Driften av kraftsystemet 2014

54
2015

RAPPORT

Driften av kraftsystemet 2014

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Camilla Aabakken

Forfattere: Camilla Aabakken, Christina Sepúlveda, Sigrun Kavli Mindeberg, Astrid Ånestad, Hege Sveaas Fadum, Astri Gillund, Gudmund Bartnes, Helge Ulsberg, Svein Olav Arnesen, Ingvild Vaggen Malvik og Synnøve Lill Paulen

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: Digital publisering (www.nve.no)

Forsidefoto: Sissel Riibe/NVE

ISBN 978-82-410-1101-6

Sammendrag: Denne rapporten om driften av kraftsystemet i 2014 er en leveranse som følge av tildelingsbrevet for 2015 fra Olje- og energidepartementet (OED) til NVE. Rapporten gir en oversikt over forhold som har betydning for forsyningssikkerheten for kraftsystemet, herunder driftsforstyrrelser, leveringskvalitet, driftssikkerhet og frekvenskvalitet.

Emneord: Kraftsystemet, systemansvar, forsyningssikkerhet, leveringskvalitet, systemvern, frekvensregulering, spesialregulering, produksjonstilpasning, reparasjonsberedskap, tilsyn

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Juni 2015

Forord

Denne rapporten om *driften av kraftsystemet 2014* er en leveranse som følge av kapittel 4.4 i tildelingsbrevet for 2015 fra Olje- og energidepartementet (OED) til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Rapporten gir en oversikt over forhold som har betydning for forsyningssikkerheten for kraftsystemet, herunder driftsforstyrrelser, leveringskvalitet, driftssikkerhet og frekvenskvalitet.

Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet i 2014, og inneholder enkelte steder en vurdering av forventet utvikling av kraftsystemet fremover.

Rapporten er basert på informasjon mottatt fra Statnett SF gjennom rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2014, samt utredninger og rapporter utarbeidet av NVE i 2014.

Oslo, juni 2015

Per Sanderud
vassdrags- og
energidirektør

Ove Flataker
avdelingsdirektør

Sammendrag

Rapporten «Driften av kraftsystemet 2014» er en leveranse som følge av tildelingsbrevet for 2015 fra Olje- og energidepartementet (OED) til NVE. Rapporten gir en oversikt over forhold som har betydning for forsyningssikkerheten for kraftsystemet, herunder driftsforstyrrelser, leveringskvalitet, driftssikkerhet og frekvenskvalitet.

Driftsforstyrrelser og leveringskvalitet

Leveringspåliteligheten nasjonalt var i 2014 på 99,985 %. Dette er omtrent på nivå med tilsvarende år uten store ekstremvær. De innrapporterte avbruddsdataene for 2014 viste en økning i antall avbrudd per sluttbruker, men at avbruddslengden samtidig gikk ned. En sommer med høy lynaktivitet og uvær i februar, mars og desember kan ha påvirket avbruddstatistikken for 2014.

I 2014 var antall driftsforstyrrelser det høyeste på 20 år. De aller fleste driftsforstyrrelsene medførte ikke avbrudd for sluttbrukere, men man ser også en økning i antall driftsforstyrrelser som medførte avbrudd. Dette gjelder både de som medførte kortvarige og langvarige avbrudd. I 2014 kan noe av forklaringen være ekstremværet Jorun og Kyrre i mars 2014 og høy lynaktivitet i juli, august og desember. I det høyspente distribusjonsnettet (1-22 kV) var tordenvær den største enkeltårsaken til ikke levert energi på grunn av hendelser som skyldtes omgivelser. Tidligere har vegetasjon vært den største årsaken.

Aldersfordeling av nettkomponenter

Mye av dagens høyspente distribusjonsnett ble bygget i perioden 1975 – 2000, med en topp for årene rundt 1990. På 1990-tallet ble investeringene redusert. De siste 10 – 15 årene har det vært lave investeringer i det høyspente distribusjonsnettet. Dette skyldes at landet er fullt ut elektrifisert og har hatt tilstrekkelig kapasitet i det eksisterende nettet, samt at nettet ennå ikke har nådd en tilstand hvor det har vært behov for store reinvesteringer. Store deler av distribusjonsnettet som er bygget etter år 2000 er jordkabler. I 2009 kom regjeringens kablingspolicy som medførte at jordkabel skal velges fremfor luftlinjer dersom dette gir moderate ekstrakostnader og naturinngrep. Økende andel jordkabler kan være positivt for leveringspåliteligheten, da luftlinjer er mer utsatt for feil på grunn av vind, trefall og lynnedslag.

Utenlandsforbindelser

Tilgjengeligheten på utenlandsforbindelsene er viktige for forsyningssikkerheten i Norge, spesielt ved tørrår og vi er avhengig av høy import fra naboland. Dette gjelder både likestrøms- og vekselstrømsforbindelsene. Gjennomsnittlig tilgjengelighet for handelskorridorer med utlandet var for 2014 sett under ett om lag 82 % av teknisk maksimal kapasitet, både for eksport og import. Årsak til redusert tilgjengelighet var hovedsakelig revisjonsarbeid, både på kablene/linjene og på nett i Norge og andre land.

Frekvenskvalitet

Kraftsystemet er avhengig av at frekvensen holdes på 50 Hz. I 2014 var det 10 345 minutter med frekvens utenfor normalfrekvensbåndet, dvs. utenfor 50 ± 0,1 Hz. Frekvenskvaliteten har hatt positiv utvikling etter en negativ utvikling frem til og med 2011. Bedringen skyldes ulike tiltak Statnett SF og de andre nordiske systemansvarlige selskapene har innført, blant annet innføring av automatiske sekundærreserver. Selv om frekvenskvaliteten bedres, er det fremdeles viktig å ha fokus på temaet. Man ser at spesielt om sommeren kan tilgang til reserver bli en utfordring på grunn av en kombinasjon av økt andel uregulerbar produksjon og høy import. I det

norske kraftsystemet i dag er det nok tilgjengelig regulerytelse, men mange kraftverk velger å ha revisjon på kraftverket om sommeren på grunn av lave kraftpriser.

Driftssikkerhet

Statnett drifter sentralnettet etter N-1-kriteriet så langt det er mulig. Det er redusert driftssikkerhet når N-1-kriteriet ikke lenger er oppfylt, i de tilfeller hvor det normalt skal være oppfylt. I 2014 har antall timer med redusert driftssikkerhet i Sør-Norge blitt redusert. Det skyldes hovedsakelig mild vinter og tilhørende lavt forbruk og at 420 kV-linjen Sima – Samnanger ble satt i drift i desember 2013. I Nord-Norge har antall timer med redusert driftssikkerhet økt, og det skyldes en kombinasjon av vintertemperatur og hydrologiske forhold, samt mye revisjoner på nettet.

Driftssikkerheten kan utfordres de kommende årene. Det er omfattende nybygging og oppgradering av eksisterende nett som skal gjennomføres de neste årene, i tillegg til ordinært revisjonsarbeid på eksisterende linjer. Dette kan føre til at nettet er sårbart for feil over lengre perioder. Driftssikkerheten antas å bli bedre etter at de planlagte investeringene er gjennomført.

Spesialregulering

Spesialregulering benyttes for å håndtere flaskehalser internt i elspotområdene, spesielt ved revisjoner eller feil som gjør at overføringskapasiteten inn til eller ut fra et område reduseres. Regulert kvantum og tilhørende kostnad var spesielt høy i 2014. Kostnaden var omtrent 2,5 ganger høyere enn i 2013. Dette skyldes stor snøsmelting i Nord-Norge og på Vestlandet med tilhørende høyt ønske om å produsere, kombinert med utkoblinger på grunn av revisjoner. I tillegg var bygging av nye sentralnettslinjer årsak til mye spesialregulering. Bygging av linjen Ørskog – Sogndal var årsak til 35 % av spesialreguleringskostnadene.

Systemansvarskostnader

Systemansvarskostnadene har økt siden 2009 og har aldri vært høyere enn i 2014. Økningen, og omtrent 50 % av systemansvarskostnadene i 2014, skyldes spesialreguleringskostnader. Det er forventet at systemansvarskostnadene skal holde seg høye de nærmeste årene. Årsaken er stor aktivitet innen nybygging og oppgradering av eksisterende nett som kan medføre mye spesialregulering og økt mengde uregulerbar produksjon og økt import om sommeren som kan medføre økte kostnader for å sikre nok tilgjengelige reserver.

NVEs vurderinger og tiltak

NVE mener at utvikling i driften av kraftsystemet er positiv. 2014 var et år med forholdsvis stabil drift, uten store og omfattende ekstremvær og enkeltutfall slik man opplevde i 2011 og 2013. Frekvenskvaliteten utviklet seg i positiv retning, men det er fremdeles viktig at systemansvarlig har fokus på tiltakene for å bedre frekvenskvaliteten i Norden. Enkelte områder opplevde færre timer med redusert driftssikkerhet enn tidligere år. Samtidig ser man at driftssikkerheten kan utfordres de kommende årene på grunn av mye revisjoner på eksisterende nett og bygging av nytt nett. Av samme årsak kan systemansvarskostnadene, og da spesielt kostnader knyttet til spesialregulering, holde seg høye de neste årene.

NVE vil fortsette å ha en tett oppfølging av Statnetts utøvelse av systemansvaret gjennom blant annet oppfølgingsmøter og tilsyn. Videre vil revisjoner med øvrige selskaper vedrørende bestemmelser i forskriftene om systemansvar, leveringskvalitet, beredskap og energilovforskriften vedrørende drift og vedlikehold, være viktige oppfølgingspunkter.

Innhold

Forord iii
Sammendrag iv
Innhold vi
Liste over tabeller viii
Liste over figurer ix
Liste over definisjoner xi
1 Innledning 1
2 Driftsforstyrrelser innenlands 2
2.1 Driftsforstyrrelser 33 – 420 kV 2
2.2 Driftsforstyrrelser 1 – 22 kV 10
2.3 Ekstraordinære hendelser 15
2.4 Tvangsmessig utkobling av forbruk 17
2.5 Egenberedskap 19
3 Leveringskvalitet 20
3.1 Leveringspålitelighet 20
3.1.1 Rapportering av hendelser i lavspenningsnettet 23
3.2 Spenningskvalitet og driftsspenninger 24
3.2.1 Spenningskvalitetsmåling og -rapportering 24
3.2.2 Driftsspenninger i sentralnettet 25
3.3 Utfordringer i lavspenningsnettet 26
4 Aldersfordeling av nettkomponenter 29
4.1 Det høyspente distribusjonsnettet 29
4.2 Regional- og sentralnettet 31
5 Utenlandsforbindelser – driftsforstyrrelser og betydning for kraftsystemet 34
6 Frekvenskvalitet 37
7 Driftssikkerhet 41
7.1 Sentralnettet 41
7.1.1 Utviklingen i antall timer med redusert driftssikkerhet 43
7.2 Regionalnett 49
8 Bruk av virkemidler i driften 51
8.1 Systemvern 51
8.2 Spesialregulering 52
8.3 Produksjonstilpasning 56
9 Systemansvarskostnader 58
9.1 Forventet utvikling i kostnader 60
9.2 Vedlikehold på nett bidro til lave kraftpriser 61
10 Erfaringer fra NVEs tilsynsvirksomhet 62
10.1 Beredskap og vedlikehold av elanlegg 62
10.2 Fjernvarme 62

10.3 Leveringskvalitet 63
10.4 Systemansvaret 63
11 NVEs vurderinger og oppfølging 65
12 Referanser 70
13 Vedlegg 72
13.1 Vedlegg 1: Driftsforstyrrelser for utenlandsforbindelser (vekselstrøm) 73
13.2 Vedlegg 2: Oversikt over systemvern 78

Liste over tabeller

Tabell 1: Antall driftsforstyrrelser 33-420 kV i perioden 1995 – 2014 fordelt på varighet av avbruddet. Kilde: Statnett 3
Tabell 2: Driftsforstyrrelser 33-420 kV fordelt etter spenningsnivå og hvorvidt de medfører kortvarige, langvarige eller ingen avbrudd, fra 2005-2014. Kilde: Statnett..... 4
Tabell 3: Årsak til driftsforstyrrelser 33-420 kV for årene 1995-2014. Kilde: [1], [12]..... 5
Tabell 4: Omgivelser som årsak til driftsforstyrrelser 33-420 kV inndelt i underkategorier for årene 1995-2014. Kilde: Statnett, [12]..... 6
Tabell 5: Driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i høyspent distribusjonsnett i 2014, fordelt på hvorvidt de medførte ingen, kortvarige eller langvarige avbrudd. Grunnlagsdata fremskaffet av Statnett..... 10
Tabell 6: Oversikt over hendelser hvor manuell utkobling av forbruk har blitt vedtatt. Kilde: Statnett, [12]..... 18
Tabell 7: Antall minutter over definerte spenningsgrenser, jf. [1]..... 25
Tabell 8: Importkapasitet i 2014 for Norges utenlandsforbindelser [1]..... 35
Tabell 9: Eksportkapasitet i 2013 for Norges utenlandsforbindelser [1] 35
Tabell 10: Punkter i regionalnettet som mangler N-1. 49
Tabell 11: Mengde (GWh) spesialregulering brukt i årene 2007 – 2014. Kilde: [1] 53
Tabell 12: Kostnader ved spesialregulering i MNOK for årene 2005 – 2014. Kilde: [1]..... 53
Tabell 13: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2005 – 2014 [1]..... 58

Liste over figurer

Figur 1: Antall driftsforstyrrelser 33-420 kV i perioden 1995 – 2014 fordelt på varighet av avbruddet. Kilde: Statnett 2
Figur 2: Antall driftsforstyrrelser som har medført langvarige avbrudd fordelt på spenningsnivå driftsforstyrrelsen oppsto. Kilde: Statnett, [10], [11], [12], [17] 4
Figur 3: Antall driftsforstyrrelser i 33-420 kV nettet fordelt over året. Kilde: Statnett 5
Figur 4: Antall feil pr 100 km kraftledning 33-420 kV for årene 1995 – 2014 fordelt på spenningsnivå. Grunnlagsdata fremskaffet av Statnett. 7
Figur 5: Antall feil pr 100 km kraftkabel 33-420 kV for årene 1995 – 2014 fordelt på spenningsnivå. Grunnlagsdata fremskaffet av Statnett 8
Figur 6: Antall feil pr 100 krafttransformatorer for årene 1995-2014 fordelt på spenningsnivå. Grunnlagsdata fremskaffet av Statnett 9
Figur 7: Antall driftsforstyrrelser i 1-22 kV anlegg som har medført langvarige avbrudd i perioden 2010 – 2014. Kilde: Statnett, [9], [10], [11], [12] 11
Figur 8: Andel driftsforstyrrelser og tilhørende mengde ikke levert energi (ILE) i høyspent distribusjonsnett fordelt prosentvis pr. måned for 2014. Figur fremskaffet av Statnett. 11
Figur 9: Andel planlagte utkoblinger og tilhørende mengde ikke levert energi (ILE) i høyspent distribusjonsnett fordelt prosentvis pr. måned for 2014. Figur fremskaffet av Statnett. 12
Figur 10: Andel driftsforstyrrelser og tilhørende mengde ikke levert energi (ILE) i det høyspente distribusjonsnettet for 2014, fordelt på årsak. Figur fremskaffet av Statnett. 12
Figur 11: Andel driftsforstyrrelser og tilhørende mengde ikke levert energi (ILE) i det høyspente distribusjonsnettet i 2014, årsak «omgivelser» fordelt på underkategorier. Figur fremskaffet av Statnett. 13
Figur 12: Feil på luftlinjer i det høyspente distribusjonsnettet for 2005 – 2014. Grunnlagsdata: Statnett. 14
Figur 13: Feil på kabler i det høyspente distribusjonsnettet for 2005 – 2014. Grunnlagsdata fremskaffet av Statnett. 14
Figur 14: Feil på transformatorer i det høyspente distribusjonsnettet for 2005 – 2014. Grunnlagsdata fremskaffet av Statnett. 15
Figur 15: Antall systemkritiske vedtak om tvangsmessig utkobling av forbruk. 18
Figur 16: Leveringspålitelighet i det norske kraftsystemet for årene 1996 – 2014 (Langvarige avbrudd > 3min). 21
Figur 17: Avbruddsindikatorer for langvarige avbrudd i det norske kraftsystemet for årene 2005 – 2014. 22
Figur 18: Ikke levert energi prosentvis fordelt på spenningsnivå hvor driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling inntreffer i det norske kraftsystemet for årene 2001 – 2014 (langvarige avbrudd > 3min). 23
Figur 19: Ikke levert energi fordelt på spenningsnivå hvor driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling inntreffer i det norske kraftsystemet for årene 2001 – 2014 (langvarige avbrudd > 3min). 23
Figur 20: Antall nettselskap med sluttbrukere tilknyttet lavspenningsnettet fordelt på antall rapporterte sluttbrukeravbrudd. 24
Figur 21: Oversikt over aldersfordeling av luftlinjer og jordkabler for perioden 1940-2011. Kilde: [5] 29
Figur 22: Antall kilometer sjøkabel fordelt etter byggeår. I tillegg til det som fremkommer av grafikken ble i overkant av 150 km av omtrent 830 sjøkabler rapportert inn uten byggeår. Kilde: [5] 30

Figur 23: Transformatorytelse i MVA fordelt på installasjonsår. I tillegg til det som fremkommer av grafikken er i overkant av 4 700 MVA av nesten 32 600 MVA rapportert inn uten installasjonsår. Kilde: [5] 31
Figur 24: Antall kilometer luftlinje fordelt etter byggeår. Av i overkant av 29 000 km luftlinjer i databasen er 950 km uten byggeår. 31
Figur 25: Antall kilometer jordkabel i regional- og sentralnett sortert på byggeår 32
Figur 26: Antall kilometer sjøkabel i regional- og sentralnett sortert på byggeår 32
Figur 27: Antall transformatorer og transformatorytelse i MVA fordelt på fabrikasjonsår. 33
Figur 28: Antall minutter pr. uke med frekvensavvik i perioden 2001 – 2014. Kilde: [1]. 37
Figur 29: Punkter uten N-1 i sentralnettet fordelt på maksimalt forbruk bak punkt. Grunnlagsdata: KSU for sentralnettet 42
Figur 30: Punkter uten N-1 i sentralnettet, fordelt på forventet tid for gjenoppretting av forsyning. Grunnlagsdata: KSU for sentralnettet 42
Figur 31: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet i perioden 2006 – 2014. Grunnlagsdata fra [1] 44
Figur 32: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for 2014 fordelt på årsak. Kilde: [1] 45
Figur 33: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for Stavanger i perioden 2006 – 2014. Grunnlagsdata fra [1] 46
Figur 34: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for Nord-Norge nord for Ofoten med systemvern aktivert i perioden 2006 – 2014. Grunnlagsdata fra [1] 46
Figur 35: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for Nord-Norge nord for Ofoten med systemvern aktivert, men det likevel var redusert driftssikkerhet til alminnelig forbruk i perioden 2006 – 2014. Grunnlagsdata fra [1] 47
Figur 36: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for Lofoten, Vesterålen og Harstad i perioden 2006 – 2014. Merk endring i grense for når det er definert redusert driftssikkerhet. Grunnlagsdata fra [1] 47
Figur 37: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for Finnmark i perioden 2006 – 2014. Grunnlagsdata fra [1] 48
Figur 38: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for Ålesund/Sunnmøre i perioden 2006 – 2014. Grunnlagsdata fra [1] 48
Figur 39: Punkter uten N-1 i regionalnettet fordelt på maksimalt forbruk bak punktet. 50
Figur 40: Punkter uten N-1 i regionalnettet fordelt på gjenopprettingstid. 50
Figur 41: Mengde (GWh) spesialregulering og tilhørende kostnader for årene 2007 – 2014. Kilde: [1] 54
Figur 42: De ti dyreste spesialreguleringsårsakene i 2014. Kilde: [1] 55
Figur 43: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2005 – 2014 [1]. 59
Figur 44: Øverste figur viser tilgjengelig utvekslingskapasitet fra Sør-Norge til Danmark, Nederland og Sverige (eksportkapasitet i positive tall, importkapasitet i negative tall). Nederste figur viser spotpris i Norge og SE3 i gjennomsnitt per dag i 2014. Grunnlagsdata: [3]. 61

Liste over definisjoner

Avbrudd	Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor alle forsyningsspenningene er under 5 % av avtalt spenningsnivå. Avbruddene klassifiseres i langvarige avbrudd (> 3 min) og kortvarige avbrudd (≤ 3 min).
Blandet nett	Nett som inneholder mindre enn 90 % luftledning og 90 % kabel (målt i antall km) i forhold til total nettlengde. Med nett menes i denne sammenheng anleggsdeler som beskyttes av samme effektbryter/sikring.
Driftsforstyrrelse	Utløsning, påtvunget eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet. Herunder regnes: a) Automatisk effektbryterutløsning/sikringsbrudd. b) Utkobling som følge av ukorrekt betjening. c) Påtvunget manuell utkobling (uten tilstrekkelig varslingstid) uten tid til å gjøre eventuelle preventive tiltak. d) Mislykket innkobling av driftsklar kraftsystemenhet hvor det er nødvendig med vedlikeholdstiltak før et eventuelt nytt innkoblingsforsøk.
DSB	Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap
Effektsikkerhet	Kraftsystemets evne til å dekke momentan belastning og karakteriseres ved tilgjengelig kapasitet i installert kraftproduksjon eller i kraftnettet.
Feil	Tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon. Feil kan deles inn i varige feil, forbigående feil, gjentakende feil, fellesfeil, primærfeil og systemfeil. Feilårsak klassifiseres som utløsende, bakenforliggende og medvirkende årsak, jf. [2].
Fol	Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.
Forsyningssikkerhet	Kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker.
Fos	Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet.
Kortvarige avbrudd	Avbrudd med varighet ≤ 3 minutter.
KSU	Kraftsystemutredning. Rapporter som gir oversikt over utviklingen av kraftsystemet i Norge og inkluderer produksjon, forbruk og nett. Det finnes en kraftsystemutredning for sentralnettet og 17 kraftsystemutredninger for ulike deler av regionalnettet i Norge.
Langvarige avbrudd	Avbrudd med varighet > 3 minutter.
N-1	Kraftsystemet tåler utfall av én enkeltkomponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere.

Primærreserve	Primærreserver er automatiske reserver og er de første reservene som benyttes for å håndtere endring i frekvensen.
RKOM	Regulerkraftopsjonsmarkedet.
Sekundærreserve	Sekundærreserver er automatiske reserver og er de andre reservene som benyttes ved frekvensavvik. Skal avløse primærreservene slik at primærreservene blir frigjort til å håndtere ny endring i frekvens.
Tertiærreserve	Tertiærreservene benyttes for å avlaste generatorene som har respondert på lav eller høy frekvens ved hjelp av automatisk primær- eller sekundærregulering. Tertiærreservene skaffes gjennom regulerkraftmarkedet og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM).
TSO	Transmission system operator. Systemansvarlig nettselskap. I Norge er Statnett SF TSO.
Utfall	Utløsning, påtvunget eller utilsiktet utkobling som medfører at en enhet ikke transporterer eller leverer elektrisk energi, jf. [2].
Utkobling	Manuell bryterkobling, jf. [2].
Utløsning	Automatisk bryterfall eller sikringsbrudd, jf. [2].

1 Innledning

Det elektriske kraftsystemet er en del av kritisk og svært viktig infrastruktur i Norge. Mange, både bedrifter, offentlige virksomheter og privatpersoner, blir mer og mer avhengig av elektrisk kraft og av at det norske kraftsystemet fungerer. Norge er også knyttet til resten av Norden og Europa gjennom kraftlinjer og kabler og er dermed en del av et større kraftsystem.

For at kundene skal få glede og nytte av elektrisk kraft er det ikke tilstrekkelig å kun ha de fysiske anleggene, for eksempel luftlinjer, kabler, transformatorer og brytere, på plass og i god stand. Man er også avhengig av at det hele tiden produseres like mye kraft som det forbrukes og at frekvensen dermed holdes på 50 Hz. Alt elektrisk utstyr som er tilkoblet det norske kraftsystemet er laget for å fungere med denne frekvensen. I tillegg er det viktig å holde spenningen innenfor gitte grenser og sørge for at blant annet linjer og transformatorer ikke blir overbelastet på grunn av for høy strøm.

Statnett SF er systemansvarlig i Norge og har blant annet som oppgave å sørge for frekvensregulering og dermed sikre at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk. For å sikre dette er det utviklet markedsløsninger som skal bidra til en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet. Statnett har blitt tildelt dette oppdraget gjennom konsesjon for å utøve systemansvaret i det norske kraftsystemet.

Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet inneholder rettigheter og plikter for systemansvarlig, samt alle som eier og driver nett eller er tilknyttet det norske kraftsystemet. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) fører tilsyn med at bestemmelsene i forskriften blir overholdt.

Denne rapporten gir en oversikt over forhold som er sentrale for forsyningssikkerheten, hvilke virkemidler systemansvarlig har benyttet i driften av kraftsystemet i 2014 og i hvilket omfang disse er benyttet. I dette inngår bruk av systemvern, spesialregulering og produksjonstilpasning. Rapporten gir også en oversikt over driftsforstyrrelser og større hendelser i Norge i 2014 og utvikling av avbrudd sluttbrukerne har blitt berørt av de siste årene. Det er også et eget kapittel som omhandler utvikling av frekvenskvalitet, et kapittel med oppsummering av NVEs tilsynsvirksomhet innenfor beredskap, leveringskvalitet og systemansvar i 2014 og et om aldersfordeling for luftlinjer, kabler og transformatorer i Norge.

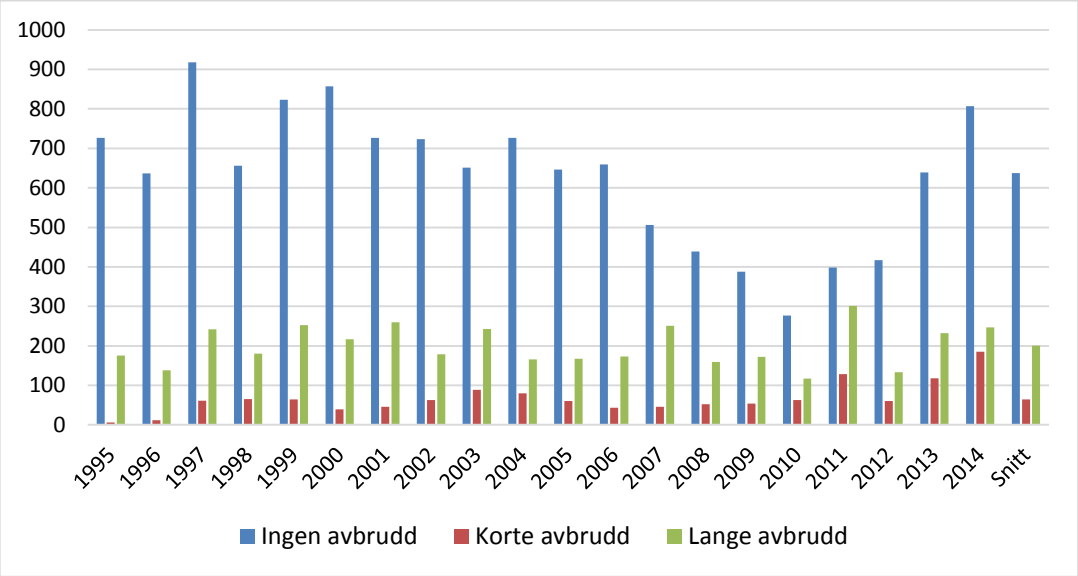
2 Driftsforstyrrelser innenlands

2.1 Driftsforstyrrelser 33 – 420 kV

En driftsforstyrrelse kan inneholde én eller flere feil. Driftsforstyrrelser kan medføre avbrudd i forsyningen til sluttbrukere, men ikke nødvendigvis hver gang. Dette avhenger i stor grad av nettstruktur, samt hvilke anleggsdeler driftsforstyrrelsen oppstår i. I regional- og sentralnettet drives nettet mange steder i en masket nettstruktur med tosidig forsyning eller automatiske omkoblingsmuligheter. I distribusjonsnett drives nettet i større grad radielt, og driftsforstyrrelser vil derfor langt oftere medføre avbrudd enn i regional- og sentralnettet.

Alle konsesjonærer skal analysere og rapportere alle driftsforstyrrelser i eget regional- og sentralnett, og i tilknyttede produksjonsenheter til systemansvarlig[1]. Tilgjengelig statistikk dekker driftsforstyrrelser, feil og avbrudd, men også feilårsak og anleggsdel med feil.

Antall driftsforstyrrelser i regional- og sentralnettet totalt har variert de siste 20 år, se Figur 1 og Tabell 1.



Figur 1: Antall driftsforstyrrelser 33-420 kV i perioden 1995 – 2014 fordelt på varighet av avbruddet. Kilde: Statnett

[1] Jf. systemansvarsforskriften § 22.

Tabell 1: Antall driftsforstyrrelser 33-420 kV i perioden 1995 – 2014 fordelt på varighet av avbruddet. Kilde: Statnett

År	Ingen avbrudd	Korte avbrudd	Lange avbrudd	Totalt
1995	727	6	175	**908**
1996	637	12	138	**787**
1997	918	61	242	**1221**
1998	656	65	180	**901**
1999	823	64	252	**1139**
2000	857	39	217	**1113**
2001	727	46	260	**1033**
2002	723	63	179	**965**
2003	651	89	243	**983**
2004	727	80	166	**973**
2005	646	60	167	**873**
2006	659	43	173	**875**
2007	506	46	251	**803**
2008	439	52	159	**650**
2009	388	54	172	**614**
2010	277	63	117	**457**
2011	398	128	301	**827**
2012	417	60	133	**610**
2013	639	118	232	**989**
2014	807	185	247	**1239**
Snitt	**637,0**	**64,1**	**200,4**	**901,5**

Fra 1999 til 2010 var det en jevn nedgang i antall driftsforstyrrelser, men dette skyldes hovedsakelig nedgang for de driftsforstyrrelsene som ikke medførte avbrudd. Når det gjelder antall driftsforstyrrelser som medførte avbrudd, har trenden vært noe mer stabil, men med topper for årene 2011, 2013 og 2014. I 2011 ble det registrert en økning i antall driftsforstyrrelser hovedsakelig som følge av ekstremværet Dagmar. Ekstremværene Hilde og Ivar høsten 2013 er noe av årsaken til det høye antallet driftsforstyrrelser i 2013.

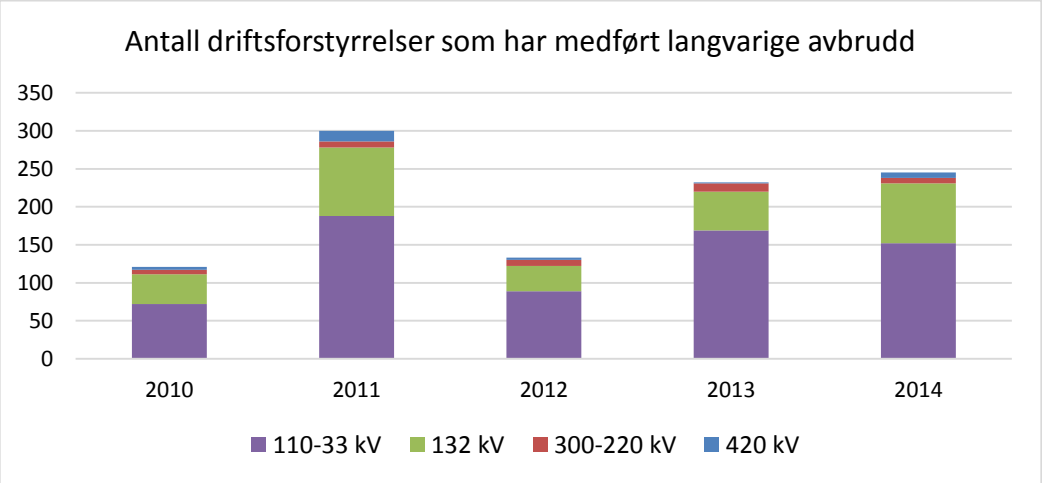
I 2014 var antall driftsforstyrrelser det høyeste på 20 år. De aller fleste driftsforstyrrelsene medførte ikke avbrudd for sluttbrukere, men man ser også en økning i antall driftsforstyrrelser som medførte avbrudd. Dette gjelder både de som medførte kortvarige og langvarige avbrudd. I 2014 kan noe av forklaringen være ekstremværene Jorun og Kyrre i mars og høy lynaktivitet i juli, august og desember.

Antall driftsforstyrrelser blir færre jo høyere man kommer i spenningsnivå, jf. Tabell 2. Dette har sammenheng med mengde komponenter på de ulike nettnivåene og dimensjonene på anlegg med høyere spenningsnivå. Høyden og størrelsen på master og avstand mellom fasene øker jo høyere spenningsnivået er og risiko for trefall på linjene avtar med høyden på mastene.

Tabell 2: Driftsforstyrrelser 33-420 kV fordelt etter spenningsnivå og hvorvidt de medfører kortvarige, langvarige eller ingen avbrudd, fra 2005-2014. Kilde: Statnett

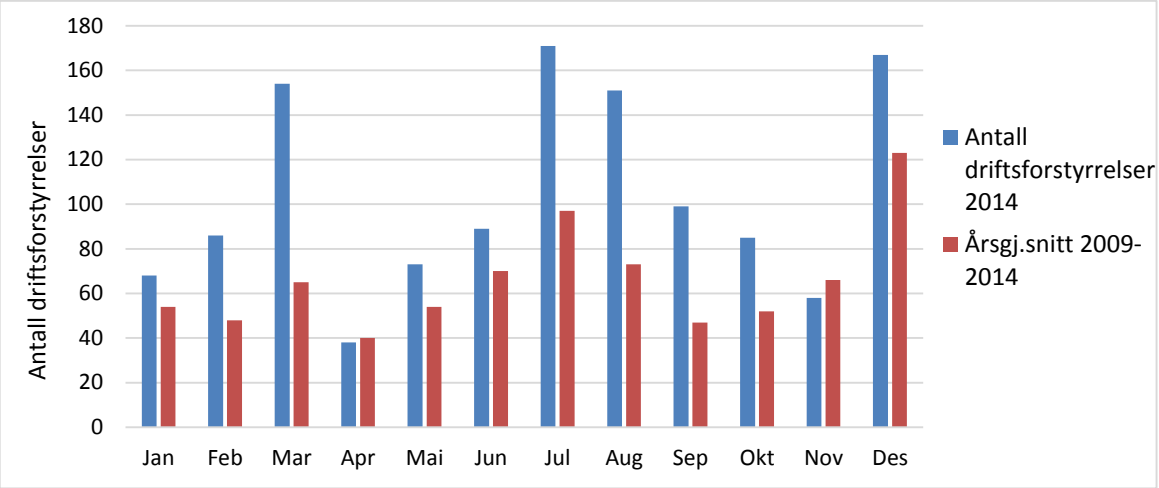
Spenningsnivå referert primærfeil	Driftsforstyrrelser			
	Antall		% av totalt antall	
	2014	Årsgj.snitt 2005-2014	2014	Årsgj.snitt 2005-2014
420 kV	**122**	**70**	**9,8**	**9,2**
Ingen avbrudd	114	66	9,2	8,6
Korte avbrudd	1	1	0,1	0,1
Lange avbrudd	7	4	0,6	0,5
300-220 kV	**187**	**117**	**15,1**	**15,3**
Ingen avbrudd	177	104	14,3	13,6
Korte avbrudd	3	4	0,2	0,5
Lange avbrudd	7	9	0,6	1,2
132 kV	**443**	**232**	**35,8**	**30,4**
Ingen avbrudd	313	161	25,3	21,1
Korte avbrudd	50	18	4,0	2,4
Lange avbrudd	80	54	6,5	7,1
110-33 kV	**487**	**346**	**39,3**	**45,3**
Ingen avbrudd	203	165	16,4	21,6
Korte avbrudd	131	64	10,6	8,4
Lange avbrudd	153	117	12,3	15,3
Sum	**1239**	**764**	**100,0**	**100,0**

Antall driftsforstyrrelser som har medført langvarig avbrudd i perioden 2010 – 2014 vises i Figur 2.



Figur 2: Antall driftsforstyrrelser som har medført langvarige avbrudd fordelt på spenningsnivå driftsforstyrrelsen oppsto. Kilde: Statnett, [10], [11], [12], [17]

Figur 3 viser antall driftsforstyrrelser fordelt over årets tolv måneder. Både driftsforstyrrelser som ikke har medført avbrudd for sluttbrukere og som har medført avbrudd er med i oversikten. Toppene i mars, juli, august og desember skyldes hovedsakelig omgivelser, og da spesielt vind og tordenvær. I juli og august var tordenvær årsak til omtrent halvparten av driftsforstyrrelsene.



Figur 3: Antall driftsforstyrrelser i 33-420 kV nettet fordelt over året. Kilde: Statnett

I Tabell 3 er det gitt en oversikt over årsakene til driftsforstyrrelsene i perioden 1995 – 2014. Totalt antall driftsforstyrrelser for 2006 og 2007 avviker noe mellom Tabell 1 og Tabell 3. Statnett tilskriver denne forskjellen overgangen mellom to registreringssystemer. Avviket er imidlertid ikke stort.

Tabell 3: Årsak til driftsforstyrrelser 33-420 kV for årene 1995-2014. Kilde: [1], [12]

År	Omgivelser	Mennesker (personale)	Mennesker (andre)	Drifts-påkjenninger	Teknisk utstyr	Konstr./ montasje	Øvrige	Totalt
1995	311	137	24	7	291	109	29	**908**
1996	195	121	13	2	279	138	39	**787**
1997	500	153	14	6	366	81	101	**1221**
1998	250	154	21	19	262	92	103	**901**
1999	347	157	19	44	303	82	187	**1139**
2000	419	121	16	38	292	76	151	**1113**
2001	327	118	14	52	333	87	102	**1033**
2002	306	95	10	24	313	90	127	**965**
2003	348	103	15	47	245	76	149	**983**
2004	298	107	11	39	320	101	97	**973**
2005	208	114	19	54	275	83	120	**873**
2006	330	63	13	40	123	56	126	**751**
2007	179	60	20	34	139	45	241	**718**
2008	282	50	27	30	109	48	104	**650**
2009	244	58	28	33	90	29	132	**614**
2010	153	48	22	40	89	32	73	**457**
2011	462	57	21	41	131	31	84	**827**
2012	163	71	26	63	177	41	69	**610**
2013	410	86	35	38	257	72	91	**989**
2014	614	96	24	50	236	91	128	**1239**

Mengde driftsforstyrrelser i regional- og sentralnettet som skyldes omgivelser varierer mellom om lag 24 % og 44 % i årene 1995 – 2010, tallet for 2011 er om lag 56 %, mens det for 2012 er om lag 27 %. I 2013 var det en økning til 41 % og i 2014 økte det til omtrent 50 %. Teknisk utstyr var årsaken til 19 % av alle driftsforstyrrelsene i 2014.

Omgivelser kan igjen deles inn i tordenvær, vind, snø/is, salt/forurensing, fugl/dyr, vegetasjon og annet. Det er naturlig at antall driftsforstyrrelser som skyldes omgivelsene varierer fra år til år. I 2014 var det mange driftsforstyrrelser som skyldtes omgivelser sammenliknet med tidligere år. Tabell 4 gir en oversikt over årsak til driftsforstyrrelsene som skyldes omgivelser.

