reaktiv ytelse – $P < P_{maks}$

14.5.2.1 Funksjonskrav

Den reaktive ytelsen mellom minimal og maksimal aktiv effektproduksjon, $P_{min} < P < P_{maks}$, skal være minst den samme som ved $P = P_{maks}$, **ref. alle turbiner i drift**. Dette er illustrert i Figur 14-8.

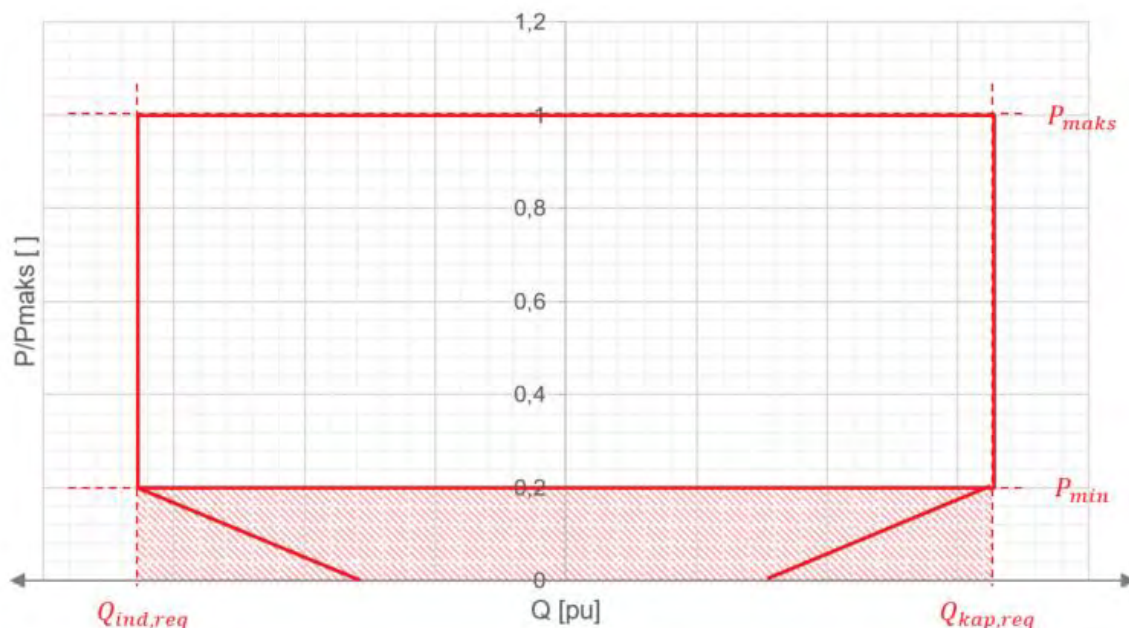


FIGUR 14-8: KRAV TIL MINIMUM REAKTIV YTELSE VED VARIERENDE AKTIV EFFEKT, $P - Q/P_{maks}$ -DIAGRAM. $Q_{kap,req}$ OG $Q_{ind,req}$ ER GITT AV KAPITTEL 14.5.1.

14.5.3 STATCOM-drift

14.5.3.1 Funksjonskrav

Kraftparker skal kunne operere som STATCOM dersom dette kreves av systemansvarlig. STATCOM-drift betegnes av kraftparkens mulighet til å levere reaktiv regulering (spennings-, MVAR- eller $\cos\varphi$ -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

Ved behovsprøving av evne til å levere reaktiv effekt ved lav produksjon, 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 skal det legges til grunn følgende forhold, og underlag kan bli etterspurt;

- Spanningsforhold i nettområdet
- 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 BEHOVSPRØVES.

Krav	Type		
	B	C	D
14.6.1 Fault Ride Through	X	X	X
14.6.2 Feilstrømrespons		(X)	(X)
14.6.3 Produksjons-gjenoppretting	X	X	X
14.6.4 Syntetisk treghetsmoment			(X)
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.

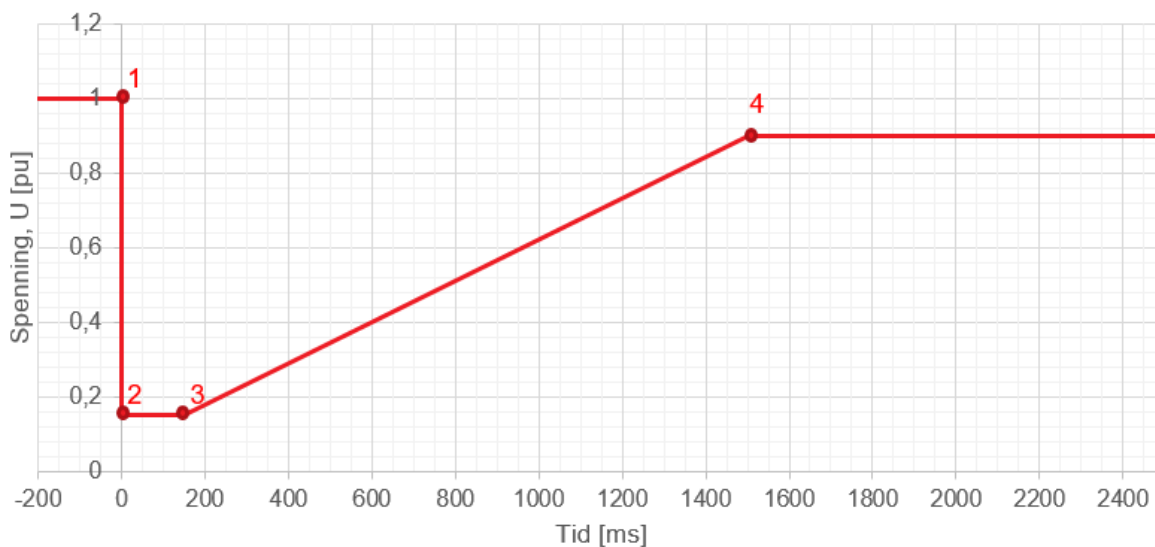
Kravene gitt av Tabell 14-15, og er illustrert i kurvene i Figur 14-10 og Figur 14-11. Kravene gjelder for symmetriske feil (3-fasefeil)¹⁶. Spenningen er referert tilknytningspunktet.

Driftsforholdene før og etter feil skal være iht. Tabell 14-16.

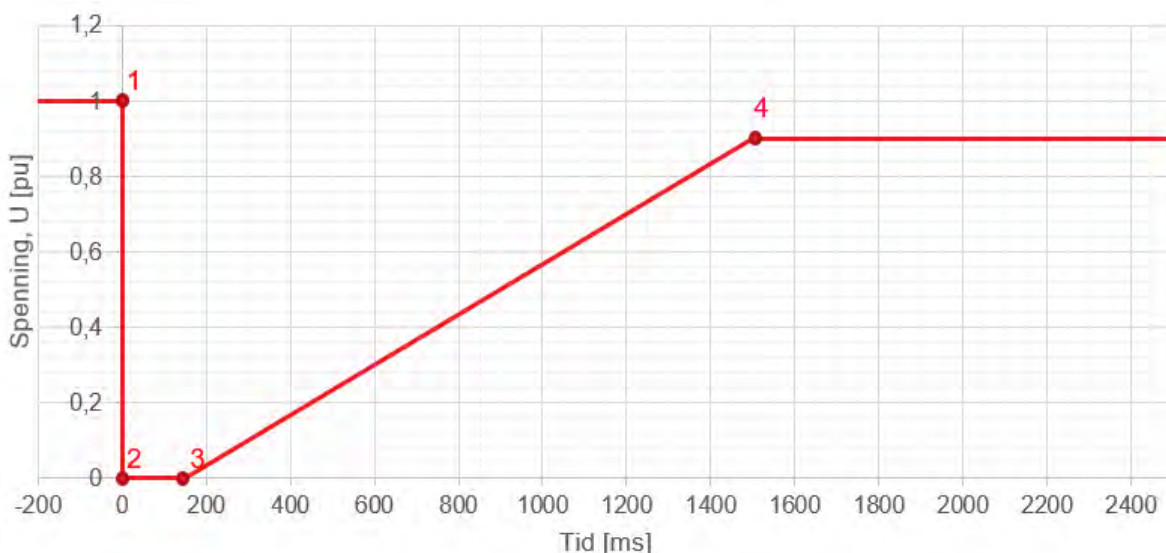
TABELL 14-15: KRAV TIL FAULT RIDE THROUGH FOR TYPE A, B, C, OG D. GUL KOLONNE DANNER SPENNINGSKURVEN I FIGUR 14-10 OG FIGUR 14-11, OG GJELDER FOR TYPE A, B, C, OG TYPE D ≤ 110 kV.

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	0,15	0,9	0,9

¹⁶ Det stilles ikke eksplisitte krav til FRT-egenskaper for usymmetriske feil, men egenskapene skal ikke begrenses unødige.



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	$I_k = I_{k,min} / S_{SC} = S_{SC,min}$

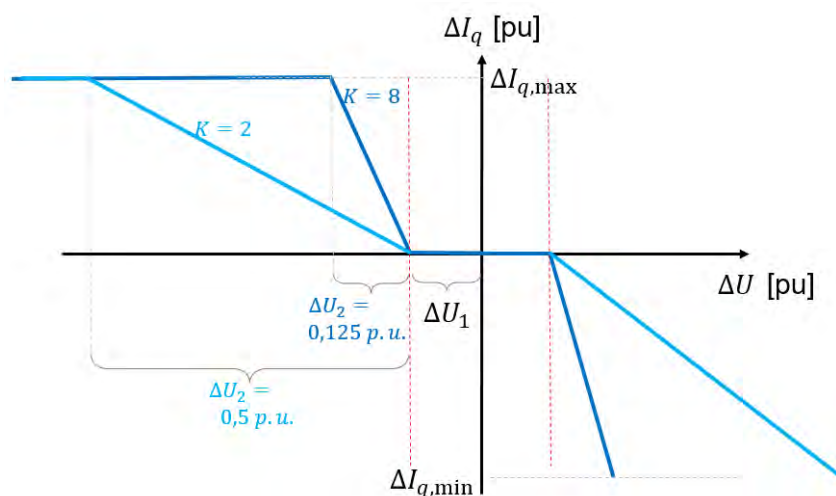
14.6.2 Hurtig feilstrømbidrag

14.6.2.1 Funksjonskrav

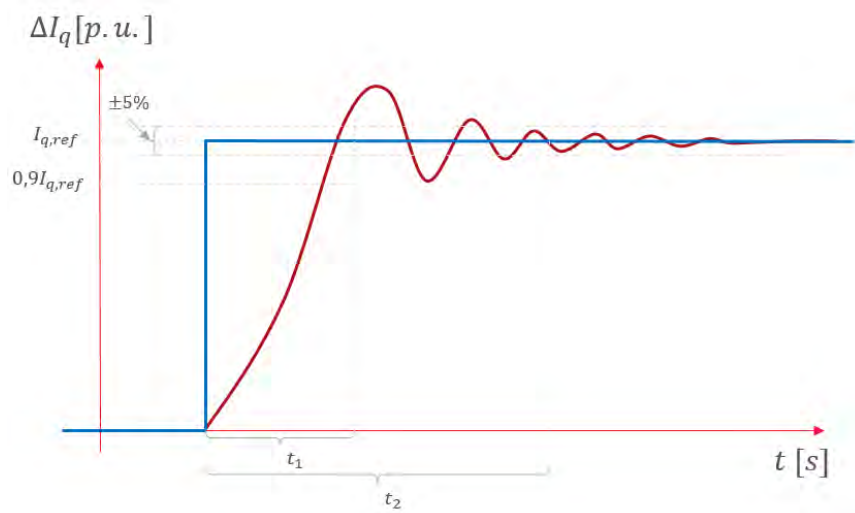
Kraftparker skal kunne levere hurtig feilstrømbidrag dersom dette kreves av systemansvarlig. Feilstrømbidraget skal gis kontinuerlig når spenningsavviket er større enn en terskel, $\Delta U_1 > 0,1 \text{ pu}$. Forholdet mellom spenningsavviket fra terskelen og maksimalt feilstrømbidrag skal være innstillbart uttrykt ved en faktor, $K=2-8$. Dette er vist i Figur 14-12.