Tabell 4: Omgivelser som årsak til driftsforstyrrelser 33-420 kV inndelt i underkategorier for årene 1995-2014. Kilde: Statnett, [12]

År	Tordenvær	Vind	Snø/is	Salt/ forurensing	Fugl/dyr	Vegetasjon	Annet	Totalt
1995	100	98	44	8	9	28	24	**311**
1996	83	45	36	0	3	9	19	**195**
1997	209	162	52	5	23	18	31	**500**
1998	93	44	32	18	18	19	26	**250**
1999	166	69	32	6	12	25	31	**341**
2000	194	104	45	6	7	26	35	**417**
2001	158	56	22	2	6	64	23	**331**
2002	202	26	29	1	5	21	22	**306**
2003	158	70	32	5	9	38	31	**343**
2004	168	47	29	2	10	17	26	**299**
2005	75	43	15	3	15	34	25	**210**
2006	177	110	34	9	14	25	26	**395**
2007	62	57	17	8	7	44	14	**209**
2008	149	47	14	8	4	46	14	**282**
2009	153	21	26	3	10	9	22	**244**
2010	65	22	16	7	7	9	1	**127**
2011	138	139	49	9	9	91	27	**462**
2012	48	33	17	4	6	33	22	**163**
2013	187	65	18	9	2	75	54	**410**
2014	340	92	69	21	10	47	35	**614**

Generelt kan man si at det for tordenvær er noen få år hvor antall driftsforstyrrelser er lave sammenlignet med øvrige år, mens for vind er det noen få år hvor antall driftsforstyrrelser er høyere sammenlignet med øvrige år. Antall driftsforstyrrelser som følge av vegetasjon har vært stabilt, men redusert i 2009 og 2010, og kraftig økt i 2011 og 2013. Tordenvær er normalt den dominerende underliggende årsak innenfor omgivelser, også for 2014.

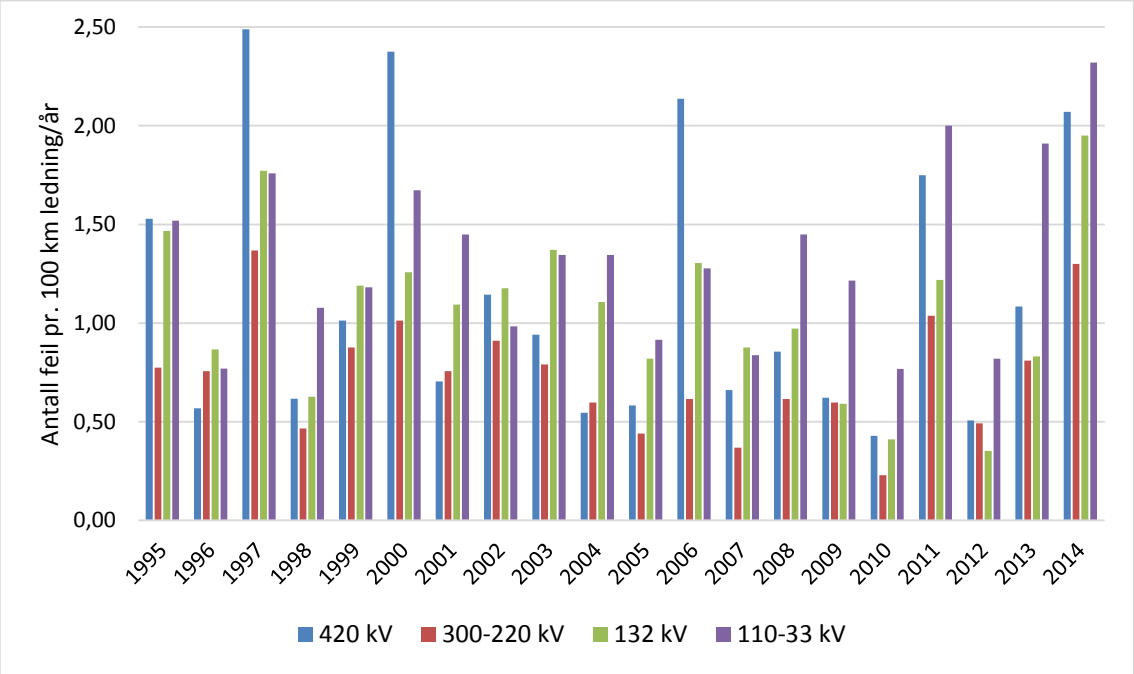
Antall driftsforstyrrelser som følge av uvær, dvs. typisk vind og vegetasjon, vil variere ettersom hvor i landet uværet rammer. Er det uvær i tynt befolkede områder vil det typisk medføre færre driftsforstyrrelser enn tilsvarende uvær i tett befolkede områder. Det skyldes at det er flere kraftlinjer i tett befolkede områder og dermed flere komponenter som kan bli rammet av feil.

Når det gjelder årsak teknisk utstyr er dette noe som selskapene kan påvirke gjennom effektivt vedlikehold og rasjonelle reinvesteringer. Når det gjelder omgivelser kan ikke selskapene i like stor grad påvirke de omgivelsene som er til stede, men selskapene kan ved planlegging av nyanlegg forsøke å unngå utsatte områder. Der det ikke er mulig å redusere årsakene til risiko, kan mye gjøres gjennom effektivt vedlikehold, rasjonelle reinvesteringer og gode beredskapsplaner for å sørge for at negativ påvirkning på kraftsystemet fra omgivelsene får så

liten konsekvens som mulig. Dette inkluderer trasérydding, tilstrekkelig robust dimensjonering og tilfredsstillende beredskap.

NVE kan ikke se en klar trend i utviklingen av årsak for driftsforstyrrelser. Det er viktig for den enkelte konsesjonær å være oppdatert og bevisst på gjeldende årsaker innenfor sitt område, for å kunne redusere omfanget og konsekvensene av driftsforstyrrelser som oppstår. Ekstremvær som Dagmar, Hilde og Ivar og utfall av sentralnettslinjer i områder uten N-1 har stor påvirkning på statistikken.

Mengde kraftledning i Norge er om lag 11 600 km på spenningsnivåene 33-110 kV, 10 500 km på 132 kV, 5 100 km på 220-300 kV og 2 900 km på 420 kV. Figur 4 viser antall feil pr. 100 km kraftlinje fordelt på spenningsnivå og år.



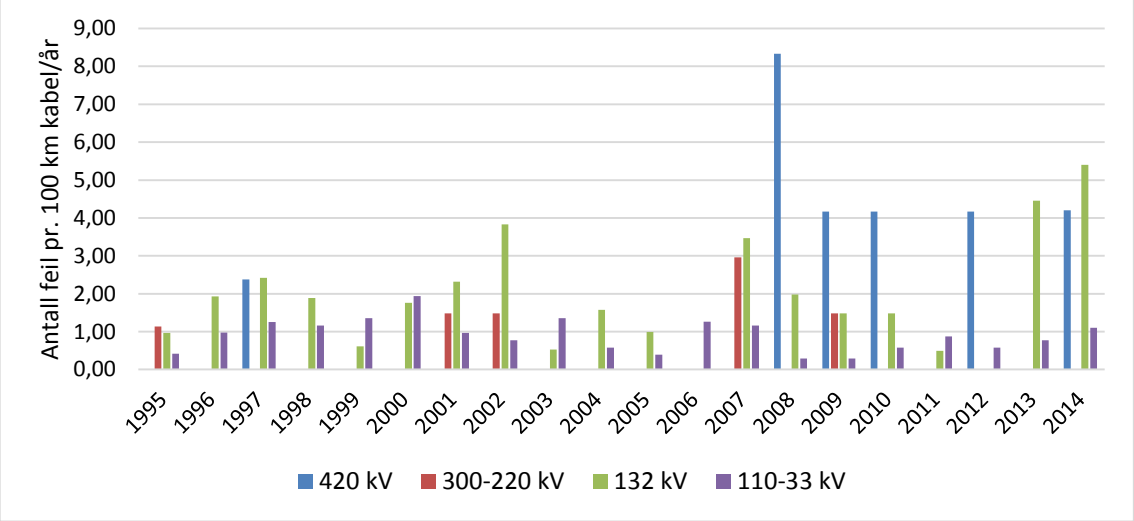
Figur 4: Antall feil pr 100 km kraftledning 33-420 kV for årene 1995 – 2014 fordelt på spenningsnivå. Grunnlagsdata fremskaffet av Statnett.

Antall feil på kraftlinjer i regional- og sentralnettet varierer fra år til år for de ulike spenningsnivåene, og viser ingen klar trend, jf. Figur 4. I 2014 var antall feil pr. 100 km kraftlinje fordelt på spenningsnivå høyere enn på mange år. Dette har sammenheng med at det generelt var et høyt antall driftsforstyrrelser i Norge i 2014 og omtrent halvparten av driftsforstyrrelsene skyldtes omgivelser. Kraftlinjer er utsatt for påvirkning fra omgivelsene i større grad enn kraftkabler og transformatorer og antall feil pr. 100 km kraftlinjer vil øke dersom antall driftsforstyrrelser som skyldes omgivelser øker.

For 420 kV kraftledning viser statistikken topper for årene 1997, 2000, 2006, 2011 og 2014, sammenlignet med øvrige år. I 1997 skyldtes dette stor lynaktivitet i sommerperioden i Sør-Norge og Midt-Norge. I Sør-Norge inntraff også driftsforstyrrelser som skyldtes andre omgivelser, herunder vegetasjon. I 2000 var det perioder der været preget en del av forstyrrelsene, herunder islast og fasesammenslag ved vind i perioden januar til mars, lynaktivitet i sommerperioden og fasesammenslag ved vind i oktober. I 2006 ble det under en fem dager lang periode (17.-22. januar) registrert 33 forbigående kortslutninger fase-jord eller fase-fase (fasesammenslag) under sterk vind, hovedsakelig i nord. I 2011 inntraff flere feil om vinteren, samt under ekstremværet Dagmar ved årets slutt. I 2014 skyldtes feilene hovedsakelig vind, men også noe tordenvær og snø/is.

Konsekvensene som følge av enkeltfeil i 220 – 420 kV nettet kan være store avhengig av hvor og når de inntreffer. I 2013 ble det tydelig hvor stort utslag utfall av sentralnettet kan gi i avbruddsstatistikken. 30 % av den ikke leverte energien i 2013 skyldtes utfall av en sentralnettslinje som medførte redusert forbruk ved Ormen Lange-anlegget, se kapittel 3.1. Derfor er det viktig med kontinuerlig fokus på å minimere antall feil så langt dette er rasjonelt, selv om langt fra alle feil medfører avbrudd. NVE mener det fortsatt er viktig å fokusere på feilutviklingen for kraftledninger.

Mengde kraftkabel i Norge er om lag 1000 km på spenningsnivåene 33-110 kV, 200 km på 132 kV, 70 km på 220-300 kV og 24 km på 420 kV. Antall feil på kraftkabler i regional- og sentralnettet er vist i Figur 5.



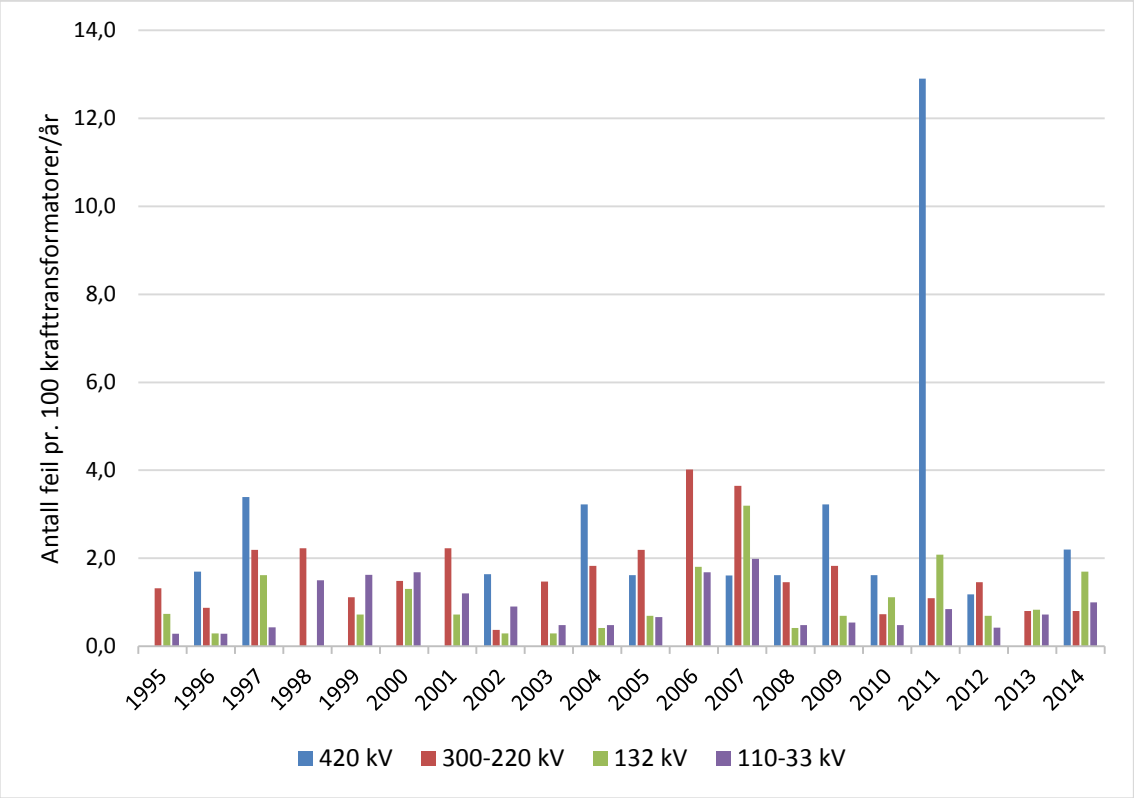
Figur 5: Antall feil pr 100 km kraftkabel 33-420 kV for årene 1995 – 2014 fordelt på spenningsnivå. Grunnlagsdata fremskaffet av Statnett

Det forekommer få feil på kabler på 420 kV og 300 kV spenningsnivå sammenlignet med øvrige spenningsnivåer. På grunn av dette er det statistiske grunnlaget egentlig for lite til å fastslå noen trend i utviklingen. Antall feil på kraftkabler for det øvrige regional- og sentralnett varierer fra år til år, men også her er det statistiske grunnlaget for lite i for å kunne fastslå en bestemt trend.

Feil på 420 kV kraftkabel i 2008 skyldtes påtvungen utkobling av ledningen Hasle – Rød på grunn av lavt oljetrykk etter at varmgang i sjøkabel hadde ført til kritisk trykkstigning i oljetanker, og medført lekkasje i kabelavslutninger. I 2009 er feilene relatert utkobling av ledning Sylling – Tegneby på grunn av frakoblingssignal fra kabelmuffehus i Filtvedt og utfall av ledning Rød – Hasle for feil på innskutt kabel. I 2010 var feil relatert brann i 420 kV kablene for T3 i Holen. I 2012 var det feil på en kabel i Brokke kraftstasjon. Ingen av de nevnte feilene medførte avbrudd. I 2011 og 2013 forekom det ingen feil på 420 kV kabler. I 2014 var det feil på kabelstrekning på linjen fra Rød til Hasle. Feilen medførte ikke avbrudd for sluttbrukere.

Antall feil pr. anleggsdel er høyere for kraftledninger enn for kraftkabler. Total lengde kraftledning installert er også mye større enn total lengde kraftkabel. Feil på kabler innebærer imidlertid vesentlig lengre reparasjonstid enn ved feil på kraftledninger.

Antall krafttransformatorer i Norge er om lag 1600 på spenningsnivåene 33-110 kV, 720 på 132 kV, 250 på 220-300 kV og 90 på 420 kV. Figur 6 viser antall feil pr. 100 krafttransformatorer fordelt på spenningsnivå og år.



Figur 6: Antall feil pr 100 krafttransformatorer for årene 1995-2014 fordelt på spenningsnivå. Grunnlagsdata fremskaffet av Statnett

Antall feil for krafttransformatorer hadde topp i 2011, da for 420 kV spenningsnivå, jf. Figur 6. I 2011 var antallet krafttransformatorer 81 stykk og det var åtte driftsforstyrrelser. For 2011 er det registrert unormalt mange alvorlige feil i transformatoranlegg, hvorav noen av disse ikke skyldes svikt i selve transformatoren, men i tilknyttet anlegg. Feilene skyldes dels interne feil i transformatorene og dels feil i transformatorenes tilkoblingspunkter (muffer). Det er uklart om feilårsaken er relatert til dimensjonering, aldring eller om transformatorene kan ha blitt utsatt for unormale spenningspåkjenninger. I tidligere versjoner av rapporten «Driften av kraftsystemet» har det vært en topp for 420 kV også i 2007. Statnett har etteranalysert feilene i 2007 og antall feil er redusert til kun én, mot åtte tidligere. Årsaken er at måle- og meldeutstyr normalt kommer 'integrert' i trafoleveransene på høyere spenningsnivå. Det ble i 2007 antatt at feilen dermed lå på selve trafoen. Dette er ikke i «harmoni» med transformatorleveranser på lavere spenningsnivå og statistikken er dermed endret. Statistikken gir ikke spesielt store utslag for 2014 sammenlignet med de øvrige årene.

NVE vurderer feil i krafttransformatorer og sjøkabler og til dels jordkabel som de mest alvorlige og vil kunne innebære langvarige utfall. Dette henger sammen med lang reparasjonstid, lange leveringstider, vanskelig tilgjengelighet for kompetanse på reparasjon av sjøkabler, komplisert transport for krafttransformatorer, utfordringer med effektivt beredskapslager mv. NVE har derfor tydeliggjort kravene til tilgang på kompetanse og ressurser for reparasjon, og i veiledningen til beredskapsforskriften er sjøkabelberedskap og tungtransportberedskap viet spesiell oppmerksomhet.

NVE følger særskilt opp krafttransformatorer gjennom pliktig innrapportering av data til en tilstandsdatabase, krav om olje- og gassanalyser av transformatorolje, og tilsyn med reparasjonsberedskap og reserver for de mest kritiske transformatorene.

2.2 Driftsforstyrrelser 1 – 22 kV

Fra 2007 har alle konsesjonærer årlig rapportert alle driftsforstyrrelser i eget høyspenningsdistribusjonsnett, dvs. nett med spenning 1-22 kV, til systemansvarlig[2]. Før dette eksisterte en frivillig ordning for driftsforstyrrelser i høyspenningsdistribusjonsnett [13]. I tillegg skal avbruddsdata rapporteres til NVE årlig. Enkelt forklart er dataene Statnett samler inn fokusert på feil som oppstår og årsaken til disse, mens det i rapporteringen til NVE er fokus på avbruddene feilene medfører og konsekvenser for sluttbrukerne. NVE mottar kun rapportering om hendelser som har medført avbrudd for en eller flere sluttbrukere, mens Statnett også mottar informasjon om feil som ikke har medført avbrudd hos noen sluttbrukere. Mer informasjon om avbrudd er gitt i kapittel 3.1.

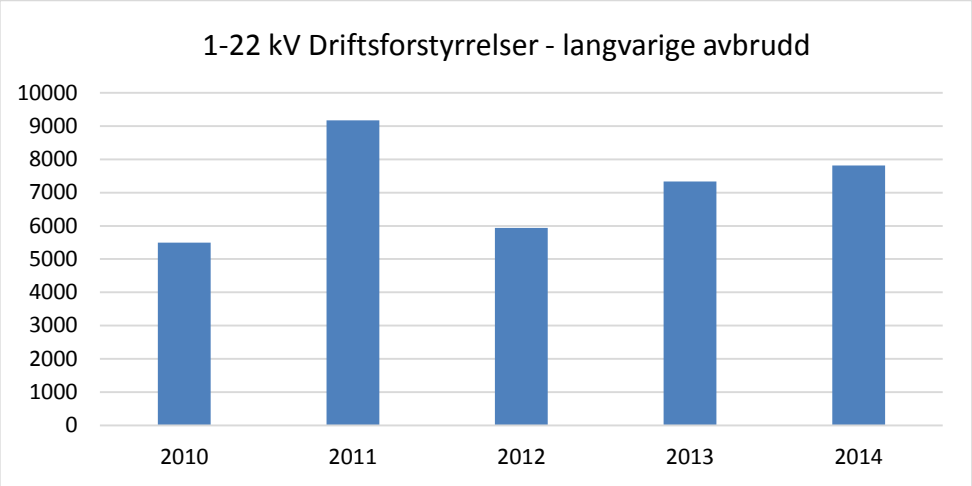
NVEs avbruddsstatistikk viser at de fleste driftsforstyrrelsene som medfører ikke levert energi (ILE) skyldes hendelser i det høyspente distribusjonsnettet (1-22 kV), jf. Figur 18. Figuren viser at siden 2001 skyldes 70-85 % av mengden ikke levert energi hendelser i det høyspente distribusjonsnettet, med unntak av i 2011 og 2013. For 2011 og 2013 skyldes omtrent 55 % av ikke levert energi hendelser i det høyspente distribusjonsnettet og omtrent 30 % skyldes hendelser i 420 kV nettet. Fokus på alle nettnivå er derfor viktig. Enkelthendelser i regional- og sentralnettet kan imidlertid medføre mye større konsekvenser i forhold til enkelthendelser i distribusjonsnettet.

Tabell 5 gir en oversikt over antall driftsforstyrrelser i 1 – 22 kV nettet og tilhørende mengde ikke levert energi (ILE). Det er flere planlagte utkoblinger enn driftsforstyrrelser som medfører avbrudd hos sluttbruker, men 69,2 % av ikke levert energi på grunn av hendelser i det høyspente distribusjonsnettet skyldes driftsforstyrrelser. Dette skyldes at nettselskapene prøver å minimere antall sluttbrukere som blir berørt av en planlagt utkobling og varigheten av utkoblingen. Tabellen viser også at de aller fleste driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i distribusjonsnettet medfører avbrudd hos sluttbrukere, i motsetning til i regional- og sentralnettet, se Figur 1. Som nevnt tidligere skyldes dette at det er vanligere med radiell drift i distribusjonsnettet enn i regional- og sentralnettet og det er mindre mulighet for tosidig forsyning.

Tabell 5: Driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i høyspent distribusjonsnett i 2014, fordelt på hvorvidt de medførte ingen, kortvarige eller langvarige avbrudd. Grunnlagsdata fremskaffet av Statnett.

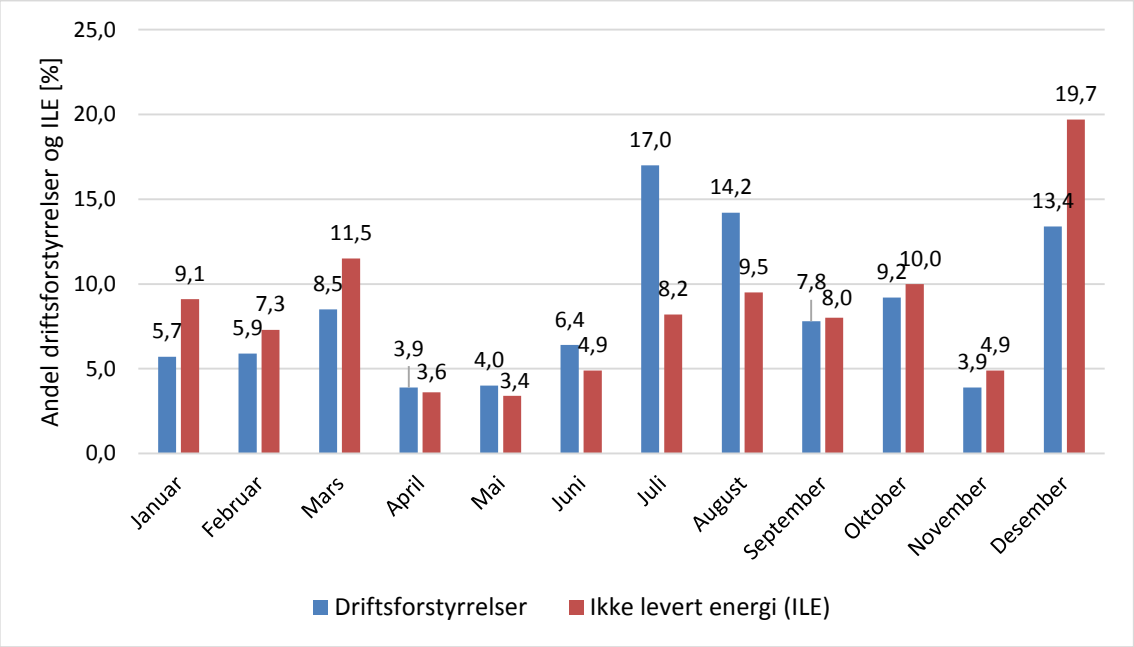
	Antall hendelser		Ikke levert energi (ILE)	
	Antall	%	MWh	%
Driftsforstyrrelser	**10978**	**45,5**	**8202,0**	**69,1**
Ingen avbrudd	108	0,4	0,0	0,0
Kortvarige avbrudd	3052	12,7	41,0	0,3
Langvarige avbrudd	7818	32,4	8162,0	68,8
Planlagte utkoblinger	**13147**	**54,4**	**3660,9**	**30,9**
Ingen avbrudd	0	0,0	0,0	0,0
Kortvarige avbrudd	567	2,3	9,0	0,1
Langvarige avbrudd	12580	52,1	3651,9	30,8
Alle hendelser	**24159**	**100,0**	**11867,9**	**100,0**

[2] Jf. systemansvarsforskriften § 22 fjerde ledd.



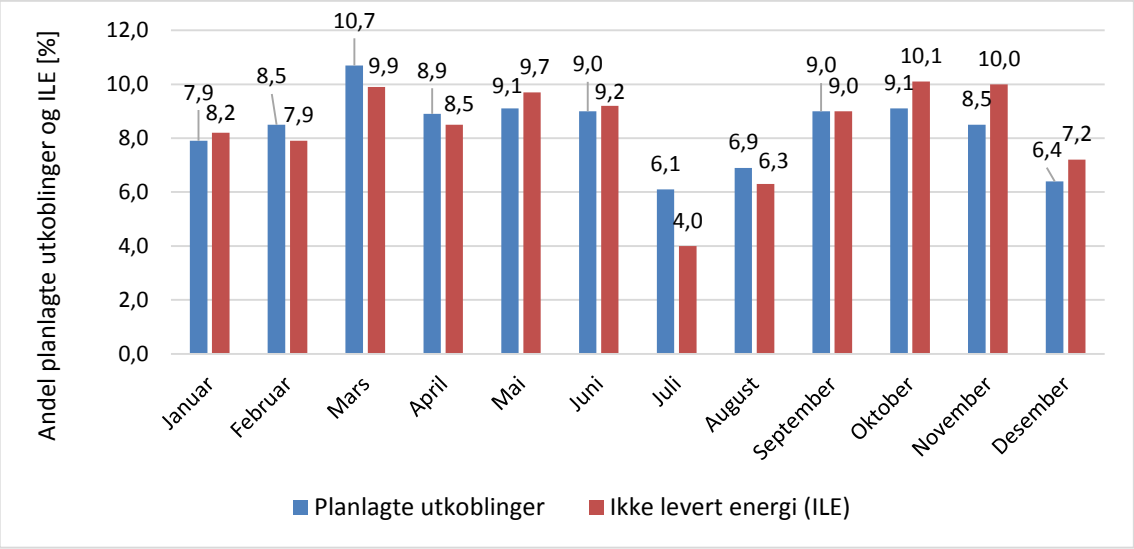
Figur 7: Antall driftsforstyrrelser i 1-22 kV anlegg som har medført langvarige avbrudd i perioden 2010 – 2014. Kilde: Statnett, [9], [10], [11], [12]

Figur 8 viser andel av driftsforstyrrelser og tilhørende ikke levert energi fordelt på hver måned i 2014. Den største andelen av driftsforstyrrelsene var i juli, august og desember og kan delvis forklares med mye tordenvær de månedene. Mengden ikke levert energi var høyest i desember og det viser at mange sluttbrukere ble rammet av driftsforstyrrelsene og/eller driftsforstyrrelsene medførte lengre avbrudd enn i de øvrige månedene. Samtidig medførte ikke driftsforstyrrelsene i juli og august spesielt mye ikke levert energi.



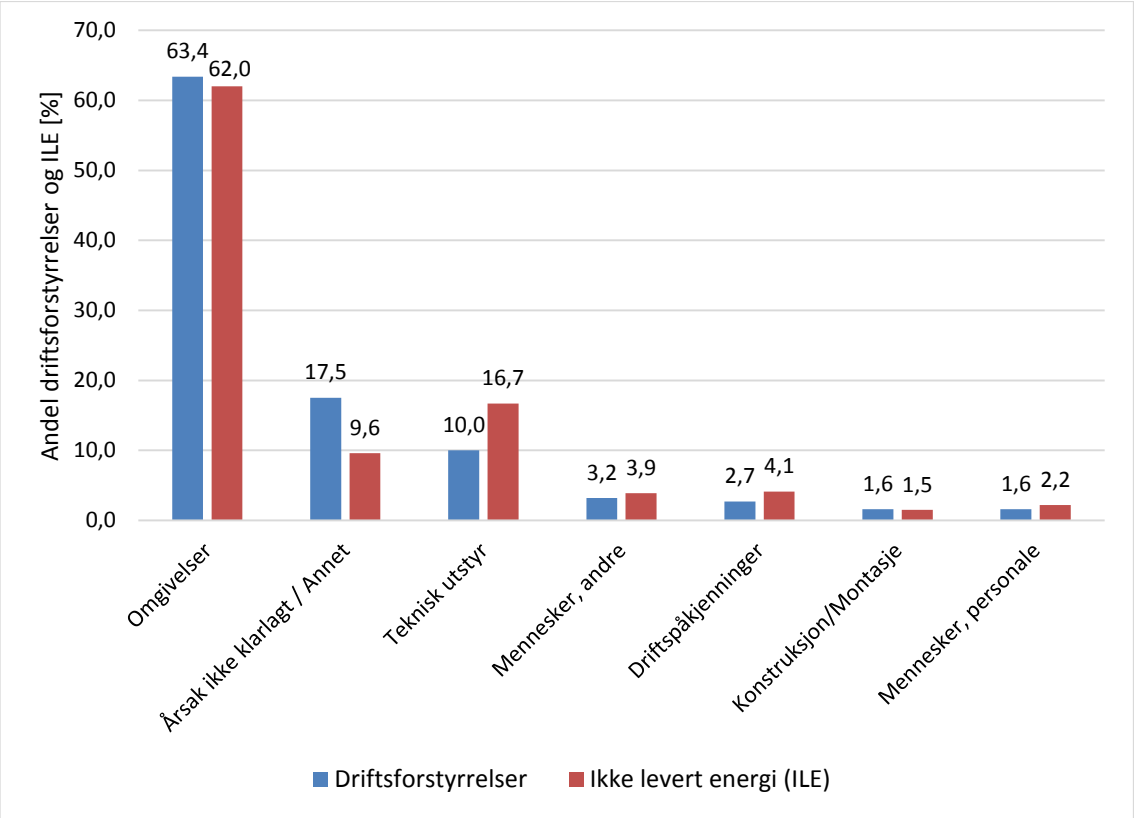
Figur 8: Andel driftsforstyrrelser og tilhørende mengde ikke levert energi (ILE) i høyspent distribusjonsnett fordelt prosentvis pr. måned for 2014. Figur fremskaffet av Statnett.

Figur 9 viser andel planlagte utkoblinger og tilhørende mengde ikke levert energi i det høyspente distribusjonsnettet fordelt over året. De planlagte utkoblingene er jevnt fordelt over året, med små topper om våren og høsten. Merk at det er få planlagte utkoblinger i sommermånedene juli og august og dette kan skyldes ferieavvikling. Også desember har få utkoblinger og det kan skyldes en kombinasjon av juleferie og vintervær. Samtidig ser man at månedene med få planlagte utkoblinger hadde mange driftsforstyrrelser og det kan også være noe av årsaken til at planlagte arbeider ikke har blitt gjennomført.

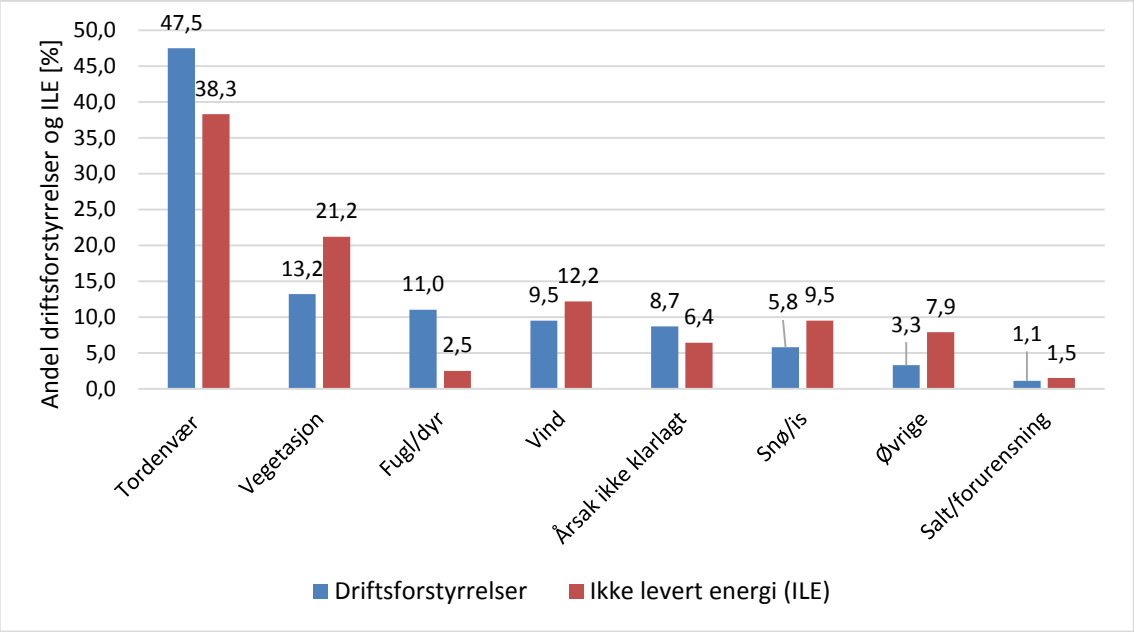


Figur 9: Andel planlagte utkoblinger og tilhørende mengde ikke levert energi (ILE) i høyspent distribusjonsnett fordelt prosentvis pr. måned for 2014. Figur fremskaffet av Statnett.

Som for hendelser i regional- og sentralnettet må konsesjonærene oppgi årsaken til driftsforstyrrelsene. Figur 10 viser hovedkategoriene for årsak til driftsforstyrrelser, mens Figur 11 viser detaljert årsak for hendelser som skyldes omgivelser.



Figur 10: Andel driftsforstyrrelser og tilhørende mengde ikke levert energi (ILE) i det høyspente distribusjonsnettet for 2014, fordelt på årsak. Figur fremskaffet av Statnett.



Figur 11: Andel driftsforstyrrelser og tilhørende mengde ikke levert energi (ILE) i det høyspente distribusjonsnettet i 2014, årsak «omgivelser» fordelt på underkategorier. Figur fremskaffet av Statnett.

Omgivelser er den klart største årsaken til driftsforstyrrelser i det høyspente distribusjonsnettet. Innenfor kategorien omgivelser er tordenvær årsak til 47,5 % av alle driftsforstyrrelsene og 38,3 % av ikke levert energi. Dette er høyere enn i 2012 og 2013, da tordenvær var årsak til henholdsvis 18,4 % og 30,7 % av alle driftsforstyrrelser som skyldtes omgivelser. I 2012 og 2013 var vegetasjon den største enkeltårsaken til ikke levert energi som følge av omgivelser.

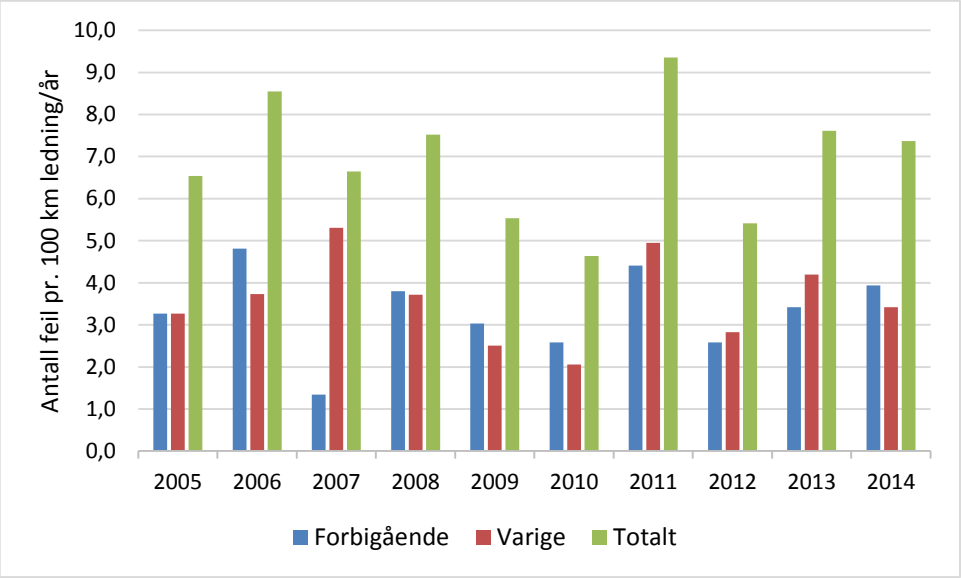
I Figur 12, Figur 13 og Figur 14 er det gitt oversikt over antall feil pr. 100 km luftlinje og kabel og pr. 100 transformatorer. I figurene er feilene fordelt etter om de var forbigående eller langvarige. Forbigående feil er feil hvor korrigerende vedlikehold ikke er nødvendig[3], mens varige feil er feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig[4] [21].

Det er omtrent 60 000 km luftlinjer[5] i det høyspente distribusjonsnettet og i Figur 12 er det gitt en oversikt over antall feil pr. 100 km luftlinje pr. år. Det var omtrent like mange feil pr. km luftlinje i 2014 som i 2013, men det var flere forbigående feil og færre varige feil enn i 2013.

[3] Gjelder feil som ikke medfører andre tiltak enn gjeninnkobling av bryter, utskifting av sikringer, kvittering av signal eller resetting av datamaskin. Gjelder også feil som har ført til langvarige avbrudd, eller tilfeller der det har vært foretatt inspeksjon eller befaring uten at feil ble funnet.

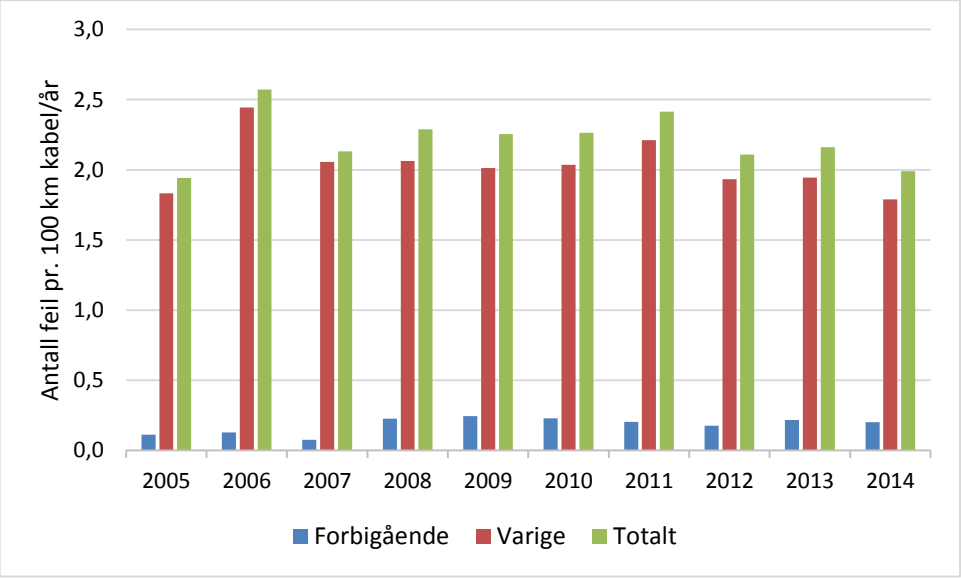
[4] En varig feil krever en reparasjon eller justering før enheten igjen er driftsklar. Kvittering av signal eller resetting av datamaskin regnes ikke som vedlikehold.

[5] Tall fra den tekniske og økonomiske rapporteringen fra nettselskapene (eRapp) 2013



Figur 12: Feil på luftlinjer i det høyspente distribusjonsnettet for 2005 – 2014. Grunnlagsdata: Statnett.

Det er omtrent 41 000 km kabel[6] i det høyspente distribusjonsnettet og i Figur 13 er det gitt en oversikt over antall feil pr. 100 km kabel pr. år. Antall feil har vært stabilt siden 2004, men feil på kabler er som oftest varige. Det er flere varige feil for luftlinjer enn for kabler og i de nye områdekonsesjonene foretrekkes kabelanlegg eller isolerte anlegg fremfor uisolerte luftledninger, og det er innført forbud mot piggisolatorer.

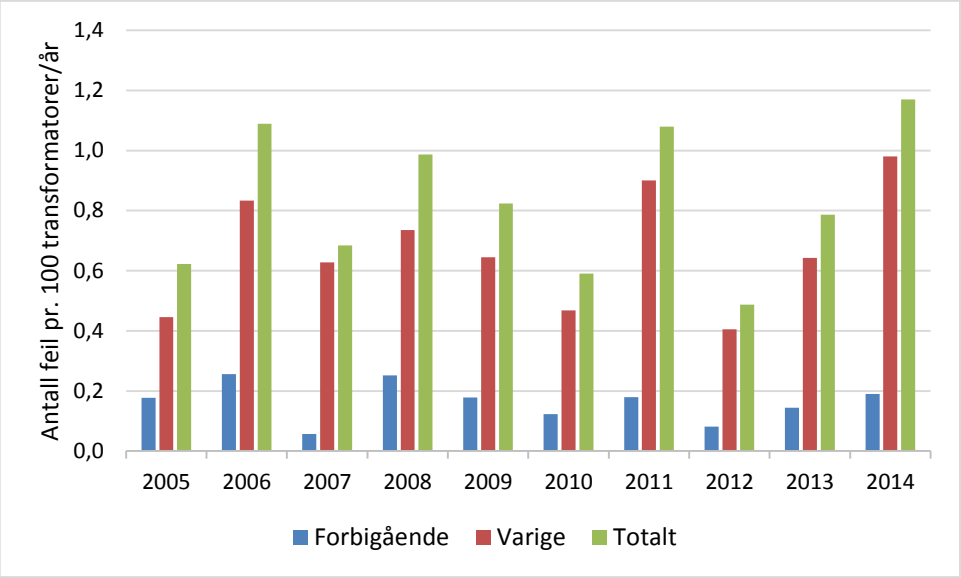


Figur 13: Feil på kabler i det høyspente distribusjonsnettet for 2005 – 2014. Grunnlagsdata fremskaffet av Statnett.

Det er omtrent 132 000 transformatorer i det høyspente distribusjonsnettet[7]. Figur 14 viser oversikt over antall feil pr. 100 transformatorer pr. år i det høyspente distribusjonsnettet. Antall feil varierer fra år til år, men også her er de fleste feil som oppstår varige.

[6] Tall fra den tekniske og økonomiske rapporteringen fra nettselskapene (eRapp) 2013

[7] Tall fra den tekniske og økonomiske rapporteringen fra nettselskapene (eRapp) 2013



Figur 14: Feil på transformatorer i det høyspente distribusjonsnettet for 2005 – 2014. Grunnlagsdata fremskaffet av Statnett.

Fra 1.1.2013 er kraftledninger i distribusjonsnettet klassifisert i klasse 1. Dette gjelder både luftledninger og kabler. Et av kravene til klassifiserte anlegg er de skal sikres mot uønskede hendelser, herunder uvær og annen naturgitt skade og teknisk svikt. For kraftledninger skal eieren utføre en risiko- og sårbarhetsanalyse og iverksette nødvendige sikrings- og beredskapstiltak ut fra stedlige forhold og kraftledningens samfunnsmessige betydning.

Av oversiktene over fremgår det at de fleste feil skyldes naturgitte forhold; påvirkning fra vind og trær, atmosfæriske overspenninger og direkte lynnedslag. Feil på luftledninger og transformatorer i distribusjonsnettet kan skyldes at ledningene ikke er forskriftsmessig sikret. Kravet til sikring gjelder både nye og eksisterende anlegg.

2.3 Ekstraordinære hendelser

Oversikt over ekstraordinære/vesentlige hendelser i 2014 innenfor energiforsyningen:

- Januar: Storbrann i Lærdal og Flatanger
- Februar: Eksplosjon i spenningstransformator, Sotra mørklagt
- Februar: Problemer i Ofoten transformatorstasjon. 420 kV Ofoten – Kvandal ute.
- Februar: Brudd fjernvarmerør i Akersgata i Oslo
- Mars: Ekstremværet Jorun
- Mars: Ekstremværet Kyrre
- Mars: Utfall 420 kV Viklandet – Fræna
- Juni: Mistanke om alvorlige IKT-hendelser
- Juli: Utfall sentralnett etter kontakt med F16-fly
- Juli: Terrortrussel
- Juli: Brann i transformator i Skollenborg transformatorstasjon
- August: Flere større strømbrudd på Østlandet, Innlandet og Trøndelag pga. uvær

- August: Flere større strømbrudd i Troms pga. uvær
- August: Ekstremværet Lena
- August: Brudd i fjernvarmeventil i Pilestredet Oslo, Hafslund Varme
- Oktober: Større utfall i nord pga. vanninntrenging i Sortland transformatorstasjon
- Oktober: Utfall Ulven trafo
- Oktober: Flom/Mannen (fikk ikke større konsekvenser for forsyningen)
- November. Fjernvarmelekkasje Hafslund
- November/desember: Gjentakende utfall i sentralnettet + trafohendelser
- Desember: Utfall på Vestlandet og Sørlandet pga. tordenvær
- Desember: Ekstremværet Mons

NVEs erfaring fra hendelser er at selskapene har god evne til å mobilisere ressurser og håndtere utfordringer. Dette må videreføres. Utfall skyldes ofte en kombinasjon av ytre påkjenninger (sterk vind, lyn) og teknisk svikt/havari. Hendelser med store konsekvenser starter ofte med «små» tekniske feil (løse bolter, flyvende planker, havarert spenningstrafo). Mange driftsforstyrrelser skyldes trær som faller over linjenettet eller at transformatorer slås ut av lynnedslag. Det er ikke utypisk at man får sammenfall i hendelser/mange samtidige feil. Evnen til øydrift ved utfall på overliggende drift har vært viktig i flere hendelser.

For flere av hendelsene stiller NVE spørsmål ved risikovurderinger og kvalitetskontroll. For noen av hendelsene utarbeider NVE erfaringsrapport og i 2014 publiserte NVE erfaringsrapporter etter ekstremværene Hilde og Ivar (2013). Andre hendelser følges opp med tanke på mulige reaksjonssaker eller gjennom tematiske tilsyn.

Det er mange sjøkabler i overføringsnettet, med lang reparasjonstid ved feil. Etter feil på sjøkabelanlegget Merkesvik – Kollsnes i 2013, ble det i 2014 startet opp skriftlig tilsyn med vedlikehold og reparasjonsberedskap for 129 sjøkabelanlegg hos 30 konsesjonærer. Konklusjonen fra tilsynet vil komme i 2015, men hovedtendensen er at det for mange kabelanlegg mangler reserve- og beredskapsmateriell.

Erfaringer fra hendelser følges også opp i regelverksrevisjon (eksempel på dette er funn etter IKT-hendelser) og i NVEs veiledningsarbeid, inkludert samarbeid med bransjeforeningene mv. om fagsamlinger rundt teknisk sikkerhet i anlegg, beredskap og krisehåndtering.

Som følge av erfaringer fra hendelser og tilsyn har NVE også vært initiativtaker for bransjesamarbeid innen kritiske kompetanseområder. Eksempler på dette er initiativet til KraftCERT AS og pågående utredning om felles innkjøp av beredskapskabler og -materiell og felles beredskapsavtaler for reparasjon av sjøkabler i regi av REN AS (Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet).

Også i regionalnettet skyldes mange feil at luftledninger påvirkes av naturgitte årsaker som trefall og atmosfæriske overspenninger. I enkelte tilfeller avledes ikke overspenninger effektivt av beskyttelse på ledningen, men følger denne inn i stasjonsanlegg og ødelegger vitale komponenter som transformatorer.

I blandet nett med spolejording opptrer ofte overspenninger som er større enn det utstyret er konstruert for. Særlig ved intermitterende og stående jordfeil gir dette påkjenninger på

transformatorgjennomføringer, overspenningsavledere, spenningstransformatorer og endeavslutninger på kabler ut over øverste tillatte spenning for utstyret. Over tid svekkes utstyret og havarerer, av og til med en eksplosjon eller brann som følge.

Sikrere drift kan oppnås med bedre beskyttelse mot naturgitte hendelser. Høyere master og kraftigere konstruksjoner gir større motstand mot påvirkning fra skog og vind. Gjennomført isolasjonskoordinering, overspenningsbeskyttelse og moderne jordingssystemer beskytter anleggene mot lynoverspenninger. Statnett bør gjøre en faglig vurdering av om det i fremtiden er hensiktsmessig med spolejordet nett som drives med stående jordfeil.

Den nordiske elberedskapsorganisasjonen NordBER har vedtatt en treårig handlingsplan for perioden 2013 – 2015. I denne inngår oppdatering av den nordiske risiko- og sårbarhetsanalysen, beredskapsplaner og planer for reparasjonsberedskap for det nordiske transmisjonsnettet. Oppmerksomheten rettes mot hendelser av et slikt omfang at det rammer flere land, eller som det enkelte land ikke kan håndtere uten bistand utenfra. Handlingsplanen inneholder også oppgaver innen kommunikasjonssikkerhet, IT-sikkerhet og driftskontroll. NordBER har en egen arbeidsgruppe for nordiske øvelser. Danmark arrangerte to workshops om sårbarheter ved IT-systemer og transformatorstasjoner, med deltagelse fra NVE. NordBERs høstmøte ble arrangert av NVE med gode bidrag fra Statkraft Energi og Statnett.

I NordBER deltar elberedskapsmyndigheter og systemansvarlige virksomheter fra de fem nordiske landene. Norge ved NVE har hatt formannskapet i NordBER fra 1. juli 2012 til 30. juni 2014. Formannskapet går på omgang mellom de nordiske land og ble overtatt av Finland.

2.4 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Ved effektknapphet eller ved driftsforstyrrelser kan systemansvarlig pålegge konsesjonær å foreta kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk[8]. Alle konsesjonærer skal på forhånd ha rapportert planer for tvangsmessig utkobling av forbruk til systemansvarlig. Dette virkemiddelet er viktig da det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gardere seg mot alle tenkelige hendelser for å unngå et avbrudd. Tvangsmessig utkobling av forbruk er ment som et "siste skanse"-tiltak, og det forutsettes at frivillige og markedsmessige løsninger allerede er utnyttet. Slik utkobling har så langt kun funnet sted ved driftsforstyrrelser. Systemansvarlig plikter å rapportere alle vedtak om tvangsmessig utkobling av forbruk til NVE.

I 2014 vedtok systemansvarlig manuell utkobling av forbruk ti ganger. Antall vedtak som blir fattet varierer fra år til år. Dette er vist i Figur 15 og Tabell 6 gir oversikt over når virkemiddelet har vært benyttet.

[8] Jf. systemansvarsforskriften § 13.

Figur 15: Antall systemkritiske vedtak om tvangsmessig utkobling av forbruk.

Tabell 6: Oversikt over hendelser hvor manuell utkobling av forbruk har blitt vedtatt. Kilde: Statnett, [12]

År	Dato	Område/selskap	Utkoblet effekt
2014	21. februar	Nord-Norge (Alta, Nordreisa, Lakselv og Narvik)	Ca. 160 MW
	13.-14. mars	Trollfjord Kraft (Melbu) (to ganger) Lofotkraft (Kvitfossen) (fire ganger)	20-30 MW hver gang
	19. august	Salten verk	Ca. 50 MW
2013	2.-3. mars	Ormen Lange	
	3.-5. mars	Ormen Lange	
	12.-13. mars	Sør-nettet (Lofotkraft, Hålogaland Kraft og Evenes Kraftforsyning)[9]	
2011	26. januar	Hafslund	35 MW[10]
	28. januar	Aronnes Tromsø	45 MW 50 MW
	17. februar	Andøy Energi Narvik Energinett Hålogaland Kraft Trollfjord Kraft	4 MW 10 MW 20 MW 3,5 MW
	2. mars	Hålogaland	30 MW
	6. desember	Fygle	37 MW
2010	1. februar	Lofotkraft	15 MW
	4. februar	Falconbridge	11 MW
	6. februar	Falconbridge	11 MW
2009	29. desember	Lofotkraft	7 MW

Alle konsesjonærer skal rapportere til systemansvarlig planer for tvangsmessig utkobling av forbruk[11]. Ved tvangsmessig utkobling av forbruk, skal dette skje mest mulig samfunnsmessig rasjonelt. Systemansvarlig er avhengig av å ha tilgjengelig planer som i stor grad er

[9] 12.-13. mars 2014 var det to perioder med utkobling.

[10] I tillegg til utkobling av 35 MW fikk Hafslund Nett fikk vedtak om utkobling hvis belastningen på en gitt transformator overskred en gitt verdi, hvilket ikke inntraff.

[11] Jf. systemansvarsforskriften § 13

sammenlignbare og det vil derfor være viktig at planene er sammenlignbare. Systemansvarlig er ansvarlig for å evaluere og godkjenne planene, jf. [20].

2.5 Egenberedskap

Strømnettet i Norge er i utgangspunktet robust, men noen områder er mer sårbare enn andre. Sårbarhetene kan være situasjonsbetinget og knyttet til naturkatastrofer, uvær, tekniske feil og lignede. Mange av utfallene kan ikke forutses i forkant, verken sted eller omfang. Derfor er det viktig at norsk energiforsyning er godt rustet til å forebygge for å unngå feil, men også håndtere feil når de oppstår.

Samfunnets sårbarhet vil imidlertid i stor grad også avhenge av graden av egenberedskap hos den enkelte sluttbruker av strøm. De fleste kunder/samfunnsfunksjoner har erfaringsmessig lite egenberedskap; blant annet trafikklys, veilys, bensinpumper, pumper i undersjøiske tuneller, andre tunneler der strøm benyttes til vifter og belysning osv., T-bane/trikk/tog, vannverk og avløp, og butikker (alarmer, bankterminaler, lys, varme, kjøling). Samfunnet rammes også av at elektronisk utstyr blir slått ut, blant annet telefon, mobiltelefoni, internett, lys, varme, heiser, viktige funksjoner i landbruket og en rekke andre områder av betydning. Konsekvensene for samfunnet blir umiddelbar stans i slike tjenester.

Leveringspålitelighet er regulert ved hjelp av både direkte krav og incentivbaserte krav. Det vil kreve store investeringer i nett- og produksjonsanlegg for å sikre en avbruddsfri kraftforsyning, og det er derfor ikke gitt regler som garanterer for en avbruddsfri kraftforsyning i forskrift om leveringskvalitet. Ulike nettkunder vil ha ulike behov når det gjelder påliteligheten i leveringen av elektrisitet. Sluttbrukere som er avhengig av forsyning 100 % av tiden må selv sørge for dette gjennom tiltak i egen installasjon. Dette gjelder både for privatpersoner, bedrifter og offentlige institusjoner. Tiltak for egenberedskap kan for eksempel være nødstrømsaggregater.

3 Leveringskvalitet

Leveringskvalitet er definert som kvalitet på levering av elektrisitet i henhold til gitte kriterier. Leveringskvalitet inkluderer leveringspålitelighet, spenningskvalitet og nettselskapenes kundebehandling. Leveringspålitelighet omfatter antall og varighet av avbrudd som sluttbrukerne opplever, altså tilgjengeligheten av elektrisk strøm. Spenningskvalitet er derimot anvendeligheten av elektrisk strøm. Spenningen må ha en viss kvalitet for å kunne benyttes og for at elektriske apparater skal kunne fungere, eventuelt ikke bli ødelagt. I tillegg stiller leveringskvalitetsforskriften krav til nettselskapenes saksbehandling dersom kunder er misfornøyd med leveringskvaliteten. Leveringskvalitet er i hovedsak regulert gjennom leveringskvalitetsforskriften, men også forskriftene om beredskap, systemansvaret og kontroll av nettvirksomhet vil ha betydning.

Leveringskvalitetsforskriften har ingen tallfestede krav til antall og varighet av avbrudd som sluttbrukerne kan oppleve. NVE har likevel mulighet til å pålegge nettselskap, eller andre som er omfattet av forskriften, å gjennomføre tiltak for å bedre leveringspåliteligheten. Det er også bestemmelser i forskriften som omhandler krav til at gjenoppretting av normal forsyning etter et avbrudd skal skje etter ugrunnet opphold, krav til varsling av planlagte avbrudd og krav til hvordan nettselskapene skal behandle kunders misnøye med leveringskvaliteten.

Leveringskvalitetsforskriften stiller konkrete krav til en del spenningskvalitetsparametre for å sikre at spenningen i tilknytningspunktet mellom nettselskapet og kunden holder en akseptabel kvalitet. Forskriften stiller blant annet krav til langsomme spenningsvariasjoner, spenningssprang og kortvarige over- og underspenninger. I tillegg til de nevnte parameterne setter leveringskvalitetsforskriften krav til kort- og langtidsintensitet av flimmer, spenningsusymmetri og overharmoniske spenninger. Alt dette er spenningsfenomener som kan føre til dårlig spenningskvalitet og medføre havari på elektrisk utstyr, forkortet levetid på utstyr og blinking i lyset.

3.1 Leveringspålitelighet

Leveringspålitelighet er definert som kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen.

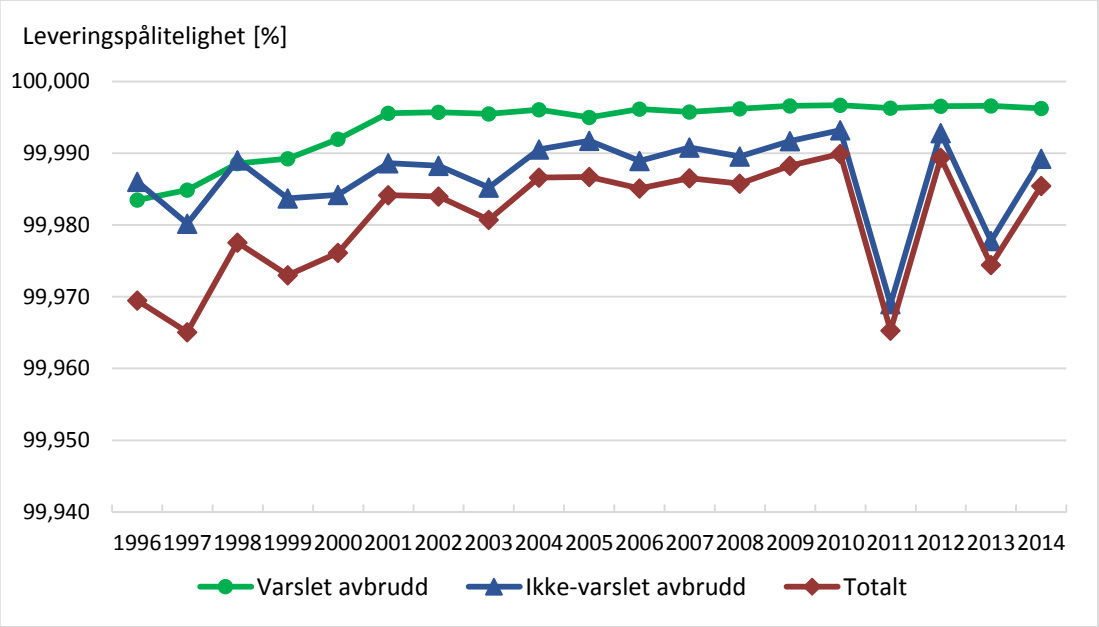
Nøkkeltall med avbruddsdata rapporteres årlig inn til NVE. Det har vært obligatorisk å rapportere avbrudd som skyldes hendelser i høyspenningsnettet (1-420 kV) fra 1995. NVE vedtok 7. desember 2012 innføring av rapporteringsplikt for avbrudd som skyldes driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i lavspenningsdistribusjonsnett. Denne trådte i kraft fra 1. januar 2014. Se kapittel 3.1.1 for mer informasjon. For flere detaljer om den historiske utviklingen innen regulering av avbruddsrapportering, se [14].

NVE utarbeider årlig avbruddstatistikk basert på innrapporterte data fra selskapene. Kortvarige avbrudd er avbrudd med varighet til og med 3 minutter, mens langvarige avbrudd er avbrudd med varighet lengre enn 3 minutter. Figur 16 viser historisk utvikling av leveringspåliteligheten[12] for landet som helhet for langvarige avbrudd.

Leveringspåliteligheten nasjonalt var i 2014 på 99,985 %. De innrapporterte avbruddsdataene for 2014 viste en økning i antall avbrudd per sluttbruker, men at avbruddslengden samtidig gikk

[12] Leveringspålitelighet i % = ((LE – ILE)/LE)*100, der LE = levert energi og ILE = ikke levert energi.

ned. En sommer med høy lynaktivitet og uvær i februar, mars og desember kan ha påvirket avbruddstatistikken for 2014. Detaljer rundt driftsforstyrrelser innenlands er gitt i kapittel 2.



Figur 16: Leveringspålitelighet i det norske kraftsystemet for årene 1996 – 2014 (Langvarige avbrudd > 3min).

Figur 16 viser utviklingen leveringspåliteligheten fra 1996 til 2014. Leveringspåliteligheten er regnet ut som andel faktisk levert energi i prosent av estimert levert energi dersom det ikke hadde vært avbrudd, og er basert på ikke levert energi for avbrudd på over 3 minutters varighet. Leveringspåliteligheten på landsbasis er godt over 99,96 % for alle år.

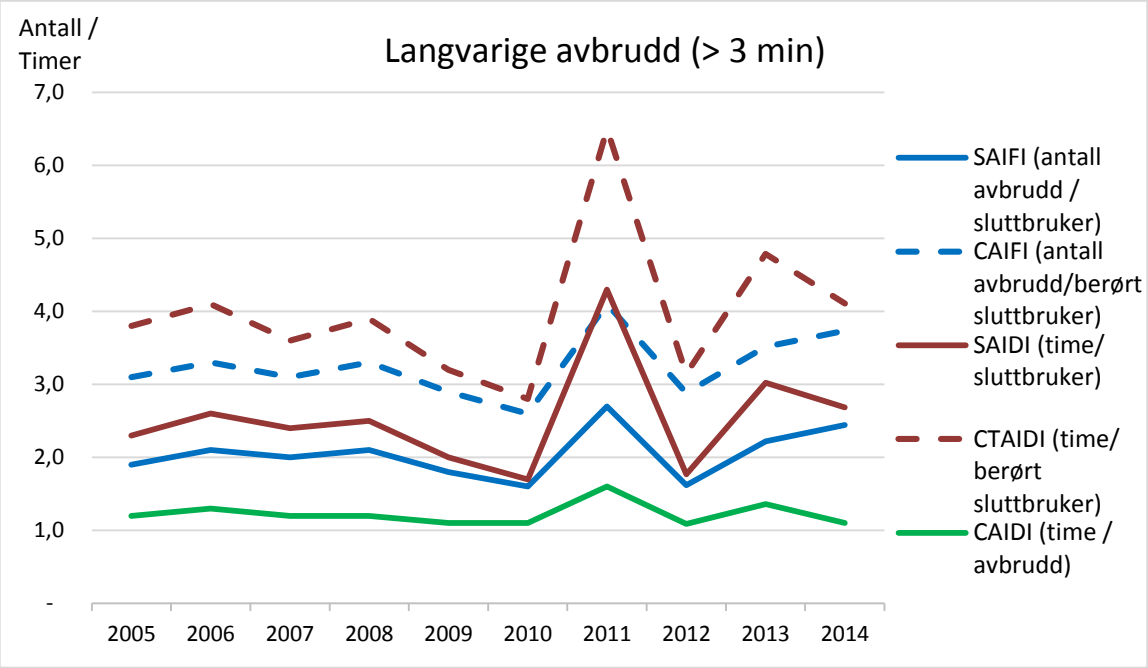
For år med spesielt kraftig vind i enkeltregioner vises en nedgang i leveringspåliteligheten også på landsbasis. I romjulen 2011 herjet ekstremværet Dagmar på Nordvestlandet og deler av Østlandet. I mars 2013 medførte kraftig vind til utfall av sentralnettslinjen til Nyhamna, som resulterte i redusert forsyning til Ormen Lange-anlegget. Ikke levert energi til dette anlegget utgjorde om lag 30 % av total ikke levert energi i 2013.

Ikke levert energi i forhold til levert energi har gått ned i 2014 forhold til 2013, men ligger høyere enn årene 2012 og 2010. 2014 var ikke et år med utpreget mye ekstremvær, selv om flere større uvær førte til utfall av blant annet 132 kV og 420 kV-linjer i Midt- og Nord-Norge.

NVE lager også statistikk som viser utviklingen i antall og varighet av avbrudd pr sluttbruker ved hjelp av avbruddsindikatorer som er vanlig brukt i flere europeiske land:

SAIFI: Avbrudd i snitt per sluttbruker
CAIFI: Avbrudd i snitt per berørt sluttbruker
SAIDI: Gjennomsnittlig avbruddsvarighet per sluttbruker
CTAIDI: Gjennomsnittlig avbruddsvarighet per berørt sluttbruker
CAIDI: Gjennomsnittlig gjenopprettingstid per avbrudd. CAIDI = SAIDI / SAIFI

Figur 17 viser utviklingen fra 2005 for langvarige avbrudd. Indikatorene inkluderer både varslede og ikke varslede avbrudd. Fra 2006 til 2010 så man en liten forbedring for hyppighet og varighet av avbrudd, men denne tendensen ser ikke ut til å gjelde i like stor grad de senere årene.



Figur 17: Avbruddsindikatorer for langvarige avbrudd i det norske kraftsystemet for årene 2005 – 2014.

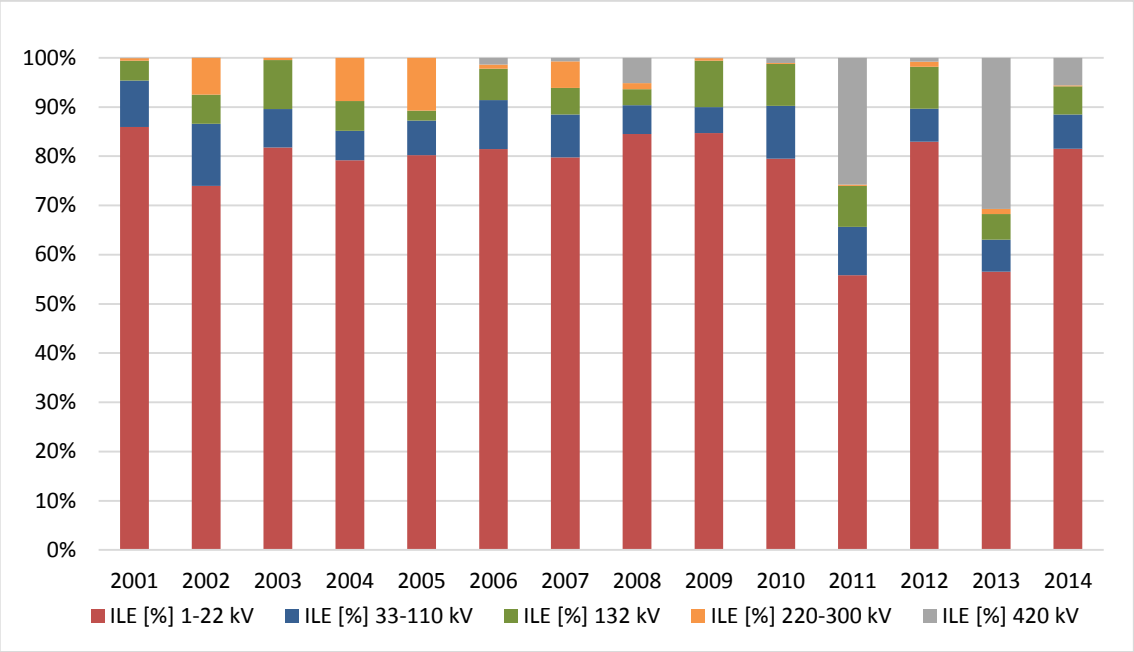
I 2014 var det flere avbrudd i snitt per sluttbruker enn i 2013. Selv om det var flere avbrudd per sluttbruker har gjennomsnittlig total varighet pr. avbrudd har gått ned i forhold til 2013 og er omtrent på 2012-nivå. Dette kan tyde på at 2014 var et år som var preget av mange, men relativt kortvarige avbrudd, sammenlignet med tidligere år.

Forholdet mellom antall og varighet av avbrudd for alle sluttbrukere totalt, og kun for de sluttbrukere som faktisk har blitt berørt av avbrudd, ser ut til å være stabilt gjennom hele den observerte perioden.

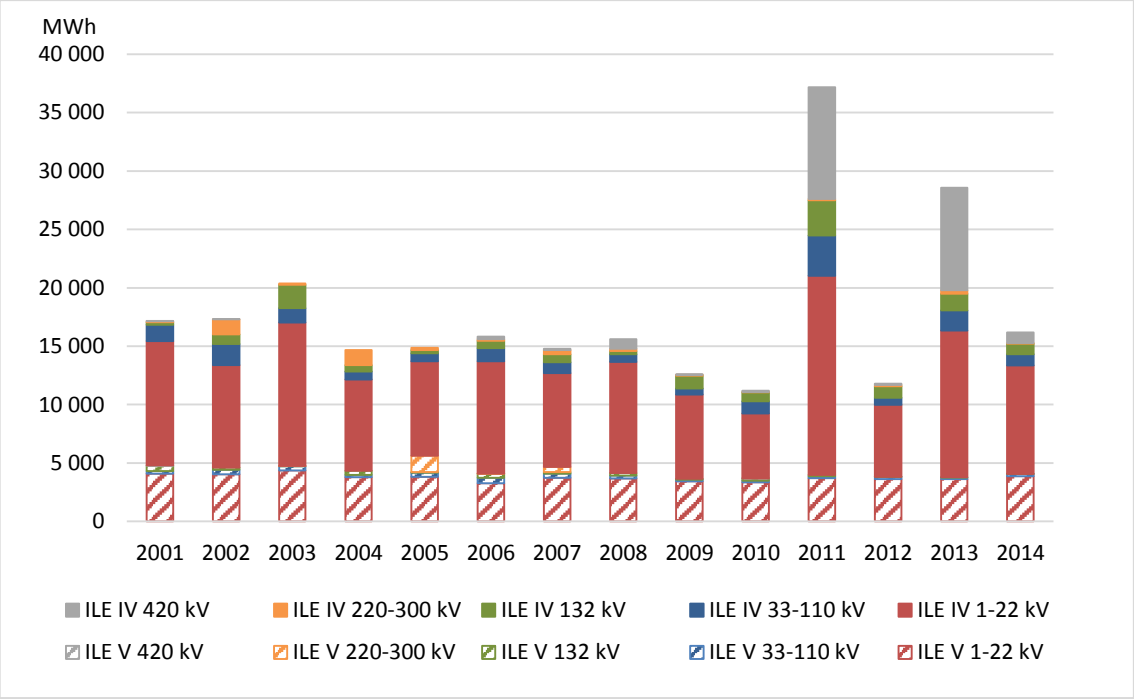
Ser man på hvilket spenningsnivå driftsfeilene som har medført langvarige avbrudd for sluttbrukere har oppstått på, har det vært en liten økning i totalt antall feil som medførte avbrudd i 2014 i forhold til 2013, jf. Figur 2 og Figur 7. Summen av denne økningen på spenningsnivåene 22 kV – 420 kV er i størrelsesordenen 6,7 %. Dette kan være en av flere påvirkende årsaker til at antall avbrudd hos sluttbrukerne økte i 2014 i forhold til 2013.

Figur 2 viser økning i antall driftsforstyrrelser i 420 kV nettet som har medført langvarige avbrudd hos sluttbrukere. En økning fra én feil i 2013 til 7 feil i 2014 som førte til avbrudd hos sluttbrukere kan også være med på å forklare økningen i antall sluttbrukeravbrudd på nasjonalt nivå, da en feil i 420 kV nettet som medfører avbrudd kan berøre mange flere sluttbrukere enn en feil i lavere spenningsnivå.

NVEs avbruddsstatistikk viser videre at for perioden 2001 – 2014 skyldes den vesentligste (70-85 %) mengde ikke levert energi hendelser i det høyspente distribusjonsnettet, altså anlegg med spenning over 1 kV til og med 22 kV, jf. Figur 18. I Figur 19 er tilsvarende fordeling vist med absolutte tall. Den større mengden ikke levert energi som følge av hendelser i distribusjonsnett følger naturlig av forskjeller i mengde nett og den strukturforskjellen som er pekt på tidligere i rapporten. Unntaket er for 2011 og 2013 hvor uvær og enkelthendelser også medførte utfall av 420 kV forbindelser. Enkelthendelser i regional- og sentralnettet kan i større grad medføre store konsekvenser for total mengde ikke levert energi enn enkelthendelser i distribusjonsnett.



Figur 18: Ikke levert energi prosentvis fordelt på spenningsnivå hvor driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling inntreffer i det norske kraftsystemet for årene 2001 – 2014 (langvarige avbrudd > 3min).



Figur 19: Ikke levert energi fordelt på spenningsnivå hvor driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling inntreffer i det norske kraftsystemet for årene 2001 – 2014 (langvarige avbrudd > 3min).

Total mengde ikke levert energi for 2014 var 16,6 GWh for avbrudd lenger enn 3 minutter, når ikke levert energi som skyldes driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i lavspenningsdistribusjonsnett ikke er inkludert.

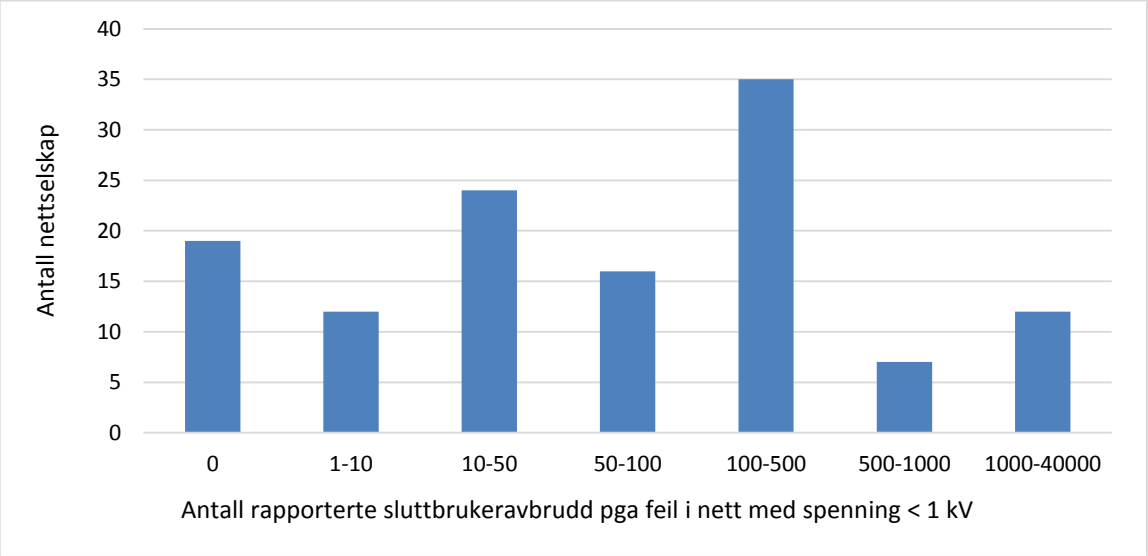
3.1.1 Rapportering av hendelser i lavspenningsnettet

Fra 1. januar 2014 skulle alle nettselskap registrere avbrudd som skyldtes driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i lavspenningsdistribusjonsnett, dvs. nett med spenning ≤ 1 kV. Avbruddsdata for lavspenningsdistribusjonsnett ble første gang rapportert til NVE 1. mars 2015.

I 2014 skyldtes 2,9 % av ikke levert energi på grunn av langvarige avbrudd driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i lavspenningsdistribusjonsnett.

Antall sluttbrukeravbrudd rapportert fra hvert enkelt nettselskap varierer og bærer preg av at det er første rapportering etter at det nye kravet trådte i kraft. Endringen i rapporteringsplikten medførte endringer i rutinene hos nettselskapene og NVE antar at antall registrerte avbrudd vil øke de neste årene. Data for 2014 er dermed ikke nødvendigvis illustrerende for mengden avbrudd og ikke levert energi som skyldes hendelser i lavspenningsnettet.

For 2014 var det 19 selskap med sluttbrukere tilknyttet lavspenningsnettet som ikke rapporterte om noen avbrudd som skyldes hendelser i lavspenningsnettet. 52 selskap rapporterte 1 – 100 sluttbrukeravbrudd, mens 42 selskap rapporterte 100 – 1000 sluttbrukeravbrudd. 12 selskap rapporterte mer enn 1000 sluttbrukeravbrudd, hvorav ett selskap rapporterte omtrent 10 000 sluttbrukeravbrudd og ett selskap rapporterte omtrent 40 000 sluttbrukeravbrudd. Se Figur 20 for detaljert oversikt.



Figur 20: Antall nettselskap med sluttbrukere tilknyttet lavspenningsnettet fordelt på antall rapporterte sluttbrukeravbrudd.

NVE vil følge opp selskapene som ikke har rapportert om avbrudd på grunn av driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i lavspenningsdistribusjonsnett. Dette gjelder også de selskapene som har rapportert få avbrudd.

3.2 Spenningskvalitet og driftsspenninger

Spenningskvalitet beskriver elektrisitetens anvendelighet når det ikke er avbrudd. Spenningskvalitetens egenskaper er i leveringskvalitetsforskriften beskrevet ved hjelp av følgende parametre: Frekvens, langsomme spenningsvariasjoner, kortvarige over- og underspenninger, spenningssprang, flimmerintensitet, spenningsusymmetri, overharmoniske spenninger, interharmoniske spenninger, signalspenning overlagret forsyningsspenningen samt transiente overspenninger. Spenningens frekvens behandles spesielt i kapittel 6 i denne rapporten. NVE henviser til leveringskvalitetsforskriften og dens forarbeider (tilgjengelig via NVEs internettsider), for ytterligere detaljer.

3.2.1 Spenningskvalitetsmåling og -rapportering

Leveringskvalitetsforskriften fastslår blant annet at alle nettselskap kontinuerlig skal måle spesifiserte spenningskvalitetsparametere i ulike karakteristiske nettanlegg. Samme forskrift

stiller også krav til at det utføres nødvendige målinger ved henvendelser som gjelder misnøye ved leveringskvaliteten, når det ikke er en åpenbar årsak til misnøyen. Videre skal nettselskapene utføre målinger på oppfordring i henhold til visse kriterier.

Plikten til å kontinuerlig registrere spenningskvalitet ved ett eller flere målepunkter i egne høyspenningsanlegg ble innført fra og med 2006. Alle nettselskap skal registrere spenningskvalitet i hvert av sine karakteristiske nettområder. Frem til og med 2013 har det vært obligatorisk å registrere følgende spenningskvalitetsparametre: Kortvarige underspenninger (spenningsdipper), kortvarige overspenninger og spenningssprang. Fra og med 2014 er det også obligatorisk å registrere korttids- og langtidsintensitet av flimmer, samt total harmonisk forvrengning (THD).

I tillegg er det innført en rapporteringsplikt av spenningskvalitet fra 2014. NVE sendte informasjonsbrev 23.12.2014 til 128 rapporteringspliktige selskap om at data registrert i 2014 skal rapporteres til NVE innen 1. februar 2015. Status (pr. 8.mai 2015) etter første gangs rapportering av spenningskvalitet viser at NVE har mottatt spenningskvalitetsdata fra 250 målepunkter fra 100 nettselskap. De øvrige 28 nettselskapene har ikke sendt inn data. Av disse har fem selskap informert om at målingene for 2014 ikke er tilgjengelig, tretten selskap har ikke etablert målinger, mens det mangler tilbakemelding fra ti selskap. NVE vil følge opp de selskapene som ikke har rapportert.