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.

Det skal gis prioritet til aktiv strøm, dvs. aktiv effekt, skal ikke nedreguleres for å levere reaktiv feilstrøm.



FIGUR 14-12: FEILSTRØMBIDRAG ΔI_q SOM FUNKSJON AV SPENNINGSAVVIKET, ΔU .



FIGUR 14-13: UTREGULERINGSTID FOR FEILSTRØMBIDRAG.

14.6.2.2 Praktisering

Ved behovsprøving 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 under feilforløp, og dersom kraftparken har en iboende karakteristikk som gjør at den produserte effekten reduseres under feilforløpet, skal den gjenopprettes ila 2 sekunder.

14.6.4 Syntetisk tregghetsmoment

14.6.4.1 Funksjonskrav

Kraftparker skal ha funksjonalitet for syntetisk tregghetsmoment dersom dette kreves av systemansvarlig. Ved slikt tilfelle skal virkemåten til kontrollerfunksjonen gjennomgå og godkjennes i den enkelte saken.

14.6.4.2 Praktisering

Ved behovsprøving 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 avhenger systemansvarliges beslutning av hvor utsatt nettområdet er for separatdrifter, hvilken nytte syntetisk tregghet 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 BEHOVSPRØVES.

Krav	Type			Merknad
	B	C	D	
14.7.1 Informasjonsutveksling		(X)	(X)	Kun deler av kravet er behovsvurdert
14.7.2 Kommunikasjon		X	X	
14.7.3 Fjernstyring		(X)	(X)	Kun deler av kravet er behovsvurdert
14.7.4 Prioritet vern, kontrollanlegg og regulatorer		X	X	
14.7.5 Feilskriverutstyr		(X)	X	
14.7.6 Vern	X	X	X	
14.7.7 Parktransformator		X	X	
14.7.8 Produksjonsradial		X	X	

14.7.1 Informasjonsutveksling

14.7.1.1 Funksjonskrav

Kraftparker skal ha mulighet for å overføre følgende informasjon;

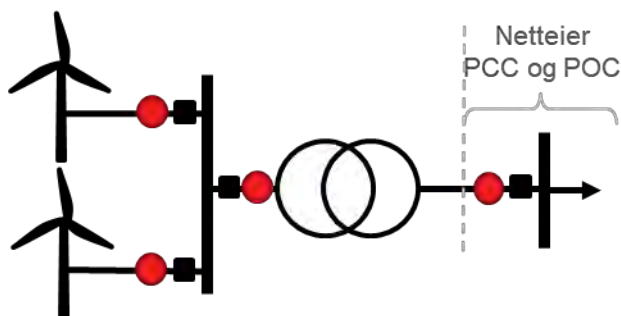
1. Aktiv effekt, P
2. Reaktiv effekt, Q
3. Strøm, I
4. Spenning, U
5. Frekvensreguleringsstatikk (i %)
6. Spenningsstatikk (i %)
7. Bryterposisjon
8. Trinnkobler parktransformator

Systemansvarlig kan spesifisere flere verdier dersom det er behov for dette.

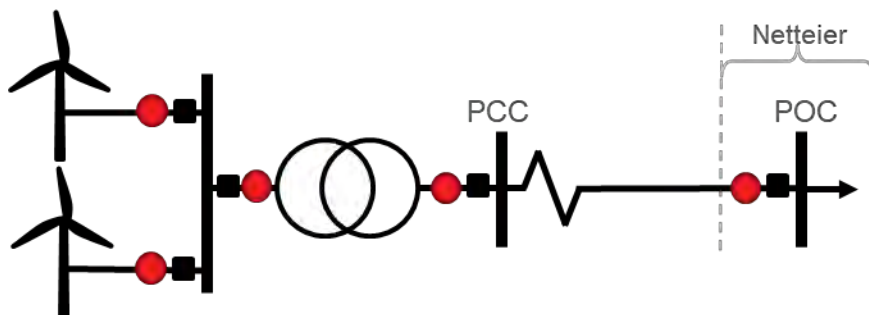
Målingene skal ha kvalitet etter følgende kriterier;

1. Strøm og spenning – maksimalt $\pm 0,2$ % avvik
2. P og Q – maksimalt 0,5 % avvik
3. Frekvens – maksimalt 0,015 % avvik
4. Bryterstilling skal overføres med maksimalt 1 sekund forsinkelse
5. Målinger og meldinger for diskrete verdier (for eksempel trinnkobler) er kalibrerte og er korrekte ved systemansvarliges mottak.

Det skal overføres målinger fra kraftparken iht. punktene i Figur 14-14 og Figur 14-15. For alle punkter skal det utveksles for målinger aktiv- og reaktiv effekt, P og Q, samt bryterposisjonene. I PCC skal også spenning- og frekvensmålinger 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

Systemansvarliges vurdering og beslutning knyttet til behov for informasjonsutveksling av ytterligere verdier, bygger på prinsippene fra kapittel 11.2 og 2.1. For dette kravet spesielt vektet betydning for nettdriften i aktuelt område. Dette knyttet til spenningsforhold, sannsynlighet for separatdrifter/driftsforstyrrelser e.l.

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, se referanse [5] dersom ikke annet er spesifisert.

14.7.3 Fjernstyring

14.7.3.1 Funksjonskrav

Kraftparker skal ha funksjonalitet for å fjernstyre følgende;

2. Aktiv effekt – settpunkt
3. Separatdriftsmodus av/på
4. Frekvensregulering - statikk
5. Spenningssettpunkt

Systemansvarlig kan kreve at andre innstillinger i produksjonsenheter også skal kunne styres, dersom det nødvendig for driften av systemet.

14.7.3.2 Praktisering

Systemansvarliges vurdering og beslutning knyttet til behov for fjernstyring bygger på prinsippene fra kapittel 11.2 og 2.1. For dette kravet spesielt vektet betydning for nettdriften i aktuelt område. Dette knyttet til spenningsforhold, sannsynlighet for separatdrifter/driftsforstyrrelser e.l.

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

Ved beslutning om at kraftparker av type C skal ha feilskriverutstyr bygger systemansvarliges beslutning på de generelle prinsippene fra kapittel 11.2 og 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
 - Frekvensvern skal stilles utfordret gitt av kravene i kapittel 14.1.3.
- 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 7.2.5.3 for direkte eller lavohmig jordet nett, samt 7.2.6.3 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 7.2.5.3 (direkte eller lavohmig jordet nett).
 - 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. 7.2.6 og 7.3.3 (isolert eller spolejordet nett).

14.7.7 Parktransformator

14.7.7.1 Funksjonskrav

Parktransformator skal følge jordingsprinsippene til tilknyttet nett.

Behov for apparat for begrenning av innkoblingsstrømmer skal vurderes iht. kapittel 5.2.4 og 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

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 offshore kraftparker, ikke HVDC-systemet som tilknytter parken til region- eller transmisjonsnettet, hvilket omfattes av kapittel 17 og 18. Definisjonene for PCC og POC er tilsvarende for onshore kraftparker, illustrert i Figur 14-1. For offshore 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

15.1.1 Frekvensgrenser

Kraftparkmoduler skal kunne forbli tilknyttet fjernende omformerstasjon og driftes innenfor frekvens- og tidsgrensene spesifisert av Tabell 15-1. Kravene gjelder for varierende spenning i området 0,9 – 1,05 pu.

TABELL 15-1: MINIMUM VARIGHET SOM DC-TILKNYTTETE 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
51,5-52,0 Hz	15 minutter

15.1.2 Spenningsgrenser

15.1.2.1 Funksjonskrav

HVDC-tilknyttede kraftparkmoduler skal kunne forbli tilkoblet fjern-ende-omformerstasjon og drifte innen spenningsområdene og tidene gitt av Tabell 15-2. Spenningene er referert Tabell 15-3. I tillegg må produksjonsenheten hensynta driftsspenningen i tilknytningspunktet (POC), som netteier må oppgi.

TABELL 15-2: KRAV TIL TÅLEGRENSER 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

15.1.2.2 Praktisering

Systemansvarlig legger til grunn maksimale kontinuerlig spenninger på de forskjellige spenningsnivåene iht. Tabell 15-3. 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 spenningen nettet er dimensjonert for, og som kraftparken skal koordineres med.

TABELL 15-3: MAKSIMALE KONTINUERLIGE SPENNINGER I PER UNIT OG ABSOLUTT SPENNING.

Nettnivå (navnebetegnelse)	Maksimal kontinuerlig spenning, $U_m = 1,05 pu$
420 kV-nett	420 kV
300 kV-nett	300 kV
132 kV-nett	145 kV
110 kV-nett	123 kV
66 kV-nett	72,5 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 ± 2 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, $U_{PCC} = 1,0 pu$. Den reaktive ytelsen er 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 15-4.

TABELL 15-4: GRENSER FOR REAKTIV YTELSE, INNENFOR HVILKE SYSTEMANSVARLIG SKAL FASTSETTE KRAV TIL HVDC TILKNYTTEDE 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

Systemansvarlig skal behovsprøve kravet til reaktiv ytelse innenfor konvolutt gitt av Tabell 15-4 . 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 og Tabell 16-4 spesifiserer analyser og tester for verifisering av funksjonalitet i kraftparker og HVDC-tilknyttede kraftparker. Systemansvarlig kan kreve hvilke analyser og prøver som skal gjennomføres i tillegg til de 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 til simuleringene og prøvene, inngår deler av innrapporteringen av anleggsdata (iht. energilovforskriften §6-1) som en del av kravetterlevelsen. Dette inkluderer;

- Endelige tekniske data
- Vern- og releplaner
- Driftsdiagram som viser reaktiv ytelse inkl. innstilte begrensere

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.

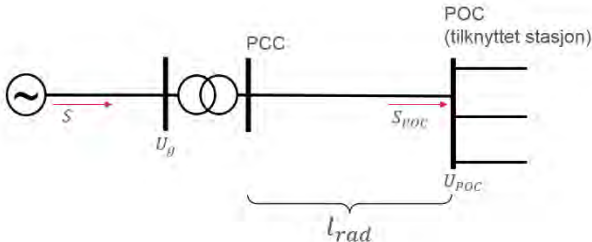
Verifiserende analyser					
Kapittel	Funksjon	Klasse			Merknad
		B	C	D	
16.1.1	Fault Ride Through	(X)	X	X	Kan eventuelt dokumenteres ved leverandørdokumentasjon for kraftparkmodulene.
16.1.2	Reaktiv ytelse	(X)	X	X	

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 kapitlet kan det vises til leverandørdokumentasjon som viser at hver kraftparkmodul oppfyller kravene til FRT.

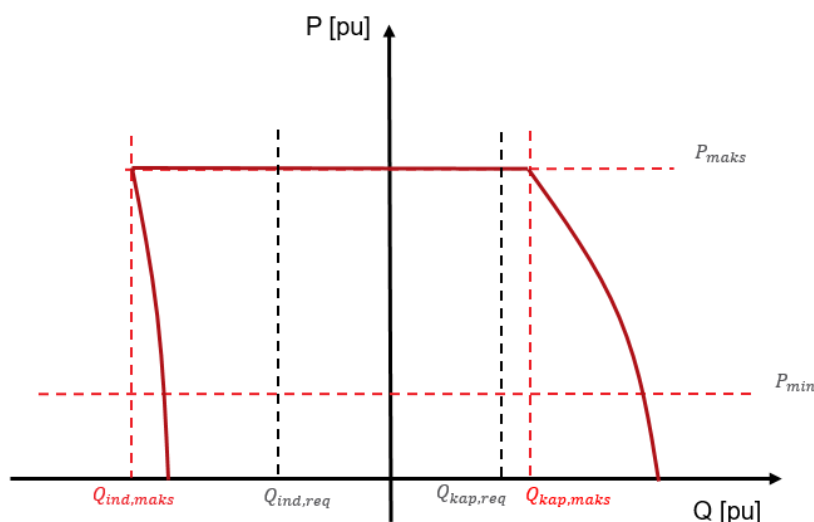
TABELL 16-2: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER, MODELLERING OG GJENNOMFØRING AV SIMULERINGER FOR Å VERIFISERE FAULT RIDE THROUGH-FUNKSJONALITET FOR KRAFTPARKER

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 12.6.1.
FORUTSETNINGER	Aktiv effekt før feil, $P_{PCC} = P_{maks}$ Reaktiv effekt før feil, $Q_{PCC} = 0$, Spenning før feil, $U_{POC} = 1 \text{ p. u.}$
MODELL	<p><u>Modellering av feil:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • 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} [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} [ms].  <p style="text-align: center;">FIGUR 16-1: ILLUSTRASJON AV NETTMODELL OG RELEVANTE DEFINISJONER MED BETYDNING FOR ANALYSEN</p> <p><u>Modellering av omkringliggende nett:</u> Samme før og etter feil. To alternativer:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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	<p><u>Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Merkeytelse, S_n [MVA] • Maksimal aktiv effekt, P_{maks} [MW] <p><u>Grafer:</u> Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid $t_{feil} = 150 \text{ ms}$:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tidsforløp av: <ul style="list-style-type: none"> ○ Spenningen i tilknytningspunktet, U_{POC} ○ Aktiv effekt ○ Reaktiv effekt.