3.2.2 Driftsspenninger i sentralnettet

Statnett har siden 2008 ført statistikk over antall minutter de stasjonære driftsspenningene har vært over eller under grenseverdi i egne stasjoner. Nye maksimalverdier er satt av DSB og gjort gjeldende fra og med 2014. De er 301 kV og 421 kV i hhv. 300 og 420 kV nettet. Minimum driftsspenning er 280 kV og 400 kV for hhv. 300 og 420 kV nett. Antall minutter der spenningen har vært høyere enn de nye grenseverdiene er gitt i Tabell 7.

Tabell 7: Antall minutter over definerte spenningsgrenser, jf. [1].

Måned	Region sør	Region midt	Region nord
Januar	13244	650	10
Februar	17156	916	6
Mars	31997	6191	86
April	24067	758	65
Mai	3233	2524	545
Juni	14660	14	0
Juli	36166	1950	0
August	63245	5327	0
September	17250	384	0
Oktober	14434	467	72
November	51894	3870	163
Desember	7929	886	0
Sum	**295275**	**23937**	**947**

NVE registrerer at antall minutter med spenning over grenseverdi er redusert med 33 % for region sør og 66 % for region midt sammenliknet med tilsvarende tabell for 2013. For region nord er antall minutter med spenning over grenseverdi økt med 48 % sammenliknet med 2013.

Statnett har ikke rapportert antall minutter der driftsspenningen er under grenseverdi, selv om selskapet er kjent med at lave spenninger forekommer. De viktigste problemstillingene de senere årene har ikke vært knyttet til for lave driftsspenninger, men for høye.

Det har over flere år pågått et målrettet arbeid med å forbedre driftsspenningen i sentralnettet. Aktuelle tiltak er å sette i drift kompenseringsanlegg, som reaktorer, kondensatorbatterier, fasekompensatorer eller statisk reaktiv kompensering (SVC). Andre tiltak er å samarbeide med industrikunder om reaktiv kompensering ved planlagt nedkjøring av stor last. Bruk av automatisk spenningskontroll (ASK) vil gi bedre automatisk styring av kompensatorene.

På Sørlandet blir driftsspenningen påvirket av eksport- og importflyt over NordNed- og Skagerakkablene. Spenningssituasjonen er spesielt sårbar om sommeren. Lavt forbruk og lav kortslutningsytelse i nettet medfører at små lastendringer gir større utslag på driftsspenningen.

Av hendelser i nettet på Sørlandet som har påvirket spenningskvaliteten i negativ retning oppgir Statnett [1] at det har vært mange revisjoner i forbindelser med Østre Korridor. I tillegg har fasekompensator i Kristiansand havarert. Rød SVC har bare halv kapasitet pga. feil. I september havarerte også reaktoren i Kristiansand.

I positiv retning for spenningskvaliteten opplyser Statnett at det i løpet av 2014 er installert ny RPC (Reactive Power Compensator) sammen med den nye Skagerak 4-kabelen (satt i drift 29.12.2014). Det er videre installert ny fasekompensator i Feda (-90 til + 170 MVAr). I nye Arendal transformatorstasjon som Statnett overtok i mars 2014 er det installert en reaktor (200 MVAr) og kondensatorbatteri (140 MVAr).

Statnetts planer for ytterligere tiltak er å installere en ny reaktor i Sylling (200 MVAr), reparere havarerte reaktorbrytere, bygge ny stasjon i Sogndal med SVC-anlegg og ha møter med produsenter med formål å finne tiltak for å forbedre spenningsreguleringen.

NVE mener det er viktig at systemansvarlig har fokus på at driftsspenningene i kraftsystemet holdes innenfor sine grenser, og vil følge dette videre opp overfor systemansvarlig. Spesielt for høye driftsspenninger kan føre til skade og feilfunksjon på komponenter i eller tilknyttet nettet.

3.3 Utfordringer i lavspenningsnettet

Nettkunder forventer at det norske lavspenningsnettet bør være sterkt nok til at normal bruk av normale apparater ikke medfører brudd på kravene til spenningskvalitet. I distribusjonsnettet kan nettkunder som har apparater tilknyttet strømnettet potensielt skape spenningsproblemer for seg selv eller for andre som er tilknyttet nettet. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (fol) setter krav til en rekke spenningskvalitetsparametre i tilknytningspunktet til sluttbrukerne. Den som er ansvarlig for forstyrrelser som medfører brudd på forskriften kan bli ansvarlig for å utbedre forholdet, dette gjelder både nettselskapene og nettkunder. NVE behandler saker hvor det er uenighet om hvem som er utbedringsansvarlig dersom grenseverdiene til spenningskvalitetsparametrene spesifisert i leveringskvalitetsforskriften er brutt. En problemstilling som har blitt aktuell de siste årene er å definere grensen for når nettselskapet er ansvarlig for utbedring og når en nettkunde er ansvarlig. Spesielt er det utfordrende å definere grensen for når man kan hevde at kunden har installert for krevende apparater og når man kan slå fast at nettet er for svakt til å takle helt normale apparater. Med utvikling av mer energieffektive, men mer effektkrevende, apparater kan det forventes at utfordringen med spenningskvalitet i svake nett øker.

Hvor mye apparatene vil kunne påvirke spenningskvaliteten avhenger blant annet av styrken (kortslutningsytelsen) i nettet hvor apparatene er tilkoblet. Kortslutningsytelsen til nettet betegner hvor sterkt nettet er. Et sterkt nett vil ha stor kortslutningsytelse, og lite motstand (lav impedans) i nettet, som gjør at en får liten endring i spenning når produksjonsinnmating eller forbruksuttak endres. Et svakt nett vil derimot ha liten kortslutningsytelse, stor motstand (høy

impedans) i nettet, og spenningen blir i større grad påvirket av endringer i forbruk eller produksjon.

Mesteparten av det norske lavspenningsnettet er såkalt IT-nett, mens det vanligste i Europa for øvrig er TN-nett. I IT-nett er det vanlig med 230 V overføringsspenning og uttak av 230 V mellom to faseledere, mens det i TN-nett er vanlig med 400 V overføringspenning og uttak av 230 V mellom faseleder og nøytralleder. Apparater som er laget for det europeiske markedet, spesielt trefaseapparater, kan ikke alltid benyttes i Norge uten ekstra tiltak.

CE-godkjente apparater skal være testet mot en referansenettstyrke. «Referansenettet» er beskrevet av IEC[13] ved hjelp av en verdi på referanseimpedans [Ω]. Denne referanseimpedansen legges til grunn ved testing av om apparatene tilfredsstiller EMC-normene[14]. Et CE-godkjent apparat skal blant annet tilfredsstille emisjonskrav[15] gitt av EMC-normene. Ved denne referansenettstyrken skal apparatene ikke forårsake spenningsproblemer i nettet de er tilknyttet.

Kartlegging

SINTEF Energi har testet ut ulike apparater for å undersøke hvor store spenningsforstyrrelser ulike typer «utfordrende apparater» vil kunne forårsake i nettet[16] i et pågående FoU-prosjekt i regi av Energi Norge. Det har også blitt gjort undersøkelser for å kartlegge kortslutningsstrømmer hos sluttbrukerne i distribusjonsnettet i Norge. To datainnsamlinger er utført av henholdsvis Energi Norge/SINTEF Energi og NVE.

Kartleggingen NVE har gjort i 17 selskaper viser at ca. 50 % av tilknytningspunktene i 230 V IT-nettet har nettstyrke (kortslutningsytelse) lavere enn 1172 A, dvs. at nettet i disse punktene er svakere enn det «referansenettet» elektriske apparater testes mot. Disse resultatene samsvarer med kartleggingen Energi Norge/Sintef gjorde i seks selskaper. NVEs kartlegging inkluderer også status for 400 V TN-nett. For disse tilknytningspunktene viser kartleggingen at ca. 16 % av tilknytningspunktene har kortslutningsytelse lavere enn referansenettet (lavere enn 800 A). 400 V TN-nett er som hovedregel nyere enn 230 V IT-nettet og er derfor i større grad tilpasset dagens forbruk. Som forventet er derfor situasjonen bedre i 400 V TN-nettet enn i 230 V IT-nettet. Likevel har 16 % av det kartlagte 400 V TN-nettet en kortslutningsytelse som er lavere enn referansestyrken, tatt i betraktning antakelsen om at dette er relativt nytt nett. Undersøkelsen kan være noe usikker blant annet fordi de store selskapene med mye bynett ikke er inkludert i statistikken. Videre er verdiene beregnede verdier, hvor usikkerhet rundt grunnlagsdataene og valg av temperaturer i kortslutningsberegningene kan påvirke resultatet.

Det at nettstyrken er svakere enn «referansenettet» elektriske apparater testes mot betyr ikke nødvendigvis at det er et problem med spenningskvaliteten i alle disse punktene i dag. Dette vil avhenge av forbruksmønsteret i de ulike punktene. Det er imidlertid større sjanse for at nye elektriske apparater skaper spenningsproblemer (flimmer, spenningssprang, usymmetri eller overharmoniske spenninger) i disse svake delene av nettet, og at grenseverdier satt i forskrift om leveringskvalitet overskrides. Eksempler på apparater som kan ha en eller flere av egenskapene nevnt ovenfor, og som i et svakt nett kan være utfordrende er gjennomstrømningsvannvarmere,

---

[13] IEC TR 60725:2005.

[14] IEC 61000-serien. Elektromagnetisk kompatibilitet (EMC) er elektriske apparater og utstyrs evne til å fungere tilfredsstillende i sitt elektromagnetiske miljø, uten å påføre annet elektrisk utstyr i dette miljøet uakseptable forstyrrelser [4].

[15] Emisjonskrav er krav til hvor mye elektrisk støy et elektrisk apparat kan slippe ut i overføringsnettet.

[16] Rapportene «SINTEF TR A7203 Håndtering av utfordrende elektriske apparater som tilknyttes elektrisitetsnettet» og «SINTEF TR A7448 Utfordrende elektriske apparater».

direktestartende motorer for varmepumper, induksjonskomfyrer og høytrykkspylere. Endret forbruksmønster til mer effektintensive apparater og økt belastning på lavspentnettet i disse områdene vil kunne utløse behov for forsterkning av det lavspente distribusjonsnettet. I de tilfeller hvor det i dag er svært lang avstand fra nettstasjonen (nedtransformering fra 22 kV til 230 V) til tilknytningspunktet vil den økte belastningen også kunne medføre et behov for investeringer i det høyspente distribusjonsnettet.

Kostnader

Mye av det høyspente distribusjonsnettet i Norge er av eldre dato og må reinvesteres i årene som kommer [5]. NVE har ikke oversikt over alder på det lavspente distribusjonsnettet, men NVE antar at situasjonen er tilnærmet lik situasjonen i det høyspente distribusjonsnettet. NVE har estimert investeringsbehovet i det lavspente distribusjonsnettet i kommende 10 årsperiode til 14,4 mrd. kroner [5]. Det kan antas at en stor andel av dette er reinvesteringer. Til sammenligning viser tall fra den økonomiske og tekniske rapporteringen (eRapp) at årlig ny- og reinvestering i lavspentnettet (ekskludert nettstasjoner) de siste årene har ligget på i overkant av 1 mrd. kroner. Når en først skal gjøre en investering koster det mindre å dimensjonerer for litt høyere kapasitet enn det som er behovet per i dag, kontra å måtte oppgradere nettet før endt levetid på komponentene på grunn av økt overføringsbehov.

Oppfølging

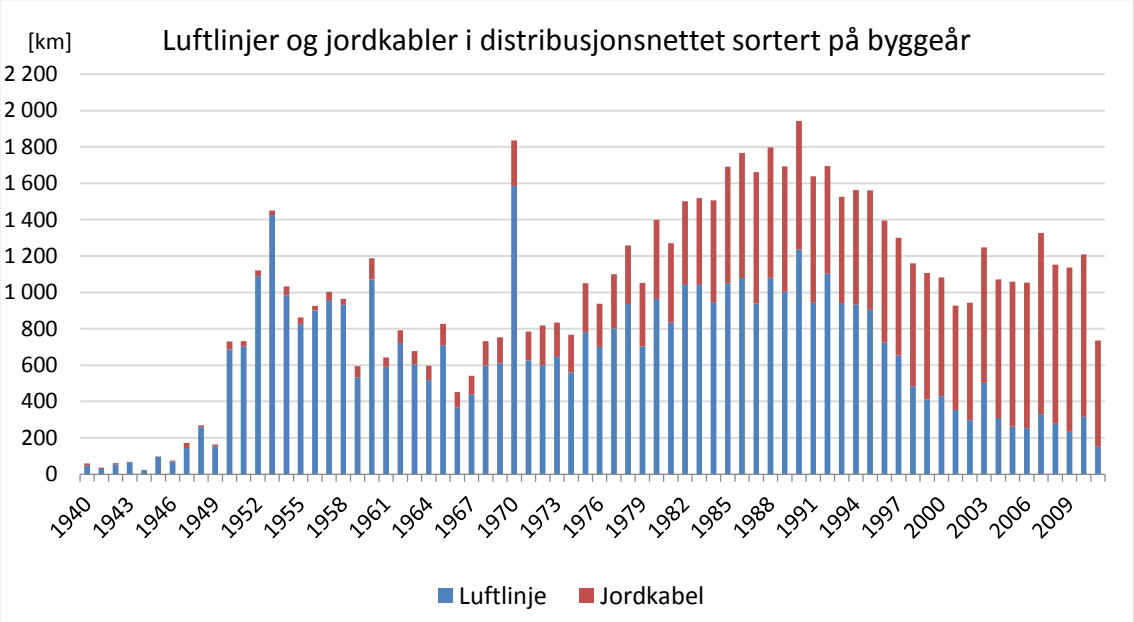
For å sikre at det nye nettet som skal bygges tar høyde for fremtidig forbruksmønster og håndterer alle typer apparater ment for en 16 A sikring utlyste NVE et konsulentoppdrag våren 2015 for å vurdere virkemidler regulator har til å minimere problemer med spenningsforstyrrelser fra utfordrende elektriske apparater. I den sammenheng ønsker NVE å få en vurdering på hva merkostnaden for nettselskapene er ved å bygge nett med nettstyrke tilsvarende referansenettet ved reinvesteringer. Videre bes det vurdert om det bør komme en anbefaling eller et krav om at lavspenningsnett skal dimensjoneres slik at det er minst like sterkt som referansenettet (kortslutningsytelse på 1172 A for 230 V IT), med mindre en kan vise at nytten ikke overskrider kostnaden. I den sammenheng er det naturlig å se på om en slik anbefaling/krav også bør omfatte at alt nytt lavspentnett skal tilrettelegges for overgang til 400 V TN-nett. Utredningen vil inngå i NVEs grunnlag for videre arbeid med å sette en eventuell grenseverdi for kortslutningsstrøm hos sluttbrukerne. NVE vil også vurdere hvordan et eventuelt krav kan settes, om et krav bør forskriftsfestes, være anbefalinger gitt til forskrift om leveringskvalitet eller anbefalinger gitt i rundskriv til bransjen.

4 Aldersfordeling av nettkomponenter

4.1 Det høyspente distribusjonsnettet

I 2011/2012 ble det samlet inn tekniske og geografiske anleggsdata fra konsesjonærer med høyspent distribusjonsnett, dvs. nett med spenning 1 – 22 kV. 136 konsesjonærer sendte inn data om egne anlegg. I dette kapittelet presenteres aldersfordelingen for luftlinjer, jordkabler, sjøkabler og transformatorer. Figurer og tekst i dette delkapitlet er hovedsakelig hentet fra rapporten *Det høyspente distribusjonsnettet* [5].

Figur 21 viser aldersfordeling av luftlinjer og jordkabler i Norge. Det ble samlet inn data for 59 612 km luftlinjer og omtrent 34 000 km jordkabel, men en del av anleggene manglet byggeår. I overkant av 13 000 km luftlinjer og 10 000 km jordkabler ble rapportert inn uten byggeår og er dermed ikke med i oversikten. Figur 21 viser dermed ikke et fullstendig bilde av alder for luftlinjer og jordkabler i Norge.



Figur 21: Oversikt over aldersfordeling av luftlinjer og jordkabler for perioden 1940-2011. Kilde: [5]

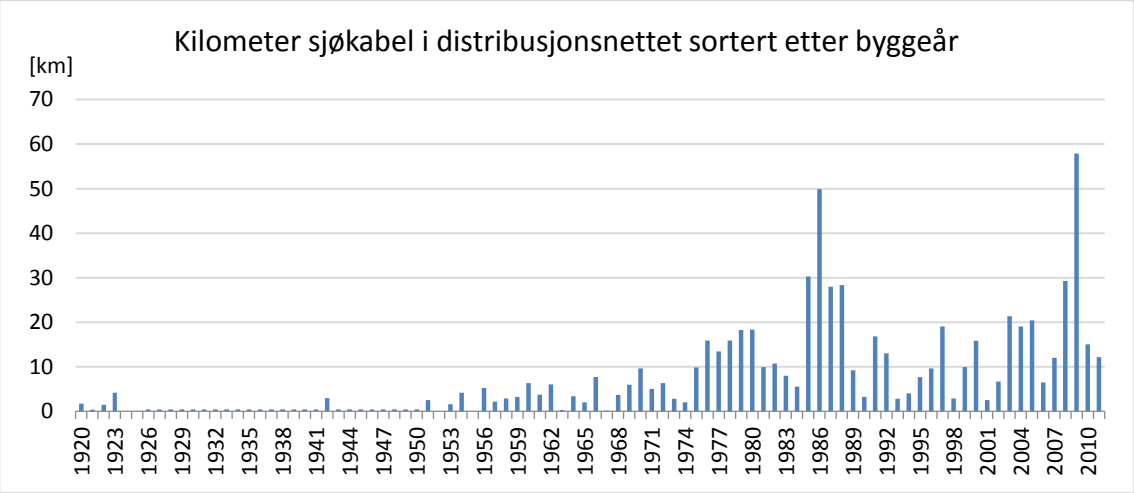
For luftlinjer skiller 1970 seg ut, med tilsynelatende mange km, men dette skyldes unøyaktig registrering av byggeår. Dette året har ett av selskapene rapportert at over 730 km ledninger er bygd. Det tilsvarer omtrent 67 % av totalt nett for det aktuelle nettselskapet og utgjør store deler av den anormale registreringen i 1970. Årsaken til denne rapporteringen er at alle ledninger som ikke var registrert med byggeår på 80-tallet fikk tildelt byggeåret 1970. Dette kan antakelig være ledninger bygd fra 50-tallet helt frem til 80-tallet.

Figur 21 viser at store deler av distribusjonsnettet som er bygget etter år 2000 er jordkabler. I 2009 kom regjeringens kablingspolicy som medførte at jordkabel skal velges fremfor luftlinjer dersom dette gir moderate ekstrakostnader og naturinngrep [18]. Figuren viser imidlertid at områdekonsesjonærene hovedsakelig benyttet jordkabel i det høyspente distribusjonsnettet i mange år før kablingspolicyen ble gjeldende.

Økende andel jordkabler kan være positivt for leveringspåliteligheten, da luftlinjer er mer utsatt for feil på grunn av vind, trefall og lynnedslag.

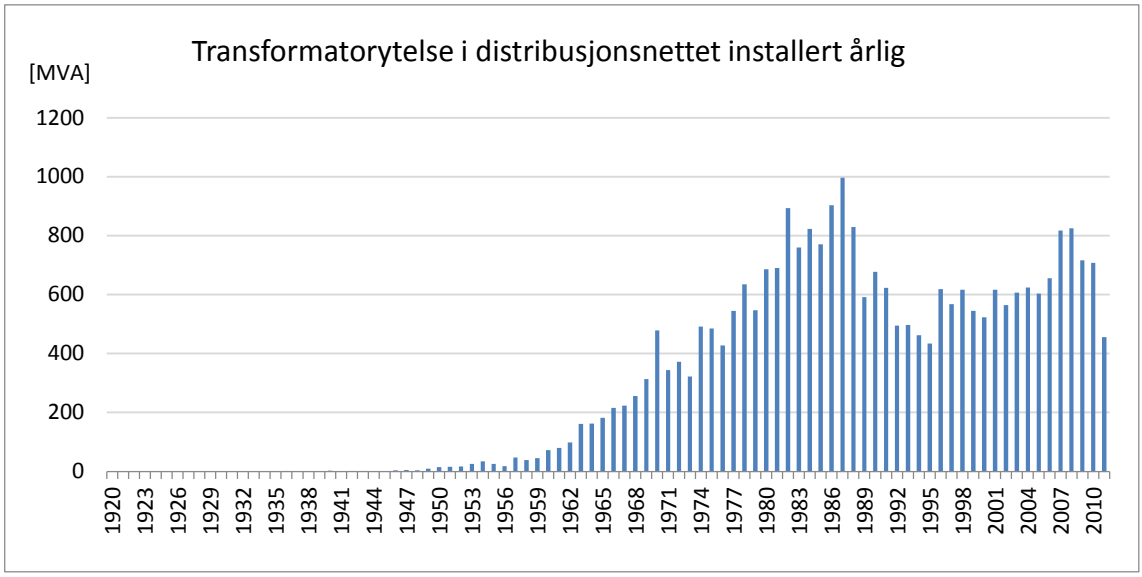
Fra Figur 21 kan det se ut som at Norge de siste 10-15 årene har vært gjennom en periode med lave investeringer i det høyspente distribusjonsnettet. Dette skyldes at landet er fullt ut elektrifisert og har hatt tilstrekkelig kapasitet i det eksisterende nettet, samt at nettet ennå ikke hadde nådd en tilstand hvor det har vært behov for store reinvesteringer. Alder er en faktor for tilstanden til nettet, men den er ikke den eneste faktoren for når en komponent bør skiftes ut, og antageligvis ikke den viktigste. Dette kan antas på bakgrunn av at omtrent en tredel av luftlinjene i nettet har høyere alder enn midlere anslått levetid på 40 år; fra tall i *Aldersfordelingen for komponenter i kraftsystemet* [19]. Tilstanden til komponentene vil avhenge av alder, belastningsgrad, vedlikehold, klima, miljø m.m. Linjer med høy belastning og på utsatte plasseringer vil kanskje ha en levetid som er mindre enn forventet. Andre linjer kan ha en mye lenger levetid. Noe av det eldre nettet kan være linjer som ikke er i bruk, men som står som reserve og derfor aldri vil føre til reinvestering.

Figur 22 viser antall kilometer med sjøkabel fordelt på byggeår. Det ble rapportert inn 830 km sjøkabel, og i overkant av 150 km manglet byggeår. Toppene i grafen skyldes at det er få km sjøkabler totalt og bygging av lange sjøkabler blir dermed godt synlig i statistikken. I 1986 ble det lagt en sjøkabel på 28 km fra Å til Værøy i Lofoten og i 2009 ble det lagt en 33 km lang sjøkabel fra Værøy til Røst.



Figur 22: Antall kilometer sjøkabel fordelt etter byggeår. I tillegg til det som fremkommer av grafikken ble i overkant av 150 km av omtrent 830 sjøkabler rapportert inn uten byggeår. Kilde: [5]

Figur 23 viser årlig installert transformatorytelse i Norge. Figuren viser at det ble installert mye transformatorytelse på 1980-tallet, men dette sank utover 1990-tallet. Fra rundt år 2000 ble det igjen en økning i installert transformatorytelse. Innsamlingen av data for det høyspente distribusjonsnettet viste samtidig at antallet transformatorer ikke har økt i samme grad som installert transformatorytelse [5]. Dette viser at transformatorene som har blitt installert de siste 10-15 årene har hatt høyere ytelse enn de eldre transformatorene.

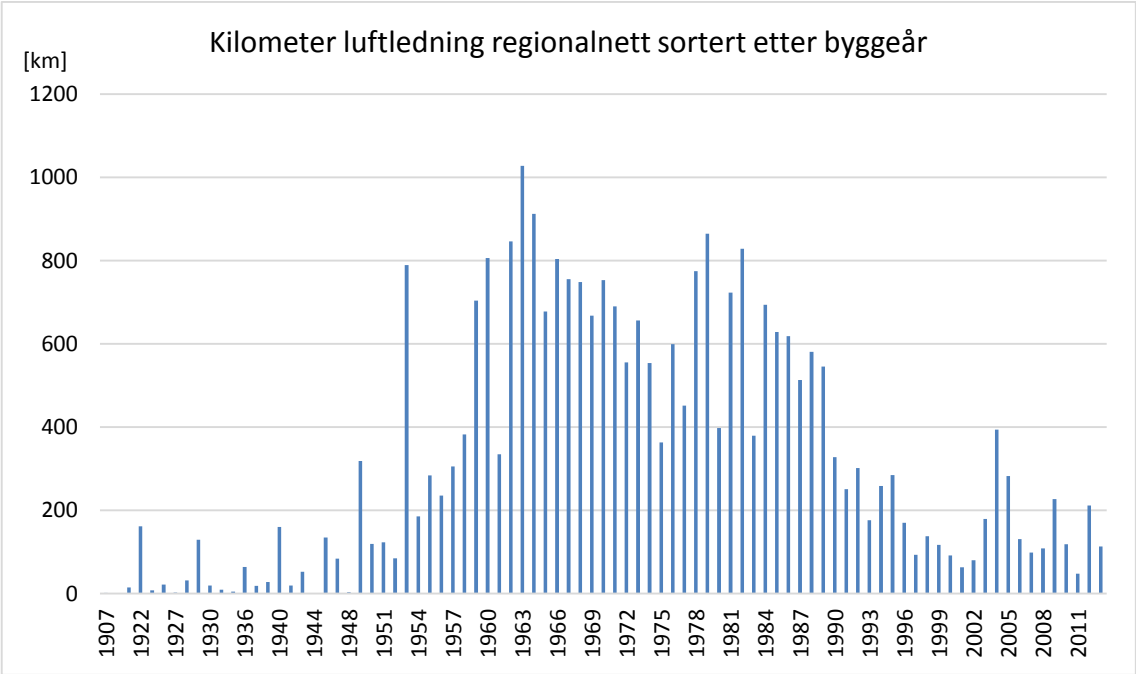


Figur 23: Transformatorytelse i MVA fordelt på installasjonsår. I tillegg til det som fremkommer av grafikken er i overkant av 4 700 MVA av nesten 32 600 MVA rapportert inn uten installasjonsår. Kilde: [5]

4.2 Regional- og sentralnettet

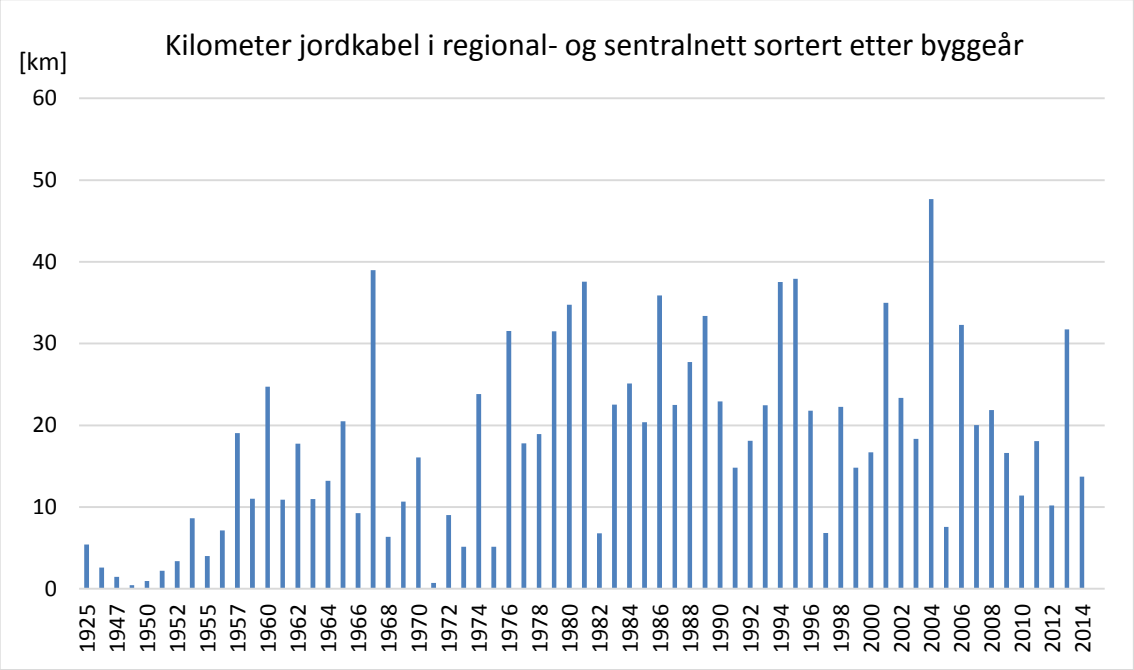
Aldersfordelingen for komponenter i regional- og sentralnett er hentet fra NVEs database NetBas. NVE har krevd innrapportering av denne type data fra konsesjonærene siden ordningen med regional kraftsystemplanlegging startet i 1988, og databasen er derfor jevnlig oppdatert.

Figur 24 viser aldersfordeling for luftledninger i regional- og sentralnettet. En stor del ble bygd på 60-tallet, og det er også en stor del fra 70- og 80-tallet. Selv om det er en stor del eldre ledninger, kan en del av disse være rehabilitert eller vedlikeholdt i perioden etter bygging, slik at standarden er bedre enn profilene skulle tilsi.



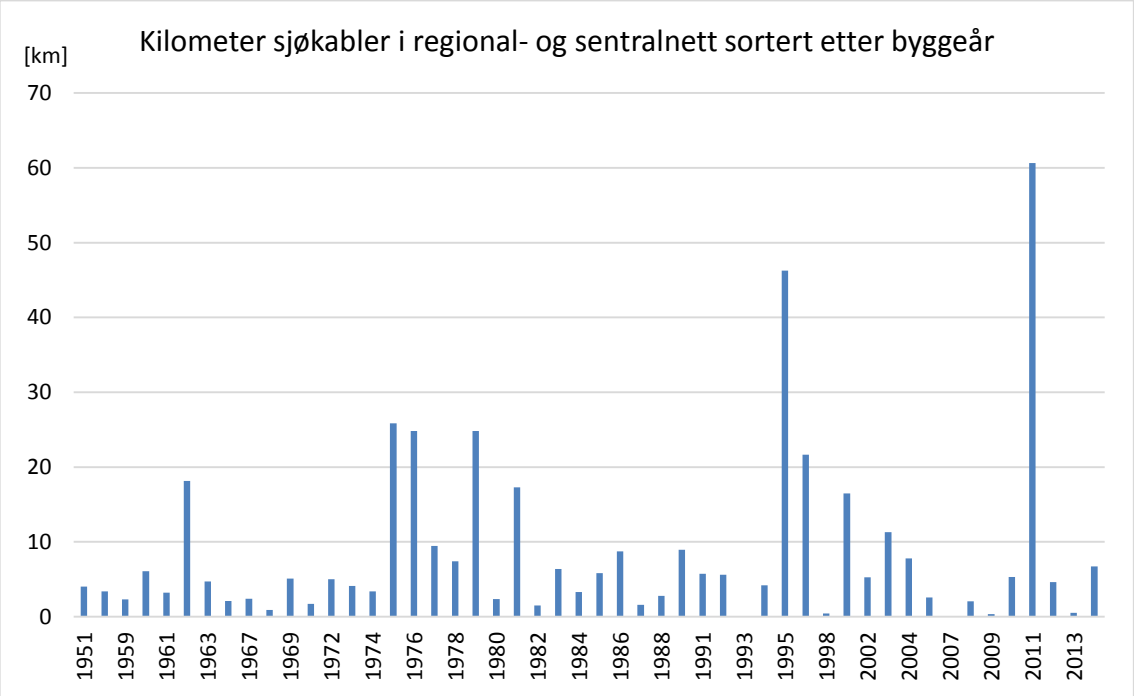
Figur 24: Antall kilometer luftlinje fordelt etter byggeår. Av i overkant av 29 000 km luftlinjer i databasen er 950 km uten byggeår.

For jordkabel er det ikke tilsvarende forhold som for luftledning. Figur 25 viser aldersfordeling for jordkabler. Flere nettselskaper er i gang med å reinvestere kabler, og mange av de eldre kablene på 33 kV og 50 kV blir erstattet med nye 132 kV kabler.



Figur 25: Antall kilometer jordkabel i regional- og sentralnett sortert på byggeår

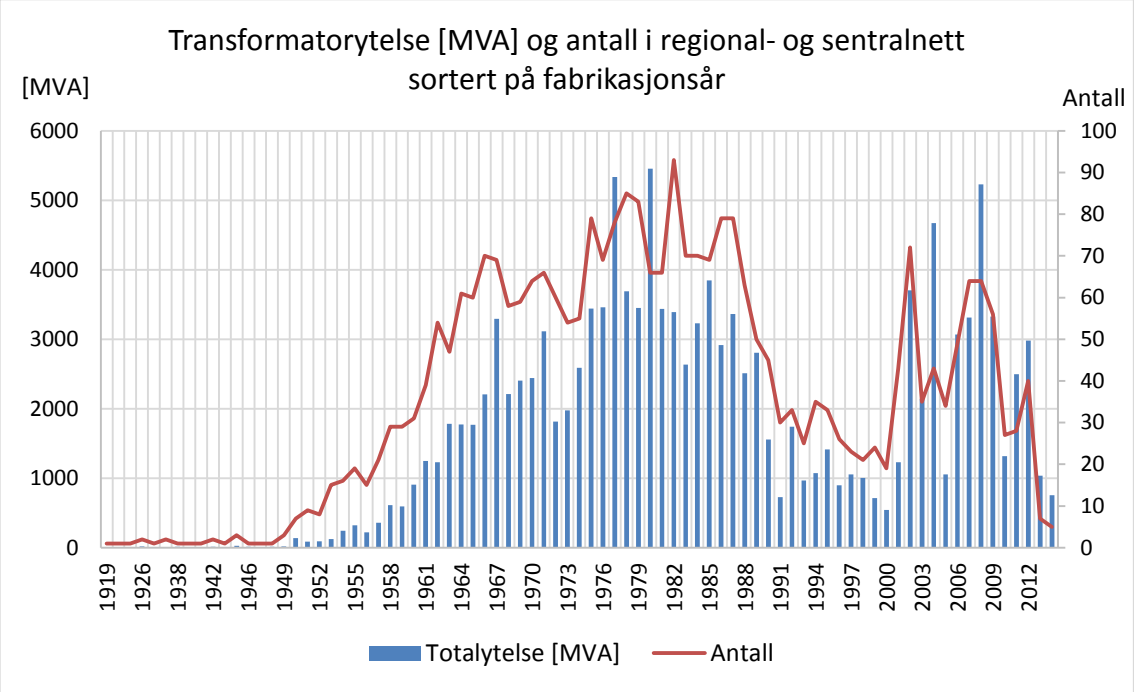
Figur 26 viser aldersfordeling for sjøkabler i regionalnettet. Mellomlandsforbindelsene er ikke med i denne oversikten. Det er totalt 425 km sjøkabler i regional- og sentralnettet.



Figur 26: Antall kilometer sjøkabel i regional- og sentralnett sortert på byggeår

I Figur 27 er alle transformatorer i sentral- og regionalnettet inkludert. NVE har registrert fabrikasjonsår for disse. Noen transformatorer vil være rehabilitert i form av tørking, regenerering av olje eller fullstendig ombygging. Slik rehabilitering vil øke levetiden, og faktisk

alderssammensetning kan være noe nyere enn det som fremkommer her. NVE har i samarbeid med Statnett startet innsamling av flere data for transformatorer som historikk og resultat fra oljeanalyser for å kartlegge tilstanden for transformatorer.



Figur 27: Antall transformatorer og transformatorytelse i MVA fordelt på fabrikasjonsår.

Grafene med aldersfordeling av luftlinjer og transformatorer i regional- og sentralnettet viser at store deler av anleggene ble bygget i perioden 1960 – 1990. Selv om mange av anleggene tilsynelatende begynner å bli gamle, er det vanskelig å si noe konkret om tilstanden til anleggene kun ut fra opprinnelig byggeår. Som nevnt tidligere sier ikke NVEs statistikk noe om rehabilitering og vedlikehold av anleggene, slik at standarden kan være bedre enn aldersprofilene skulle tilsi. Energilovforskriften § 3-5 a) setter krav til drift, vedlikehold og modernisering av elektriske anlegg og NVE fører tilsyn med nettselskapenes overholdelse av bestemmelsen, se kapittel 10.1.

5 Utenlandsforbindelser – driftsforstyrrelser og betydning for kraftsystemet

Mellom Norge og utlandet eksisterer kraftoverføringsforbindelser med både vekselspenning (AC – alternating current) og likespenning (DC – direct current). Vekselspenningsforbindelsene til utlandet går hovedsakelig til Sverige, men også til Finland. Det er også en vekselspenningsforbindelse til Russland for import av kraft fra kraftverket Boris-Gleb, uten at Norge er tilknyttet det russiske synkrone kraftsystemet. Vekselspenningsforbindelsene til Sverige og Finland er forbindelser innad i det nordiske synkrone kraftsystemet. Likespenningsforbindelsene til utlandet er kabelforbindelsene til Danmark (Jylland) og Nederland.

NVE mener utenlandsforbindelsene er av stor samfunnsmessig betydning og at det generelt er meget viktig med høy tilgjengelighet på disse, både AC- og DC-forbindelsene. Forventet handelskapasitet på utenlandsforbindelser gjennom tappesesongen har betydning for kraftprodusenters disponering, og ved en svak hydrologisk balanse vil det kunne ha betydning for forsyningssikkerheten. Det vil likevel være avgjørende når i tappesesongen et utfall av en utenlandsforbindelse inntreffer. Dersom det skjer tidlig i sesongen har markedet mer tid til å tilpasse seg den nye kapasiteten. Inntreffer det i eller inn mot en svært anstrengt kraftsituasjon (SAKS) vil det medføre en vesentlig begrensning i importkapasiteten i en periode hvor det ellers ville vært tilnærmet full import. Dersom den hydrologiske balansen er god, vil et utfall ha liten betydning for forsyningssikkerheten i Norge, uavhengig av når i tappesesongen feilen inntreffer. Svært langvarige utfall vil imidlertid kunne få betydelige konsekvenser da den hydrologiske balansen kan endre seg betydelig fra ett år til et annet. De fleste feil på utenlandsforbindelsene vil imidlertid ikke direkte medføre avbrudd for sluttbrukere. For den innenlandske forsyningssikkerheten er det importkapasitet som er av betydning.

Statnett idriftsatte en ny kabel til Danmark, Skagerrak 4, 29. desember 2014.

Statnett har fått konsesjon til å bygge og drifte to nye utenlandsforbindelser, en til Tyskland og en til England. Kabelen til Tyskland, NordLink, skal etter planen settes i kommersiell drift i 2019, mens for kabelen til England har Statnett målsetning om å ferdigstille i 2021.

I Tabell 8 presenteres tilgjengelige importkapasiteter i 2014 for hver av utenlandsforbindelsene til Sverige, Danmark og Nederland. Redusert tilgjengelighet på kablene kan skyldes ulike årsaker. Feil på selve utenlandsforbindelsene, herunder kabel/linje, omformer eller transformator, kan selvsagt gi begrenset eller null kapasitet på overføringen. I tillegg kan flaskehalser i det norske eller andre lands kraftsystem begrense overføringskapasiteten på utenlandsforbindelsene. I Tabell 9 er det gitt oversikt over eksportkapasiteten ut fra Norge i 2014.

Tabell 8: Importkapasitet i 2014 for Norges utenlandsforbindelser [1]

Handelskorridor	Maks. kap. [MW]	Tidsandel maks. kapasitet [%]	Kapasitetens tilgjengelighet, i gj.snitt [%]
SE3 - NO1	2095	37 %	77 %
SE2 - NO3	1000	64 %	89 %
SE2 - NO4	300	0 %	72 %
SE1 - NO4	600	0 %	71 %
DK1 - NO2	1000	43 %	84 %
NL - NO2	700	96 %	96 %

Tabell 9: Eksportkapasitet i 2013 for Norges utenlandsforbindelser [1]

Handelskorridor	Maks. kap. [MW]	Tidsandel maks. kapasitet [%]	Kapasitetens tilgjengelighet, i gj.snitt [%]
NO1 - SE3	2145	16 %	76 %
NO3 - SE2	600	97 %	98 %
NO4 - SE2	250	0 %	56 %
NO4 - SE1	700	0 %	86 %
NO2 - DK1	1000	7 %	80 %
NO2 - NL	700	88 %	94 %

Gjennomsnittlig tilgjengelighet for handelskorridorer med utlandet var for 2014 sett under ett om lag 82 % av teknisk maksimal kapasitet, både for eksport og import, jf. [1].

Nedenfor er årsak til reduserte handelsgrenser og tilgjengelighet for utenlandsforbindelsene gitt. Oversikten er hentet fra [1].

- *NO2-NL*: Noe redusert pga. revisjonsarbeid på både norsk og nederlandsk side. Forbindelsen var utkoblet 6 dager i august pga. revisjonsarbeid. Har også vært redusert i forbindelse med andre revisjoner på Sørlandet.
- *NO2-DK1*: Hele forbindelsen var utkoblet tre uker i mai/april etterfulgt av to ukers utkobling av pol 3. I 2. halvår var det redusert i forbindelse med samleskinnearbeid i Kristiansand, utkobling av Arendal stasjon og installasjon og testing av SK4.
- *NO1-SE3*: Redusert pga. av utkobling av Rød-Hasle i mai og juni. Senere redusert i forbindelse med Holen – Rød i juli, Rød – Hasle i august og arbeid på svensk side i august.
- *NO3-SE2*: Importkapasiteten har vært redusert i forbindelse med revisjonsarbeid på flere forbindelser mellom Kobbelv og Verdal. Importkapasiteten har også vært redusert for å hindre handelstranstitt til NO3 via NO1.
- *NO4-SE1*: Redusert i forbindelse med revisjonsarbeid på flere forbindelser mellom Kobbelv og Verdal.
- *NO4-SE2*: Redusert i forbindelse med revisjonsarbeid på flere forbindelser mellom Kobbelv og Verdal.

AC forbindelser til utlandet er ordinære anleggsdeler som krysser riksgrensen, og byr ikke på ekstraordinære utfordringer hva gjelder drift, vedlikehold, beredskap etc. i tilsvarende grad som DC forbindelsene til utlandet kan gjøre.

Oversikt over driftsforstyrrelser for vekselstrømforbindelsene på sentralnettsnivå til utlandet er gitt i Vedlegg 1.

Tilgjengelighet på likestrømsforbindelsene i driftsfasen måles og følges opp i henhold til den internasjonale standarden "Cigre`s protocol for reporting the operational performance of HVDC transmission systems 14- 97 (Wg 04) ". Statistikken viser, ifølge Statnett:

Skagerrak 1 + 2: Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 95,39 % for perioden 1976 – 2014. Anlegget ble idriftssatt uten mekanisk beskyttelse av kabelanlegget og uten reservetransformator. Det er registrert totalt 8 kabelfeil, som har medført lengre avbrudd på forbindelsen. Statnett har i driftsfasen iverksatt mekanisk beskyttelsestiltak for sjøkabelanlegget. I 2014 var det få utetimer pga. feil.

Skagerrak 3: Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 86,58 % for perioden 1993 – 2014. Anlegget ble idriftsatt med mekanisk beskyttelse av kabelanlegget, men uten reservetransformator. Det er ikke registrert kabelfeil, men det har vært flere transformatorfeil både på norsk og dansk side som har medført lange avbrudd på forbindelsen. Tilgjengeligheten er sterkt påvirket av transformatorutfallene. Totalt er det registrert fire slike hendelser i perioden 1993 – 2014. I etterkant av hendelsene er det anskaffet reservetransformatorer. I 2014 var det få utetimer pga. feil.

NorNed: Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 85,55 % for perioden 2008 – 2014. Anlegget ble idriftssatt med mekanisk beskyttelse av kabelanlegget og med reservetransformator. Anlegget har hatt flere feil siden idriftsettelsen. Det er imidlertid fire større hendelser som dominerer utetiden av forbindelsen. Disse er:

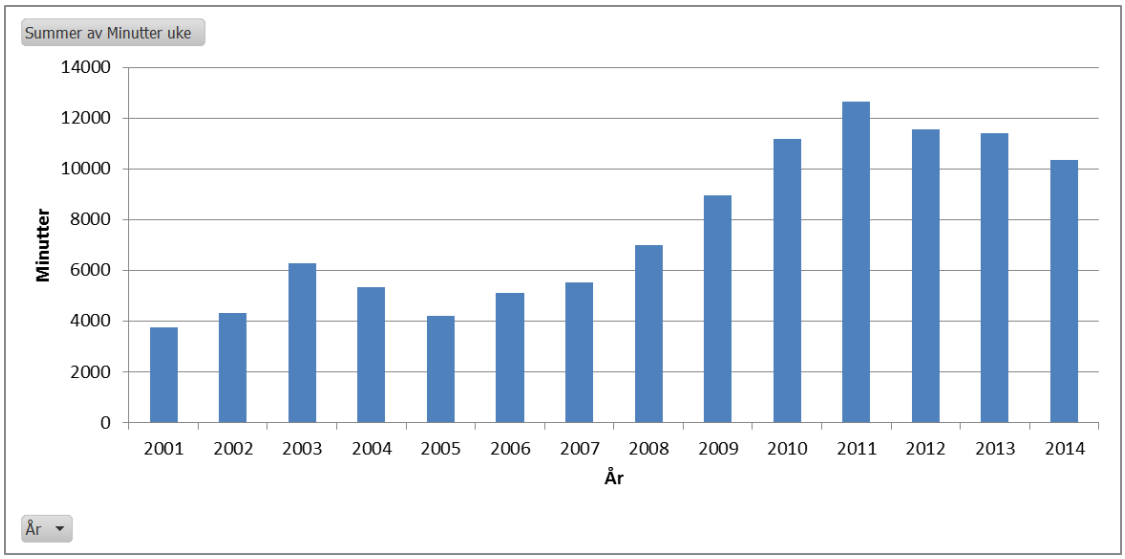
- 11.4.2009: Brann i kabelmuffe i Eemshaven på AC siden (34 døgn)
- 6.2.2009: Kortslutning i DC landkabel Eemshaven (18 døgn)
- 29.1.2010: Feil på sjøkabel (85 døgn)
- 18.4.2011: Feil på sjøkabel (ca. 70 døgn)
- 28.10.2013: Feil på omformer i Eemshaven på grunn av vanninntrenging til omformerbygningen i forbindelse med uvær. Forbindelsen ble koblet inn igjen 18.12.2013.

I 2014 var kabelen koblet ut 18.-19. mars pga. feil i gjennomføringen i veggen til ventilhallen i Feda. Ellers var det få feil i 2014.

NorNed er lengre enn kablene til Danmark, og kan dermed være mer utsatt for feil. Det anses likevel å ha vært mange feil på denne forbindelsen gitt den korte tiden siden den ble idriftsatt. Statnett har som mål å oppnå en tilgjengelighet på 97,43 % for NorNed og jobber sammen med TenneT (nederlandsk systemansvarlig) for å redusere feil og utfall.

6 Frekvenskvalitet

I det elektriske kraftsystemet må det til enhver tid være balanse mellom produksjon og forbruk, det vil si at det alltid må produseres like mye effekt som det forbrukes. Systemets frekvens er et mål for denne balansen og sier noe om avvik mellom produksjon og forbruk. I det nordiske systemet er frekvensen 50 Hz dersom det er like mye produksjon som forbruk. Ved mer produksjon enn forbruk stiger frekvensen og omvendt ved mer forbruk enn produksjon. I henhold til nordisk systemdriftsavtale skal frekvensen i det nordiske kraftsystemet normalt holdes innenfor 50±0,1 Hz. Frekvens utenfor dette intervallet betegnes som frekvensavvik og frekvenskvaliteten måles ved å registrere antall minutter med frekvensavvik. Måltallet for akseptabel frekvenskvalitet er satt av de nordiske TSOene i felleskap. Det er systemansvarlig sin oppgave å sørge for frekvensreguleringen og sikre momentan balanse i kraftsystemet til enhver tid[17].



Figur 28: Antall minutter pr. uke med frekvensavvik i perioden 2001 – 2014. Kilde: [1].

Figur 28 viser antall minutter med frekvens utenfor normalfrekvensbåndet i perioden 2001 – 2014. Som vist i figuren har frekvenskvaliteten blitt dårligere siden 2001, med en topp på over 12 000 minutter utenfor normalfrekvensbåndet i 2011. De siste årene har frekvensen gradvis blitt bedre og dette skyldes ulike tiltak Statnett og de andre nordiske TSOene har satt i gang for å bedre frekvenskvaliteten. I 2014 var det 10 345 minutter med frekvensavvik. Dette tilsvarer omtrent 7,2 døgn eller 1,97 % av tiden i 2014.

I 2014 startet de nordiske TSOene et arbeid med å fastsette måltall for frekvenskvaliteten i Norden. Arbeidet tar hensyn til nye regler som kommer i de europeiske nettkodene mht. målemetodikk og kvalitetsparametere. Mens arbeidet pågår ble det for 2014 og 2015 enighet om et midlertidig måltall på 10 000 minutter/år.

Konsekvenser

Frekvenskvalitet kan ha betydning for forsyningssikkerheten i forbindelse med underfrekvens, det vil si frekvens lavere enn 49,9 Hz og for høyt forbruk i forhold til produksjon. Når frekvensen beveger seg utenfor båndet 50±0,1 Hz aktiveres normaldriftsreservene i kraftsystemet. Faller frekvensen under 49,9 Hz aktiveres driftsforstyrrelsesreservene i

[17] Jf. systemansvarsforskriften § 4 bokstav a).

kraftsystemet, og ved 49,5 Hz er disse fullt aktivert. Disse reguleringene leveres fra generatorer som hurtig kan oppreguleres. Denne oppreguleringen skjer automatisk.

Driftsforstyrrelsesreservene er i utgangspunktet dimensjonert slik at dimensjonerende feil i kraftsystemet ikke medfører en reduksjon i frekvensen til under 49,5 Hz. Ved økende andel av tiden hvor frekvensen befinner seg i området 49,5-49,9 Hz, vil det også være en økende andel av tiden hvor eksisterende driftsforstyrrelsesreserver er bundet opp, og ikke lenger vil være i stand til å håndtere en eventuell ny feil i kraftsystemet. Sistnevnte vil kunne medføre at frekvensen faller til et nivå hvor frekvensstyrte belastningsfrakoblingsvern vil begynne å koble ut forbruk.

Frekvensavvik medfører mekaniske belastninger på generator- og turbinakslinger, at elektriske klokker går feil, at elektriske motorer opererer med feil hastighet og at harmoniske filtre ikke har den ønskede funksjonalitet [6].

Årsak

Det er flere årsaker til økende frekvensavvik i det nordiske kraftsystemet. Statnett peker spesielt på avvikling av nasjonal balanseregulering ved innføring av felles nordisk regulerkraftmarked i 2000, økt kabelkapasitet mot utlandet og dermed økt utveksling mellom det nordiske og omkringliggende systemer, økt effektivitet i det nordeuropeiske energimarkedet (økt spothandel, markedskopling), økte ubalanser i driftstimen, økt utnyttelse av det nordiske kraftnettet med drift nærmere maksimal overføringskapasitet og økt andel uregulerbar produksjon i det nordiske og omkringliggende systemer. Disse årsakene er nærmere utredet av Statnett i [1]. En annen utfordring som har oppstått de siste årene er lav produksjon i Norge på sommerstid samtidig med høy import og mye uregulerbar produksjon. Mange store kraftverk som vanligvis bidrar med regulerytelse er ofte ute til revisjon om sommeren. Det vil være mindre tap for produsenten å stoppe produksjon når det er lave kraftpriser, enn ved høye priser, og det er vanligvis lavere priser om sommeren enn om vinteren.

I tillegg til de hurtige frekvensendringene er det registrert mer langsomme (60 sekunds) oscillasjoner i frekvensen som bidrar til å redusere frekvenskvaliteten.

Energimarkedet har timesoppløsning, noe som skal sørge for planlagt balanse for hver time samlet sett. Mens produksjon og import/eksport ofte kan ha store volumendringer ved timeskift, endres forbruket løpende gjennom timen. Timesoppløsningen medfører strukturelle ubalanser, som normalt er størst i perioden før/etter timeskift, og større om morgenen og ettermiddagen når endringer i forbruk, produksjon og utveksling med utlandet er størst. Flere utenlandskabler vil isolert sett øke de strukturelle ubalansene.

I dag er det restriksjoner på hvor fort flyten på kablene tilknyttet det nordiske synkronområdet kan endres og hvor lang tid som kan benyttes til endringen, såkalt ramping. Flyten på hver kabel kan i dag endres med 600 MW/time, og endringene skjer i dag i løpet av 20 minutter (10 minutter på hver side av timeskift). For å kunne utnytte kapasiteten på eksisterende og planlagte utveklingskabler i Norden ønsker Statnett å benytte hele driftstimen til ramping. I tillegg ønsker Statnett å øke volumet som kan rampes i løpet av én time, noe som vil være med på å øke de strukturelle ubalansene.

Tiltak

De nordiske systemansvarlige har gjennomført og arbeider med flere tiltak for å bedre frekvenskvaliteten. Dette har resultert i at frekvenskvaliteten har blitt bedre siden 2011. Ett av tiltakene er krav til produksjonsplaner med kvartersoppløsning som gjelder dersom det er 200

MW eller mer som endres fra time n til time n+2. Kortere tidsoppløsning fører til at produsentene må endre produksjonen i mindre sprang og man unngår store endringer ved timeskift. I Norge ble dette kravet innført for mange år siden, mens Sverige og Finland innførte kvartersplaner for produksjon i 2013. Danmark har allerede effektplaner med 5-minutts oppløsning [1]. Andre tiltak som er innført er felles frist for innsending av endelige produksjonsplaner (45 minutter før driftstimen), felles nordiske rampingrestriksjoner for HVDC-forbindelsene, et forbedret felles nordisk IT-system for planhåndtering og felles nordisk budliste [1].

I 2013 ble automatiske sekundærreserver (FRR/A) innført i Norden for å bedre frekvenskvaliteten etter et vellykket prøveprosjekt i 2012. Sekundærreserver skal avløse primærreservene slik at primærreservene er frigjort ved ny endring i frekvens. I 2014 ble volumene for sekundærreserver økt i forhold til 2013, og reservene ble kun kjøpt inn for utvalgte timer der frekvenskvaliteten var forventet å bli dårlig. De nordiske TSOene har blitt enige om en fremdriftsplan for å implementere et kapasitetsmarked og et aktiveringsmarked. Markedene skal etter planen settes i drift i hhv. 2016 og 2017.

Som beskrevet over kan utfordringer med strukturelle ubalanser på grunn av store endringer i anmeldt produksjon og utveksling ved timeskift øke i omfang dersom ikke tiltak iverksettes. Økningen skyldes blant annet flere HVDC-kabler ut fra det nordiske synkronområdet og dersom økt rampingvolum blir innført på utenlandskablene. En finere tidsoppløsning i kraftmarkedet vil kunne bidra til å få bedre samsvar mellom planlagt forbruk, produksjon og utveksling gjennom timen, og redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet.

Statnett og de øvrige TSOene i Norden jobber i fellesskap for å finne årsakene og eventuelle løsninger på oscillasjonene. Prosjektet ser på å endre kravene til frekvensregulering i Norden.

NVEs vurdering og oppfølging

NVE mener det er positivt at tiltakene Statnett og de øvrige TSOene i Norden har iverksatt for å bedre frekvenskvaliteten og snu den negative utviklingen i årene før 2011 ser ut til å ha ønsket effekt. Det er likevel viktig at Statnett fortsetter å ha fokus på tiltak som bedrer frekvenskvaliteten slik at den positive utviklingen de siste årene ikke snur. Et av tiltakene som har hatt positiv effekt er innføringen av automatiske sekundærreserver. Samtidig som NVE mener det er viktig å ha fokus på frekvenskvaliteten, må Statnett vurdere kostnaden for nye tiltak som FRR/A opp mot kostnad for alternative tiltak.

Statnett er bekymret for redusert frekvenskvalitet som følge av mer uregulerbar kraftproduksjon og økt import, spesielt i sommerhalvåret. Dette, kombinert med at mange store kraftverk med god regulerytelse er ute til revisjon om sommeren, kan skape utfordringer for å ha nok tilgjengelig regulerytelse og en akseptabel frekvenskvalitet. I det norske kraftsystemet i dag er det nok tilgjengelig regulerytelse, men mange kraftverk velger å ha revisjon på kraftverket om sommeren på grunn av lave kraftpriser. På kort sikt vurderer NVE at er det et kostnadsspørsmål å ha nok regulerytelse også om sommeren og samfunnet må ta kostnaden for å sikre nok tilgjengelige ressurser hele året. På lang sikt kan det derimot være et spørsmål om ressursene er tilgjengelige. Det norske kraftsystemet er avhengig av at de store kraftverkene med god regulerytelse reinvesterer og opprettholder dagens regulerytelse.

NVE følger Statnetts arbeid med kontinuerlig ramping på HVDC-kablene ut av det nordiske synkronområdet og vil fortsette å følge opp dette i 2015.

NVE mener for øvrig at det er viktig at de nordiske TSOene blir enige om et måltall for frekvenskvalitet i Norden og dermed kan rette arbeidet sitt med frekvenskvalitet mot dette målet.

7 Driftssikkerhet

Det norske samfunnet stiller høye krav til en robust kraftforsyning. Et av midlene for å oppnå robusthet er å planlegge nye nettanlegg etter det såkalte N-1-kriteriet. Med N-1 menes her at kraftsystemet skal tåle utfall av én enkeltkomponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere.

I forbindelse med ny forskrift om energiutredninger som trådte i kraft 1.1.2013[18] ble det innført et krav om at alle kraftsystemutredninger (KSU) skulle inneholde en oversikt over punkter som mangler N-1. Statnett rapporterte inn en slik oversikt i forbindelse med KSU 2013, mens det for regionale KSUer ble rapportert først i 2014. I tillegg til rapportering gjennom KSU fatter NVE årlig vedtak om en mer detaljert rapportering fra systemansvarlig.

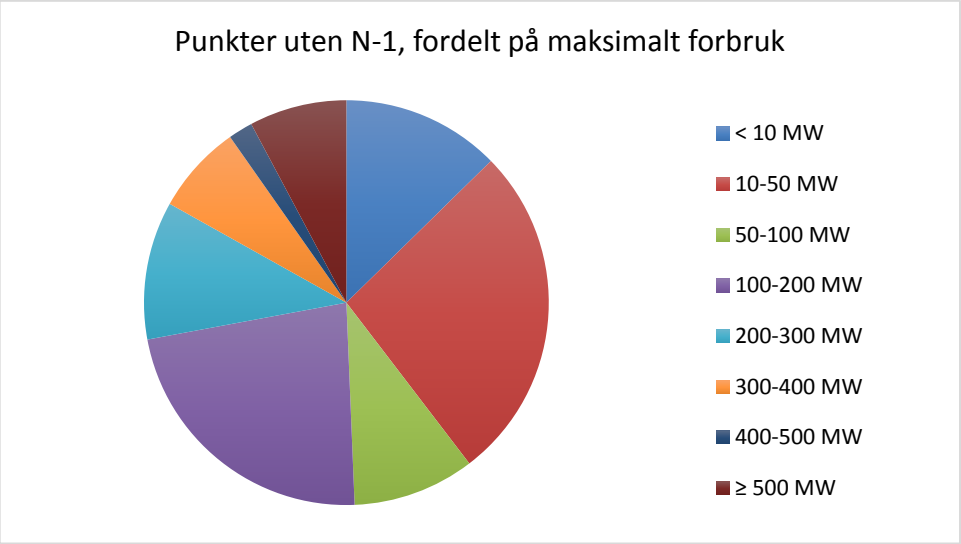
N-1-tankegangen benyttes ofte i planleggingsøyemed i kraftnettet, men selve prinsippet er ikke et absolutt krav til forsyningssikkerhet. Alle tiltak i kraftnettet skal først og fremst begrunnes i samfunnsøkonomisk lønnsomhet. En oversikt over alle punkter uten N-1 i kraftnettet kan likevel være nyttig for å kartlegge og synliggjøre sårbarheten i kraftnettet, omfanget av svakere nettløsninger og kostnadene ved å forbedre forsyningssikkerheten.

NVE vil gjøre oppmerksom på den store forskjellen som kan skille to punkter uten N-1: Det ene punktet kan mangle N-1 i en håndfull timer – det andre i flere tusen timer. Dette kommer ikke frem av de overordnede tabellene. Videre er det ikke nødvendigvis en sammenheng mellom hvor mange timer i året et punkt mangler N-1-dekning og størrelsen på forbruket bak punktet. Det kan også være noe overlapp mellom punkter rapportert i sentralnettet og i regionalnettet. Under revisjonen av KSU for sentralnettet ble det avdekket at enkelte av de rapporterte punktene tilhørte regionalnettet. Videre kan det være en del dobbelttelling ved at et mindre lastpunkt kan ligge som last bak punkter som mangler N-1 høyere opp i nettet. For å få et godt bilde av forsyningssikkerheten i et område er det derfor nødvendig å gå inn i de enkelte KSUene og vurdere de bakenforliggende data.

7.1 Sentralnettet

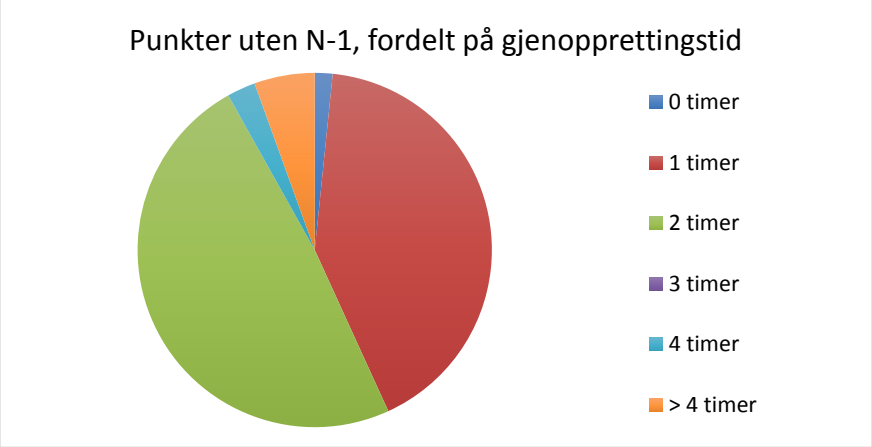
I KSU for sentralnettet 2013 var det identifisert 308 enkeltkomponenter uten N-1. Oversikten over punkter uten N-1 i sentralnettet inkluderer blant annet ledninger og kabler, transformatorer og samleskinner der feil kan føre til avbrudd for sluttbrukere. Flere av de 308 punktene refererer til forbruk i samme område og det er 116 separate områder som i større eller mindre grad kan få avbrudd på grunn av feil på en enkeltkomponent i sentralnettet. I underkant av 30 % av transformatorene og 20 % av ledninger og kabler i sentralnettet har ikke N-1 i alle timer i året.

[18] Forskrift 7. desember 2012 nr. 1158 om energiutredninger, www.lovdata.no



Figur 29: Punkter uten N-1 i sentralnettet fordelt på maksimalt forbruk bak punkt. Grunnlagsdata: KSU for sentralnettet

Som Figur 29 viser er det stor variasjon mellom maksimalt forbruk bak en komponent i sentralnettet uten N-1. De aller fleste punkter uten N-1 i sentralnettet forsyner alminnelig forsyning eller alminnelig forsyning i kombinasjon med industri. Kun 20 av punktene uten N-1 i sentralnettet er tilknyttet ren industrilast. Enkeltfeil kan i deler av året føre til utfall på mer enn 500 MW i Bergen, Nord-Norge, Nordnettet, Sunnfjord og Sogn, Follo og Oslo Øst. Alle feilene som kan gi utfall av forbruk over 500 MW har en forventet gjenopprettingstid på 4 timer eller mindre.



Figur 30: Punkter uten N-1 i sentralnettet, fordelt på forventet tid for gjenoppretting av forsyning. Grunnlagsdata: KSU for sentralnettet

De aller fleste punkter uten N-1 i sentralnettet har en forventet gjenopprettingstid på 4 timer eller mindre, se Figur 30. Totalt 17 punkt uten N-1 har en forventet gjenopprettingstid på over 4 timer. Forventet gjenopprettingstid for hver av disse er over 50 timer. Enkeltfeil som kan føre til langvarig utfall på alminnelig forsyning over 25 MW ligger i Lofoten/Vesterålen, Bergen og Sandnes. I tillegg kan enkeltfeil føre til langvarig utfall av Nyhamna og Kollsnes. Kostnaden for å eliminere alle punktene med gjenopprettingstid på over fire timer er estimert til i underkant av 10 milliarder kroner. Prosjektene Ørskog – Sogndal og Lyse – Stølaheia utgjør over halvparten av disse estimerte kostnadene, og er også inkludert i Statnett sine forventede investeringer de nærmeste årene.

Statnetts driftspolicy innebærer at systemansvarlig drifter kraftsystemet etter N-1-kriteriet, så langt dette er mulig [8]. Gitt gjeldende nettstruktur, produksjon og forbruk i det norske kraftsystemet, er det tidsperioder hvor dette ikke lar seg gjøre eller hvor det ikke er samfunnsmessig rasjonelt å opprettholde N-1-drift. Blant annet i perioder med mange driftsstanser pga. vedlikehold eller ombygging av eksisterende nett, vil det ofte oppstå perioder hvor det ikke er mulig å opprettholde N-1-drift i områder hvor det normalt er N-1.

Det er redusert driftssikkerhet når N-1-kriteriet ikke lenger er oppfylt, i de tilfeller hvor det normalt skal være oppfylt. Statnett som systemansvarlig har virkemidler gjennom systemansvarsforskriften til å kunne endre koblingsbilder, redusere handelsgrenser mellom elspotområder, samt kreve opp- eller nedregulering av produksjon[19]. Slike virkemidler kan bidra til å sikre drift etter N-1-kriteriet. Det er imidlertid ikke et krav fra myndighetene om at sentralnettet til enhver tid skal tilfredsstille N-1 i driften.

Det er viktig at systemansvarlig gjør de nødvendige vurderinger av hvilke koblingsbilder det er mest samfunnsmessig rasjonelt å benytte, og at det så langt som mulig benyttes forhåndsdefinerte koblingsbilder. Det er i tillegg viktig at systemansvarlig kontinuerlig gjør de nødvendige vurderinger for når det kan være samfunnsmessig rasjonelt å benytte oppreguleringsressurser for å sikre N-1-drift. NVE mener det ikke vil være samfunnsmessig rasjonelt i hvert tilfelle å endre koblingsbilder slik at det sikres N-1-drift selv om tilstrekkelig nettstruktur er tilgjengelig. NVE mener heller ikke det vil være samfunnsmessig rasjonelt i hvert tilfelle å kreve oppregulering av produksjonsressurser for å sikre N-1-drift, forutsatt tilstrekkelige og tilgjengelige produksjonsressurser. Dette er forhold som systemansvarlig må vurdere i den daglige driften.

NVE ser at driftssikkerheten kan utfordres de kommende årene. Det er omfattende nybygging og oppgradering av eksisterende nett som skal gjennomføres de neste årene, i tillegg til vedlikehold og ordinært revisjonsarbeid på eksisterende linjer. Dette kan føre til at nettet er sårbart for feil over lengre perioder. Dette stiller igjen krav til at revisjonskoordineringen systemansvarlig gjør for regional- og sentralnettet holder høy kvalitet og prøver å minimere tiden med redusert driftssikkerhet. Oversikt fra systemansvarlig viser at det er få revisjoner i juli sammenlignet med månedene før og etter. NVE mener at systemansvarlig og aktørene i bransjen, dersom det er mulig, i større grad bør vurdere å ta i bruk juli til å gjennomføre revisjoner og driftsstanser, for å sikre en bedre utnyttelse av tidsrommet hvor revisjoner er mulig å gjennomføre.

7.1.1 Utviklingen i antall timer med redusert driftssikkerhet

Systemansvarlig registrerer antall timer pr. år med redusert driftssikkerhet i det norske sentralnettet og hvilke områder som blir berørt[20]. De etterfølgende grafene viser områder med redusert driftssikkerhet, det vil si områder der N-1-kriteriet normalt skal være oppfylt, men ikke alltid er det. Grafene dekker kun linjer i sentralnettet, og ikke transformatorer til underliggende nett [1].

---

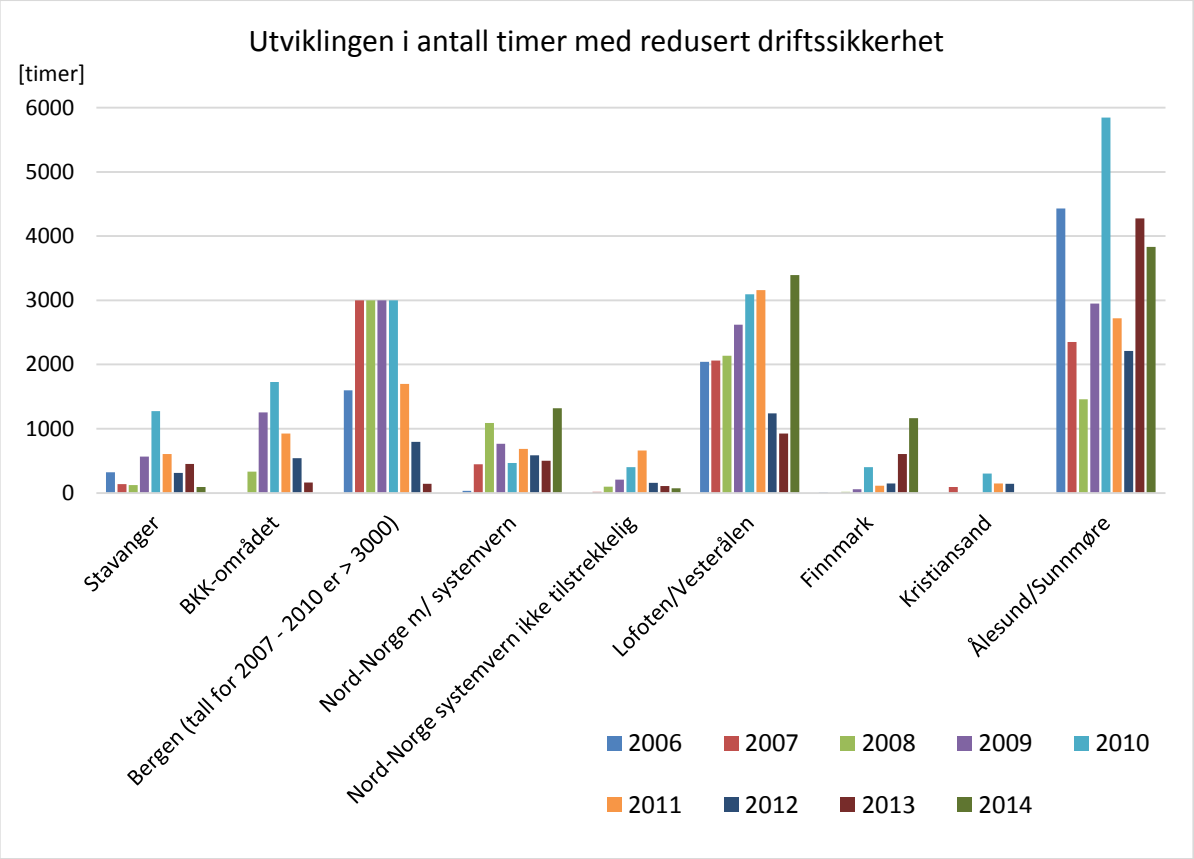
[19] Jf. hhv. systemansvarsforskriften §§ 16 og 12.

[20] Systemansvarlig har lagret målinger av flyt på linjer og transformatorer fra sommeren 2005. På slutten av 2008 ble også registreringer av bryterstatus lagret. Det vil si at informasjon om at linjer eller transformatorer har ligget ute, kun er tilgjengelig fra 2009, og oversikt over N-0 drift som følge av utkoblinger eller utfall er ikke tilgjengelig før dette året. Statistikkgrunnlaget for videre presentasjon er derfor begrenset til å omfatte intakt nett for årene 2006-2014, mens statistikk for driftssikkerhet ved utkoblinger eller oppdelinger kun omfatter årene 2009-2014.

I registreringen definerer systemansvarlig redusert driftssikkerhet ved følgende driftsformer [1]:

1. Oppdeling i radialdrifter der det er liten eller ingen lokal produksjon slik at utfall på radialen vil mørklegge det forbruket som er tilknyttet denne. Dette kan være planlagt oppdeling for å redusere omfanget av et utfall, eller planlagt driftsstans pga. vedlikehold av anleggene.
2. Sammenkoblet nett der systemansvarlig har vedtatt automatisk frakobling av forbruk (systemvern) for å hindre omfattende konsekvenser ved at større områder blir frakoblet pga. kaskade- eller følgeutfall.
3. Driftssituasjoner der N-1-grensene for snitt overskrides. Disse grensene er fastsatt som følge av termisk begrensning i linjer eller endepunkts-komponenter eller der lav spenning etter utfall er dimensjonerende for overføringsnivået.

Figur 31 viser utviklingen for perioden 2006 – 2014 for antall timer pr. år hvor N-1-kriteriet ikke er tilfredsstilt for de områdene av sentralnettet hvor Statnett har tilgjengelig tallgrunnlag.



Figur 31: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet i perioden 2006 – 2014[21]. Grunnlagsdata fra [1]

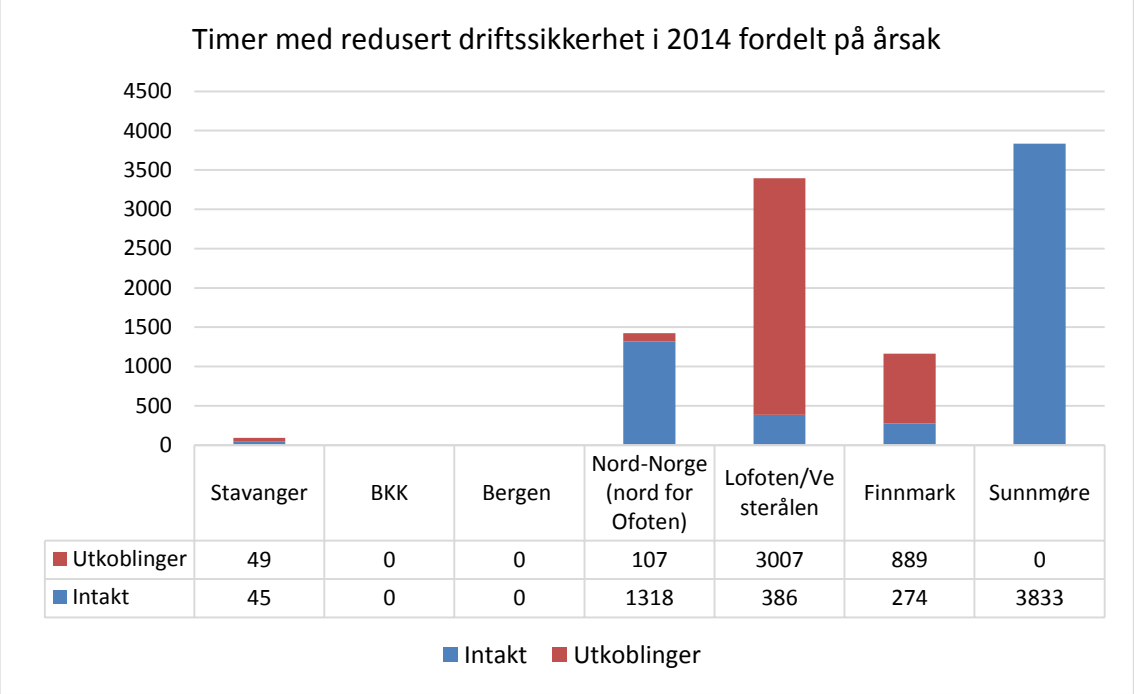
For alle områdene er forbruket avgjørende for antall timer redusert driftssikkerhet. Endringene fra år til år skyldes derfor i all hovedsak ulike hydrologiske og meteorologiske forhold, men også endring i mengde revisjoner og tidspunkt for gjennomføring påvirker driftssikkerheten. Kristiansand hadde timer med redusert driftssikkerhet frem til 2012, men etter at en ny transformator ble satt i drift har ikke området hatt perioder uten N-1 i 2013 og 2014. Bergen og BKK-området hadde heller ikke timer med redusert driftssikkerhet i 2014. For BKK-området

[21] Tall for Bergen 2007 – 2010 er ikke oppgitt eksakt, men oppgitt å være større enn 3000. Tallgrunnlag 2006 – 2009 gjelder kun ved intakt nett, mens tallgrunnlaget for 2009 – 2011 også inkluderer utkoblinger eller oppdelinger i nettet.

skyldes dette at 420 kV linjen Sima – Samnanger ble satt i drift i desember 2013. Frem til den nye linjen Kollsnes – Mongstad – Modalen er bygget og idriftsatt vil imidlertid Bergensområdet fremdeles kunne ha timer med redusert driftssikkerhet. I 2014 skyldes null timer med redusert driftssikkerhet i Bergen en mild vinter og tilhørende lavt forbruk.

Midt-Norge er definert som eget elspotområde og alminnelig forsyning driftes etter N-1-kriteriet. For å sikre dette er det etablert systemvern som kobler ut Hydro Sunndalsøra ved gitte hendelser i sentralnettet. 420 kV forsyningen til Ormen Lange ligger med N-0 driftssikkerhet hele året.

Figur 32 nedenfor viser tall for 2014 fordelt på årsak. De enkelte områdene kommenteres ytterligere nedenfor. Oversikten er delt opp i timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett og ved utkoblinger. Ved redusert driftssikkerhet ved intakt nett er det ingen utkoblinger på grunn av feil eller revisjoner i nettet, men nettet kan likevel ikke driftes etter N-1-prinsippet. Ved redusert driftssikkerhet ved utkoblinger er ikke nettet lenger intakt og det gjenværende nettet kan ikke driftes etter N-1-prinsippet.



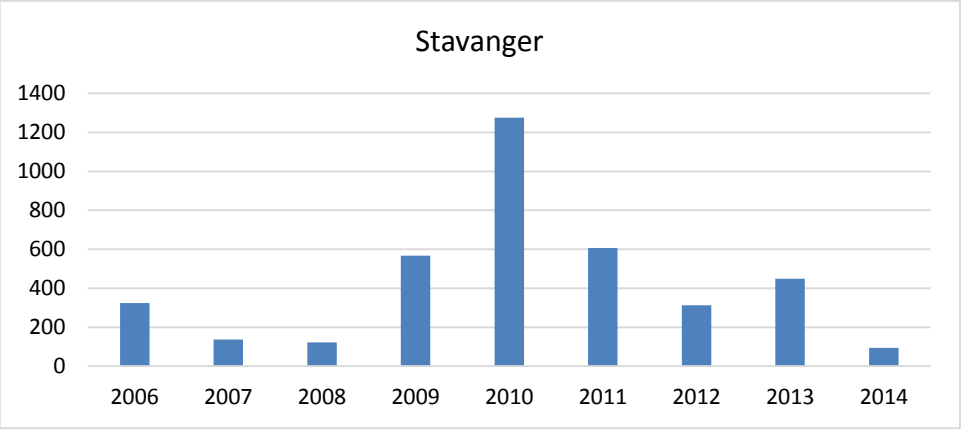
	Stavanger	BKK	Bergen	Nord-Norge (nord for Ofoten)	Lofoten/Vesterålen	Finnmark	Sunnmøre
Utkoblinger	49	0	0	107	3007	889	0
Intakt	45	0	0	1318	386	274	3833

Figur 32: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for 2014 fordelt på årsak. Kilde: [1]

Nedenfor følger forklaringer til hvert enkelt område.