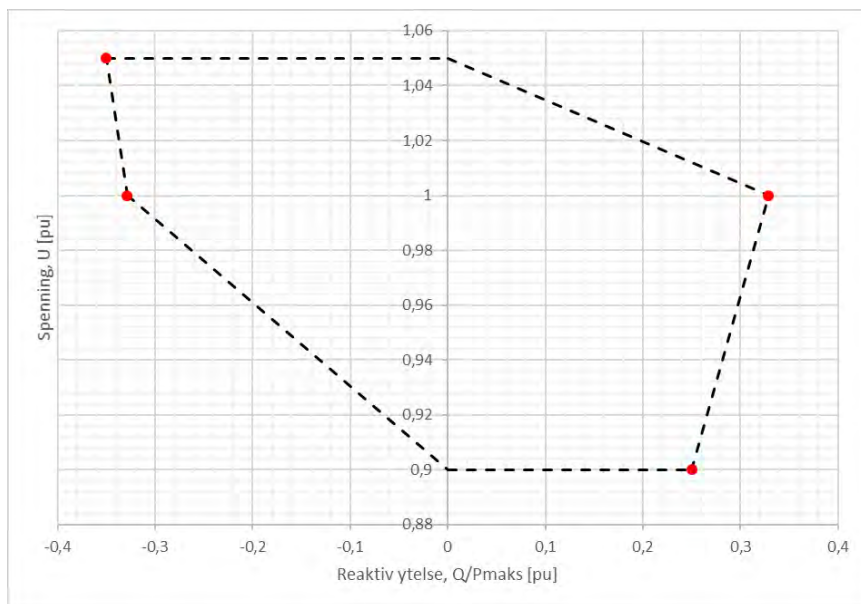
	<ul style="list-style-type: none"> Dersom kortslutningsytelsen i POC er for lav til at produksjonsenheten kan holde inne ved t_{feil} og pga. lav spenningsprofil etter feilklarering, skal det undersøkes hvilken kortslutningsytelse som skal til for at spenningen skal ligge over krav-spenningsprofilen, og produksjonsenhetens kravetterlevelse sjekkes ved denne kortslutningsytelsen. <p>Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid lik kritisk feilklareringstid, $t_{feil} = t_{CCT}$:</p> <ul style="list-style-type: none"> Tidsforløp av: <ul style="list-style-type: none"> Spenningen i tilknytningspunktet, U_{POC} Aktiv effekt Reaktiv effekt <p>Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid, $t_{feil} = t_{CCT} + 10ms$ (dette for å vise ustabilitet):</p> <ul style="list-style-type: none"> Tidsforløp av: <ul style="list-style-type: none"> Spenningen i tilknytningspunktet, U_{POC} Aktiv effekt Reaktiv effekt <p>For alle resultater skal aksene tydelig benevnes og merkes med verdier. Eventuell egen analyserapport vedlegges.</p>
--	---

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 kompenseringsanlegg. 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	<p><u>Nøkkeltall som ligger til grunn for analysen:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Kraftparkdata <ul style="list-style-type: none"> ○ Maksimal effekt, P_{maks} • Nominelle verdier for kraftparken og -modulene. • Elektriske størrelser av betydning for resultatene <p><u>Resultat:</u> Beregning av maksimal induktiv og kapasitiv 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 kapasitiv ytelse</p> <p>Eventuell egen analyserapport vedlegges.</p>

16.2 Verifiserende tester

TABELL 16-4: OVSERIKT 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	Klasse			Merknad
		B	C	D	
16.2.1	Parkregulator				
	Statikkregulering	(X)	X	X	
	Dødbånd	(X)	(X)	(X)	Prøven kan fravikes dersom systemansvarlig er kjent med fabrikatet.
	Spenningsregulering	X	X	X	
16.2.2	Reaktiv ytelse		X	X	

16.2.1 Krav til test av parkregulator

Det skal gjennomføres prøver som skal vise at kraftparken er bygget etter og oppfyller kravene til regulering av aktiv effekt, frekvens og spenning. Kravene refererer til kapittel 14.2. Riktige reguleringsegenskaper betinger riktig innstilling av regulator.

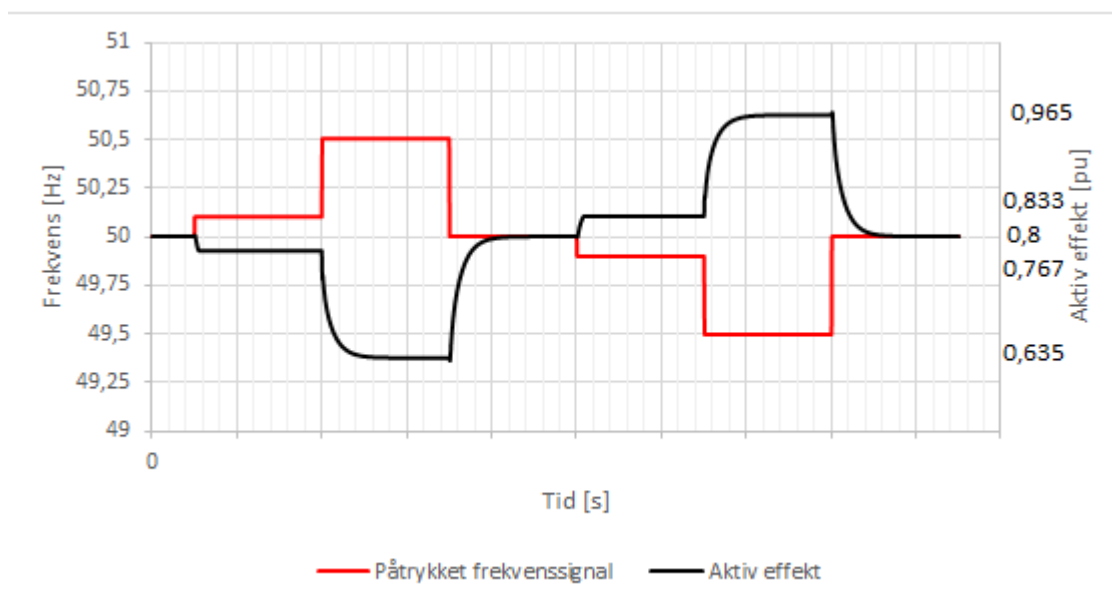
Prøvene omfatter;

- Dokumentasjon av responstid i frekvensregulering.
- Dokumentasjon av funksjoner for frekvensregulering i parkregulator, inkludert dødbånd, statikkregulering og ramping.
- Dokumentasjon av respons i spenningsregulering.

Under angis detaljer for prøvene, inkludert forutsetninger og resultater.

16.2.1.1 Statikkregulering

Ved å påtrykke et fiktivt frekvenssignal til parkregulatoren (ekstern eksitasjon) skal frekvensreguleringens stasjonære aktive effektbidrag dokumenteres. Dette er illustrert i Figur 16-4.



FIGUR 16-4: ILLUSTRASJON AV PRØVE FOR AKTIV EFFEKTRRESPONS (SORT) VED PÅTRYKKET FREKVENNSTEG (RØD).

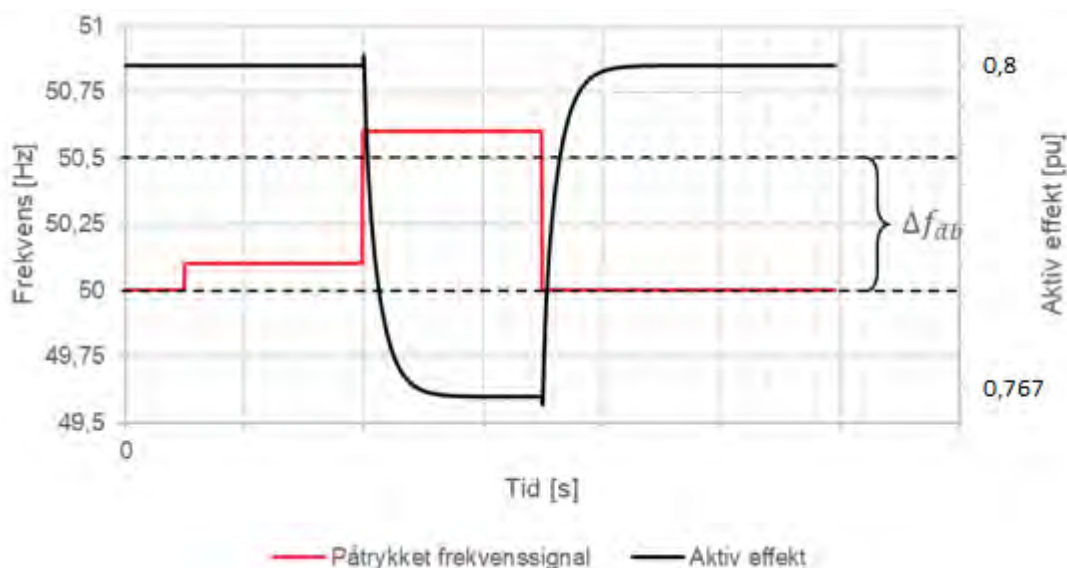
TABELL 16-5: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR STATIKKREGULERING FOR KRAFTPARKER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: STATIKKREGULERING	
KRAV TIL TEST	Dokumentere den kraftparkens 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: $\Delta f_{db} = 0$ 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.

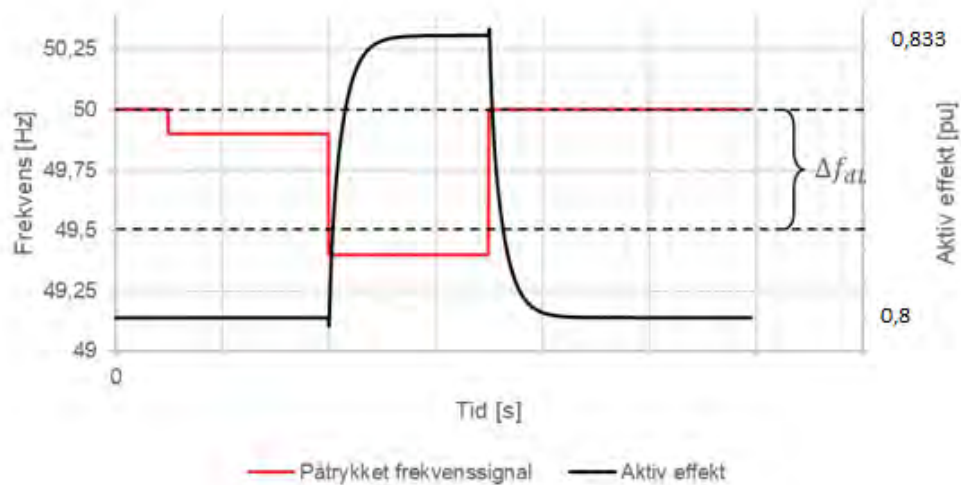
16.2.1.2 Dødbånd

Frekvenssteg i frekvensregulering skal alltid gjennomføres for å dokumentere stegresponsen.