Stavanger

Det har vært en økning i kraftoverføringsbehovet inn mot Stavanger, spesielt fra 2009. Kapasitetsgrensen inn mot Stavanger ble oppjustert fra 500 MW til 700 MW fra februar 2010 som følge av nytt installert kondensatorbatteri hos Lyse. Redusert driftssikkerhet ble om lag 50 % lavere i 2011 sammenlignet med 2010, og ble ytterligere forbedret i 2012. I 2013 økte antall timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett noe sammenliknet med 2012. Dette skyldes høyere forbruk i vintermånedene enn tilsvarende periode for 2012. I 2014 gikk antall timer med redusert driftssikkerhet kraftig ned og dette skyldes hovedsakelig nedgang i antall timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett. Årsaken er lavere forbruk i vintermånedene i 2014 enn i 2013. Antall timer med redusert driftssikkerhet på grunn av utkoblinger i 300 kV nettet, og dermed radiell N-0-drift i området, ble også redusert fra 2013 til 2014.



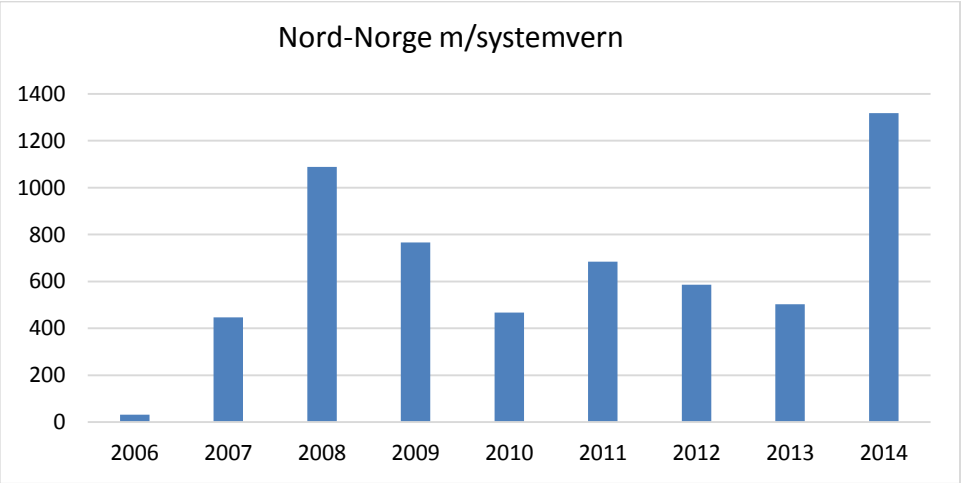
Figur 33: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for Stavanger i perioden 2006 – 2014. Grunnlagsdata fra [1]

Nord-Norge (nord for Ofoten)

Overføringskapasiteten til Nord-Norge, dvs. nordlige deler av Nordland, Troms og Finnmark har vært relativt uendret de siste årene. Med intakt nett er det utfall av aktuelle 420 kV forbindelser som er mest kritisk, dersom det samtidig er stort underskudd i regionen.

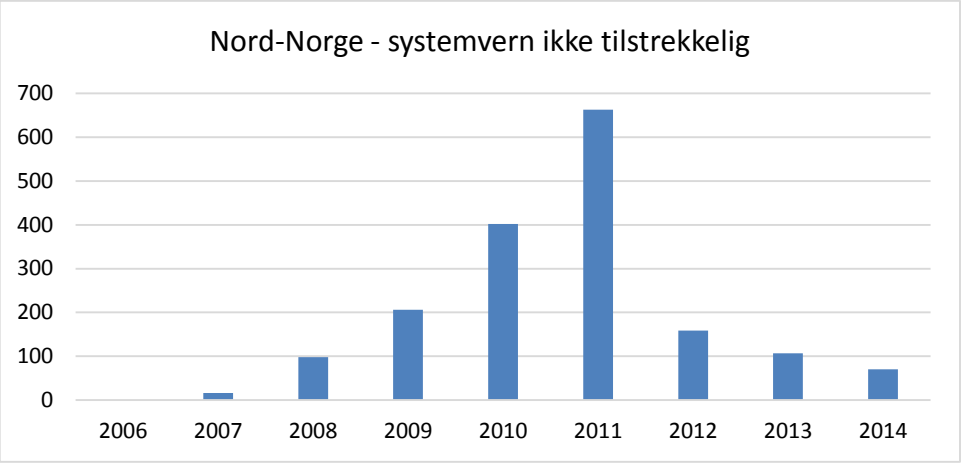
Figur 34 viser antall timer hvor systemvernet[22] var aktivert for å hindre utfall av alminnelig forsyning ved feil i 420 kV-nettet. Systemvernet blir aktivert dersom Ofoten-, Narvik- eller Straumsmo-snittet overstiger gitte grenseverdier og kobler ut inntil 105 MW ved Finnfjord smelteverk ved feil i 420 kV nettet. I 2014 var det en stor økning i antall timer med aktivert systemvern for å sikre alminnelig forsyning ved en eventuell feil i 420 kV-nettet. Dette skyldes en kombinasjon av temperatur om vinteren og lav produksjon i området pga. hydrologiske forhold.

Figur 35 viser antall timer der systemvernet var aktivert, men hvor det likevel var redusert driftssikkerhet for alminnelig forbruk i regionen.



Figur 34: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for Nord-Norge nord for Ofoten med systemvern aktivert i perioden 2006 – 2014. Grunnlagsdata fra [1]

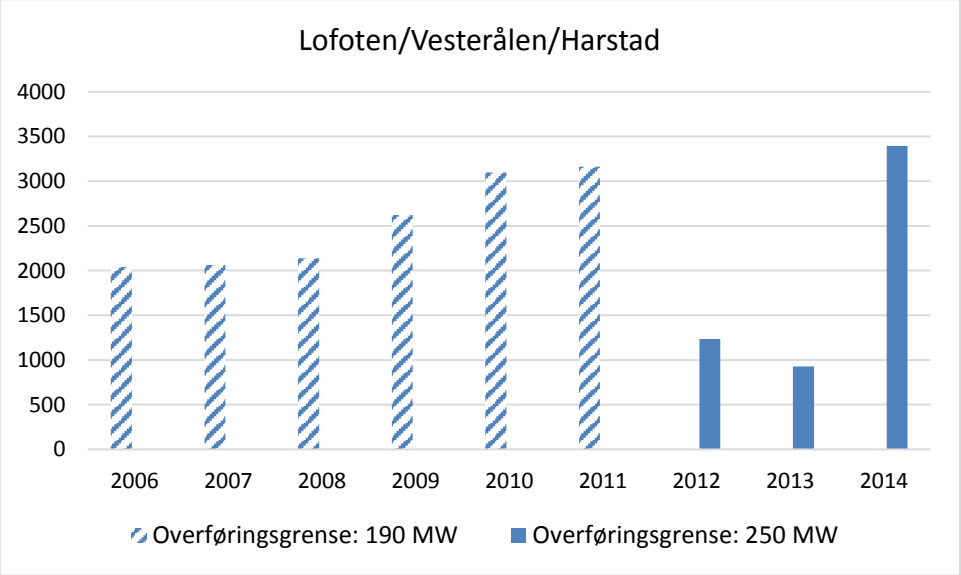
[22] Se kapittel 8.1 for beskrivelse av systemvern.



Figur 35: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for Nord-Norge nord for Ofoten med systemvern aktivert, men det likevel var redusert driftssikkerhet til alminnelig forbruk i perioden 2006 – 2014. Grunnlagsdata fra [1]

Lofoten/Vesterålen/Harstad

I årene frem til og med 2011 økte antall timer med redusert driftssikkerhet i Lofoten, Vesterålen og Harstad. Redusert driftssikkerhet ble da definert som sum av flyt høyere enn 190 MW på utvalgte linjer i området. I 2012 ble grensen økt til 250 MW og det er derfor ikke mulig å direkte sammenligne årene før og etter denne endringen. I 2012 og 2013 var det hhv. 710 og 575 timer der utkoblinger i nettet medførte redusert driftssikkerhet. I 2014 økte antall timer på grunn av utkoblinger til 3007. Dette skyldes hovedsakelig perioder med utkoblinger på grunn av riving og bygging av 132 kV linje fra Kanstadbotn til Kvitfossen. I tillegg var det 386 timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett. Tilsvarende tall for 2012 og 2013 var hhv. 527 timer og 352 timer.

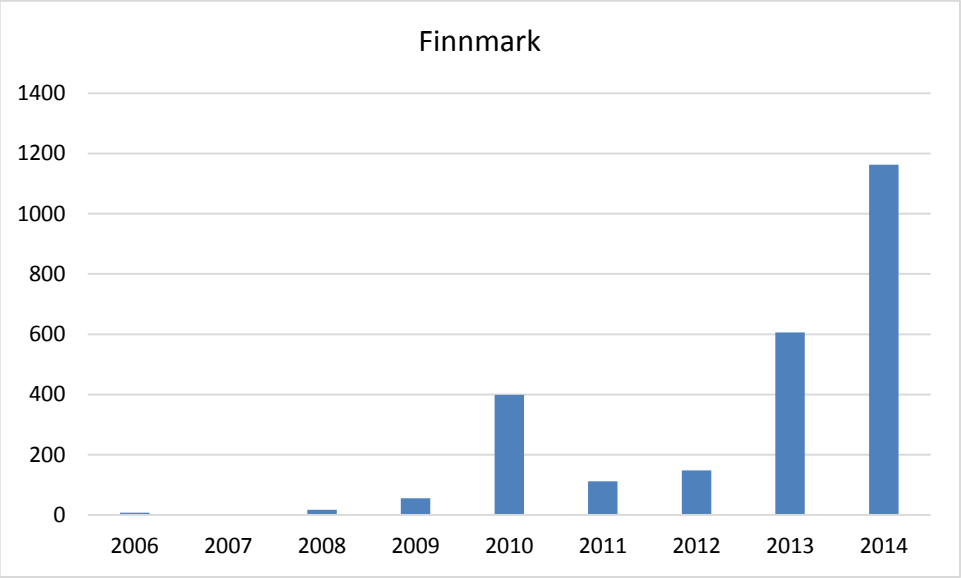


Figur 36: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for Lofoten, Vesterålen og Harstad i perioden 2006 – 2014. Merk endring i grense for når det er definert redusert driftssikkerhet. Grunnlagsdata fra [1]

Finnmark

Delområdet Finnmark opplevde vesentlig flere timer med redusert driftssikkerhet i 2013 i forhold til i 2012. Det var særlig antall timer redusert driftssikkerhet som følge av planlagte utkoblinger som økte. Dette skyldtes utkoblinger knyttet til fremtidige forsterkning og temperaturoppgradering av nettet.

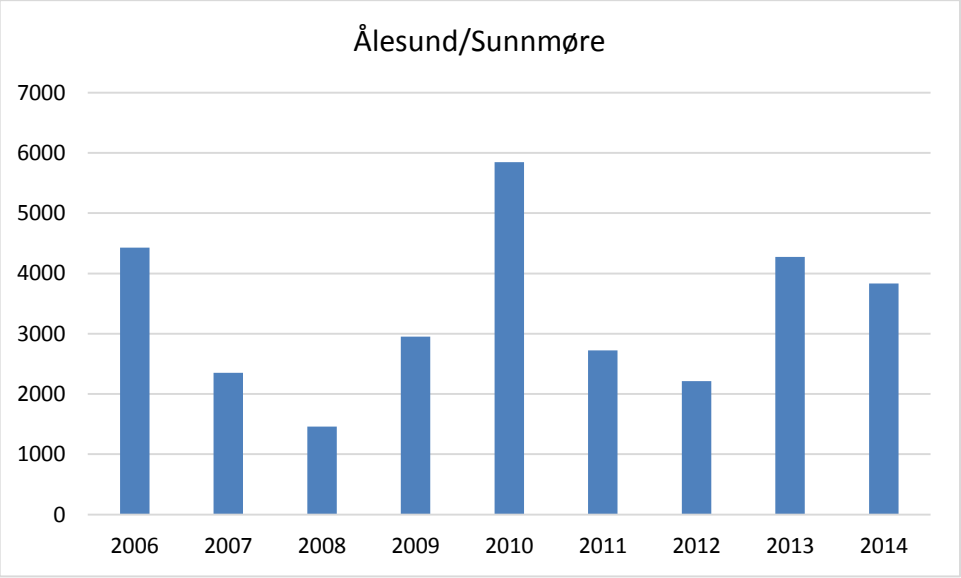
Også i 2014 økte antall timer med redusert driftssikkerhet. Økningen i timer pga. utkoblinger skyldes arbeid i forbindelse med fremtidig forsterkning av nettet. Også antall timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett økte i 2014. Dette skyldes en kombinasjon av temperatur om vinteren og lav produksjon i området pga. hydrologiske forhold.



Figur 37: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for Finnmark i perioden 2006 – 2014. Grunnlagsdata fra [1]

Ålesund/Sunnmøre

En 420 kV forbindelse forsyner Ålesund og Sunnmøre, et område med produksjon i Tafjord, Tussa og Åskåra. Redusert driftssikkerhet defineres med at kraftflyten fra Viklandet mot Ørskog er større enn 30 MW. Som figurene viser har det vært relativt mange timer med redusert driftssikkerhet, men variasjoner fra år til år. I 2013 har det vært 4275 timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett. Dette er dobbelt så mange timer som året før. Dette skyldes ulike hydrologiske og metrologiske forhold fra år til år, med samlet lavere produksjon i 2013 enn 2012. I 2014 var antall timer med redusert driftssikkerhet noe lavere enn i 2013. Alle timene var ved intakt nett.



Figur 38: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for Ålesund/Sunnmøre i perioden 2006 – 2014. Grunnlagsdata fra [1]

7.2 Regionalnett

Deler av regionalnettene driftes sammenkoblet, mens andre deler driftes radielt. Det vil ikke være samfunnsmessig rasjonelt ensidig å fokusere på N-1-drift i regionalnettet. Dette er imidlertid noe som bør vurderes i forbindelse med planlegging. I rapporteringen for de regionale KSUene for 2014 er det identifisert 467 punkter med manglende N-1-forsyning. Rapporteringen skiller seg fra rapportering for sentralnettet ved at det i de regionale KSUene i utgangspunktet skal rapporteres på regionalnettspunkt og ikke komponentnivå. I noen KSUer ser det likevel ut til at punkter uten N-1 er rapportert på komponentnivå. Punktene i noen KSUer er oppgitt for lastpunkt, mens det for andre KSUer er oppgitt komponenter som kan føre til utfall (transformatorer, linjer og kabler). Tallene vil derfor overestimere antall lastpunkter som kan få utfall ved feil på en enkeltkomponent og samtidig underestimere antall komponenter der enkeltfeil vil føre til utfall. NVE vil følge opp dette for å få en mer samstemt rapportering for de regionale KSUene fremover.

Tabell 10: Punkter i regionalnettet som mangler N-1.

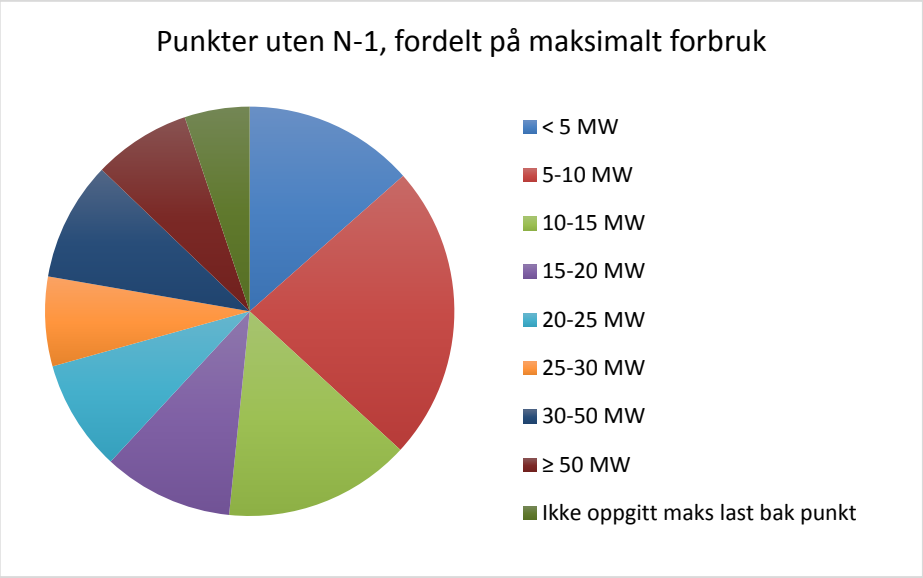
Region	Antall punkter uten N-1	Anslått kostnad for å eliminere punktene [mrd.NOK]
Øst	136	2,6
Sør	78	3,0
Vest	103	2,7
Midt	37	0,9
Nord	113	3,3
Sum	**467**	**12,5**

Tabell 10 gir en oversikt over fordelingen av punkter uten N-1 i regionalnettet[23]. Kostnadstallene er oppdatert etter revisjon av KSU 2014, og vil derfor være en del høyere enn det som ble oppgitt i «Status og prognoser for kraftsystemet 2014» [15].

Et enkelt tiltak kan gi N-1 til flere punkter uten N-1. Avhengig av om KSU-ansvarlige har fordelt disse kostnadene på flere punkter eller ikke er det derfor mulig at de summerte kostnadsanslagene fører til noe dobbelttelling. Når det gjelder kostnadsestimatene har NVE valgt å bruke middelverdier der kostnaden er oppgitt som et intervall. For omtrent en tredel av punktene som mangler N-1 er det ikke anslått kostnader for å eliminere punktene. Kostnadene som er oppgitt her kan derfor være lavere enn det som faktisk måtte til for å eliminere alle punkter uten N-1 i regionalnettet.

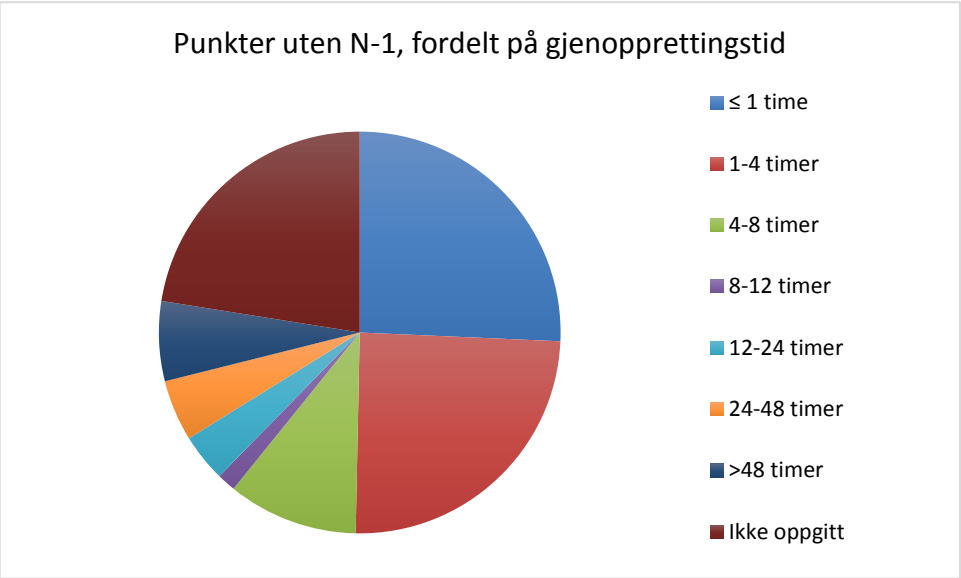
For kun 45 av punktene uten N-1 er investeringen for å oppnå N-1 vurdert som samfunnsøkonomisk rasjonelt å gjennomføre, de oppgitte kostnadene for å eliminere de punktene utgjør omtrent 1,4 milliarder kroner. Tiltak som er samfunnsmessig rasjonelle å gjennomføre skal i utgangspunktet også være en del av de planlagte investeringene som er beskrevet i KSUene. Det må understrekes at denne vurderingen er gjort av de enkelte KSU-ansvarlige, NVE har ikke gått inn i de enkelte tiltakene og gjort en egen vurdering av hvilke tiltak som er samfunnsøkonomiske rasjonelle å gjennomføre. Det kan være forskjeller mellom hva de ulike KSU-ansvarlige og NVE ville vurdert som samfunnsøkonomisk rasjonelt, særlig med tanke på vurdering av ikke-prissatte virkninger av et tiltak.

[23] Regioninndelingen beskrives nærmere i NVE rapport 78-2014 «Status og prognoser for kraftsystemet»



Figur 39: Punkter uten N-1 i regionalnettet fordelt på maksimalt forbruk bak punktet.

Som Figur 39 viser er over halvparten av punkter uten N-1 i regionalnettet tilknyttet en last på under 15 MW. Det er 36 punkter uten N-1 som fører til utfall av forbruk over 50 MW. Det største utfallet med ren alminnelig forsyning og N-0 hele året er på 79 MW og ligger i Midtre Nordland. Her er det også noe reserve etter omkoblinger i distribusjonsnettet.



Figur 40: Punkter uten N-1 i regionalnettet fordelt på gjenopprettingstid.

Som Figur 40 viser har rundt 1/4 av punktene uten N-1 i regionalnettet en gjenopprettingstid på en time eller mindre. De punktene med lengst gjenopprettingstid ligger i Troms og Finnmark, der det er nødvendig å skifte ut en transformator med en beredskapstransformator.

8 Bruk av virkemidler i driften

Systemansvarlig har ansvaret for frekvensreguleringen og sikre momentan balanse til enhver tid. Systemansvarlig skal også håndtere flaskehalser i regional- og sentralnettet. Gjennom forskrift om systemansvaret i kraftsystemet er systemansvarlig gitt en rekke virkemidler for å kunne ivareta driften.

8.1 Systemvern

I det norske sentralnettet er det flere steder installert systemvern[24]. Dette er automatiske tiltak som styres av bestemte hendelser, f.eks. utfall av spesifikke linjer eller dersom uønskede frekvens-, spennings- eller strømgrenser nås. Systemvern kan grovt sett deles i følgende hovedgrupper:

1. Produksjonsfrakobling (PFK)
2. Belastningsfrakobling (BFK)
    a. Hendelsesstyrte
    b. Frekvensstyrte
3. Nettsplitting
4. HVDC-vern

Hendelsesstyrte systemvern responderer på bestemte hendelser i kraftsystemet, for eksempel utfall av bestemte linjer, mens frekvensstyrte systemvern responderer på lav frekvens i synkronområdet.

Innenfor de fire hovedkategoriene er det noen vern som nesten alltid står på og noen der status er avhengig av lastflyten i nettet. Behovet varierer også sterkt fra årstid til årstid og fra år til år, avhengig av om det aktuelle området har eksport eller import av kraft. De seneste årene har det imidlertid vært en økning i installasjon og bruk av systemvern.

For de fleste systemvern er nytten først og fremst knyttet til økt utvekslingskapasitet, men for noen vern, spesielt BFK, er vernene i hovedsak knyttet til drifts- og forsyningssikkerhet. Dette kan være i områder der det ikke finnes andre muligheter fordi produksjonskapasiteten ikke er tilstrekkelig, eller det kan være knyttet til å øke importen for å spare vann i magasinene i områder med fare for energimangel. Statnett har interne kriterier som sier at de ikke skal basere seg på bruk av BFK når de planlegger nytt nett. Hendelsesstyrt systemvern som kobler ut sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnettet er dessuten kun tillatt som en midlertidig løsning[25]. Ved etablering av slike systemvern, skal systemansvarlig skriftlig rapportere dette til NVE sammen med en fremdriftsplan for avvikling av systemvernet. Systemvern skal være et virkemiddel i driften.

Kriteriet for utløsning av systemvern kan være knyttet til utfall av gitte komponenter, overlast på komponenter eller at frekvensen har sunket til et gitt nivå. For systemvern knyttet til utfall er det viktig at status er riktig i forhold til den til enhver tid gjeldende kraftflyt. Dette er operatørens ansvar. Systemvern knyttet til overlast kan i mye større grad alltid stå på, fordi de ikke vil bli utløst uten overlast og vernfunksjonen vil alltid avlaste systemet og redusere

[24] Jf. systemansvarsforskriften § 21

[25] Jf. systemansvarsforskriften § 21 annet ledd

overlasten. Status på vern som er knyttet til utfall må i mye større grad overvåkes og vurderes, fordi et vern som er designet for å kunne øke eksporten ut av et område vil gjøre situasjonen verre dersom utløsning skjer i en importsituasjon. Det er installert frekvensstyrte BFK som dekker om lag en tredjedel av forbruket i det norske kraftsystemet. Disse løser ut ved ulike grader av underfrekvens.

Hendelsesstyrt systemvern som kobler ut sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett er i dag etablert i Bergensområdet og i Frogner stasjon. I Statnetts fremdriftsplan for avvikling av systemvernene fremgår det at i Bergensområdet har det vært installert to systemvern. Det ene er avviklet i forbindelse med at 420 kV-linjen Sima – Samnanger er satt i drift. Det andre vernet kan avvikles når den planlagte forbindelsen Modalen – Mongstad – Kollsnes settes i drift. Systemvernet i Frogner vil kunne avvikles når Frogner stasjon er ferdig bygget om og dimensjonert for de aktuelle kortslutningsstrømmer.

I 2011 og 2012 påla systemansvarlig henholdsvis 1 685 og 2 643 systemvernaktiveringer. I 2013 økte antallet systemvernaktiveringer til 3030 og i 2014 var det 3968 systemvernaktiveringer [1]. I antall systemvernaktiveringer inngår aktivering, deaktivering eller en endring i innstillingen, f.eks. hvor mange generatorer som omfattes av systemvernet. Årsaken til økningen skyldes bl.a. hurtigere endringer i markedet, dvs. store endringer i kraftflyten. Det har også vært mange utkoblinger av linjer i forbindelse med vedlikehold og utbygging, noe som har økt behov for systemvernaktiveringer. I tillegg er det også installert noen flere systemvern de siste årene.

PFK er utløst ved fire tilfeller i 2014. Dette omfatter 11 aggregater som er utløst med totalt om lag 1500 MW produksjon [1]. BFK ble utløst ved ett tilfelle i 2014 [1].

Vedlegg 2 viser oversikt over omfanget av systemvern i det norske kraftsystemet, herunder funksjoner, når vernene benyttes, hva som utløser dem samt hvor ofte de blir brukt. De frekvensstyrte BFK inngår ikke i denne oversikten.

NVE mener at systemvern er et godt virkemiddel for å redusere de samfunnsmessige konsekvensene ved driftsforstyrrelser. Kostnadene med bruk av systemvern er ment å være lavere enn kostnadene uten bruk av systemvern, eksempelvis ved reduksjon av konsekvenser som følge av driftsforstyrrelser, øke overføringskapasiteten etc. Det er derfor ikke et mål i seg selv, etter NVEs vurdering, ensidig å fokusere på å redusere kostnadene ved bruk av systemvern. Kostnadene ved bruk av visse typer systemvern bør imidlertid veies opp mot kostnader for tiltak i kraftsystemet for at systemvern kan gjøres overflødig noen steder, herunder ved investeringer i økt overføringskapasitet. NVE mener det er viktig at systemansvarlig til enhver tid har et bevisst forhold til hvilke produksjons- eller forbruksenheter som omfattes av automatisk frakobling.

8.2 Spesialregulering

Systemansvarlig skal normalt håndtere flaskehalser i regional- og sentralnettet, som ikke håndteres ved bruk av elspotområder, ved bruk av regulerkraftmarkedet[26]. Spesialregulering er opp- eller nedreguleringsbud fra regulerkraftlisten som blir benyttet utenom prisrekkefølge, for å håndtere flaskehalser internt i elspotområder eller i feilsituasjoner. Systemansvarlig dekker merkostnaden som oppstår ved spesialregulering, mens ordinære reguleringer inngår som en del av balanseoppgjøret aktørene imellom. Merkostnaden ved spesialregulering beregner

[26] Jf. systemansvarsforskriften § 5 fjerde ledd

systemansvarlig som differansen mellom kostnaden ved budet betegnet spesialregulering (pay-as-bid), og gjeldende regulerkraftpris.

Spesialregulering benyttes for eksempel ved overskuddsflaskehalser, dvs. når produksjonsønsket i et område er for stort i forhold til den fysiske eksportkapasiteten ut av området. I slike tilfeller nedregulerer Statnett anmeldt produksjon slik at faktisk produksjon tilsvarer summen av forbruk og eksportkapasitet. Tilsvarende benyttes spesialregulering når forbruket overstiger summen av anmeldt produksjon og importkapasitet. I tillegg blir det brukt noe spesialregulering som følge av spenningsproblemer, feilhåndtering, i forbindelse med inn- og utkobling av linjer og lignende. Større revisjoner og enkelthendelser vil sammen med den hydrologiske situasjonen kunne ha stor betydning for omfanget av spesialreguleringer. Historisk er det derfor store variasjoner fra år til år når det gjelder samlet og områdevis bruk av spesialregulering.

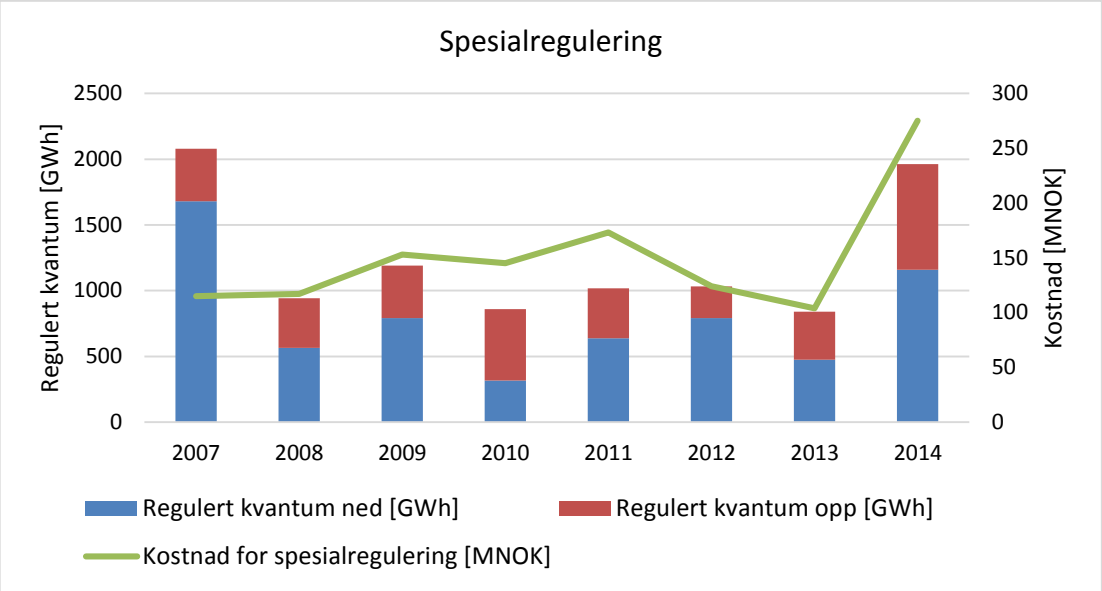
Tabell 11, Tabell 12 og Figur 41 gir en oversikt over henholdsvis mengde spesialregulert produksjon i GWh siden 2007 og kostnad for spesialregulering fordelt på årsak i perioden 2005 – 2014.

Tabell 11: Mengde (GWh) spesialregulering brukt i årene 2007 – 2014. Kilde: [1]

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Regulert kvantum ned	1681	566	791	318	638	791	475	1159
Regulert kvantum opp	398	377	399	542	381	242	366	804
Totalt	**2079**	**943**	**1190**	**860**	**1019**	**1033**	**841**	**1963**

Tabell 12: Kostnader ved spesialregulering i MNOK for årene 2005 – 2014. Kilde: [1]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Intakt nett, overlast	44	36	54	50	50	75	44	44	38	84
Intakt nett, spenning	-	17	5	6	8	28	-	2	1	4
Revisjoner	57	48	50	38	75	32	57	54	43	159
Feil/utfall	46	35	6	19	18	5	46	19	20	20
Annet	1	2	1	4	4	2	1	2	2	3
Totalt	**147**	**138**	**115**	**117**	**154**	**143**	**147**	**121**	**104**	**270**

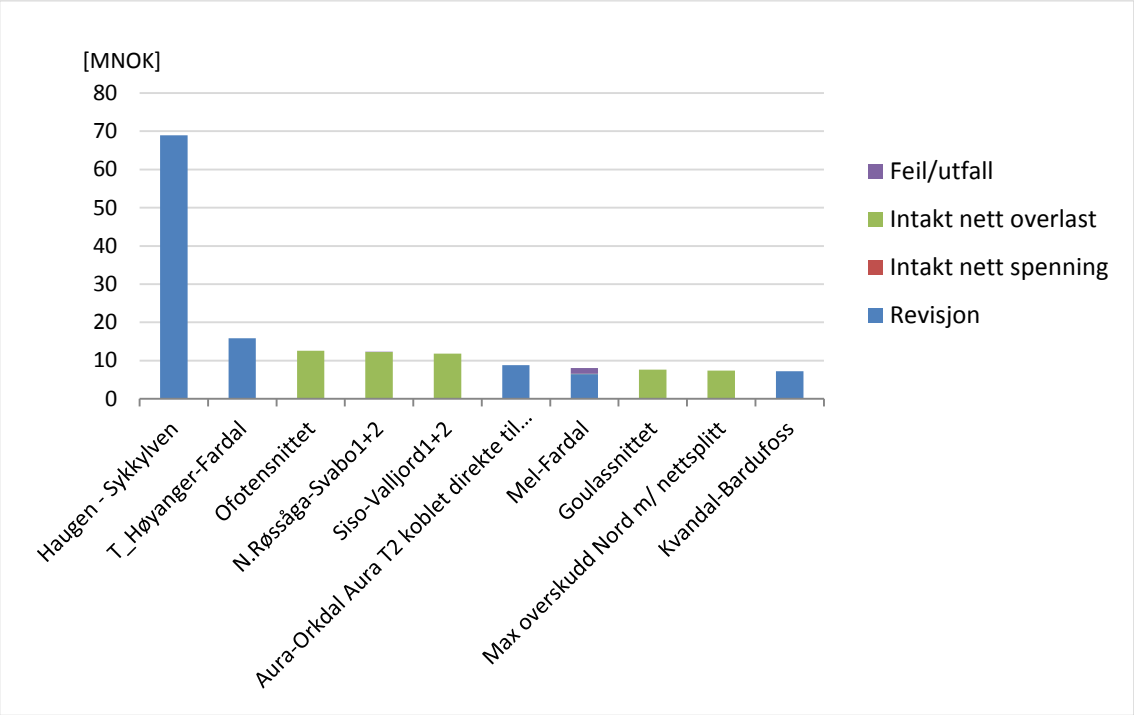


Figur 41: Mengde (GWh) spesialregulering og tilhørende kostnader for årene 2007 – 2014. Kilde: [1]

Det er variasjoner i mengde og kostnad for spesialregulering fra år til år, ettersom større revisjoner og enkelthendelser, sammen med den hydrologiske situasjonen, vil kunne ha stor betydning for omfanget av spesialreguleringer. Høyest kvantum for spesialregulering var 2079 GWh i 2007, fulgt av 1963 GWh i 2014. Kostnaden i 2014 var derimot den høyeste i hele perioden 2005 – 2014. Stor snøsmelting i Nord-Norge og på Vestlandet med tilhørende høyt ønske om å produsere, kombinert med utkoblinger på grunn av revisjoner førte til mye spesialregulering og tilhørende høye kostnader.

Generelt kommer størstedelen av spesialreguleringskostnadene av enkelthendelser eller spesielle hydrologiske situasjoner innenfor et begrenset tidsrom. En mindre del kommer fra frekvensregulering, dvs. når spesifikke enheter benyttes utenfor prisrekkefølgen i regulerkraftmarkedet for å sikre den momentane kraftbalansen.

I Figur 42 er det gitt en oversikt over de ti dyreste årsakene til spesialregulering i 2014, med en etterfølgende beskrivelse av årsakene.



Figur 42: De ti dyreste spesialreguleringsårsakene i 2014. Kilde: [1]

Beskrivelse av langvarige og kostnadskrevende spesialreguleringer i 2014 som beskrevet i rapport fra Statnett [1]:

- *Haugen-Sykkylven*: Linjen ble koblet ut i midten av mai og har gitt en flaskehals på gjenværende 132 kV-linje ut fra Haugen stasjon med behov for nedregulering. Linjen var utkoblet frem til januar 2015.
- *T_Høyanger-Fardal*: Linjen ble koblet ut i mai og skapte en flaskehals på gjenværende 132 kV linje inn til Fardal med behov for nedregulering. Linjen lå utkoblet frem til august.
- *Ofotensnittet*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy/lav produksjon nord for Ofoten. Det var behov for nedregulering i juli/august og deretter oppregulering i november/desember.
- *N.Røssåga-Svabo 1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy/lav produksjon i Helgelandsnettet. Det var behov for oppregulering fra oktober.
- *Siso-Valljord 1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved lav produksjon i Salten-nettet. Det var jevnlig behov for oppregulering fra august.
- *Aura-Orkdal*: Reparasjon av en effektbryter i Aura i april medførte redusert kapasitet inn til Møre-nettet med behov for oppregulering.
- *Mel-Fardal*: Linjen var utkoblet fra midten av september til midten av november. Dette skapte en flaskehals på gjenværende 132 kV linje inn til Fardal med behov for nedregulering.
- *Guolassnittet*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon nord for Guolas. Det var behov for nedregulering i juli og august.

- *Max overskudd nord m/nettsplitt*: Begrensning ved intakt nett. Oppstår ved høy produksjon fra Nord-Trøndelag til Finnmark og nord for Kobbelv spesielt. Ga behov for nedregulering i juli og august.
- *Kvandal-Bardufoss*: Linjen var utkoblet i flere omganger fra juli til september. Dette skapte en flaskehals på gjenværende 132 kV-linjer med behov for nedregulering nord for Kvandal.

I 2014 var det store spesialreguleringskostnader i forbindelse med bygging av nye sentralnettslinjer. Dette gjaldt spesielt bygging av den nye 420 kV linjen fra Ørskog til Sogndal, der kostnaden var omtrent 97,26 MNOK. Store deler av kostnaden skyldtes utkobling av nettet mellom Haugen og Sykkylven som medførte flaskehals på gjenværende linje ut fra Haugen stasjon. Bygging av Ofoten – Balsfjord førte til spesialreguleringskostnad på 10,70 MNOK, kabelen Skagerrak 4 medførte 2,64 MNOK i spesialreguleringskostnad og bygging av Østre korridor medførte 0,35 MNOK for spesialregulering. 41 % av spesialreguleringskostnaden i 2014 skyldtes de fire ovennevnte utbyggingene.

I forbindelse med bygging av Ørskog – Sogndal ble det benyttet produksjonstilpasning i tillegg til spesialregulering, se kapittel 8.3 for mer informasjon.

NVE ser at mengden spesialregulering og tilhørende kostnader kan holde seg høy de neste årene. Dette skyldes store og samtidige utbyggingsprosjekter og tilhørende utetid på eksisterende anlegg, noe som kan medføre økt behov for å håndtere lokale flaskehalser. NVE mener det er viktig at Statnett tar hensyn til dette i forbindelse med revisjonsplanleggingen. Oversikt fra systemansvarlig viser at det er få revisjoner i juli sammenlignet med månedene før og etter. NVE mener at systemansvarlig og aktørene i bransjen, dersom det er mulig, i større grad bør vurdere å ta i bruk juli til å gjennomføre revisjoner og driftsstanser, for å sikre en bedre utnyttelse av tidsrommet hvor revisjoner er mulig å gjennomføre.