Ved å påtrykke et fiktivt frekvenssignal til parkregulatoren skal det dokumenteres at frekvensreguleringen er aktiv utenfor dødbåndets grenseverdi. Dette er illustrert i Figur 16-5 og Figur 16-6.



FIGUR 16-5: ILLUSTRASJON AV PRØVE FOR AKTIV EFFEKTRESPONS (SORT) VED PÅTRYKKET FREKVENNSTEG (RØD) MED AKTIVE DØDBÅND (SORT STIPLET LINJE).



FIGUR 16-6: ILLUSTRASJON AV PRØVE FOR AKTIV EFFEKTRESPONS (SORT) VED PÅTRYKKET FREKVENSTEG(RØD) MED AKTIVE DØDBÅND (SORT STIPLLET LINJE).

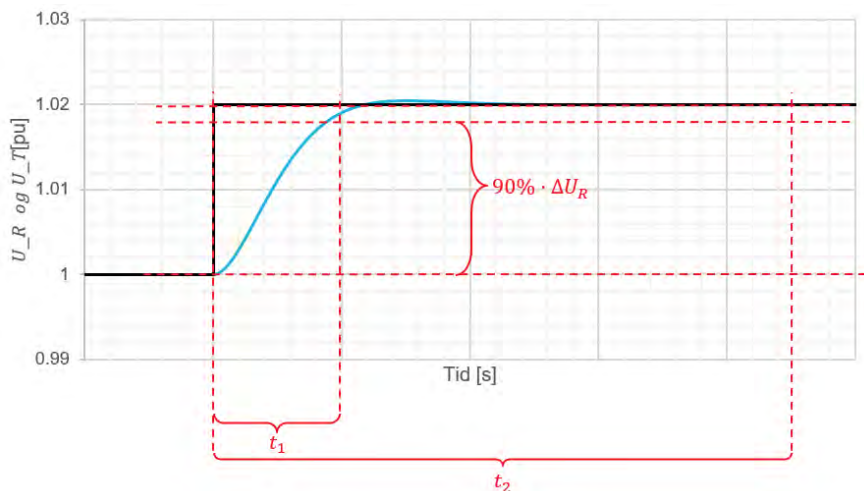
TABELL 16-6: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR STATIKKREGULERING MED AKTIVE DØDBÅND FOR KRAFTPARKER

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: DØDBÅND	
KRAV TIL TEST	Dokumentere den kraftparkens 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: <ul style="list-style-type: none"> • 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	<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.

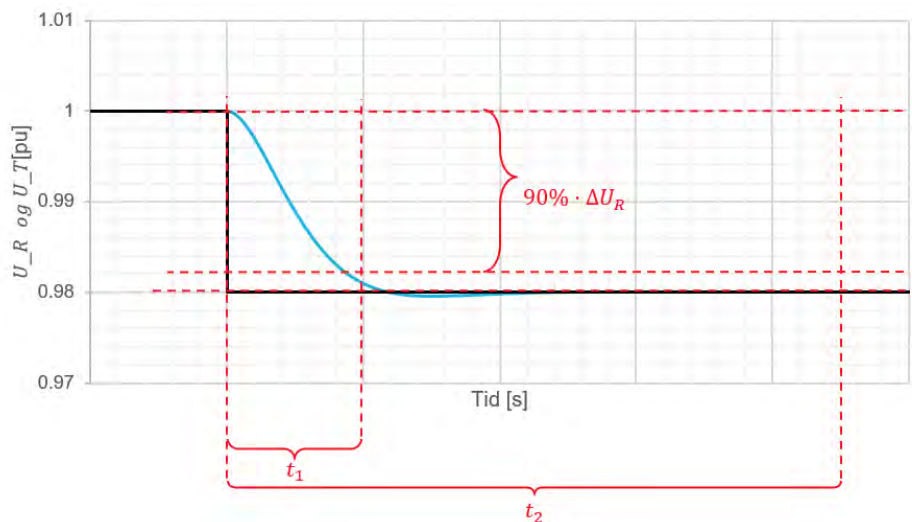
16.2.1.3 Spenningsregulering

Testene skal dokumentere at den kraftparken har reguleringssegenskaper for reaktiv effekt ved spenningsvariasjoner som oppfyller kravene i kapittel 14.3.

Prøvene skal dokumentere responsen til produksjonsenheten i tidsplanet. Responsen er gitt av klemmespenningen (U_T) tidsforløp ved stegvis endring i spenningsreferanse (U_R) på 2 %, illustrert Figur 16-7.



FIGUR 16-7: ILLUSTRASJON AV PRØVER FOR DOKUMENTASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGSREFERANSESTEG I POSITIV RETNING FOR KRAFTPARK.



FIGUR 16-8: ILLUSTRASJON AV PRØVER FOR DOKUMENTASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGSREFERANSESTEG I NEGATIV RETNING FOR KRAFTPARK.

TABELL 16-7: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR SPENNINGSREGULERING FOR KRAFTPARKER

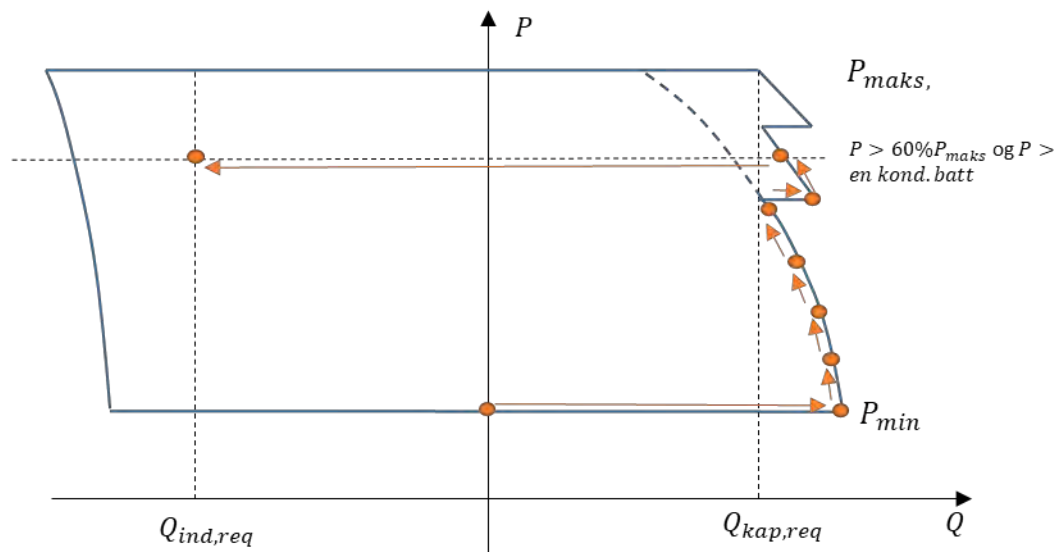
GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: SPENNINGSREGULERING	
KRAV TIL TEST	Dokumentere kraftparken og parkreguleringens respons i spenningsregulering.
FORUTSETNINGER	Aktiv effektsettpunkt, P_{sett} mellom P_{min} og $0,8 \cdot P_{maks}$ Sprangrespons - opp og ned. Referansespenning, U_R , endres i et sprang med $\pm 2\%$.
DOKUMENTASJON	<u>Grafer:</u> Tidsserier av spenningsreferanse/skalverdi og måling av spenningsforløp/erverdi og reaktiv effekt. Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier.

16.2.2 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} .

Gjennomføring av prøve gjøres som følger, illustrert i Figur 16-9;

1. Parkregulator i MVAR-kontroll (etter test skal parken være i den modusen som er avtalt med netteier. Systemansvarlig legger til grunn at det skal være spenningsregulering)
2. Start ved $P = P_{min}$ and $Q = 0$.
3. Sett reaktivt settpunkt til $Q \geq Q_{kap,maks}$ (hvis nødvendig øker reaktiv effekt stegvis for å unngå spenningstransiente).
4. Øking av P i steg på $\leq 10\%$ inntil $P = P_{maks, momentan}$. Ved gjennomføring av testen skal $P_{maks, momentan} > 60\% \cdot P_{maks}$ og i hvert fall ett kondensatorbatteri skal koble inn (dersom dette er en del av den reaktive reguleringen).
5. Sett reaktivt settpunkt slik at $Q_{ref} \geq Q_{ind,maks}$ slik at kraftparken trekker maksimal reaktiv effekt (hvis nødvendig øker reaktiv effekt stegvis for å unngå spenningstransiente).
6. Driftsdiagrammet skal dokumenteres i et driftsdiagram (PQ-diagram)



FIGUR 16-9: ILLUSTRASJON AV PROSEDYRE FOR DOKUMENTASJON AV REAKTIV YTELSE FOR EN KRAFTPARK, HER MED TO KONDENSATORBATTERIER I AUTOMATISKE STEG VED CA. $P=50\%$ OG $P=70\%$. ORANGE PUNKTER MARKERER MÅLEPUNKTER SOM DOKUMENTERES. ALTERNATIVT LOGGES DET KONTINUERLIG VED ENDRING AV AKTIVE- OG REAKTIVE SETTPUNKTER.

TABELL 16-8: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV REAKTIV YTELSE FOR KRAFTPARKER.

GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: REAKTIV YTELSE	
KRAV TIL TEST	Dokumentere kraftparkens reaktive ytelse .
FORUTSETNINGER	<p>Kraftparken må styres i MVAR-regulering.</p> <p>Aktiv effekt varieres i området $P = 0 - P_{maks,momentan}$.</p> <p>$P_{maks,momentan} > 0,6 * P_{maks}$</p> <p>Prosedyren for å dokumentere driftsdiagrammet skal benyttes. Denne tilrettelegger for å gjennomføre prøvene uten å ha P_{maks} tilgjengelig (grunnet for eksempel vindforhold).</p>
DOKUMENTASJON	<p><u>Grafer:</u> Dokumentasjon som viser aktiv effekt vs. reaktiv effekt (målte punkter driftsdiagrammet ved gjennomføring av prøven).</p> <p>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 kapittel 16.1.2.</p> <p>Aksene skal tydelig benevnes og merkes med verdier.</p>




DEL V - HVDC

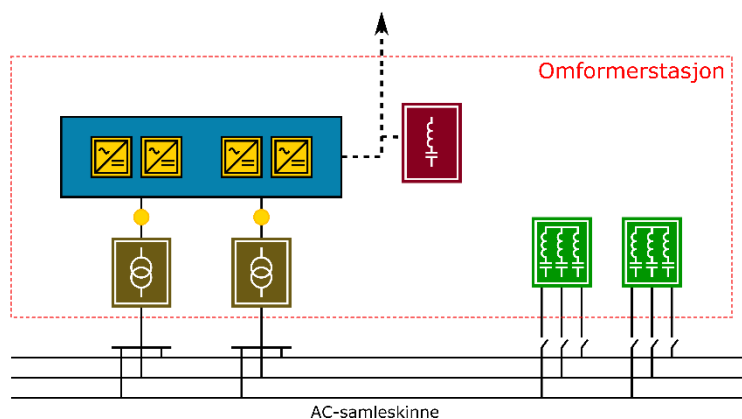
17 Generelt - HVDC

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

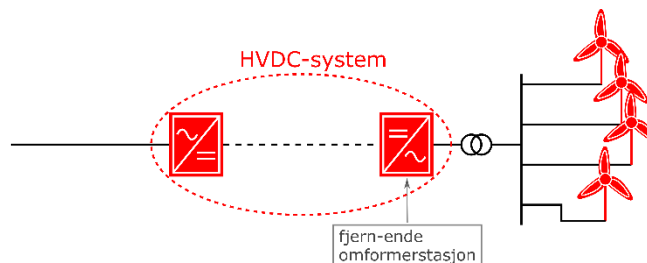


FIGUR 17-1: EKSEMPEL PÅ KOMPONENTER SOM KAN INNGÅ I EN OMFORMERSTASJON

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 omformer/enheten nærmest produksjonsanlegget. Se Figur 17-2

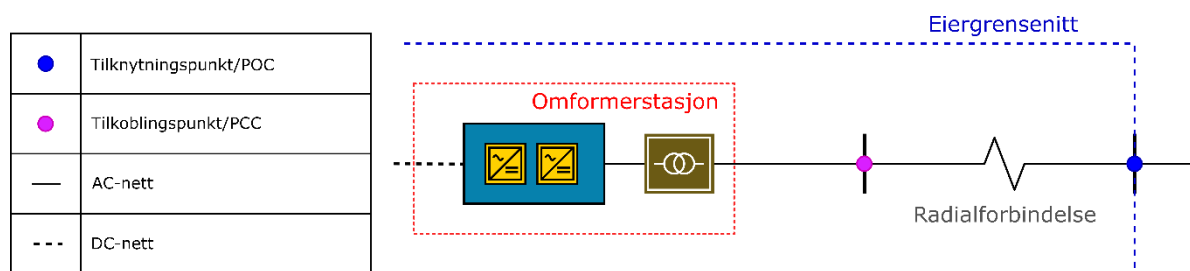
—	AC-nett
---	DC-nett
	HVDC-omformerstasjon



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

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 Spenningsgrenser

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
1,05-1,10 p.u.	60 minutter

Dersom HVDC-systemet er tilknyttet produksjon gjelder egne krav til fjern-ende omformere. Se kapittel 17.1 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 300 kV SKAL KUNNE DRIFTES NÅR SPENNINGEN AVVIKER FRA 1 P.U.

Spenningsområde	Varighet
0,85 p.u. – 0,90 p.u.	60 minutter
0,9 – 1,10 p.u.	Ubegrenset
1,10 – 1,15 p.u.	60 minutter

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
0,85 p.u. – 0,90 p.u.	60 minutter
0,9 – 1,05 p.u.	Ubegrenset
1,05 – 1,10 p.u.	60 minutter

18.1.2.2 Praktisering

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 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, $U_m = 1,05 pu$
420 kV-nett	420 kV
300 kV-nett	300 kV
132 kV-nett	145 kV
110 kV-nett	123 kV
66 kV-nett	72,5 kV

18.1.3 Frekvensgrenser

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 TÅLEGRENSER 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 – 52,0 Hz	15 minutter

18.1.3.2 Praktisering av funksjonskravet

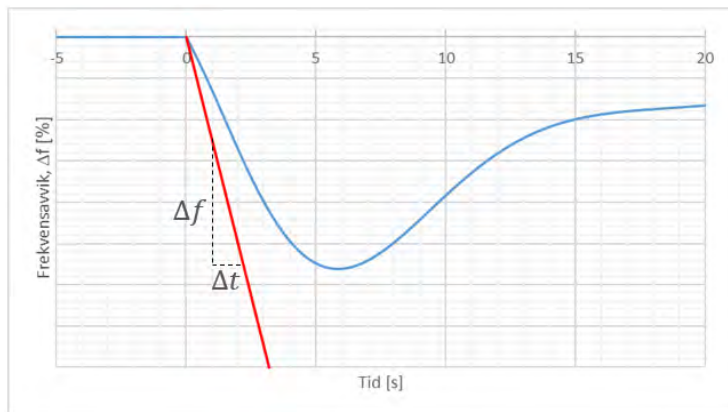
Kravene i Tabell 18-5 gjelder generelt for HVDC-systemer. Eventuelle beslutninger om bredere frekvensområder vil baseres på systemansvarliges generelle prinsipper for behovsvurderinger, ref. kapittel 2.1.

18.1.4 Frekvensendringshastighet

18.1.4.1 Funksjonskrav

HVDC-systemer skal kunne minst kunne drifte ubegrenset ved en frekvensendringshastighet $\pm 2,5$ Hz/s målt over 1 sekund.

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 FREKVENSFORLØPET 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 MED REFERANSE TIL HVDC KODEN

Gyldighet	
Effekt-regulering	Effektendringshastighet (ramp rate)
Frekvens-regulering	Frekvensregulering
	Aktive moduser
Syntetisk treghetsmoment	

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 funksjonskravet

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 funksjonskravet

Systemansvarliges vurdering 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

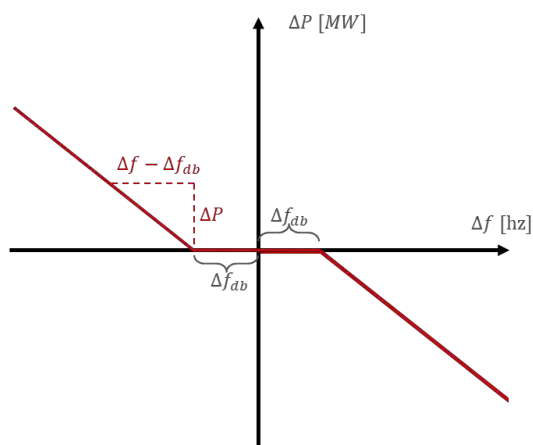
18.2.3.1 Funksjonskrav

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

I frekvensreguleringsmodus skal HVDC-systemet kunne levere en stasjonær aktiv effektrespons som funksjon av frekvensen, gitt av ligning 18-1 og illustrert i Figur 18-2. Parameter for statikk skal kunne stilles inn iht. Tabell 18-7.

TABELL 18-7: MINSTEKRAV TIL INNSTILLINGSMULIGHETER I FREKVENSRGULERINGSMODUS (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 FREKVENSI I FREKVENSRGULERINGSMODUS FOR HVDC-SYSTEMER

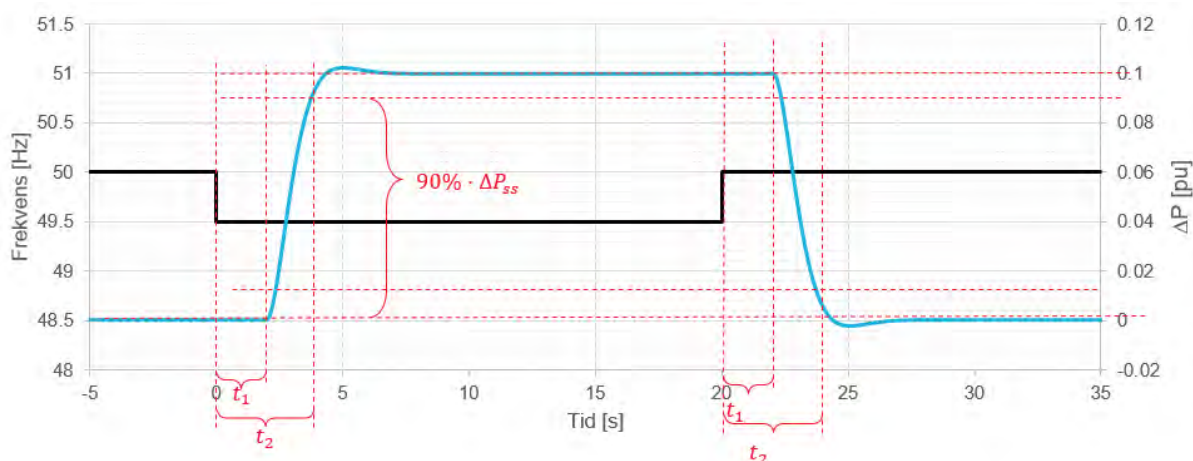
18.2.4 Frekvensreguleringsegenskaper

TABELL 18-8: **OVERSIKT OVER FUNKSJONALITET OM REGULERINGSEVNE OG STABILITET FOR HVDC SYSTEMER**

Reguleringsevne
Stabilitet

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 KRAFTPARKER, 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 Syntetisk treghetsmoment

18.2.6.1 Funksjonskrav

HVDC-systemer skal ha funksjonalitet for syntetisk treghetsmoment dersom dette kreves av systemansvarlig. Ved slikt tilfelle skal virkemåten til kontrollerfunksjonen gjennomgås og godkjennes i den enkelte saken.

18.2.6.2 Praktisering

Ved behovsprøving 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 avhenger systemansvarliges beslutning av hvor utsatt nettområdet er for separatdrifter, hvilken nytte syntetisk treghet gir, alternativkostnaden av andre tiltak og teknisk modenhet.

18.3 Reaktiv effekt og spenningsregulering

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, $U_{PCC} = 1,0 pu$. Den reaktive ytelsen er referert PCC, hvilket er definert i avsnitt 17.1.

Systemansvarlig kan fastsette kravet behovsprøvd innenfor grensene gitt av Tabell 18-9. Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, gjelder krav til reaktiv dimensjonering iht. Tabell 18-10.

Summen av kapasitiv og induktiv reaktiv ytelse skal ikke overskride $\frac{Q_{tot}}{P_{maks,import}} = 0,95$.

TABELL 18-9: GRENSE/ 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 18-10: MINIMUM KRAV TIL REAKTIV YTELSE FOR HVDC-SYSTEMER REFERERT PCC

	Referert P_{maks}	Effektfaktor
Kapasitiv ytelse	$Q_{kap,maks,import} = 0,33 * P_{maks}$	$\cos \varphi_{kap} = 0,95$
Induktiv ytelse	$Q_{ind,maks,import} = 0,33 * P_{maks}$	$\cos \varphi_{ind} = 0,95$

18.3.1.2 Praktisering

Dersom systemansvarlig skal beslutte at HVDC-systemer skal/kan dimensjoneres etter andre kriterier enn den generelle gitt av Tabell 18-10, 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;

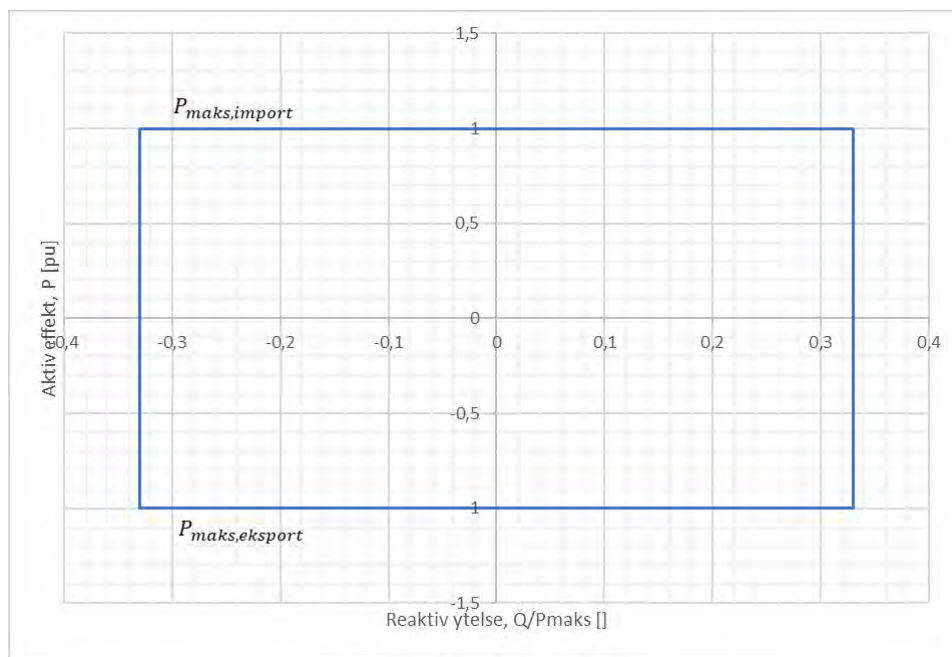
- Spenningsforhold i nettområdet
- Spenningsforhold ved utfall av nærliggende linjer
- Nettets styrke
- Forventet nettutvikling
- Kostnader forbundet med etterlevelse av kravet
- Nytteverdi av den tekniske løsningen i tilfeller der det er mangel på reaktive reserver
- Alternativkostnader for reaktive 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. 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 18-1. Spenningsstatikk skal være referert $Q_{maks,kap}$ ved $P_{maks,import}$.