NVE mener samtidig at det ikke er rasjonelt å fokusere ensidig på å minimere spesialregulering, verken i mengde regulert kvantum eller antall dager det benyttes, men at kostnadene ved bruk av spesialregulering over tid bør veies opp mot kostnadene forbundet med eventuelle tiltak for å redusere deler av det spesialregulerte kvantum.

8.3 Produksjonstilpasning

I 2014 startet NVE en gjennomgang av Statnetts bruk av produksjonstilpasning[27] for å kontrollere om praksisen var i henhold til bestemmelser i systemansvarsforskriften (fos). Årsaken til gjennomgangen var at Statnett 1.4.2014 utvidet praksis for hvilke tilfeller produksjonstilpasning kunne bli benyttet. Statnetts veileder for praktisering av systemansvaret ble endret for fos § 8 åttende ledd og det kom inn et nytt avsnitt om at Statnett ville vurdere å benytte produksjonstilpasning i områder med begrenset kapasitet i lengre tidsrom [1].

Bakgrunnen for utvidelsen var at Statnett så at bygging av Ørskog – Fardal ville medføre langvarige utkoblinger/driftsstanser på den eksisterende 132 kV linjen på samme strekning. Utkoblingene ville medføre redusert kapasitet ut av området i flere måneder. Tidligere har systemansvarlig benyttet produksjonstilpasning i separatområder eller i områder med flaskehalsbegrensninger der det kun er én produsent eller der det kun er én produsent som

[27] I systemansvarsforskriften § 8 åttende ledd heter det at «Systemansvarlig kan pålegge konsesjonæren å tilpasse sine produksjonsplaner til eventuelle begrensninger som har oppstått i overføringsnettet på grunn av revisjoner eller driftsforstyrrelser. Systemansvarlig fastsetter hvordan ledig kapasitet skal fordeles mellom flere konsesjonærer». Slik tilpasning av produksjonsplaner kalles produksjonstilpasning.

vanligvis deltar i regulerkraftmarkedet. Andre tilfeller der flaskehalser har medført nødvendige endringer i produksjon har vært løst ved hjelp av spesialregulering eller ved å opprette egne prisområder. I forbindelse med utkoblingene langs Ørskog – Fardal fant ikke Statnett det hensiktsmessig å opprette et eget prisområde eller kun benytte spesialregulering og en løsning med kombinasjon av spesialregulering og produksjonstilpasning ble vurdert som den beste løsningen. De berørte konsesjonærene fikk vedtak om produksjonstilpasning i slutten av april. Vedtak fattet etter fos § 8 er systemkritiske og kan ikke påklages. Flere produsenter valgte våren 2014 å gjøre NVE oppmerksom på utvidelsen av Statnetts praksis. NVE har saken til behandling.

130 revisjoner/feil medførte produksjonstilpasning. Noen av dem skjedde samtidig og berørte samme område, slik at systemansvarlig fattet 113 vedtak om produksjonstilpasning. Spesielt områdene Sunnmøre og Sogn og Fjordane ble berørt av produksjonstilpasning på grunn av driftsstans på linjene Haugen – Sykkylven, Fardal – Høyanger, Grov – Moskog, Svelgen – Grov, Mel – Fardal og Svelgen – Moskog. Fullstendig oversikt over bruk av produksjonstilpasning i 2014 med dato for tilpasningen, linje/stasjon som var årsak til driftsstansen, berørt nettområde og berørte stasjonsgrupper er gitt i [1].

Produsentene får ikke kompensert for tapt produksjon når de er pålagt produksjonstilpasning. Statnett har ikke anslått hvor mye produksjonstilpasning har kostet samfunnet/produsentene, da Statnett ikke har grunnlag for å vite hvor mye som ville vært produsert dersom produksjonstilpasning ikke ble pålagt.

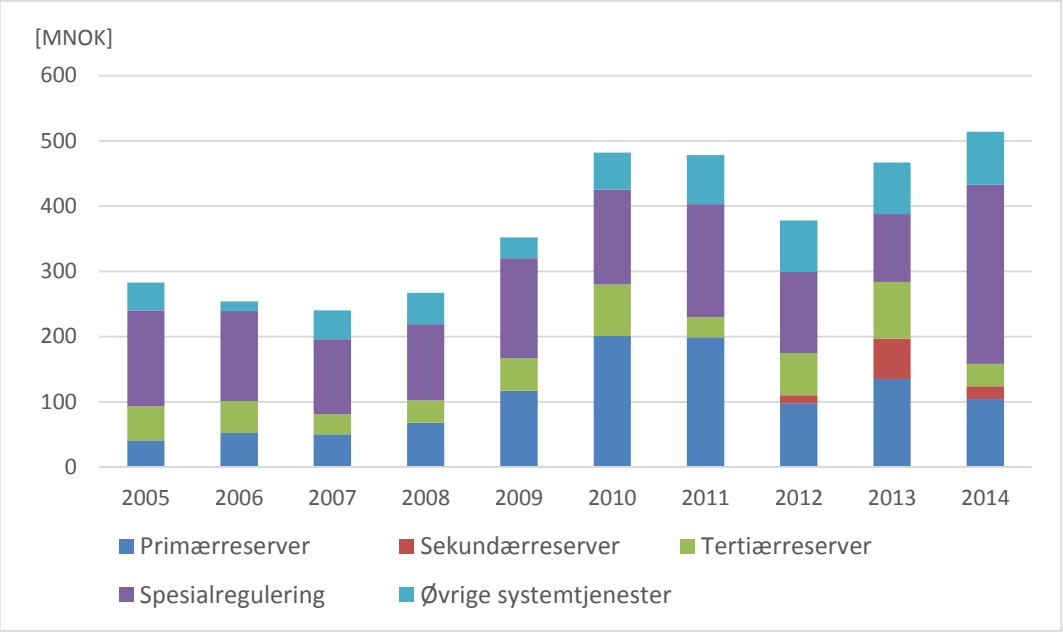
9 Systemansvarskostnader

Systemansvarlig har en rekke virkemidler for å sikre nok reserver i kraftsystemet for å håndtere ubalanser mellom produksjon og forbruk og håndtere feilsituasjoner. Slike ubalanser kan oppstå på grunn av forbruket i driftstimen ikke er det samme som forbruket det ble planlagt for, slik at produksjonen må endres i forhold til planlagt produksjonsmengde. Feil og utfall av overføringslinjer, produksjon eller forbruk kan også medføre at produksjon eller forbruk må endres i driftstimen. Separatområder[28] eller revisjoner på anlegg kan også føre til flaskehalser i nettet som medfører at kun enkelte kraftverk kan benyttes for å balansere produksjon og forbruk i et område. De fleste ubalansene håndteres og prissettes ved hjelp av markedsløsninger eller en fast sats som er satt av systemansvarlig. Dette er tjenester som systemansvarlig betaler for og i Tabell 13 og Figur 43 er det gitt oversikt over systemansvarskostnader i perioden 2005 – 2014. I Figur 43 inngår systemvern, kvartersflytting av produksjon, energiopsjoner, reaktiv effekt, flytting av planlagte revisjoner og netto kjøp av balanse- og effektkraft i øvrige systemtjenester.

Tabell 13: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2005 – 2014 [1].

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Primærreserver, herav	41	52	50	68	117	201	199	98	135	104
Grunnleveranse			15	9	22	25	25	24	30	21
Marked			41	66	98	190	200	84	147	103
Salg			-7	-7	-2	-14	-26	-10	-42	-20
Sekundærreserver								12	62	20
Tertiærreserver	52	49	31	34	50	79	31	65	87	34
Spesialregulering	147	138	115	117	153	145	173	124	104	275
Systemvern	7	8	10	11	4	6	4	9	13	9
Kvartersflytting av produksjon	6	8	5	10	5	19	10	9	9	5
Energiopsjoner	-	-	26	24	9	19	48	35	30	28
Reaktiv effekt	6	6	6	5	13	17	7	3	6	6
Omberamming av planlagte revisjoner		1	1	1	1	0	1	1	2	1
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	24	-8	-4	-3	0	-4	5	22	19	32
Sum	**283**	**255**	**240**	**267**	**351**	**482**	**478**	**378**	**467**	**514**

[28] Separatområder er områder som er midlertidig uten tilknytning til tilgrensende overføringsnett. For at frekvensen skal være 50 Hz (normal frekvens) i området må kraftverkene i området produsere like mye elektrisk kraft som det forbrukes i området.



Figur 43: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2005 – 2014 [1].

Generelt varierer systemansvarskostnadene med den hydrologiske situasjonen hvert år, temperatur om vinteren, prisene i kraftmarkedet og omfanget av driftsforstyrrelser og revisjoner som krever spesielle tiltak. Økt antall utenlandsforbindelser og mer utfordrende tilgang til store kraftverk med reguleringsevne har medført økte kostnader i perioden. Systemansvarskostnadene har økt siden 2005, med en foreløpig topp på 514 MNOK i 2014.

I 2014 skyldtes økningen økte kostnader med spesialregulering. Stor snøsmelting i Nord-Norge og på Vestlandet kombinert med utkoblinger på grunn av revisjoner førte til mye spesialregulering og tilhørende høye kostnader. Revisjoner i forbindelse med bygging av 420 kV linjen Ørskog – Fardal medførte spesialreguleringskostnad på 100 MNOK. I tillegg kommer produsentenes kostnader når systemansvarlig pålegger produksjonstilpasning, en tilpasning som ikke blir økonomisk kompensert. Statnett har ikke anslått hvor mye produksjonstilpasning har kostet samfunnet/produsentene, da Statnett ikke har grunnlag for å vite hvor mye som ville vært produsert dersom produksjonstilpasning ikke ble pålagt.

Kostnaden for primærreserver har økt siden 2005 og var på topp i 2010 og 2011. Primærreserver er automatiske reserver og er de første reservene som benyttes for å håndtere endring i frekvensen. Primærreservene skal respondere umiddelbart når frekvensen blir lavere enn 49,90 Hz eller høyere enn 50,10 Hz. Systemansvarlig sikrer at det er tilstrekkelig mengde tilgjengelige primærreserver gjennom kjøp i uke- og døgnmarkedet for primærreserver. I tillegg blir noe av behovet dekket gjennom et generelt krav til statikkinnstilling for alle generatorer over 10 MVA. Eierne av generatorene blir økonomisk kompensert for dette og kostnaden vises som kostnad for grunnleveranse i Tabell 13.

For å dekke behovet for primærregulering er det nødvendig å ha tilstrekkelig mengde roterende masse i kraftsystemet som har reguleringsevne. Kostnaden for primærreserver er størst i sommerhalvåret og påvirkes av den hydrologiske situasjonen. Dersom det er tørrår kombinert med mye import må systemansvarlig betale for å holde store kraftverk med mye roterende masse i gang. Dette er typisk kraftverk som vanligvis ikke ville produsert om sommeren. Dersom det er en våt sommer og magasinkraftverkene produserer mye, må systemansvarlig betale for å ha tilstrekkelig ledig kapasitet til å kunne regulere opp kraftverket. En kombinasjon

av høy import og mye uregulerbar kraftproduksjon fra vindmøller eller småkraftverk og elvekraftverk uten magasin kan også gi høye kostnader for å sikre nok regulerytelse.

Systemansvarlig kan selge primærregulering til andre nordiske TSOer og inntekten for dette vises i linjen for *Salg* i Tabell 13.

Sekundærreserver skal avløse primærreservene slik at primærreservene er frigjort til å håndtere ny endring i frekvens. Sekundærreserver ble tatt i bruk i 2012 og ble spesielt benyttet i 2013. I 2014 ble innkjøp av sekundærreserver redusert til å kun gjelde noen få timer i døgnet og dermed ble kostnaden redusert. Mer informasjon om sekundærreserver er gitt i kapittel 6.

Tertiærreservene benyttes for å avlaste generatorene som har respondert på lav eller høy frekvens ved hjelp av automatisk primær- eller sekundærregulering. Tertiærreservene skaffes gjennom regulerkraftmarkedet og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Regulerkraftmarkedet benyttes i tillegg til å håndtere flaskehalser som ikke håndteres av prisområdene. Kostnaden for aktivering av bud i regulerkraftmarkedet inngår i balanseoppgjøret til aktørene og inngår ikke i kostnad for tertiærreserver som fremkommer av Tabell 13. Systemansvarlig sine kostnader knyttet til tertiærreserver er kostnader for RKOM. RKOM benyttes for å sikre at systemansvarlig har tilstrekkelig tilgjengelig regulerkraft og markedet er delt i et ukemarked og et sesongmarked. En mild vinter 2013/14 og forvinter 2014/15 bidro til lave kostnader for tertiærreserver. Kostnadene for tertiærreserver avhenger av forbruk, elspotpriser og eksport/import, spesielt i vinterhalvåret.

Kostnadene for de øvrige systemtjenestene varierer fra år til år. For eksempel vil kostnaden for kvartersflytting av produksjon variere med prisen i energimarkedet. I 2014 gikk antall kvartersflyttinger opp i forhold til tidligere år, men pga. lave kraftpriser ble kostnaden redusert.

9.1 Forventet utvikling i kostnader

Systemansvarskostnadene har økt de siste årene, og lite tyder på at kostnaden vil reduseres de nærmeste årene.

Det er planlagt stor aktivitet innen nybygging og oppgraderinger i sentralnettet de neste årene og dette kan føre til høye kostnader med spesialregulering i områdene som berøres av byggearbeidene. Virkemidler bør til enhver tid vurderes ut fra hva som gir den samlet sett mest optimale utnyttelsen av tilgjengelige ressurser og som samtidig ivaretar hensynet til driftssikkerheten. NVE mener det ikke er rasjonelt å fokusere ensidig på å minimere spesialregulering, verken i mengde regulert kvantum eller antall dager det benyttes, men at kostnadene ved bruk av spesialregulering over tid bør veies opp mot kostnadene forbundet med eventuelle tiltak for å redusere deler av det spesialregulerte kvantum. Det er de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene som må vurderes. Mer om kostnad og vurderinger rundt bruk av spesialregulering er gitt i kap. 8.2.

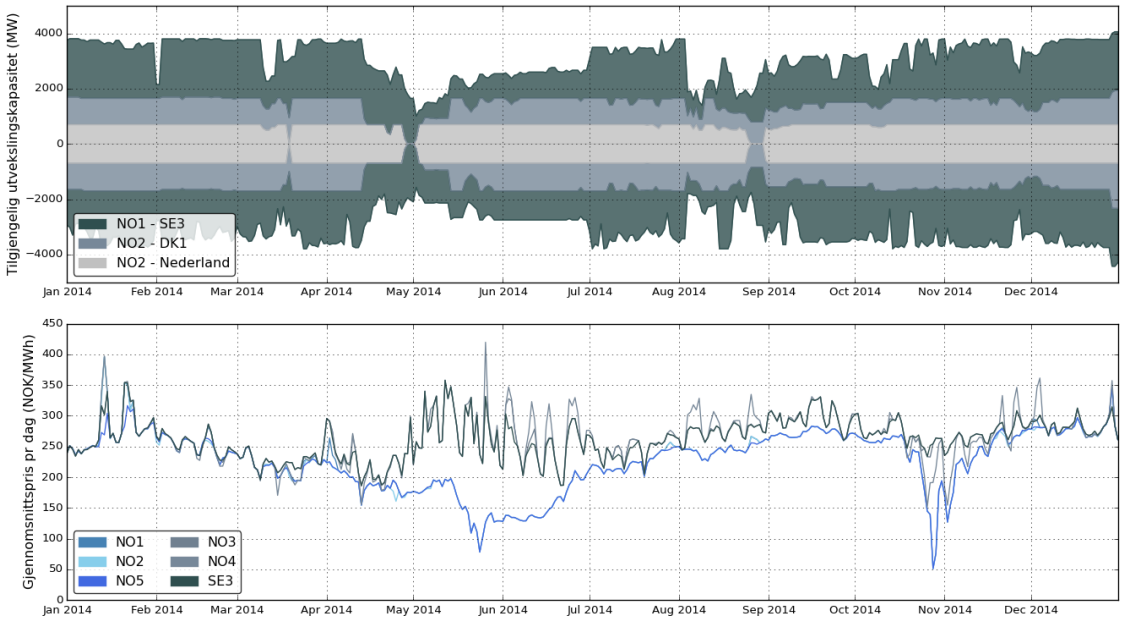
Mer uregulerbar produksjon og økt import, spesielt i sommerhalvåret, kan føre til økte kostnader for å sikre nok tilgjengelige reserver. Mer om frekvenskvalitet og behov for tilgjengelige reserver er gitt i kapittel kapittel 6.

Fra vinteren 2014/15 ble RKOM delt i to produkter, ett høykvalitetsprodukt og ett med begrensninger. Et høykvalitetsprodukt har ikke noen begrensninger i varighet eller hviletid, mens produkter med begrensning kan ha hviletid opp til åtte timer [16]. Statnett vil på denne måten sikre seg at en gitt andel av RKOM holder høy kvalitet. Statnett antar at kostnaden for RKOM skal reduseres med de nye produktene. Samtidig kan flere utenlandskabler, bl.a.

Skagerrak 4, bidra til økt eksportkapasitet og tilhørende økt behov for å sikre reserver gjennom RKOM. Det kan også føre til økt pris i RKOM.

9.2 Vedlikehold på nett bidro til lave kraftpriser

Kraftprisene var i 2014 gjennomgående lavere i Sør- enn i Nord-Norge. I andre kvartal ble forskjellen større grunnet snøsmelting samtidig som eksportkapasiteten ut av de sørligste elspotområdene var redusert. I tillegg var flere av de store kjernekraftreaktorene i Sverige ute til vedlikehold i slutten av april, noe som bidro til å forsterke prisforskjellene mellom Sør-Norge og resten av Norden.



Figur 44: Øverste figur viser tilgjengelig utvekslingskapasitet fra Sør-Norge til Danmark, Nederland og Sverige (eksportkapasitet i positive tall, importkapasitet i negative tall). Nederste figur viser spotpris i Norge og SE3 i gjennomsnitt per dag i 2014. Grunnlagsdata: [3].

Figur 44 viser tilgjengelig overføringskapasitet fra Sør-Norge til Danmark, Nederland og Sverige gjennom 2014. I vintermånedene var den totale tilgjengeligheten god, men fra medio april til begynnelsen av juli var kapasiteten redusert. I samme periode sank også kraftprisene i Sør-Norge, mens de steg i Nord-Norge. Det gjorde at Sør-Norge skilte seg ut som et nordisk lavprisområde gjennom store deler av andre kvartal.

Vedlikeholdsarbeidene som sto for det meste av kapasitetsreduksjonen, var knyttet til installasjon av SK4 og sjøkabler mellom Rød og Hasle.

10 Erfaringer fra NVEs tilsynsvirksomhet

NVEs hjemmelsgrunnlag til å gjennomføre tilsyn er gitt i energiloven § 10-1 og energilovforskriften §§ 9-2 og 9-3. I forbindelse med driften av kraftsystemet er det først og fremst tilsyn med bestemmelsene om beredskap, drift og vedlikehold, leveringskvalitet og systemansvar som er de mest relevante. Nedenfor skisseres kort noen erfaringer fra tilsyn innenfor nevnte områder. Ytterligere informasjon kan finnes i NVE rapport nr. 6/2015 «Årsrapport for tilsyn 2014» [7].

10.1 Beredskap og vedlikehold av elanlegg

Samfunnet er avhengig av stabile leveranser av elektrisitet og fjernvarme. Gjennom forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen stilles det klare krav om at det skal arbeides systematisk med tiltak for å forebygge og håndtere ekstraordinære hendelser som kan skade eller hindre produksjon, overføring eller fordeling av elektrisk energi eller fjernvarme. Tilsyn er viktig for å avdekke om kravene blir fulgt.

NVE gjennomførte og igangsatte i 2014 i alt 50 tilsyn innen forebyggende sikkerhet og beredskap, av disse var 20 stedlige tilsyn. Tre av de stedlige tilsynene var samtidig med Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB). I tillegg følger NVE opp lukking av avvik etter tidligere tilsyn, mange av disse er krevende og kompliserte.

Gjennomføringen av stedlige tilsyn har i noen grad blitt gjort annerledes enn tidlige år. Det er valgt ut spesielt viktige eller sårbare komponenter som krafttransformatorer hos nettselskap, produksjonsselskap eller begge typer selskap innen et konsern. NVEs erfaring er at metoden og utvalget av anlegg har vært positiv og rasjonell for både NVE og tilsynsobjektene.

Uventede hendelser som teknisk havari, brann og uvær setter energiselskapene på prøve, men myndighetene får en mulighet til å se hvordan situasjonen er i energiforsyningen. I 2014 rammet fire ekstremvær Norge (Jorun, Kyrre, Lena og Mons). Ekstremvær gir ofte strømbrudd for kundene. Ulike typer hendelser hos over 70 virksomheter ble fulgt opp av NVE i 2014. Som en konsekvens av strømbruddet i Lofoten i mars 2013 ble Øvelse Lofoten gjennomført i 2014.

Tilsynene har omfattet drift, vedlikehold og beredskapsmessige forhold med utgangspunkt i Energiloven § 3-1 Konsesjon på anlegg og kap. 9. Beredskap, Energilovforskriften § 3-5 Plikter ved konsesjon for elektriske anlegg, samt Beredskapsforskriften kapitlene 2, 4 og 5.

Tilsynet med elektriske anlegg viste i hovedsak samme resultat som tidligere år. En typisk gjenganger er mangelfulle ROS-analyser og etterfølgende tiltaksplaner.

10.2 Fjernvarme

Det ble i 2014 gjennomført seks tilsyn med fjernvarmeanlegg, fem planlagt og varslet på vanlig måte og ett hendelsesbasert tilsyn. Tilsynene omfattet drift, vedlikehold og beredskapsmessige forhold med utgangspunkt i Energiloven § 5-1 Konsesjon for fjernvarmeanlegg, § 5-4 Leveringsplikt og kap. 9. Beredskap, Energilovforskriften § 5-3 Plikter ved konsesjon for fjernvarmeanlegg samt Beredskapsforskriften kapitlene 2, 4 og 5.

Tilsynet med fjernvarmeanlegg viste i hovedsak samme resultat som tidligere år. Enkelte konsesjonærer følger ikke opp kravene i konsesjonen, mens andre har bygd og utvidet anleggene sine i strid med konsesjonen. Tilsyn på bakgrunn av en større hendelse (rørbrudd i

Akersgata i Oslo) viste at det var mangler hos selskapet både knyttet til analyser og til planverket hos selskapet for behandling av et større rørbrudd. På den andre siden viser tilsynet at virksomhetene for øvrig har god driftskontroll, pålitelig energilevering og et systematisk vedlikehold.

10.3 Leveringskvalitet

Tilsyn med leveringskvalitet omfatter bestemmelsene i leveringskvalitetsforskriften, samt § 22 i systemansvarsforskriften. Tema som inkluderes i revisjonene er dermed spenningskvalitet, registrering og rapportering av spenningskvalitet, leveringspålitelighet, registrering og rapportering av avbrudd, kundehåndtering og feilanalyse og statistikk.

Det ble gjennomført tre revisjoner i 2014 som alle var begrenset til å gjelde bestemmelsene om registrering og rapportering av avbrudd i leveringskvalitetsforskriften, samt feilanalyse og statistikk i systemansvarsforskriften. En av revisjonene hadde fokus på både leveringskvalitetsforskriften og beredskapsforskriften og omhandlet leveringspålitelighet i selskapet sitt forsyningsområde.

Revisjonene resulterte i til sammen 12 avvik og 15 anmerkninger.

Typiske funn er mangelfull eller ukorrekt registrering og rapportering av avbrudd, feil registrering av nettnivå kundene er tilknyttet, manglende rapportering av årsak til vesentlige endringer i avbruddsrapporteringen sammenliknet med året før, manglende registrering av avbrudd som skyldtes feil i lavspenningsnettet, manglende registrering av kortvarige avbrudd og avbruddsdata ble ikke sendt til ansvarlig konsesjonær uten ugrunnet opphold.

I 2014 ble det også gjennomført kontroll av innrapporterte avbruddsdata for 2013 fra 130 nettselskap. Tre nettselskap søkte og fikk utsatt innrapporteringen fra 1. mars til 15. mars, mens ett selskap ikke fikk innvilget søknad om utsatt frist. Dette skyldtes for sen innkommet søknad. Ti selskap måtte sende inn ny rapporteringsfil på grunn av feil i filen, blant annet manglende registrering av et avbrudd, innsending av feil fil, feil format på rapporteringsfilen og rapportering av for høy levert energi.

Systemansvarlig samler inn data med feilanalyse av hendelser i distribusjons-, regional- og sentralnettet, samt i produksjonsanlegg tilknyttet regional- og sentralnettet. De siste årene har systemansvarlig hatt fokus på at produsentene rapporterer feil i egne produksjonsanlegg og i 2014 var det 21 av 59 rapporteringspliktige produsenter som rapportere om slike feil. NVE vil følge opp dette i 2015.

10.4 Systemansvaret

Tilsyn med Statnetts utøvelse av systemansvaret omfatter bestemmelsene i energiloven § 6-1, energilovforskriften § 6-1, konsesjon for å utøve systemansvaret og systemansvarsforskriften.

I 2014 hadde NVE løpende oppfølging av Statnetts utøvelse av systemansvaret. I tillegg har NVE fulgt opp Statnetts arbeid med lukking av avvik som ble funnet ved revisjoner i 2011 og 2012. Tidligere har NVE gjennomført omfattende revisjoner av Statnetts utøvelse av systemansvaret. I 2014 ble det lagt vekt på kontinuerlig oppfølging. Dette innebar blant annet tilsyn som følge av at NVE ble gjort oppmerksom på at Statnetts praksis kunne være i strid med gjeldende regelverk og prinsipper. Det ble gjennomført to slike tilsyn i form av at NVE sendte brev til Statnett der det ble vist til de aktuelle forholdene og tilhørende regelverk. Temaene for tilsynene var Statnetts bruk av lokal koordinator for å koordinere systemansvarsoppgaver og

bruk av produksjonstilpasning. Statnett ble bedt om å gjøre rede for alle relevante forhold. I tillegg ble det holdt ett stedlig tilsyn med et forhåndsvalgt tema.

I 2014 hadde NVE to halvårlige oppfølgingsmøter der Statnett gjorde rede for løpende drift og relevante forhold for utøvelsen av systemansvaret. Tema for møtene var systemansvarskostnader, flaskehalsinntekter og kostnader for overføringstap for HVDC-forbindelsene til Danmark og Nederland, håndtering av flaskehalser og nettkapasitet, energi- og effektknapphet i Norge og Norden, driftsforhold av betydning, driftsforstyrrelser, viktige endringer i driftskoblinger, systemtjenester og systemvern, samt Statnetts internasjonale arbeid i Norden og ENTSO-E.

Det generelle inntrykket er at Statnett har god kontroll og god oversikt når det gjelder utøvelse av systemansvaret i det norske kraftsystemet, men NVE vurderer det som viktig å fortsette med stedlige tilsyn av Statnetts utøvelse av systemansvaret.

11 NVEs vurderinger og oppfølging

Under følger en oversikt over NVEs vurderinger og oppfølging av tema som er tatt opp i rapporten.

Driftsforstyrrelser og leveringskvalitet

NVE kan ikke se en klar trend i utvikling av årsak for driftsforstyrrelser. Det er viktig for den enkelte konsesjonær å være oppdatert og bevisst på gjeldende årsaker innenfor sitt område, for å kunne redusere omfanget og konsekvensene av driftsforstyrrelser som oppstår. Selskapene kan påvirke omfanget av og konsekvensene ved driftsforstyrrelser gjennom forebyggende vedlikehold, reinvesteringer i tide og god reparasjonsberedskap, herunder traserydding, tilstrekkelig robust dimensjonering og sikker tilgang på ressurser. Ekstremvær som Dagmar, Hilde og Ivar ser ut til å ha stor påvirkning på statistikken og NVE mener at samfunnet må være forberedt på ekstremvær. I 2014 var antall driftsforstyrrelser det høyeste på 20 år. De aller fleste driftsforstyrrelsene medførte ikke avbrudd for sluttbrukere, men man ser også en økning i antall driftsforstyrrelser som medførte avbrudd. Dette gjelder både de som medførte kortvarige og langvarige avbrudd. I 2014 kan noe av forklaringen være ekstremværet Jorun og Kyrre i mars 2014 og høy lynaktivitet i juli, august og desember.

Feil i krafttransformatorer og sjøkabler og til dels jordkabel vurderes som de mest alvorlige og vil kunne innebære langvarige utfall. Dette henger sammen med lang reparasjonstid, lange leveringstider, vanskelig tilgjengelighet for kompetanse på reparasjon av sjøkabler, komplisert transport for krafttransformatorer, utfordringer med effektivt beredskapslager mv. NVE har derfor tydeliggjort kravene til tilgang på kompetanse og ressurser for reparasjon, og i veiledningen til beredskapsforskriften er sjøkabelberedskap nærmere beskrevet.

Leveringspåliteligheten i det norske kraftsystemet har over tid hatt en utvikling i positiv retning, men som statistikken viser er systemet og leveringspåliteligheten sårbar for ekstremvær. Leveringspåliteligheten på landsbasis er over 99,96 % for alle år og nærmere 99,99 % for år uten ekstremvær. Leveringspåliteligheten nasjonalt var i 2014 på 99,985 %. De innrapporterte avbruddsdataene for 2014 viste en økning i antall avbrudd per sluttbruker, men at avbruddslengden samtidig gikk ned. En sommer med høy lynaktivitet og uvær i februar, mars og desember kan ha påvirket avbruddstatistikken for 2014.

Det er ikke mulig å garantere en avbruddsfri strømforsyning. Det er like fullt viktig å gjøre investeringer og videreutvikle forebyggende tiltak i kraftforsyningen for best mulig å håndtere alle ekstraordinære situasjoner. Selskapene har et selvstendig ansvar for risikovurderinger og tiltak for å håndtere alle former for ekstraordinære påkjenninger. Sluttbrukere som ikke kan klare seg uten strøm bør gjennomgå egne krav til sikkerhet og back-up, slik som for eksempel nødstrøm i form av aggregater eller UPS[29].

I 2014 trådte revidert leveringskvalitetsforskrift i kraft og det medførte blant annet innføring av ny rapporteringsplikt for spenningskvalitetsmålinger i høyspenningsnettet og driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i lavspenningsdistribusjonsnett som medførte avbrudd for sluttbrukere. NVE har mottatt spenningskvalitetsmålinger fra omtrent 80 % av de rapporteringspliktige selskapene. Når det gjelder registrering og rapportering av hendelser i lavspenningsnettet som medførte avbrudd for sluttbrukere har 15 % av de rapporteringspliktige selskapene ikke sendt inn data til NVE. I tillegg har mange selskap registrert svært få sluttbrukeravbrudd. Data for

[29] UPS – uninterruptible power supply – avbruddsfri strømforsyning

2014 er dermed ikke nødvendigvis illustrerende for mengden avbrudd og ikke levert energi som skyldes hendelser i lavspenningsnettet.

NVE vil følge opp selskapene som ikke har rapportert spenningskvalitetsmålinger eller avbrudd på grunn av driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i lavspenningsdistribusjonsnett. Dette gjelder også de selskapene som har rapportert få avbrudd.

De siste årene, og spesielt i 2014, har utfordringer i lavspenningsnettet blitt et aktuelt tema. Spørsmålene handler om hvem som er ansvarlig for utbedring dersom det oppstår problemer med spenningskvaliteten som følge av bruk av elektriske apparater som har kommet på markedet de siste årene. Dette kan typisk være induksjonstopper, elbiler og ulike typer varmepumper. En problemstilling er å definere grensen for når nettselskapet er ansvarlig for utbedring og når en nettkunde er ansvarlig. Spesielt er det utfordrende å definere grensen for når man kan hevde at kunden har installert for krevende apparater og når man kan slå fast at nettet er for svakt til å takle helt normale apparater. Med utvikling av mer energieffektive, men mer effektkrevende, apparater kan det forventes at utfordringen med spenningskvalitet i svake nett øker. NVE deltar i FoU-prosjektet SPESNETT hvor utfordringer i lavspenningsnettet er ett av temaene som behandles. I tillegg skal et konsulentselskap på oppdrag fra NVE vurdere virkemidler regulator har til å minimere problemer med spenningsforstyrrelser fra utfordrende elektriske apparater og gi en anbefaling til eventuelle nye krav i leveringskvalitetsforskriften.

Utenlandsforbindelser

NVE mener utenlandsforbindelsene er av stor samfunnsmessig betydning og at det generelt er viktig med høy tilgjengelighet på disse, både likestrøms- og vekselstrømsforbindelsene. Forventet handelskapasitet på utenlandsforbindelser gjennom tappesesongen har betydning for kraftprodusenters disponering, og ved en svak hydrologisk balanse vil det kunne ha betydning for forsyningssikkerheten. Det vil likevel være avgjørende når i tappesesongen et utfall av en utenlandsforbindelse inntreffer.

Dersom den hydrologiske balansen er god, vil et utfall ha liten umiddelbar betydning for forsyningssikkerheten i Norge, uavhengig av når i tappesesongen en eventuell feil inntreffer. De fleste feil på utenlandsforbindelsene vil heller ikke direkte medføre avbrudd for sluttbruker. Svært langvarige utfall vil imidlertid kunne få betydelige konsekvenser da den hydrologiske balansen kan endre seg betydelig fra ett år til et annet. For forsyningssikkerheten er tilgjengelig importkapasitet over tid av stor betydning. Det vesentligste av reduksjon i importkapasitet skyldes feil på selve utenlandsforbindelsene, herunder kabel, omformer eller transformator. I tillegg kan flaskehalser i det norske eller andre lands kraftsystem begrense overføringskapasiteten på utenlandsforbindelsene.

Tvangsmessig utkobling av forbruk

Ved effektknapphet eller ved driftsforstyrrelser kan systemansvarlig pålegge konsesjonær å foreta kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk[30]. Dette virkemiddelet er viktig da det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gardere seg mot alle tenkelige hendelser for å unngå et avbrudd. Tvangsmessig utkobling av forbruk er ment som et "siste skanse"-tiltak, og det forutsettes at frivillige og markedsmessige løsninger allerede er utnyttet. Slik utkobling har så langt kun funnet sted ved driftsforstyrrelser.

[30] Jf. systemansvarsforskriften § 13.

Alle konsesjonærer skal rapportere til systemansvarlig planer for tvangsmessig utkobling av forbruk[31]. Ved tvangsmessig utkobling av forbruk, skal dette skje mest mulig samfunnsmessig rasjonelt. Systemansvarlig er avhengig av å ha tilgjengelig planer som i stor grad er sammenlignbare og det vil derfor være viktig at planene er sammenlignbare. Systemansvarlig er ansvarlig for å evaluere og godkjenne planene, jf. [20].

Frekvenskvalitet

NVE mener det er positivt at tiltakene Statnett og de øvrige TSOene i Norden har iverksatt for å bedre frekvenskvaliteten og snu den negative utviklingen i årene frem til og med 2011 ser ut til å ha ønsket effekt. Det er likevel viktig at Statnett fortsetter å ha fokus på tiltak som bedrer frekvenskvaliteten slik at den positive utviklingen de siste årene ikke snur. Et av tiltakene som har hatt positiv effekt er innføringen av automatiske sekundærreserver. Samtidig som NVE mener det er viktig å ha fokus på frekvenskvaliteten, må Statnett vurdere kostnaden for nye tiltak som FRR/A opp mot kostnad for alternative tiltak.

Statnett er bekymret for redusert frekvenskvalitet som følge av mer uregulerbar kraftproduksjon og økt import, spesielt i sommerhalvåret. Dette, kombinert med at mange store kraftverk med god regulerytelse er ute til revisjon om sommeren, kan skape utfordringer for å ha nok tilgjengelig regulerytelse og en akseptabel frekvenskvalitet. I det norske kraftsystemet i dag er det nok tilgjengelig regulerytelse, men mange kraftverk velger å ha revisjon på kraftverket om sommeren på grunn av lave kraftpriser. På kort sikt vurderer NVE at er det et kostnadsspørsmål å ha nok regulerytelse også om sommeren og samfunnet må ta kostnaden for å sikre nok tilgjengelige ressurser hele året. På lang sikt kan det derimot være et spørsmål om ressursene er tilgjengelige. Det norske kraftsystemet er avhengig av at de store kraftverkene med god regulerytelse reinvesterer og opprettholder dagens regulerytelse.

NVE følger Statnetts arbeid med kontinuerlig ramping på HVDC-kablene ut av det nordiske synkronområdet og vil fortsette å følge opp dette i 2015.

NVE mener for øvrig at det er viktig at de nordiske TSOene blir enige om et måltall for frekvenskvalitet i Norden og dermed kan rette arbeidet sitt med frekvenskvalitet mot dette målet.

Bruk av systemvern

NVE mener at systemvern er av samfunnsmessig rasjonell betydning. Kostnadene med bruk av systemvern er ment å være lavere enn kostnadene uten bruk av systemvern, for eksempel ved reduksjon av konsekvenser som følge av driftsforstyrrelser, øke overføringskapasiteten, etc. Det er derfor ikke et mål i seg selv, etter NVEs vurdering, ensidig å fokusere på å redusere kostnadene ved bruk av systemvern. Kostnadene ved bruk av visse typer systemvern bør imidlertid veies opp mot kostnader for tiltak i kraftsystemet for at systemvern kan gjøres overflødig noen steder, herunder ved investeringer i økt overføringskapasitet. NVE mener det er viktig at systemansvarlig til enhver tid har et bevisst forhold til hvilke produksjons- eller forbruksenheter som omfattes av automatisk frakobling, nå og i fremtiden.

Driftssikkerhet, spesialregulering og produksjonstilpasning

N-1-tankegangen benyttes ofte i planleggingsøyemed i kraftnettet, men alle tiltak i kraftnettet skal først og fremst begrunnes i samfunnsøkonomisk lønnsomhet. En oversikt over alle punkter uten N-1 i kraftnettet kan likevel være nyttig for å kartlegge og synliggjøre sårbarheten i

[31] Jf. systemansvarsforskriften § 13

kraftnettet, omfanget av svakere nettløsninger og kostnadene ved å forbedre forsyningssikkerheten. Gjennom endringer i forskrift om energiutredninger som trådte i kraft 1.1.2013 kom det krav om at kraftsystemutredningene skulle inneholde en slik oversikt over punkter uten N-1. I tillegg registrer Statnett antall timer i sentralnettet uten N-1 for områder der N-1-kriteriet normalt skal være oppfylt. NVE anser en slik oversikt som en viktig del av arbeidet med å kartlegge og vurdere dagens nivå av forsyningssikkerhet og synliggjøre behovet for og kostnadene ved å øke forsyningssikkerheten. NVE vil følge opp konsesjonærene for å få en mer samstemt rapportering for de regionale KSUene fremover og dermed heve kvaliteten på oversikten over punkter i regionalnettet uten N-1.

NVE mener det ikke vil være samfunnsmessig rasjonelt i hvert tilfelle å endre koblingsbilder slik at det sikres N-1-drift selv om tilstrekkelig nettstruktur er tilgjengelig. NVE mener heller ikke det vil være samfunnsmessig rasjonelt i hvert tilfelle å kreve oppregulering av produksjonsressurser for å sikre N-1-drift, forutsatt tilstrekkelige og tilgjengelige produksjonsressurser. Det er imidlertid viktig at systemansvarlig gjør de nødvendige vurderinger av hvilke koblingsbilder det er mest samfunnsmessig rasjonelt å benytte, og at det så langt som mulig benyttes forhåndsdefinerte koblingsbilder. Det er likeledes viktig at systemansvarlig kontinuerlig gjør de nødvendige vurderinger for når det kan være samfunnsmessig rasjonelt å benytte oppreguleringsressurser for å sikre N-1-drift.