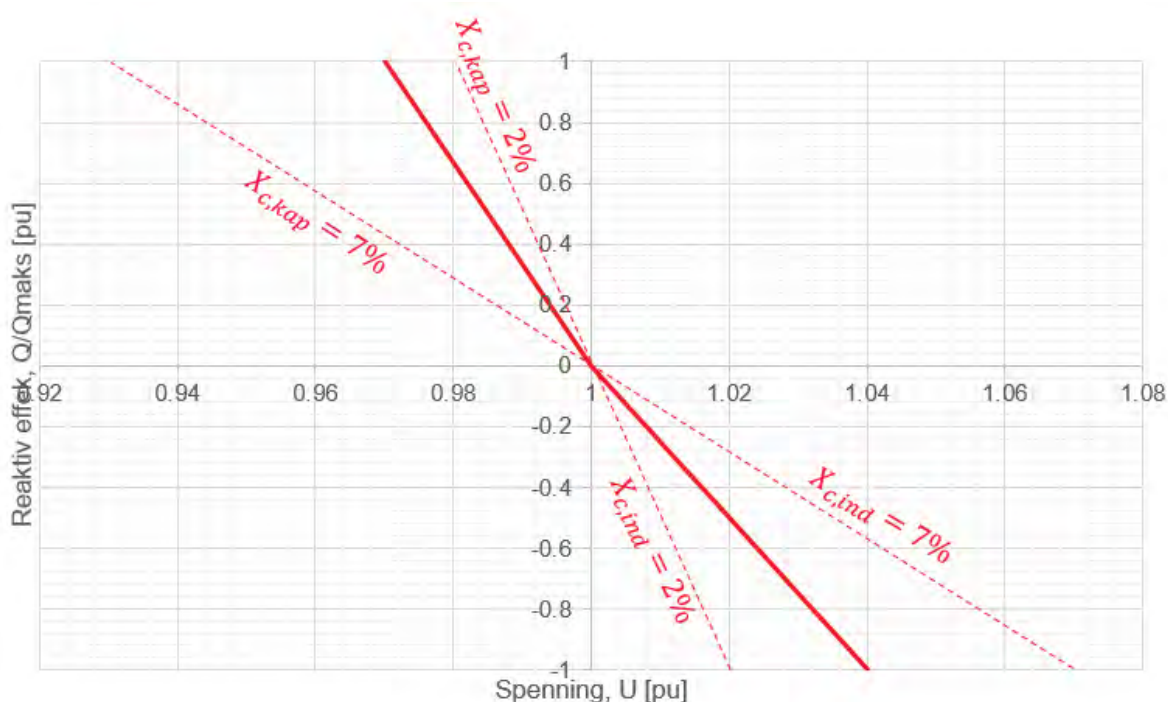
$$\frac{\Delta Q}{Q_{maks,kap}} X_c = \frac{\Delta U}{U_{ref}} \quad 18-1$$

Det skal være funksjonalitet for å benytte et innstiltbart dødbånd rundt spennings settpunkt på $\pm 5\%$. Spenningsreguleringen skal ha innstillingsmuligheter for parameterne iht. Tabell 18-11, illustrert i Figur 18-5. Prinsipp for reguleringsfunksjonen er vist i Figur 18-5.

Statikk skal kunne stilles inn i steg på maksimalt 0,5 %.

TABELL 18-11: 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 KRAFTPARKER.

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.

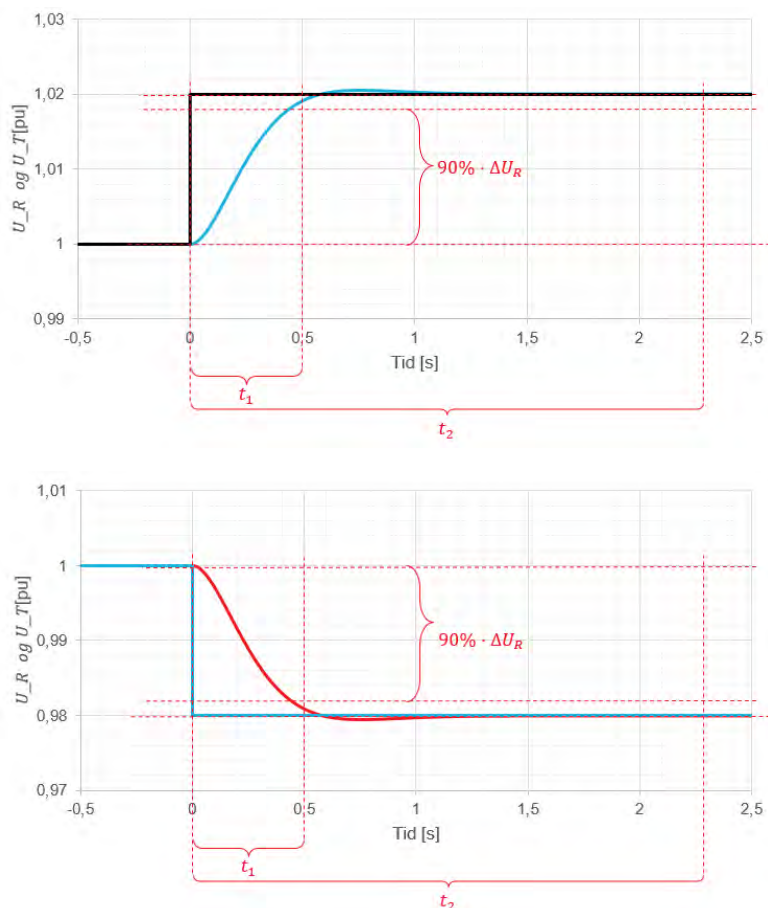
cos(φ)-kontroll

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 EFFEKTRESPONS 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 unødig innenfor HVDC-systemets tekniske evne.

18.4 Robusthet og gjenoppbygning

TABELL 18-12: OVERSIKT OVER FUNKSJONSKRAV OM ROBUSTHET FOR HVDC SYSTEM I KAPITTEL 18.4. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Krav	Behovsvurdering
Fault Ride Through	
Feilstrømrespons	x
Produksjons-gjenoppbygning	
Svartstart	x

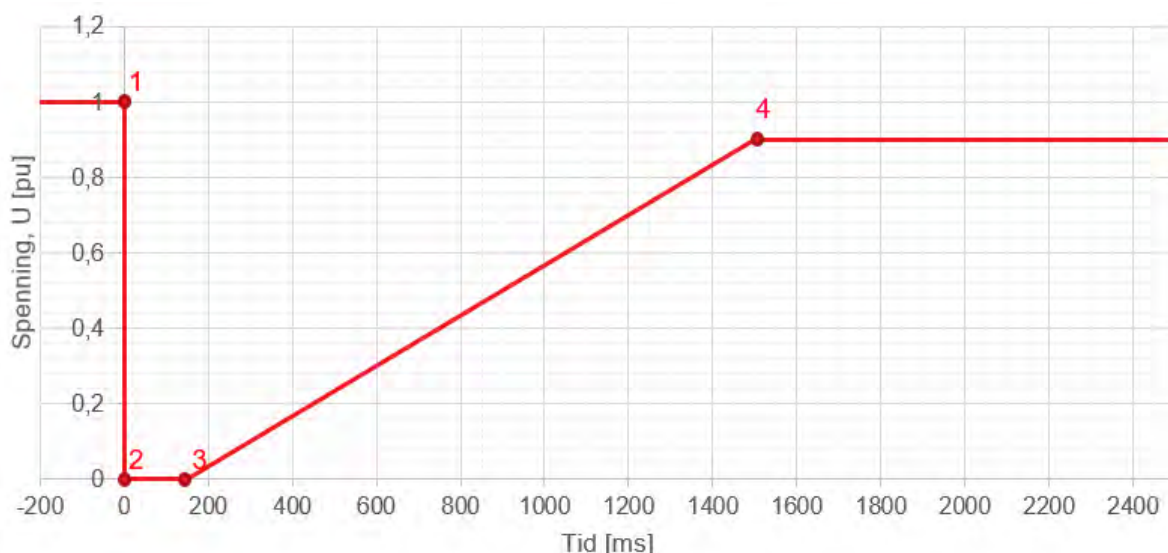
18.4.1 Fault Ride Through

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 18-13 og illustrert i Figur 18-7. Spenningen er fase-fase-spenning referert til knyttingspunktet, U_{POC} . Driftsforholdene før og etter feil skal være iht. Tabell 18-14.

TABELL 18-13: 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 18-14: 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	$I_k = I_{k,min} / S_{SC} = S_{SC,min}$

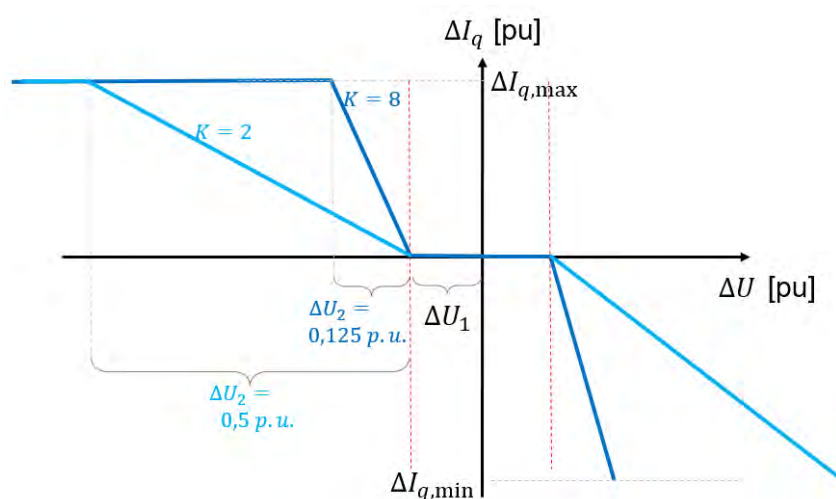
18.4.2 Hurtig feilstrømbidrag

18.4.2.1 Funksjonskrav

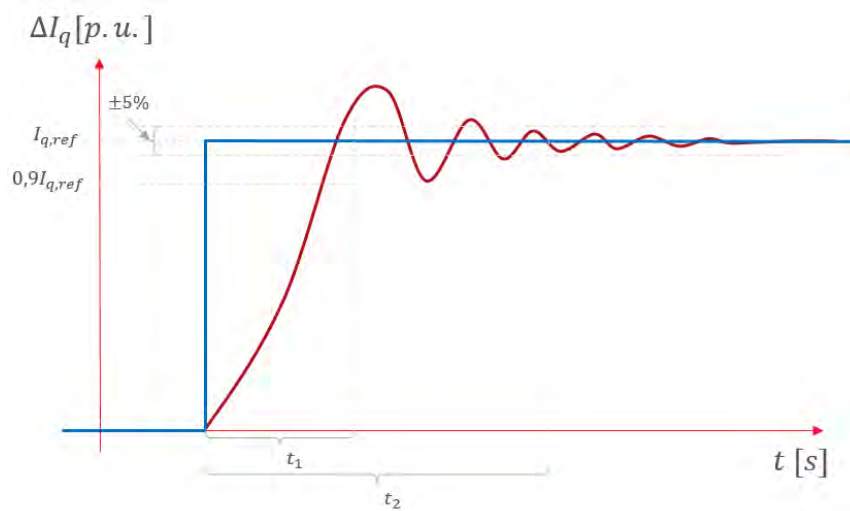
HVDC-systemer skal kunne levere hurtig feilstrømbidrag dersom dette kreves av systemansvarlig. Feilstrømbidraget skal gis kontinuerlig når spenningsavviket er større enn en terskel, $\Delta U_1 > 0,1 \text{ pu}$. Forholdet mellom spenningsavviket fra terskelen og maksimalt feilstrømbidrag skal være innstillbart uttrykt ved en faktor, $K=2-8$. Dersom ikke annet er bestemt skal $K=4$. Dette er vist i Figur 18-8.

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.

Det skal gis prioritet til aktiv strøm, dvs. aktiv effekt, skal ikke nedreguleres for å levere reaktiv feilstrøm.



FIGUR 18-8: FEILSTRØMBIDRAG ΔI_q SOM FUNKSJON AV SPENNINGSAVVIKET, ΔU .



FIGUR 18-9: UTREGULERINGSTID FOR FEILSTRØMBIDRAG.

18.4.2.2 Praktisering

Ved behovsprøving 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.

18.4.3 Gjenoppretting av effektlyt

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 spenningsette egen samleskinne og være klar til å starte gjenoppbygning.