NVE ser at driftssikkerheten kan utfordres de kommende årene. Det er omfattende nybygging og oppgradering av eksisterende nett som skal gjennomføres de neste årene, i tillegg til vedlikehold og ordinært revisjonsarbeid på eksisterende linjer. Dette kan føre til at nettet er sårbart for feil over lengre perioder og et økt behov for å håndtere lokale flaskehalser. Sistnevnte kan medføre at mengden spesialregulering og tilhørende kostnader kan holde seg høy de neste årene. Dette stiller igjen krav til at revisjonskoordineringen systemansvarlig gjør for regional- og sentralnettet holder høy kvalitet og prøver å minimere tiden med redusert driftssikkerhet. Oversikt fra systemansvarlig viser at det er få revisjoner i juli sammenlignet med månedene før og etter. NVE mener at systemansvarlig og aktørene i bransjen, dersom det er mulig, i større grad bør vurdere å ta i bruk juli til å gjennomføre revisjoner og driftsstanser, for å sikre en bedre utnyttelse av tidsrommet hvor revisjoner er mulig å gjennomføre.

I 2014 startet NVE en gjennomgang av Statnetts bruk av produksjonstilpasning for å kontrollere om praksisen var i henhold til bestemmelser i systemansvarsforskriften (fos). Årsaken til gjennomgangen var at Statnett 1.4.2014 utvidet praksis for hvilke tilfeller produksjonstilpasning kunne bli benyttet. Statnetts veileder for praktisering av systemansvaret ble endret for fos § 8 åttende ledd og det kom inn et nytt avsnitt om at Statnett ville vurdere å benytte produksjonstilpasning i områder med begrenset kapasitet i lengre tidsrom [1]. Flere produsenter valgte våren 2014 å gjøre NVE oppmerksom på utvidelsen av Statnetts praksis. NVE har saken til behandling.

Systemansvarskostnader

Systemansvarskostnadene har økt de siste årene, og lite tyder på at kostnaden vil reduseres de nærmeste årene.

Det er planlagt stor aktivitet innen nybygging og oppgraderinger i sentralnettet de neste årene og dette kan føre til høye kostnader med spesialregulering i områdene som berøres av byggearbeidene. NVE mener det ikke er rasjonelt å fokusere ensidig på å minimere spesialregulering, verken i mengde regulert kvantum eller antall dager det benyttes, men at kostnadene ved bruk av spesialregulering over tid bør veies opp mot kostnadene forbundet med eventuelle tiltak for å redusere deler av det spesialregulerte kvantum. Det er de samlede

samfunnsøkonomiske kostnadene som må vurderes. Virkemidler bør til enhver tid vurderes ut fra hva som gir den samlet sett mest optimale utnyttelsen av tilgjengelige ressurser og som samtidig ivaretar hensynet til driftssikkerheten.

Mer uregulerbar produksjon og økt import, spesielt i sommerhalvåret, kan føre til økte kostnader for å sikre nok tilgjengelig regulerytelse.

Fra vinteren 2014/15 ble regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) delt i to produkter, ett høykvalitetsprodukt og ett med begrensninger. Et høykvalitetsprodukt har ikke noen begrensninger i varighet eller hviletid, mens produkter med begrensning kan ha hviletid opp til åtte timer [16]. Statnett vil på denne måten sikre seg at en gitt andel av RKOM holder høy kvalitet. Statnett antar at kostnaden for RKOM skal reduseres med de nye produktene. Samtidig kan flere utenlandskabler, bl.a. Skagerrak 4, bidra til økt eksportkapasitet og tilhørende økt behov for å sikre reserver gjennom RKOM. Det kan også føre til økt pris i RKOM.

Generelle tiltak

Som følge av erfaringer fra hendelser og tilsyn har NVE vært initiativtaker for bransjesamarbeid innen kritiske kompetanseområder. Eksempler på dette er initiativet til KraftCERT AS og pågående utredning om felles innkjøp av beredskapskabler og -materiell og felles beredskapsavtaler for reparasjon av sjøkabler i regi av REN AS (Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet).

NVE vil fortsette å ha en tett oppfølging av Statnetts utøvelse av systemansvaret gjennom blant annet oppfølgingsmøter og tilsyn. Det generelle inntrykket er at Statnett har god kontroll og god oversikt når det gjelder utøvelse av systemansvaret i det norske kraftsystemet, men NVE vurderer det som viktig å fortsette med stedlige tilsyn av Statnetts utøvelse av systemansvaret. I tillegg kommer kontinuerlig oppfølging og tilsyn i form av brev som følge av at NVE blir gjort oppmerksom på at Statnetts praksis kan være i strid med gjeldende regelverk og prinsipper.

Videre vil revisjoner med øvrige selskaper vedrørende bestemmelser i forskriftene om systemansvar, leveringskvalitet, beredskap og energilovforskriften vedrørende drift og vedlikehold, være viktige oppfølgingspunkter.

12 Referanser

[1] Statnett, **Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2014**, 2015, www.statnett.no

[2] Statnett, **Årsstatistikk 2013 Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV nettet**, 2014, www.statnett.no

[3] Nord Pool Spot/SKM Market Predictor, 2015, www.nordpoolspot.com

[4] Store norske leksikon, «elektromagnetisk kompatibilitet», 2009, https://snl.no/elektromagnetisk_kompatibilitet

[5] NVE, **Det høyspente distribusjonsnettet – innsamling av geografiske og tekniske komponentdata**, NVE rapport nr. 1/2014, NVE v/ Paulen, Gleditsch, Aabakken, Gillund, 2014, www.nve.no

[6] NVE, **Leveringskvalitet i kraftsystemet: Forslag til forskrift**, NVE dokument nr. 3/2004, NVE v/ Trengereid, Brekke og Parelius, 2004, www.nve.no

[7] NVE, **Årsrapport for tilsyn 2014**, NVE rapport nr. 6/2015, NVE v/L'Abée-Lund og Nordang Solum, 2014, www.nve.no

[8] Statnett, **Praktisering av systemansvaret – Veileder til enkeltparagrafene**, 2015, www.statnett.no

[9] Statnett, **Årsstatistikk 2010 – Driftsforstyrrelser og feil i det norske distribusjonsnettet**, 2011, www.statnett.no

[10] NVE, **Driften av kraftsystemet 2011**, NVE rapport nr. 21/2012, NVE v/Brekke og Ulsberg, 2012, www.nve.no

[11] NVE, **Driften av kraftsystemet 2012**, NVE rapport nr 44/2013, NVE v/Brekke, Arnesen og Ulsberg, 2013, www.nve.no

[12] NVE, **Driften av kraftsystemet 2013**, NVE rapport nr 38/2014, NVE v/Aabakken, Sepúlveda, Fadum, Ulsberg, Arnesen, Nordvang og Reed, 2014, www.nve.no

[13] SINTEF Energiforskning AS, **Analyser av feil og avbrudd i kraftnettet 1989-2005**, ref TR A6451, SINTEF v/ Kjølle, Mogstad og Samdal, 2006, SINTEF Energiforskning AS

[14] NVE, **Avbrotsstatistikk 2013**, NVE rapport nr 74/2014 v/Aabakken, Fadum, Ånestad, Hageengen og Nordeng, 2014, www.nve.no

[15] NVE, **Status og prognoser for kraftsystemet 2014 - Sammenstilling av data fra kraftsystemutredningene for regionalnettet fra 2014**, NVE v/Paulen, Duus og Ganer, 2014, www.nve.no

[16] Statnett, **Vilkår for tilbud, aksept/prissetting og håndtering av bud i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) – Gjeldende fra 10.11.2014**, 2014, http://www.statnett.no/PageFiles/2491/Vilk%C3%A5r%20for%20Regulerkraftopsjonsmarkedet%20(RKOM)%20fom%2010.11.2014.pdf

[17] Statnett, **Årsstatistikk 2010 Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV nettet**, 2011, www.statnett.no

[18] Olje- og energidepartementet, **Ot.prp. nr. 62 (2008-2009) om lov om endringer i energiloven**, 2009

[19] NVE og SINTEF Energiforskning AS, **Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet**, NVE rapport nr. 8/2005, NVE v/Sneve og Brekke og Sintef Energiforskning AS v/Stene, 2005, www.nve.no

[20] NVE, **Endringer i forskrift 7. mai 2002 nr 448 om systemansvaret i kraftsystemet: Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst**, NVE rapport nr. 67/2012, NVE v/ Brekke, Espegren og Rogstad, 2012, www.nve.no

[21] Referansegruppe feil og avbrudd, **Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet – versjon 2**, Referansegruppe feil og avbrudd v/NVE, EBL Kompetanse, Statnett og Sintef Energiforskning, 2001, http://fasit.nsp01cp.nhosp.no/getfile.php/fasit.no/Definisjoner/definisjoner.pdf

13 Vedlegg

Vedlegg 1:
Oversikt over driftsforstyrrelser for AC-forbindelsene mellom Norge og utlandet (sentralnettsnivå). Oversikten dekker perioden 2005 – 2014. Se [11] og [12] for perioden 1967 – 2004.

Vedlegg 2:
Systemvern – oversikt over plassering, funksjoner, når vernene benyttes, hva som utløser dem samt hvor ofte de brukes. Oversikten er i sin helhet hentet fra [1].

13.1 Vedlegg 1: Driftsforstyrrelser for utenlandsforbindelser (vekselstrøm)

Oversikt over driftsforstyrrelser for AC-forbindelsene mellom Norge og utlandet (sentralnettsnivå). Oversikten dekker perioden 2005 – 2014. Se [11] og [12] for perioden 1967 – 2004.

Rapportnr.	Region	Dato		Klokke	Stasjon	Avgang	Kommentarer	Spg	
2014000091	RM	06.02.2014	09:30	NRØ	GEJ		Kl. 0930: GEJMÅN (AJAURE, Sverige) 220 kV LEDNING NEDRE RØSSOGA: Uønsket fjernutløsning av effektbryter 220 NedreRøssoga under arbeid i kontrollanlegget i Nedre Røssoga. Ingen konsekvenser.	220	Forbigående
2014000436	RN	14.03.2014	09:48	SIL	TOR		Kl. 09.48: 132 kV LEDNING SILDVIK - TORNEHAMN, effektbryter faller i Tornehamn grunnet, trolig grunnet skjevspenninger som følge av feil i 420 kV-nettet i Norge, innkoblet kl. 09.50..	132	Forbigående
2014000445	RN	14.03.2014	18:48	SIL	TOR		Kl. 18.40: 132 kV LEDNING SILDVIK - TORNEHAMN faller i Tornehamn. Innkoblet kl. 18.41. Ingen vernstarter på norsk side som tyder på "norsk" jordfeil.	132	Forbigående
2014000687	RN	12.07.2014	17:06	SIL	TOR		Kl. 1706: 132 kV-LEDNING SILDVIK - TORNEHAMN. Utfall pga. lynaktivitet på svensk side. Aggregat G1 i Sildvik, som gikk med ca. 40 MW last, gikk til stopp. Ingen konsekvenser for sluttbrukere.	132	Forbigående
2014000689	RN	13.07.2014	14:52	SIL	TOR		Kl. 1452: 132 kV-LEDNING SILDVIK-TORNEHAMN. Utfall pga. feil på svensk side. Aggregat G1 i Sildvik, som gikk med 40 MW last, gikk til stopp. G1 tilbake i drift kl. 1754, med mating mot norsk side. Ingen konsekvenser for sluttbrukere. Ledningen innkoblet etter ca. 6 timer og 40 minutter.	132	Forbigående
2014000691	RN	15.07.2014	07:09	SIL	TOR		Kl. 0709: 132 kV-LEDNING SILDVIK - TORNEHAMN. Utfall pga. lyn på svensk side. Aggregat G1 i Sildvik, som gikk med 54 MW last, gikk til stopp. G1 tilbake i drift kl. 0850, med mating mot norsk side. Ingen konsekvenser for sluttbrukere.	132	Forbigående
2014000720	RM	23.07.2014	02:16	NEA -	JÄR		Kl. 02:16:32: 420 kV LEDNING NEA - T_HØGÅSEN - JÆRPEN: Trefase kortslutning med jordslutning som følge av feil på svensk side. Ledningen falt korrekt. Innkoblet kl. 03:21:56. Ifm. utfallet koblet systemvern planmessig ut Hydro ASU SU4, som trakk ca. 460 MW fra nettet. SU4 innkoblet etter ca. 8 minutter.	420	Forbigående
2014000802	RN	05.08.2014	20:15	IVA	VARA-		Kl. 20:15:18 220 kV LEDNING VARANGERBOTN - IVALO: Enfase kortslutning som utviklet seg til tofase kortslutning L2-L3-j. I Varangerbotn falt effektbryter for ledning Ivalo enfaset etter ca 60 msek. Noen få msek senere oppstår overslag i fase L2, slik at vernet gir trefase utløsning.	220	Forbigående
2014000807	RN	06.08.2014	23:23	IVA	VARA-		Kl. 23:22:59 220 kV LEDNING VARANGERBOTN - IVALO: Tofase kortslutning L1-L3-j som følge av lynnedslag på finsk side. Ledningen falt korrekt i Varangerbotn. Innkoblet kl. 23:42:19. Utfall av Melkefoss kraftverk (5 MW) og Kjøllefjord vindpark (3 MW). Ingen konsekvenser for sluttbrukere.	220	Forbigående
2014000852	RS1	19.08.2014	23:09	HALD-	SKO		Kl. 23:09:44: 420 kV LEDNING HALDEN-SKOGSETER: 1-faset kortslutning L1-jord grunnet lyn på svensk side (like ved Trollhättan). Korrekt 3-faset frakobling i Halden med velykket gjenninkobling etter 1 sek. Noe industri under Halden falt ut grunnet den resulterende spenningsdippen. Hendelsen medførte produksjonsfrakopling (PFK) av omlag 380 MW (Sima G2 og Aurland G3) . Ingen avbrudd for forbrukere.	420	Forbigående
2014001115	RS1	02.10.2014	11:51	HASL-	BOR		KL 1151, BORGVIK (Sverige) AVGANG 400 HASLE: Utkopling av effektbryter 400CL24A-S mot Hasle under arbeid i stasjon i følge SvK. Utfallet medførte	420	Forbigående

Rapportnr.	Region	Dato		Klokke	Stasjon	Avgang	Kommentarer	Spg	
							aktivering av PFK i Kvilldal 580 MW. Det gikk 480 MW mot Sverige før utfall. Ledning innkoplet kl 1206.		
2013000773	RN	24.10.2013	15:53	VARA-	IVA		Kl. 1553: 220 kV ledning Varangerbotn-Ivalo: 3-fase utløsning av uklar årsak. Ingen konsekvenser for sluttbrukere.	220	Forbigående
2013000500	RN	02.08.2013		21:38	VARA-	IVA	Kl 2138: 220 kV ledning Varangerbotn-Ivalo: Enfase kortslutning L3-j under tordenvær. Ledningen falt korrekt enfaset i Varangerbotn.	220	Forbigående
2013000412	RM	12.07.2013		22:48	NEA -	JÄR	Kl 2248: 420 kV ledning Nea-Järpstrømmen: Enfase kortslutning L1-j av uklar årsak. I Nea falt ledningen planmessig trefaset (dist.vern hk-sone),. Etter vellykket hgik i Järpstrømmen ble ledningen innkoplet i Nea kl 2055. GIK i Nea var avslått Avstand til feil er beregnet til 73,77 km, dvs på svensk side av grensen. Det er ikke registrert torden i området på dette tidspunktet.	420	Forbigående
2013000319	RN	25.06.2013		13:54	OFOT-	RIT	Kl 1354: 420 kV ledning Ofoten-Ritsem: Enfase kortslutning L1-j under tordenvær. I Ofoten falt ledningen korrekt trefaset etter 90 msek, med automatisk gjeninnkopling etter 25 sek. I Kobbelv falt planmessig aggregat 1 for systemvern (PFK).	420	Forbigående
2013000291	RS1	13.06.2013		02:10	HALD-	SKO	Kl. 0210: LEDNING 420 kV HALDEN-SKOGSÆTER: Kortslutning L2-j på svensk side medførte frakopling med vellykket GIK i Halden. Årsak til kortslutningen er ikke avklart. Ingen konsekvenser.	420	Forbigående
2013000227	RN	24.05.2013		04:51	VARA-	IVA	Kl. 0451: 220 kV ledning Varangerbotn-Ivalo: Enfase kortslutning L1-j, avstand til feil fra Ivalo var 31 km. Ledningen falt korrekt enfaset, med vellykket gjeninkopling. Ingen konsekvenser.	220	Forbigående
2012005010	RN	02.02.2012		18:50	VARA-	IVA	Kl. 1850: 220 kV ledning Varangerbotn-Ivalo: Varig kortslutning pga mastehavari på norsk side under sterk vind og islast. Korrekt utløsning av distansevern for L3+j, mislykket prøveinnkobling fra finsk side. Ledning ble deretter liggende ute inntil videre. Før utfall gikk det 54 MW mot Finland. Inn 10/02.etter reparasjon.	220	Varig
2011000682	RN	24.10.2011		08:05	VARA-	IVA	kl 0805 Varanger-Ivalo 220kV linje falt ut under klargjøring av utkobling av Varanger T4. Fingrid delte i Ivalo før vi hadde avbrutt eksporten. Konsekvensen ble øydrift Kirkenes-Bjørnevatn-Skogfoss til vi fikk inn 132Ae1AE etter 125 sekunder. Produksjon i Skogfoss falt ut. Skogfoss G1 og G2 startet 0832. Før feilen lå nettet delt i Varangerbotn. Kirkenes mot Finland. Eksport til Finland var 47MW Ingen sluttbrukere utkoblet.	220	Forbigående
2011000502	RM	01.09.2011		11:22	NEA -	JÄR	Kl 1122 : Nea, 420 kV ledning Høgåsen/Järpen : Uønsket utløsning under demontering av vern. Distansereleet var lagt i prøve før arbeidet startet, mens jordstrømvernet ble oversett. Idet strømkrets ble kortsluttet, oppsto usymmetri slik at jordstrømvernet fikk startbetingelser og løste. På forhånd var T10 i Nedre Røssåga mot Rana ute, og nettet delt mellom Aura og Vågåmo, og i	420	Forbigående

Rapportnr.	Region	Dato	Klokke	Stasjon	Avgang	Kommentarer	Spg	
						Nedre Røssåga mot Ajaure. I Midt-Norge steg frekvensen kortvarig til 50,75 Hz. Innfaset etter 6 minutter.		
2011000419	RN	27.07.2011	14:08	VARA-	IVA	Lynnedslag på finsk side. Permanent utfall både i Varangerbotn og Ivalo (delt mot Finland) Måtte kjøre ned Skogfoss krv for å få koplet inn 132 T4AE+BE i Varangerbotn på grunn av høy vinkel, og	220	Varig
2011000298	RS1	20.06.2011	14:08	HASL-	BOR	Kl. 1408 420kV linje Hasle - Borgvik: Utfall av linje, trolig som følge av lynnedslag. Inn på GIK i Hasle, I Borgvik ligger bryter ute til SVK har inspisert. PFK starta i Kvilldal og Sima, kobla ifra ca 850 MW produksjon.Linjen falt troligen pga lyn aktivitet i Sverige. Ca 550 MW export till Sverige vid utfallet.	420	Varig
2010000327	RS1	05.08.2010	19:06	HALD-	SKO	Kl 1906: 420 kV Halden-Skogsäter: Enfaset kortslutning L3-j under tordenvær. I Halden falt ledningen planmessig trefaset etter 100 msek, med automatisk gjeninnkopling etter 20 sek.	420	Forbigående
2010026013	RN	28.07.2010	07:56	VAJ	VARA-	Kl 0756: 220kV samleskinne i Vajukoski (Fingrid). Utfall under test av vern. Medførte separatnett med produksjonsoverskudd i deler av Øst-Finnmark. I separatnettet oppsto det kortvarig høy spenning og frekvens. Forsyningen til Kirkenes falt ut etter ca 5 s. I 132kV nettet ble det på dette tidspunktet registrert en spenning på 182kV. Forsyningen til Kirkenes gjenopprettet kl. 0758. Som følge av den høye spenningen, har det oppstått skader hos sluttbrukere .	220	Varig
2010000306	RN	22.07.2010	00:46	VARA-	IVA	Kl 0046: 220 kV ledning Varangerbotn-Ivalo: Enfaset kortslutning L2-j av uklar årsak. I Varangerbotn falt ledningen korrekt enfaset, med vellykket hgik. I Ivalo falt ledningen trefaset, og det oppsto separatnett under Varangerbotn (delt på 132 kV samleskinne). Skogfoss falt for høy frekvens, mens Melkefoss opprettholdt forsyningen. Inn i Ivalo kl 0052. Skogfoss inn kl 0124.	220	Forbigående
2009000525	RN	05.10.2009	16:19	VARA-	IVA	Kl 1619: 220 kV ledning Varangerbotn-Ivalo: Forbigående enfaset kortslutning L2-j av ukjent årsak. Ledningen falt korrekt enfaset, med vellykket gjeninnkopling i begge ender.	220	Forbigående
2009000320	RN	03.08.2009	06:42	OFOT-	RIT	kl 0642: 420 kV Ofoten Ritsem faller i begge ender. SvK opplyser at det feilaktig er lagt inn jord på felt Ofoten i Ritsem. Inn etter 2 minutter.	420	Varig
2009000265	RS1	18.07.2009	03:55	HASL-	BOR	Kl 0355: 420 kV ledning Hasle-Borgvik: Planmessig utløsning i Hasle ved feil i utenlandsk nett (avlederhavari). Etter frakopling av feilberørt anlegg i Borgvik, ble ledningen spenningssatt fra Hasle kl 0728, og innkoplet i Borgvik kl 0732	420	Varig
2008000534	RM	29.07.2008	14:30	NEA -	JÄR	300 kV ledning Nea-Jærpestrømmen: Forbigående kortslutning under tordenvær.	300	Forbigående
2008000594	RN	22.07.2008	10:13	VARA-	IVA	220 kV ledning Varangerbotn-Ivalo: Forbigående kortslutning fase L2-j. Gik-funksjon i Varangerbotn sviktet, og det oppsto separatdrift med effektoverskudd (55 Hz) i det	220	Forbigående

Rapportnr.	Region	Dato	Klokke	Stasjon	Avgang	Kommentarer	Spg	
						norske 132 kV nettet øst for Kvænangen. Innfaset mot Finland kl 1040 etter nedregulering i Alta kraftverk.		
2008000490	RN	15.07.2008	05:20	OFOT-	RIT	420 kV ledning Ofoten-Ritsem: Forbigående kortslutning fase L3-j av ukjent årsak. Ledningen falt planmessig trefaset, og det oppsto separatnett nord for Rana (ledning Svartisen lå ute). Innfaset i Ofoten etter 14 min.	420	Forbigående
2008000497	RN	14.07.2008	00:00	VARA-	IVA	220 kV ledning Varangerbotn-Ivalo: Forbigående kortslutning fase L3-j av ukjent årsak.	220	Forbigående
2008000485	RN	13.07.2008	11:50	VARA-	IVA	220 kV ledning Varangerbotn-Ivalo: Forbigående kortslutning fase L1-j av uklar årsak (torden?). T4 i Varangerbotn falt uønsket på 132 kV siden. Separatnettet som oppsto opprettholdt forsyningen fra Melkefoss, og ble etter 2 min innfaset mot det øvrige norske nettet. Ledning Ivalo inn i tomgang kort tid etter.	220	Forbigående
2008000469	RN	01.07.2008	12:49	VARA-	IVA	220 kV ledning Varangerbotn-Ivalo: Forbigående kortslutning fase L3-j under tordenvær, med påfølgande utfall av produksjon i Skogfoss og Boris Gleb.	220	Forbigående
2008000432	RS1	16.06.2008	14:57	HALD-	SKO	420 kV ledning Halden-Skogsäter: Forbigående kortslutning fase L2-L3-j under tordenvær	420	Forbigående
2008000430	RM	16.06.2008	18:29	NEA -	JÄR	300 kV ledning Nea - Järpen: Forbigående kortslutning fase L1-j under tordenvær.	300	Forbigående
2008000078	RM	24.02.2008	19:47	N.RØ-	AJA	220 kV lendning Nedre Røssåga-Ajaure: Utfall av ukjent årsak. Feilsted beregnet til 24,4 km fra N.R.	220	Varig
20070259	RN	25.08.2007	12:53	VARA-	IVA	220kV ledning Varangerbotn-Ivalo: Kortsluttning R-fase torlig som følge av lyn.	220	Forbigående
20070253	RS1	12.08.2007	01:11	HASL-	BOR	420 kV ledning Hasle-Borgvik: Forbigåendet kortslutning fase T-j under tordenvær	420	Forbigående
20070225	RN	01.08.2007	05:11	OFOT-	RIT	420 kV ledning Ofoten-Ritsem: Forbigående kortslutniing fase S-j av ukjent årsak	420	Forbigående
20070206	RS1	08.07.2007	15:57	HALD-	SKO	420 kV ledning Halden-Skogsäter: Forbigående kortslutning S-j, antatt på grunn av torden.	420	Forbigående
20070128	RN	27.05.2007	14:14	IVA	VARA-	220 kV ledning Ivalo-Varangerbotn: Enfase kortslutning med jord fase R-j i utenlansk nett.	220	Forbigående
20070105	RN	01.05.2007	11:30	IVA	VARA-	220 kV ledning Ivalo - Varangerbotn: Forbigående kortslutning L1-j av uklar årsak i utenlandsk nett.	220	Forbigående
20070030	RN	11.02.2007	10:06	IVA	VARA-	220 kV ledning Ivalo - Varangerbotn: Forbigående 1-fase kortslutning av uklar årsak i utenlandsk nett.	220	Forbigående
20060287	RS1	24.07.2006	20:43	HASL-	BOR	420 kV ledning Hasle-Borgvik: Forbigående enfase kortslutning under tordenvær.	420	Forbigående
20060262	RN	08.07.2006	22:01	VARA-	IVA	220 kV ledning Varangerbotn - Ivalo: Forbigående kortslutning L1-j i utenlandsk nett under tordenvær.	220	Forbigående
20060406	RN	08.07.2006	22:02	VARA-	IVA	220 kV ledning Varangerbotn - Ivalo: Forbigående jordslutning i utenlandsk nett etter tordenvær.	220	Forbigående
20060033	RN	20.01.2006	09:09	OFOT-	RIT	420 KV LEDNING OFOTEN-RITSEM: Gjentagende forbigående kortslutning fase R-T under sterk vind OFOTEN, DISTANSERELÉ 420 KV AVGANG KVANDAL: Trolig uønsket utløsning av ukjent årsak Kl. 0948: 420 KV LEDNING KOBBELV-OFOTEN: Forbigående kortslutning fase R-j som utviklet seg til kortslutning fase T-j under sterk vind Kl.	420	Forbigående

Rapportnr.	Region	Dato	Klokke	Stasjon	Avgang	Kommentarer	Spg	
						1114: 420 KV LEDNING KOBBELV-OFOTEN: Forbigående kortslutning fase T-j under sterk vind Kl. 1133: 420 KV LEDNING KOBBELV-OFOTEN: Forbigående kortslutning fase R-j under sterk vind Kl. 1141: 420 KV LEDNING KOBBELV-OFOTEN: Forbigående kortslutning fase T-j under sterk vind		
20060087	RN	20.01.2006	13:56	OFOT-	RIT	420 kV ledning Ofoten-Ritsem: Gjentagende forbigående kortslutning fase R-T revolveringsmast under sterk vind Tornehamn (Sverige), 132 kV avgang Sildvik: Utkobling trolig for effektvippe i forbindelse med utfallet over.	420	Forbigående
20050476	RM	12.12.2005	05:17	N.RØ-	AJA	220 kV ledning Nedre Røssåga-Ajaure: Forbigående kortslutning fase S-j under sterk vind.	220	Forbigående
20050340	RM	13.09.2005	12:05	N.RØ-	AJA	Nedre Røssåga, 220 kV ledning Ajaure: Utløsning for overlast/pendling som følge av misforståelse under produksjonsregulering i Rana kraftverk. Sjona, 60 MVA aggregat 1: Utløsning for høy frekvens(?) etter ovennevnte feil.	220	Varig
20050274	RS1	08.08.2005	16:17	HALD-	SKO	420 kV ledning Halden-Skogsæter: Forbigående enfase kortslutning R-j under tordenvær.	420	Forbigående
20050275	RS1	08.08.2005	16:25	HALD-	SKO	420 kV ledning Halden-Skogsæter: Forbigående enfase kortslutning R-j under tordenvær.	420	Forbigående
20050363	RN	05.08.2005	15:58	VARA-	IVA	220 kV ledning Varangerbotn-Ivalo: Forbigående 3-fase kortslutning 190 km fra Varangerbotn under tordenvær.	220	Forbigående
20050278	RM	05.08.2005	16:25	NEA -	JÄR	300 kV ledning Nea-Järpen: Forbigående kortslutning fase R-S-j under tordenvær.	300	Forbigående
20050297	RN	16.07.2005	21:12	IVA	VARA-	220 kV ledning Ivalo-Varangerbotn: Forbigående kortslutning i fase R-j på 79,6 km fra Varangerbotn (Finland) under tordenvær	220	Forbigående
20050241	RM	08.07.2005	16:36	NEA -	JÄR	300 kV ledning Nea-Järpen: Forbigående kortslutning fase T-j under tordenvær.	300	Forbigående
20050242	RM	08.07.2005	16:49	NEA -	JÄR	300 kV ledning Nea-Järpen: Forbigående kortslutning fase S-j under tordenvær.	300	Forbigående
20050072	RM	23.02.2005	10:32	NEA -	JÄR	300 kV ledning Nea-Järpen: Forbigående kortslutning fase T-j av ukjent årsak (snø/is?)	300	Forbigående
20050040	RN	30.01.2005	14:10	OFOT-	RIT	420 kV ledning Ofoten-Ritsem: Varigkortslutning fase T-j på grunn av løs toppline På grunn av utfallet over: Kobbelv, 420 kV avgang Salten: Korrekt ut for nettsplitting	420	Varig
20050102	RN	07.01.2005	23:29	VARA-	IVA	220 kV ledning Varangerbotn-Ivalo: Utfall i Finland som følge av geomagnetisk storm.	220	Varig

13.2 Vedlegg 2: Oversikt over systemvern

Systemvern – oversikt over plassering, funksjoner, når vernene benyttes, hva som utløser dem samt hvor ofte de brukes. Oversikten er i sin helhet hentet fra [1].

Nord-Norge nord for Ofoten

Funksjoner:

Det er installert BFK på Finnfjordbotn smelteverk og på Statoils anlegg på Melkøya.

Når blir vernet brukt:

Vernet på Finnfjordbotn blir aktivert ved stort underskudd nord for Ofoten. Dette er i hovedsak på vinterstid når det er høyt forbruk og lav produksjon i området.

Hva utløser verna:

Utløsning skjer ved utfall på 420 kV nettet nord for Ofoten. Da vil utkobling av BFK avlaste det parallelle 132 kV-nettet nordover.

Hvor ofte blir det brukt:

BFK Finnfjordbotn er i bruk ukentlig i vintersesongen. BFK Melkøya er kun i bruk dersom Melkøya trekker kraft fra nettet, og kun når Finnfjordbotn ikke gir tilstrekkelig virkning.

Nord-Norge sør for Ofoten

Funksjoner:

I Nord-Norge er det installert PFK på Kobbelv og Svartisen. I tillegg er det installert nettsplittingsvern som deler 420 kV-nettet mellom Kobbelv og Salten ved utfall av 420 kV-linja mellom Ofoten og Porjus. I tillegg er det et nettsplittingsvern som kobler ut T5 i Rana og tilhørende produksjon i Rana.

Når blir vernet brukt:

Verna blir brukt for å øke eksportkapasiteten ut fra Nord-Norge ved stort overskudd.

Hva utløser verna:

Nettsplittingsvernet og PFK Kobbelv blir utløst ved utfall av 420 kV-linja mellom Ofoten og Sverige. Dette er for å forhindre overlast eller pendlinger på gjenværende ledninger. PFK Svartisen blir utløst ved utfall av 420 kV-linja fra Nedre Røssåga til Svartisen, 420kV-linja Kobbelv-Ofoten og ved overlast på 300 kV-linjene fra Tunnsjødal til Midt-Norge.

Hvor ofte blir de brukt:

I perioder med overskudd er det i bruk daglig. Bruken følger kjøremønsteret til de store kraftverka i området, Svartisen og Kobbelv. Bruken varierer mye fra år til år avhengig av den hydrologiske balansen i området. Overlastverna som utløser PFK i Svartisen står alltid på når Svartisen er i drift. Nettsplittingsvernet på T5 Rana er i bruk kun når PFK Svartisen ikke er tilstrekkelig eller ikke er tilgjengelig.

Midt-Norge

Funksjoner:

I Midt-Norge er det installert BFK på Hydros anlegg på Sunndalsøra og på landanlegget til Ormen Lange ved Nyhamna.

Når blir vernet brukt:

BFK på Sunndalsøra øker importkapasiteten til Midt-Norge generelt og Møre og Romsdal spesielt. BFK på Nyhamna er alltid på.

Hva utløser verna
BFK på Sunndalsøra blir utløst ved utfall av 420kV nettet mellom Viklandet og Midskog, samt 300kV nettet mellom Aura og Klæbu. BFK på Nyhamna blir utløst ved utfall på 420kV nettet mellom Viklandet og Fræna.

Hvor ofte blir det brukt:
Bruken er svært avhengig av den hydrologiske situasjonen i Midt-Norge. Med stort importønske og høy last er vernet i bruk ukentlig, i hovedsak på natt og helg. Dette er først og fremst på vintertid. BFK på Nyhamna står alltid på for å unngå spenningsmessige og/eller termiske problemer i 132kV nettet ved utfall i 420kV nettet.

Vestlandet
Funksjoner:
På Vestlandet er det systemvern både til overskudds- og underskuddssituasjoner. Det er installert PFK på Tyin, Matre og Energiverk Mongstad. Det er også nettsplittingsvern og BFK i Bergensområdet.

Når blir vernet brukt:
PFK Tyin blir brukt for å øke eksportkapasiteten ut fra Nord-Vestlandet ved stort overskudd. Dette kan være overskudd i Sogn og Fjordane og i Bergensområdet. BFK i Bergensområdet blir brukt når det er underskudd i Bergensområdet alene eller sammen med Sogn og Fjordane. PFK i Bergensområdet blir brukt ved stort overskudd i 132 kV-nettet, oftest når kraftverket på Mongstad produserer.

Hva utløser verna:
PFK Tyin er knyttet til overlast på, eller utfall av, 300 kV Fardal-Aurland. Overlast kan oppstå når andre linjer ut fra området faller ut. BFK er knyttet til overlast på 300 kV-linjer inn til Bergen. Det er også vern som løser ut forbruk ved for lav spenning i Bergen.

Hvor ofte blir det brukt:
PFK Tyin blir brukt i perioder med svært høy produksjon i området. Dette er oftest på vår, sommer eller høst når det er høy snøsmelting eller mye nedbør. Småkraftproduksjonen i området er en vesentlig faktor for når vernet er i bruk. BFK Bergensområdet, som blir utløst ved overstrøm inn til selve Bergen, er i bruk hele vinteren. Dette er hovedsakelig knyttet til høyt forbruk.

Sørlandet
Funksjoner:
På Sørlandet er det systemvern på HVDC-kablene Skagerrak 3&4 og NorNed, PFK på Tonstad og et systemvern i 110kV nettet i Vest-Agder. Systemvernet i 110kV nettet består både av PFK på Skjerka kraftverk og en nettsplittingsfunksjon.

Når blir vernet brukt:
Vernet på Skagerrak blir brukt til å redusere eksporten ved utfall i 300 kV eller 420 kV-nettet på Sørlandet ved stor eksport og lav produksjon. Skagerrak 3 har også en funksjon som reduserer importen ved utfall i 300 kV eller 420 kV-nettet på Sørlandet ved høy import. PFK Tonstad blir også brukt til å koble bort produksjon ved utfall i nettet ved høy import, men blir kun brukt når

vernet på Skagerrak 3&4 ikke er tilstrekkelig eller er ute av funksjon. Systemvernet på NorNed blir brukt ved høy eksport og samtidig revisjon på Tonstad, eller ved høy import og lav kortslutningsytelse i Feda. Systemvernet i 110kV nettet blir ved høy flyt på 300kV nettet mellom Kristiansand og Feda.

Hva utløser verna:
Utløsning av Skagerrak 3&4 skjer ved overlast på utvalgte linjer på Sørlandet. I tillegg utløses vernet på Skagerrak 3&4 ved utfall på 420 kV nettet mellom Holen og Kristiansand eller Arendal og Bamble. Denne funksjonen aktiveres ved behov. Utløsning av NorNed skjer ved utfall på Tonstad eller overlast mellom Tonstad og Feda. Systemvernet i 110kV nettet skjer ved overlast i nettet, typisk ved utfall på 300kV nettet.

Hvor ofte blir det brukt:
Vernet på Skagerrak 3&4 som utløses ved overlast står alltid på. Tonstad blir sjelden brukt fordi det ofte er uheldig å miste produksjon i området ved stor import. Vernet som reduserer utvekslingen på Skagerrak 3&4 ved utfall i 420kV mettet blir brukt ved stor eksport og lav produksjon, oftest ved utkoblinger i 300 kV-nettet. Denne funksjonen er en ekstra sikkerhet, men gir ingen ekstra nedkjøring på Skagerrak 3&4. Overlastvernet på NorNed står normalt på. Vernet som utløses ved utfall på Tonstad står på i perioder ved revisjon på Tonstad og i perioder når kortslutningsytelsen på Sørlandet er lav, typisk sommerstid. Systemvernet i 110kV nettet er sjelden i bruk.

Østlandet
Funksjoner:
På Østlandet er det PFK på flere kraftstasjoner knyttet til ulike funksjoner: Haslesnittet(mot Sverige, SE3), Fleaskersnittet, 420kv Hallingdalssnittet, 300kV Hallingdalssnittet og 132kV Østnettet. Det er nettsplittingsfunksjon ved brudd i forbindelsen mellom Østlandet og Sverige og et nettsplittingsvern som i gitte situasjoner kan øke importkapasiteten fra Sverige til Østlandet. I tillegg er det installert BFK-vern i Frogner.

Når blir vernet brukt:
PFK-funksjon på Haslesnittet, Flesakersnittet og 420kV Hallingdalssnittet blir brukt for å øke eksportkapasiteten. PFK 300kV Hallingdalssnittet blir brukt ved høy flyt på 300kV-linjene fra Hallingdal inn mot Oslo. PFK i Østnettet blir brukt ved høy produksjon i 132kV nettet sør i Oppland og Hedmark. Nettsplittingsfunksjonen øker eksport- og importkapasitet når en av de to 420 kV-linjene fra Østlandet til Sverige er utkoblet. BFK i Frogner er i bruk ved høy flyt på 420/66 kV transformatorene.

Hva utløser verna:
Det er en rekke utfall og overlaster i 420-, 300 kV og 132 kV-nettet som utløser PFK på Østlandet. Nettsplitt Sør-Norge medfører at Sør-Norge sør for Dovre blir separert fra resten av det nordiske systemet dersom det oppstår en feil som medfører brudd i 420 kV-nettet fra Østlandet til Sverige. BFK i Frogner blir utløst ved utfall av en av 420/66 kV transformatorene.

Hvor ofte blir det brukt:
PFK-funksjonene på Hasle-, Flesaker- og 420kV Hallingdalssnittet blir hovedsakelig brukt ved høy eksport fra Østlandet til Sverige. Hvor ofte dette skjer, er avhengig av den hydrologiske situasjonen i Sør-Norge. I overskuddsperioder er vernet i bruk daglig, i underskuddssituasjoner kan det gå måneder mellom hver gang. PFK-funksjon på 300kV Hallingdalssnittet er i bruk ved høyt forbruk i Oslo eller i revisjonssesongen. PFK i Østnettet styres av den hydrologiske

situasjonen i området. Nettsplittingsvernet står alltid på som en ekstra sikkerhet for å redusere konsekvensene av en N-2 feil (to samtidige utfall) mellom Østlandet og Sverige. BFK i Frogner er i bruk vinterstid.

Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no