18.5 Kontrollanlegg

TABELL 18-15: OVERSIKT OVER FUNKSJONSKRAV OM KONTROLLANLEGG FOR HVDC SYSTEMER. MARKERINGEN «X» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET GJELDER, «(X)» INDIKERER AT FUNKSJONSKRAVET KAN BEHOVSPRØVES.

Gyldighet	Behovs-vurdering
Informasjonsutveksling	x
Kommunikasjon	x
Fjernstyring	x
Prioritet kontroll	
Vern	x
Feilskriverutstyr	x

18.5.1 Informasjonsutveksling

18.5.1.1 Funksjonskrav

HVDC-systemer skal ha mulighet for å overføre følgende informasjon;

- Aktiv effekt, P
- Reaktiv effekt, Q
- Strøm, I
- Spenning, U
- Frekvensreguleringsstatikk (i %)
- Spenningsstatikk (i %)
- Bryterstillinger
- Trinnkobler for transformatorer

Systemansvarlig kan spesifisere flere verdier dersom det er behov for dette.

Målingene skal ha kvalitet etter følgende kriterier;

- Strøm og spenning – maksimalt 0,2 % avvik
- P og Q – maksimalt 0,5% avvik
- Frekvens – maksimalt 0,015 % avvik
- Bryterstillinger skal overføres med maksimalt 1 sekund forsinkelse
- Målinger og meldinger for diskrete verdier (for eksempel trinnkobler) er kalibrerte og er korrekte ved systemansvarliges mottak.

Hvilke punkter det skal overføres målinger fra besluttes i hver enkelt sak av systemansvarlig.

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

Systemansvarlig skal 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

Produksjonsanleggets eier skal organisere sine vern og kontrollsystemer i henhold til følgende prioritering (fra høyest til lavest):

1. Vern av nettet og HVDC-systemet
2. Nødefekt (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 unødige 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 (iht. energilovforskriften §6-1). I tillegg til simuleringene og prøvene, inngår deler av innrapporteringen av anleggsdata (iht. energilovforskriften §6-1) som en del av kravetterlevelsen. Dette inkluderer;

- Endelige tekniske data
- Vern- og releplaner
- Driftsdiagram som viser reaktiv ytelse inkl. innstilte begrensere

TABELL 19-1: PRØVER OG SIMULERINGER FOR VERIFISERING AV FUNKSJONALITET I HVDC-SYSTEMER

	Merknad
Simuleringer	
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

19.1.1 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.

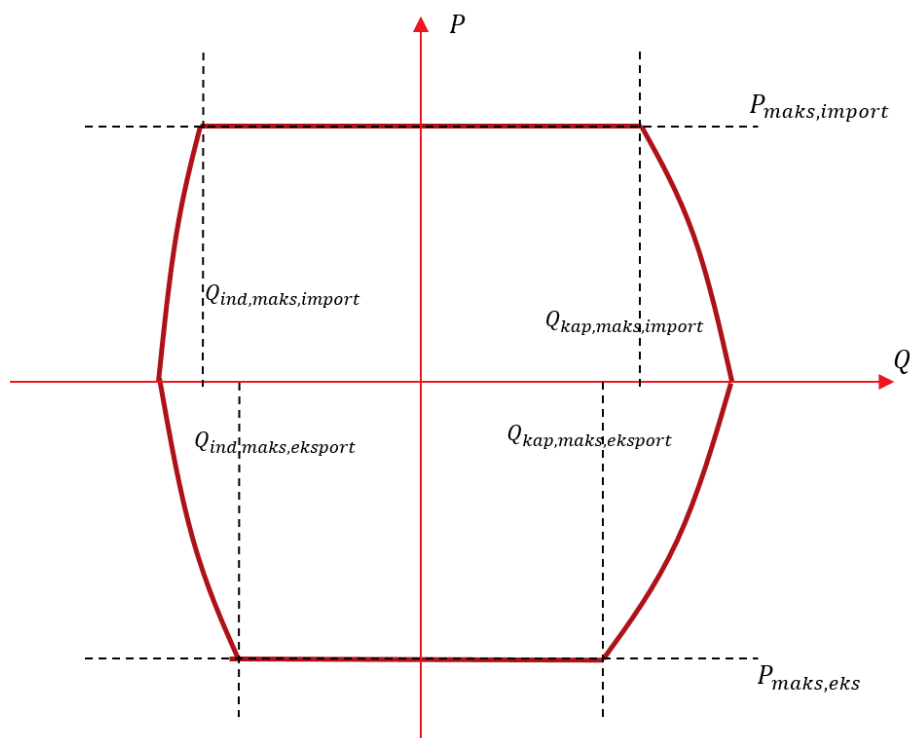
Krav til analyse	Dokumentere at det planlagte HVDC-systemet er planlagt og dimensjonert for å overholde kravet til Fault Ride Through. Simulering av den planlagte HVDC omformerstasjonens tilhørende nett og påtrykke en kortslutning i tilknytningspunktet.
Forutsetninger	<p>Aktiv effekt før feil, $P = P_{maks}$</p> <p>Reaktiv effekt før feil, $Q_{PCC} = 0$</p> <p>$U_{POC} = 1 \text{ p.u.}$</p> <p>Nettmodell – samme før og etter feil - To alternativer;</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 $Z_{th} = \frac{ U_{th} ^2}{S_n^*}$. <p>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]</p>
Resultat	<p>Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid, $t_{feil} = 150 \text{ ms}$;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tidsforløp av; <ul style="list-style-type: none"> ○ 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.

	<p>Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid lik kritisk feilklareringstid, $t_{feil} = t_{CCT}$;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tidsforløp av; <ul style="list-style-type: none"> ○ Spenningen i tilknytningspunktet U_{POC} ○ Aktiv effekt, P ○ Reaktiv effekt, Q <p>Simulering av en feil iht. forutsetningene over ved feilklareringstid, $t_{feil} = t_{CCT} + 10ms$ (dette for å vise ustabilitet);</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tidsforløp av; <ul style="list-style-type: none"> ○ Spenningen i tilknytningspunktet U_{POC} ○ Aktiv effekt, P ○ Reaktiv effekt, Q <p>For alle resultater skal aksene tydelig benevnes og merkes med verdier.</p> <p>Eventuell egen analyserapport vedlegges.</p>
--	--

19.1.2 Reaktiv ytelse

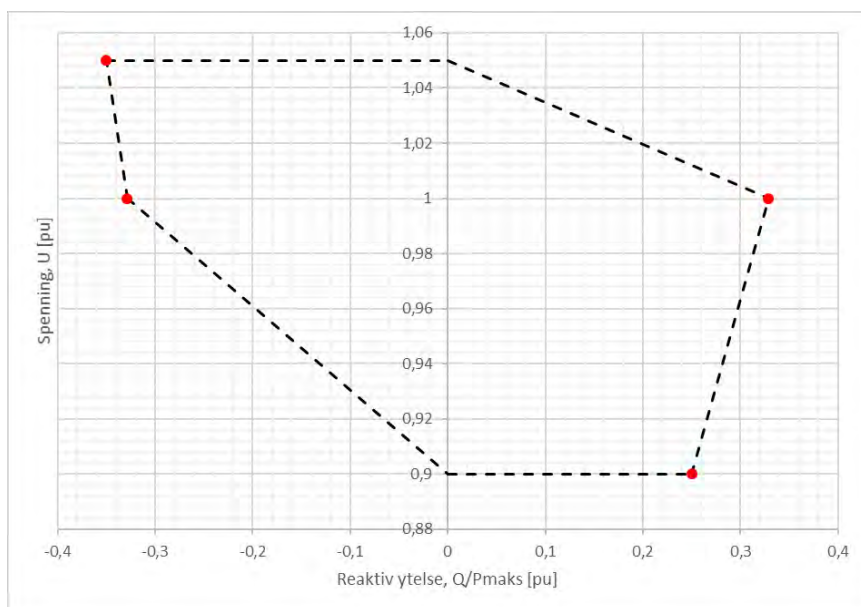
Krav	Dokumentere at det planlagte HVDC-systemet er dimensjonert for å levere reaktiv ytelse iht. kravene i 18.3.
Forutsetninger	Endelig teknisk løsning ligger til grunn for beregningen. For $U - Q/P_{maks}$ -diagrammet; Aktivt effektsettpunkt henholdsvis ved $P = P_{maks,import}$ og $P_{maks,eksport}$ ved dokumentasjon av driftsdiagrammets øvre og nedre halvdel.
Resultater	<ol style="list-style-type: none"> 1. HVDC omformerstasjon driftsdiagram. PQ-diagram <ol style="list-style-type: none"> a. Reaktiv ytelse ved $P = [P_{maks,import}, P_{maks,eksport}]$ 2. Reaktivytelse ved $P_{maks,import}$ og $P_{maks,eksport}$ ved tre spenningsnivåer; <ol style="list-style-type: none"> 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 driftssituasjonene 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 Regulator

19.2.1.1 Funksjonskrav

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:

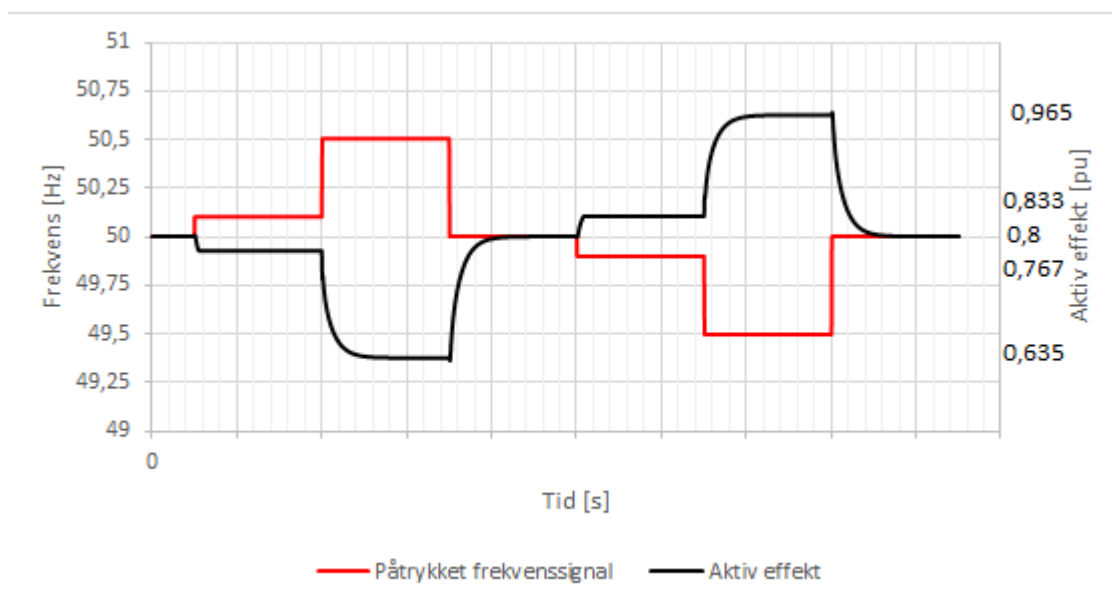
- Dokumentasjon av frekvensreguleringsrespons, og eventuell deteksjon av separatudrift. Prøvene bekreftes av stasjonære respons på påtrykkede signaler
- Dokumentasjon av spenningsreguleringsrespons
- Dokumentasjon av dempetilsats
- Dokumentasjon av reaktiv ytelse

Alternativt til simuleringer, kan leverandørdokumentasjon leveres.

Under angis detaljer for prøvene, inkludert forutsetninger og resultater.

19.2.1.2 Statikkregulering

Ved å påtrykke et fiktivt frekvenssignal til parkregulatoren (ekstern eksitasjon) skal frekvensregulerings stasjonære aktive effektbidrag dokumenteres. Dette er illustrert i Figur 16-4.



FIGUR 19-3: ILLUSTRASJON AV PRØVE FOR AKTIV EFFEKTRESPONS (SORT) VED PÅTRYKKET FREKVENSSTEG (RØD).

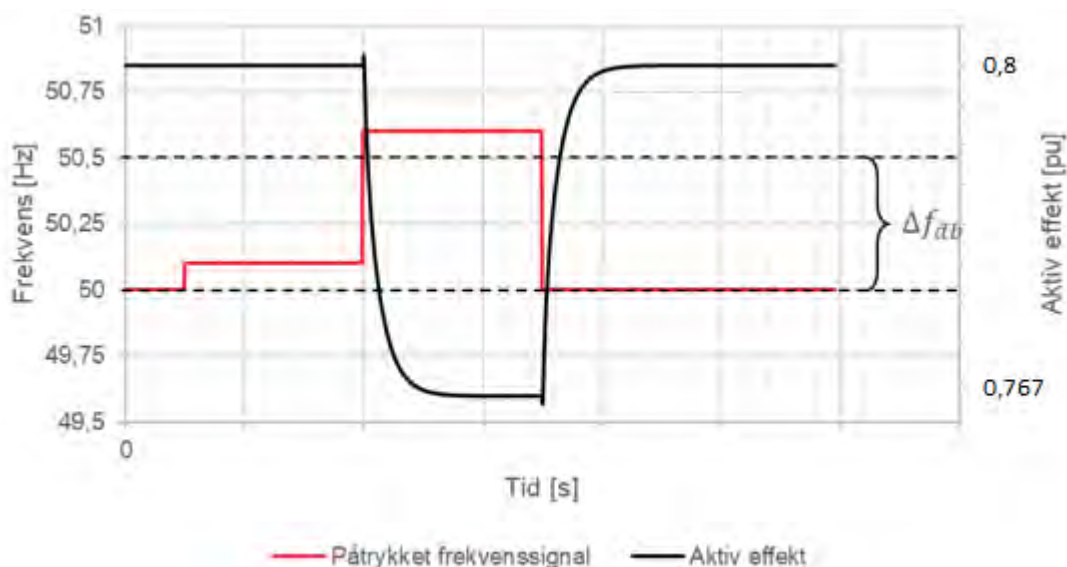
TABELL 19-2: BESKRIVELSE AV FORUTSETNINGER SOM SKAL LIGGE TIL GRUNN OG RESULTATER SOM SKAL VISES FRA TESTER FOR VERIFIKASJON AV EGENSKAPER FOR STATIKKREGULERING FOR HVDC-SYSTEMER

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: $\Delta f_{db} = 0$ 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.

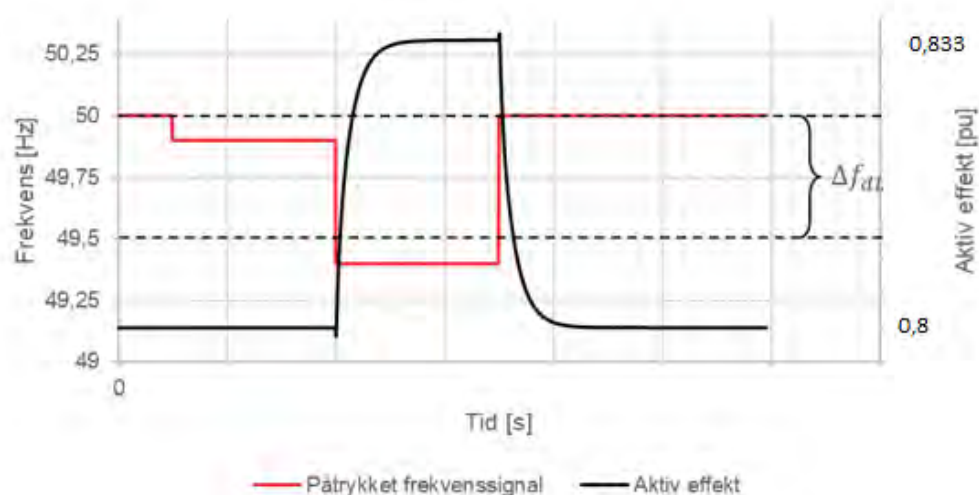
19.2.1.3 Dødbånd

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 16-5 og Figur 16-6.



FIGUR 19-4: ILLUSTRASJON AV PRØVE FOR AKTIV EFFEKTRESPONS (SORT) VED PÅTRYKKET FREKVENNSTEG (RØD) MED AKTIVE DØDBÅND (SORT STIPLET LINJE).



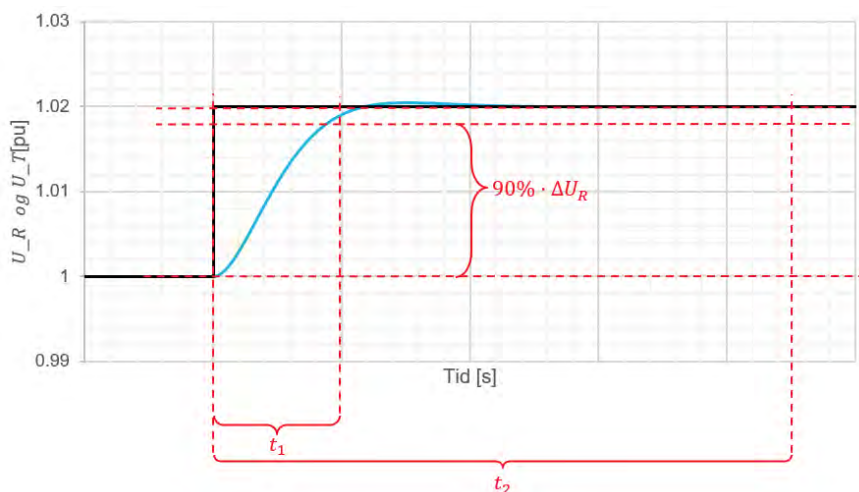
FIGUR 19-5: ILLUSTRASJON AV PRØVE FOR AKTIV EFFEKTRESPONS (SORT) VED PÅTRYKKET FREKVENNSTEG (RØD) MED AKTIVE DØDBÅND (SORT STIPLET LINJE).

TABELL 19-3: 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

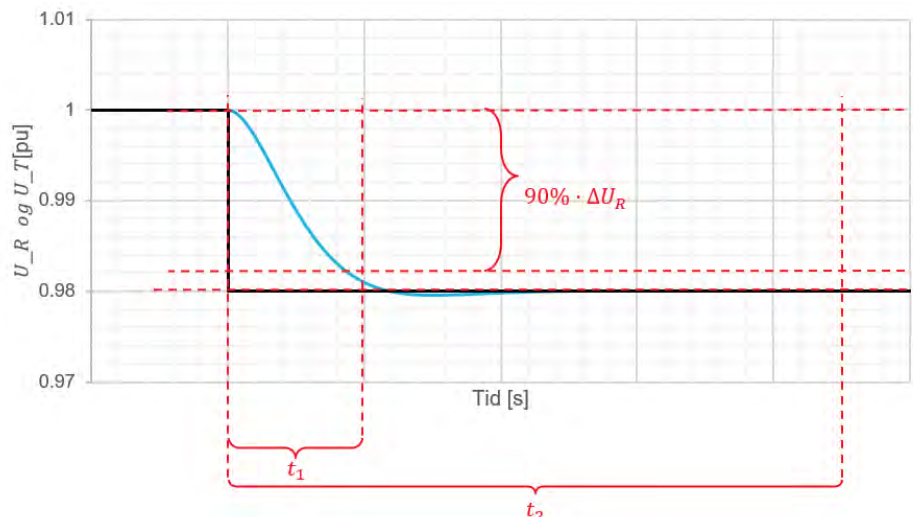
GJENNOMFØRING AV VERIFISERENDE TESTER: DØDBÅND	
KRAV TIL TEST	Dokumentere regulatorens dødbåndfunksjon.
FORUTSETNINGER	Aktiv effektsettpunkt, P_{sett} mellom P_{min} og $0,8 \cdot P_{maks}$ Margin mot $P_{maks, momentan} > 0,2 \cdot P_{maks}$ Statikk, $b_p = 6 \%$ Frekvenssteg: <ul style="list-style-type: none"> • 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: $\Delta f_{ab} = 0,5 \text{ Hz}$
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.

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: <ul style="list-style-type: none"> • 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 DOKUMENTASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGSREFERANSESTEG I POSITIV RETNING FOR KRAFTPARK.



FIGUR 19-7: ILLUSTRASJON AV PRØVER FOR DOKUMENTASJON AV KRAV TIL UTREGULERINGSTID AV SPENNINGSREFERANSESTEG I NEGATIV RETNING FOR KRAFTPARK.

Impulsrespons – Med og uten dempetilsats (POD)	
Krav til prøve	Dersom det er kravstilt dempetilsats (POD) for HVDC-systemet, skal demping 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: <ul style="list-style-type: none"> • Spenningsreferanse, U_R • Reaktiv effekt, Q • Spenning i PCC, U_{PCC} • Aktiv effekt, P <p>For alle resultater skal aksene tydelig benevnes og merkes med verdier.</p>

19.2.2 Reaktiv ytelse

19.2.2.1 Funksjonskrav

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	<p>Dokumentasjon som viser tidsserier og kurver av;</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Spenning i PCC, U_{PCC}. 2. Aktiv effekt i PCC, P 3. Reaktiv effekt i PCC, Q <p>Dokumentasjon som viser aktiv effekt vs. reaktiv effekt (målte punkter driftsdiagrammet ved gjennomføring av prøven.</p> <p>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</p>

20 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 EN 61869-1 Måletransformatorer - Del 1: Generelle krav.
- [7] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK EN 61869-2 Måletransformatorer - Del 2: Tilleggskrav til strømtransformatorer.
- [8] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK EN 60255-151 Measuring relays and protection equipment -- Part 151: Functional requirements for over/under current protection.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] IEEE, «IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies - IEEE Std 421.5™-2016,» IEEE, 2016.
- [12] Olje- og energidepartementet, «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet,» [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>.
- [13] 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.
- [14] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK EN 61362 Spesifikasjonsveiledning for styringssystemer til vannturbiner.
- [15] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK CLC/TR 60034-16-3 Rotating electrical machines Part 16-3: Excitation systems for synchronous machines - Dynamic performance.

- [16] J. Machowski, J. W. Bialek og J. R. Bumby, Power System Dynamics: Stability and Control, Wiley & Sons, Ltd., 2008.
- [17] H. Brekke, Regulering av hydrauliske strømningsmaskiner, 2003.
- [18] 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.
- [19] Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet, REN Tilknytnings- og nettleieavtale for innmatingskunder i distribusjonsnett. Vedlegg 3 - Tekniske funksjonskrav.
- [20] International Electrotechnical Commission, IEC 62271-102 Alternating-current disconnectors and earthing switches.
- [21] International Electrotechnical Commission, IEC 72271-108 High-voltage alternating current disconnecting circuit-breakers for rated voltages of 72,5 kV and above.
- [22] Norsk Elektroteknisk Komite, NEK IEC 60076-5 Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit.
- [23] Statnett, Begrunnelser, informasjon og anbefalinger for NVF 2020, Statnett, 2020.

21 Vedlegg

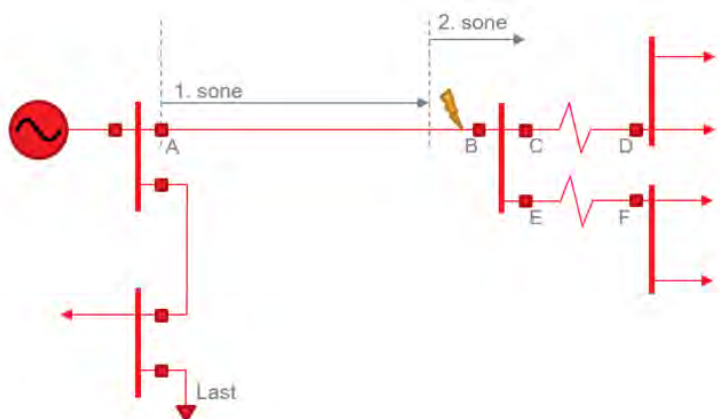
21.1 Koordinering av Fault Ride Through-egenskaper og vernløsninger

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
0484 Oslo

T 23 90 30 00
F 23 90 30 01

statnett.no

Statnett

